

УДК 004:622.3

**Управление процессом создания и внедрения новых
инновационных технологий подземной газификации углей**

**Management of process of creation and introduction of new
innovative technologies of underground gasification of coals**

Каренов Р.С.

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

Көмір қабаттарын жер асты газдандырудың шикізат базасын кеңейтуге әкелетін жаңа технологиялық элементтерге сипаттама берілген. «Көмірді жер асты газдандыру (КЖАГ) — Жылу электр станциясы (ЖЭС)» кешенді электроэнергетикалық кәсіпорындар жобаларын тәжірибе жүзінде жүзеге асыру мүмкіндіктері қарастырылған. Көмірді ішкіциклдық газдандырудың ерекшеліктері мен артықшылықтары келтірілген. Электр энергиясымен қатар көмірді ұқсатудың пиролиз және басқа да жолдары арқылы әр түрлі өнімдер алуға мүмкіндік беретін көмірді кешенді пайдалануға негізделген энергетикалық кәсіпорындарға көшуді білдіретін «Болашақты көру–21» бағдарламасының міндеттері көрсетілген. «КЖАГ — метан» симбиозды технологиясының артықшылықтары жалпыланған. Көмірді электр энергетикасында пайдаланудың жаңа ғылыми-техникалық бағыты ретіндегі «аса таза көмірлі-сутегілі энергетиканы» жасау қажеттілігі негізделген. Газдандырудың жаңа үдерісі ретіндегі қабатты газдандыруға көңіл бөлінген.

The characteristic is given to the new technological elements causing expansion of a raw-material base of underground gasification of coal layers. Possibilities of practical realisation of projects of the complex electro-power enterprises are considered «Underground gasification of coal (UGC) — The Thermal power station (TPS)». Features and advantages of intracyclic gasification of coal reveal. Program problems are shined «Vision–21», providing transition to the power enterprises based on complex use of coal with reception, along with the electric power, various production by pyrolysis and other processes of processing of coal. Advantages technologies of development coal deposits are generalised «Underground gasification of coal (UGC) — methane». Necessity of creation is proved «Superpure coal-hydrogen power». As new scientific and technical direction of use of coal in electric power industry. The attention слоевой coal gasifications as new process of gasification is paid.

*Новые технологические элементы, обуславливающие расширение сырьевой базы
подземной газификации угольных пластов*

В свете реализации Госпрограммы форсированного индустриально-инновационного развития страны в 2010–2014 гг. переход к нетрадиционным технологиям обработки угольных пластов должен занять основное место в системе приоритетов перспективной научно-технической политики угольной отрасли. В этой связи особенно актуальным становится дальнейший поиск новых технологий подземной газификации углей (ПГУ) для экологически безопасной и экономически рентабельной разработки угольных пластов со сложными горно-геологическими условиями залегания.

Следует отметить, что в последнее время технология ПГУ претерпевает заметные изменения, существенным образом влияющие на оценку пригодности того или иного месторождения для подземной газификации угольного пласта. За последние 15–20 лет в странах СНГ (прежде всего в России и Украине) и за рубежом (прежде всего в США и Западной Европе) созданы и отработаны новые элементы технологии, существенно расширяющие сырьевую базу ПГУ [1–7].

Эти новые технологические элементы, обуславливающие расширение сырьевой базы подземной газификации угольных пластов, сводятся к следующему [8].

1. Газификация угля в длинных буровых каналах по угольному пласту с постепенным переносом точки подвода окислителя по длине дутьевой скважины, позволяющая не только интенсифицировать тепло массообмена между окислителем и реакционной поверхностью угольного пласта и повысить выход горючих компонентов в образующем газе (CO_2 , H_2 , CH_4), но и снизить удельные затраты на подготовку угля к газификации, повысить стабильность процесса ПГУ.

2. Бурение длинных каналов (скважин) по угольному пласту, опробованное с помощью электрических и винтовых забойных двигателей. Системы слежения за положением забойного двигателя в угольном пласте позволяют не только добиться высокой скорости бурения, но и сократить количество выходов во вмещающие породы.

3. Газификация угля на дутье, обогащенном кислородом и паром, а также на чистом кислороде (95 % O_2) с присадкой перегретого пара, обуславливающая возможное получение сырого газа ПГУ с теплотой сгорания 8–10 МДж/м³.

4. Утилизация тепла извлекаемого газа ПГУ, не только повышающая КПД процесса газификации, но и позволяющая вернуть большую часть ранее потерянного физического тепла в зону газификации в виде перегретого пара и нагретого дутья.

5. Возможность поддержания в подземном газогенераторе, с увеличением глубины газифицируемого угольного пласта, повышенного давления. Последнее не только благоприятствует повышению в газе ПГУ концентрации метана, но и позволяет снизить приток подземных вод в зоны газификации.

6. Возможность в отдельных случаях (с целью снижения утечек газа и дутья из подземного газогенератора) осуществления процесса ПГУ при пониженном давлении. Последнее осуществляется с помощью отсоса газа ПГУ специальными тяговыми устройствами, устанавливаемыми на газоотводящих скважинах. Такая система подземной газификации угля, заключающаяся в нагнетании дутья в одни скважины и отсосе образовавшегося газа из других скважин, особенно желательна в условиях близости соседних отработанных участков угольного месторождения, а также при повышенной проницаемости пород непосредственной кровли угольного пласта.

7. Низкая (10–15 МВт) мощность газовых турбин, ограничивающая тепловую мощность предприятия ПГУ. Если близлежащему потребителю достаточно такой тепловой мощности, то требуемые запасы угля для ПГУ могут быть весьма ограниченными.

8. Возможность исполнения наземного энергохимического комплекса современного предприятия ПГУ различным образом, определяемым энергетической, экологической и социальной инфраструктурой региона. Потребителем энергоносителя предприятия ПГУ могут быть электростанция, местная промышленность, а также специальное химическое предприятие по синтезу метана или жидкого топлива на базе основных компонентов газа ПГУ (CO , H_2). При этом транспортирование таких цепных энергоносителей, как электричество или метан возможно осуществлять на дальние расстояния.

Следует отметить, что разработанные на сегодняшний день новые технологические приемы и конструктивные решения существенно превосходят уровень ПГУ 70-х годов прошлого столетия, когда бывшим Советским Союзом была продана лицензия в США. Новые конструкции дутьевых и газоотводящих скважин, а также управляемая система выгазовывания угольного пласта позволяют получить следующие преимущества [9]:

- устойчиво получать газ максимальной теплоты сгорания;
- повысить степень выгазовывания угольного пласта до 90–95 %, снизить утечки газа из подземного газогенератора до 5 %;
- повысить КПД газификации до 80–85 %;
- минимизировать экологическое воздействие на подземную гидросферу;
- отрабатывать оставленные запасы угольных шахт, в том числе закрывающихся, методом нагнетательно-отсосной технологии ПГУ;
- разрабатывать глубоко залегающие угольные пласты и учитывать при этом проявления горного давления;
- уменьшить количество требуемых буровых скважин и снизить благодаря этому расходы на бурение в себестоимости газа с 30 до 10 %;

- получать газообразный энергоноситель по себестоимости в 1,5–2 раза меньше, чем условное топливо на соседних угольных шахтах;
- получать из газа ПГУ заменитель природного газа по себестоимости 50–60 долл./1000 м³.

В настоящее время использование газа подземной газификации на блоке-модуле ПГУ возможно осуществлять по двум основным направлениям [10].

1. В США в результате большого количества полевых экспериментов на глубинах до 300 м разработана технология ПГУ на парокислородном дутье, позволяющая решать следующие вопросы:

- производство энергетического и синтетического газа со значительным экономическим преимуществом по сравнению с наземной газификацией угля;
- конкурентоспособность по сравнению с природным газом при производстве синтез-газа;
- возможность использования на значительно больших по количеству угольных месторождениях, чем применение традиционных способов добычи угля.

Американские специалисты считают, что за последние годы развития ПГУ эта технология наиболее отработана и может быть передана для промышленной эксплуатации. При реализации данного направления (так называемого топливного), связанного с использованием газа ПГУ в качестве котельного топлива для нужд местной котельной, существует потребность в получении газа с возможно большей теплотворной способностью (10,5–12,6 МДж/м³). Это требует кислородного либо парокислородного дутья в подземный газогенератор.

2. В бывшем Советском Союзе была принципиально разработана и осуществлена в промышленном масштабе технология ПГУ на воздушном дутье в различных горно-геологических условиях до глубины 400 м. На поверхностном комплексе решена очистка газа от сероводорода с получением ценных химических веществ (гипосульфита и серы), а также очистка сточных вод от фенолов. На конкурсной основе выработана концепция создания экологически чистого предприятия с высокими технико-экономическими показателями по производству новых видов энергоносителей на базе ПГУ.

Данное направление использования газа ПГУ в газотурбинных установках (ГТУ) для получения электроэнергии позволяет использовать газ с теплотворной способностью 3,8–4,2 МДж/м³ с подачей воздуха от компрессоров в подземный газогенератор. В этом случае может применяться либо передвижная газотурбинная автоматизированная станция типа ПАЭС-2500 мощностью 2,5 МВт, либо более мощная передвижная газотурбинная электростанция типа ГТЭ-4. Наиболее оптимальной признается станция производительностью 300 млн. м³ газа ПГУ в год (примерно 35 тыс. м³ газа ПГУ в час на поверхность по газоотводящим скважинам подземного газогенератора), что эквивалентно отработке 80–199 млн. т угля в год [11].

В целом отечественный и мировой опыт разработки технологии ПГУ выработал наиболее рациональный порядок ее создания и внедрения в определенных горно-геологических условиях — это научные исследования, опытно-конструкторские работы, пилотная установка, промышленная станция ПГУ.

*Возможности практической реализации проектов комплексных
электроэнергетических предприятий «ПГУ-ТЭС»*

Поскольку научно-технический прогресс не стоит на месте, то современные процессы газификации угля существенно отличаются от уровня 1950–1970 гг. и по технологическим, и по экологическим показателям. И если тогда были известны три-четыре основных способа газификации с несколькими вариациями для каждого, то в настоящее время счет идет на десятки. Причина такого разнообразия заключается в том, что невозможно разработать один универсальный процесс, который будет использовать самые разные угли и производить продукцию, пригодную для всех случаев жизни: для традиционной и водородной энергетики, для многочисленных химических технологий и металлургии. Каждый процесс имеет свою потребительскую нишу, свои недостатки и свои преимущества.

Учитывая большие выбросы вредных веществ (угольная пыль, зола, СО, SO₂, CO₂, NO_x) углесжигающими производствами, угольная отрасль (как самая заинтересованная) во всем мире возглавила проблему создания и внедрения экологически чистых технологий у потребителя (угольные ТЭС с улавливанием выбросов, угольные ТЭС с газовой надстройкой, угольные ТЭС с внутрицикловой газификацией угля, комплексные электроэнергетические предприятия «ПГУ-ТЭС» и др.).

Так, на сегодняшний день наиболее характерным примером из новой истории газификации угля может служить комплексное электроэнергетическое предприятие «ПГУ-ТЭС». Теплоэлектростанция (ТЭС) и производство газа ПГУ размещаются в непосредственной близости друг от друга.

Принципиальная схема комплексного электроэнергетического предприятия «ПГУ-ТЭС» состоит в следующем [12]. Кислород (возможно и воздух) в смеси с водяным паром под давлением 2–3 МПа нагнетается в подземный газогенератор через систему дутьевых скважин. Получаемый газ ПГУ с температурой около 300 °С отводят через газоотводящие скважины, оборудованные специальным бесконтактным водяным охлаждением. Получаемый в результате рекуперации физического тепла газа (от 800 до 300 °С) пар с температурой 200–250 °С поступает в паронагреватель.

Газ ПГУ направляется сначала в очистную установку, а затем сжигается в камере сгорания под давлением. Часть горячего энергоносителя расходуется на прогрев пара, генерируемого в системе охлаждения газоотводящих скважин, а другая оставшаяся часть с температурой 800–850 °С поступает в газотурбинную установку (ГТУ).

Отработанные газы с температурой 400–500 °С поступают в экономайзер или, смешиваясь с перегретым паром, попадают в паровую турбину. Возможны иные тепловые схемы бинарного парогазового цикла (БПГЦ) с использованием газогенераторов подземной газификации угля.

Энергетическая эффективность предприятия «ПГУ-электростанция» характеризуется следующими параметрами:

- а) химический КПД газификации 70 %;
- б) термический КПД 80 (70 + 10) %;
- в) КПД преобразования тепловой энергии в электрическую 42 %;
- г) потребление энергии на компрессию дутья 5 %;
- д) чистый КПД преобразования тепловой энергии в электрическую 37 %;
- е) общий КПД (процент от энергии угля) 29,6 %.

Таким образом, в расчете на газифицируемый под землей уголь общий энергетический КПД комплексного предприятия «ПГУ-электростанция» достигает 30 %. С учетом неизбежных потерь угля и газового энергоносителя в недрах общий КПД такого предприятия реально должен составлять 22–25 % [12].

Комплексные предприятия «ПГУ-ТЭС» могут быть широко распространены не только на крупных угольных месторождениях, но и на малых (линзовых). Традиционная шахтная эксплуатация последних считается нерентабельной и нецелесообразной.

Одним словом, практическая реализация проектов комплексных предприятий «ПГУ-ТЭС» будет эффективно способствовать созданию действительно экологически чистых угольных технологий в топливной электроэнергетике. Кроме того, такие предприятия представляют собой реальные примеры замещения природного газа и мазута углем и продуктами его переработки. Широкое внедрение подобных комплексных предприятий, особенно в энергодефицитных регионах республики, существенно повысит долю угля в топливно-энергетическом балансе Республики Казахстан.

Внутрицикловая газификация угля

За последние 10–15 лет в мировой энергетике произошел прорыв в области комбинирования технологического и энергетического использования угля в крупном масштабе — идет процесс создания угольных тепловых электростанций с парогазовыми установками (ПГУ), в которых газотурбинные установки работают на газе, получаемом путем газификации угля в газогенераторах, установленных непосредственно на ТЭС, входящих в систему топливоподготовки ТЭС. Соответственно такие установки получили название ПГУ с внутрицикловой газификацией угля (ВЦГ) [13].

Особенности ВЦГ заключаются в следующем [14]:

- а) избыточное давление в системах газификации и очистки генерируемых горючих газов, благоприятствующее обоим процессам, обеспечивается от воздушных компрессоров БПГЦ;
- б) физическое тепло и избыточное давление генерируемого газа максимально утилизируется в энергетической установке для получения полезной мощности.

Дополнительные преимущества по сравнению с обычными традиционными паротурбинными электростанциями заключаются в следующем [12]:

1. Многоступенчатое сжигание органического топлива с предварительной газификацией в первой степени (внутрицикловая газификация — ВЦГ) и очистка генерируемого газа от золы и сернистых соединений. Такая схема позволяет получать чистое рабочее тело для газовых турбин и наиболее полно сократить выбросы вредных веществ (SO_2 , NO_x , зола) в окружающую среду.

2. Стоимость системы внутрицикловой газификации (сжигания) топлива будет существенно ниже, чем в обычных угольных ТЭС, так как наличие сжатого воздуха (окислителя) в первом случае

позволяет проводить процессы газификации и очистки рабочего тела перед газовой турбиной под давлением без дополнительных затрат на компремирование.

За последние 5–10 лет программы реализации БПГЦ с ВЦГ твердого топлива стали действовать в США, Великобритании, Германии, Нидерландах, Японии, Франции и других странах. Проявленный в ряде стран интерес и темпы разработок и создания БПГЦ с ВЦГ подтверждают актуальность перехода в энергетике на новую двухступенчатую технологию сжигания твердого топлива с предварительной внутрицикловой его газификацией в первой ступени сжигания.

Экологическая эффективность и техническая надежность новой технологии топливоиспользования в составе БПГЦ с ВЦГ продемонстрированы опытом эксплуатации демонстрационных блоков мощностью 170 и 120 МВт в Германии и США.

Так, опыт газификации угля в Европе более чем за 150 лет ее использования был недостаточным, чтобы уже в 1976 г. в Германии на электростанции «Келлерман» был пущен впервые в мире энергоблок с внутрицикловой газификацией. Получаемый в газификаторе из угля газ, очищенный от сажи и сероводорода в мокрых скрубберах, сжигался в двух высоконапорных парогенераторах при давлении 0,9 МПа. Продукты сгорания газа с температурой 8000 °С подавались в газовую турбину мощностью 74 МВт, а получаемый в парогенераторах водяной пар давлением 12 МПа и температурой 5300 °С подавался в паровую турбину мощностью 96 МВт. Суммарная мощность энергоблока составляла 170 МВт, кпд парогазового цикла — около 37 %.

В США на электростанции «Кул Уотер» в 1984 г. была пущена парогазовая установка мощностью 110 МВт с газификацией битуминозного угля в газификаторах фирмы «Гексако». Топливо в газификаторы подается в виде водоугольной суспензии под давлением 4 МПа. Газ, очищенный от механических примесей и сероводорода, сжигается в камере сгорания газовой турбины и подается в ее проточную часть с температурой 12500 °С. Выхлопные газы турбины направляются в котел-утилизатор, откуда пар поступает в паровую турбину мощностью 55 МВт. Образование оксидов азота подавляется путем впрыска воды в камеру сгорания газа. Суммарный кпд ПГУ, в зависимости от температуры газа на входе в турбину, составляет от 37 до 41 % [15].

Успешный опыт работы ТЭС с внутрицикловой газификацией угля в Германии и США стимулировал развитие работ этого направления в ряде других стран. Сегодня в мире имеется уже более 30 промышленных и опытно-промышленных установок с газификацией угля на ТЭС. Только в США в ближайшие 10–12 лет на такие работы предполагается затратить до 10 млрд. долл. США [15].

Повышенный интерес к внутрицикловой газификации угля в развитых странах мира можно объяснить прежде всего сопоставлением характерных величин удельных выбросов и кпд для ТЭС с ВЦГ и для ТЭС с традиционным сжиганием угля (табл.).

Необходимо отметить, что удельные капитальные затраты при использовании внутрицикловой газификации составляют примерно 1500 долл. США за 1 кВт с перспективой снижения до 1000–1200 долл. США, в то время как для традиционной угольной ТЭС удельные капитальные затраты составляют примерно 800–900 долл. США за 1 кВт [16].

Т а б л и ц а

Величины удельных выбросов и кпд для ТЭС с внутрицикловой газификацией и с традиционным сжиганием угля [16; 55]

Параметры	Традиционная угольная ТЭС	ТЭС с внутрицикловой газификацией
Концентрация вредных веществ в дымовых газах (для угольной ТЭС — согласно Евростандарту), мг/м ³ :		
SO ₂	130	10
NO _x	150	30
Электрический КПД, %	33–35	42–46

Ясно, что ТЭС с внутрицикловой газификацией твердого топлива более привлекательна при наличии экологических ограничений в месте размещения и при использовании достаточно дорогого топлива, так как расход топлива на 1 кВт сокращается. Эти условия характерны для развитых стран.

Видимо, в будущем в ВЦГ твердого топлива целесообразно ориентироваться на разработку нового поколения технологий наземной газификации угля, воспроизводящих последние достижения Запада.

Перспективны сухая высокотемпературная очистка генераторного газа и повышение температуры рабочего тела перед газовой турбиной до 1400–1600 °С [12].

Такие ТЭС с БПЦ на твердом топливе позволяют успешно заменить газовые электростанции.

Задачи программы «Видение-21»

Создание блоков ПГУ с ВЦГ можно рассматривать, хотя и с оговорками, как первый значительный шаг энергетики в сторону энерготехнологии. С оговорками, потому что в таких блоках технологический продукт переработки угля — газогенераторный газ используется целиком в качестве топлива и никакой попутной химико-технологической продукции на ТЭС не производится. Но в условиях возрастающей роли угля характерно появление в стратегических прогнозах энергетики подлинно энерготехнологических направлений.

Наряду со строительством энергоблоков, где газогенераторный продукт используется целиком в качестве топлива, уже прогнозируется переход к энергетическим предприятиям, основанным на комплексном использовании угля с получением, наряду с электроэнергией, различной продукции путем пиролиза и других процессов переработки угля (программа «Видение-21», США) [15;7].

В программе «Видение-21» проведена переоценка приоритетов, которые отданы новейшим технологиям угольной электроэнергетики. Первоочередные задачи — энергоресурсосбережение и защита окружающей среды. Это достигается созданием высокоэффективных ПГУ с ВЦГ, обеспечивающих кпд ТЭС 42–45 % в настоящее время и его повышение до 55–60 % после 2010 г., со снижением выбросов CO₂ более чем на 40 %. Особое внимание уделено переходу на энерготехнологическое комбинированное производство электроэнергии, тепла и попутных продуктов из угля.

В рамках программы «Видение-21» планируются к 2012 г. разработка и опробование системы технологических модулей для реализации после 2015 г. различных энерготехнологических комплексов, использующих, помимо угля, различные виды топлива (нефтяной кокс, городские отходы и т.п.) с целью совместного производства в рамках комплекса электроэнергии, тепла, различных видов топливной и химической продукции. Одновременно поставлена задача не только радикального снижения выбросов SO₂ и NO_x, но и углеродсодержащих газов при снижении стоимости электроэнергии на 10–20 % [13].

О ноосферном подходе к решению задач энергетики свидетельствует детально разработанная обширная программа разработки технологий удаления CO₂ из продуктов сгорания угля (связывание CO₂, удаление CO₂ в геологические образования, закачка в океаны и др. — всего десятки технологий). Здесь очевидно, что большие затраты вкладываются в проблему отдаленного будущего и без существенных сиюминутных материальных выгод, т.е. планируется решение задач ноосферного характера.

В программу «Видение-21», помимо уже реализуемых широким фронтом ПГУ с ВЦГ и с топками кипящего слоя под давлением, включены работы по дальнейшему совершенствованию этой техники — включению в энергоблоки топливных элементов и химико-технологических производств.

Наиболее перспективно энерготехнологическое направление совершенствования ПГУ с ВЦГ. Это получение водорода путем преобразования CO₂+H₂O в H₂+CO₂ с выводом CO₂ из цикла и использованием водорода в топливных элементах, включенных в энергоблоки, в качестве транспортного топлива, в различных химико-технологических угольных технологиях. При реализации системы улавливания CO₂ с возвращением в цикл или удалением CO₂ ТЭС будут работать вообще без выбросов CO₂ в атмосферу. Поставленная ноосферная задача будет решена. В программе намечена задача достичь кпд производства электроэнергии 60 % — при сжигании угля и 75 % — при сжигании газа, а при выработке пара в комбинированных энерготехнологических процессах — 85 % [13].

Одним словом, на сегодняшний день уже имеется определенный научно-технический задел для будущей реализации энерготехнологического использования углей.

Достоинства новой симбиозной технологии освоения газоносных угольных месторождений «ПГУ-метан»

Для подземной газификации используются в первую очередь те угольные пласты, отработка которых посредством традиционных способов разработки — шахтного или открытого — является технически затруднительной (либо невозможной) или экономически невыгодной. И таких запасов угля в Казахстане достаточно.

В частности, Карагандинский угольный бассейн является наиболее газоносным среди разведанных бассейнов. Газы угольных пластов бассейна содержат метан, в меньшем количестве — углекис-

лый газ, азот, сероводород, водород и тяжелые углеводороды. В зоне метановых газов содержание углекислого газа снижается до 1 % и менее, азота — до 0,1–0,2 %. Глубина залегания метановых газов 400–1500 м. На глубинах 600–1000 м иногда отмечается водород в количестве до 5–10 %, что повышает взрывоопасность смеси. Кроме того, в отдельных случаях присутствуют тяжелые углеводородные газы (до 0,5 %) и сероводород.

Определенный интерес в этой связи представляют результаты запущенного на участке Саранский в ТОО «Жумыс-Стройсервис» пилотного проекта, ресурсный потенциал которого составляет 26,3 млрд. м³. Средняя метаносность пластов от верхней границы 700 м до нижней 1300 м не превышает 30 м³/т. Прогнозируемая накопленная добыча метана для одной скважины (214 млн. м³) в два раза больше, чем на средней скважине крупнейшего бассейна Сан Хуан в Китае (9,4 млн. м³).

Предполагаемые к осуществлению мероприятия по организации добычи и утилизации метана предусматривают проведение геологоразведочных работ по доразведке и оценке запасов метана в угольных пластах; разработку и реализацию пилотных проектов по извлечению метана из угольных пластов; создание новых и безопасных технологий добычи метана из пластов угольных месторождений Казахстана и другие мероприятия. Это позволит решить вопросы повышения безопасности на угледобывающих предприятиях, снижения риска внезапных выбросов газозадушенных смесей.

Кстати, в Карагандинском бассейне существует еще один «резерв» для подземной газификации, а именно запасы угля, оставленные в недрах на закрытых нерентабельных шахтах. Как известно, в середине 1990-х гг. в период реструктуризации угольной отрасли в Карагандинском бассейне из 26 шахт осталось всего 8 угледобывающих предприятий, т.е. был закрыт ряд шахт (шахты «Степная», «Шаханская», «Молодежная», «Топарская», «Майкудукская» и др.). Их недоработанные запасы оцениваются в сотни миллионов тонн. Доработка этих запасов, представленных по большей части углями ценных марок новых угленосных районов (Шерубай-Нуринский и Тентекский угольные районы) Карагандинского бассейна, методом ПГУ может стать отдельной научно-практической задачей, которую следует решать в обозримом будущем. Поэтому можно констатировать, что геологический потенциал технологии ПГУ в Карагандинском бассейне чрезвычайно высок. И в данном аспекте у метода ПГУ существуют очень благоприятные перспективы для широкого развития.

Следует учесть еще один важный момент. Существующие технологии извлечения метана из углепородного массива (к которым можно отнести как технологию дегазации угольных шахт, осуществляемую с целью обеспечения безопасных условий труда подземных рабочих, так и технологию промышленной добычи метана угольных месторождений) обладают общим крупным недостатком — отсутствием стабильности дебита и состава (концентрации метана) извлекаемой из горного массива метановоздушной смеси. Данное обстоятельство служит препятствующим фактором на пути широкого развития технологий промышленного извлечения пластового метана из углепородного массива и последующего его полезного использования.

Однако отмеченный выше недостаток может быть нивелирован и сведен к минимуму в том случае, если технологию добычи пластового метана рассматривать не как самостоятельную технологию, а как составную часть технологии подземной газификации угля. Соответственно, извлекаемый из углепородного массива метан в этом случае должен рассматриваться и использоваться не как самостоятельное полезное ископаемое, а как «присадка» к газу подземной газификации угля. В свою очередь газ подземной газификации угля при добавлении к нему пластового метана значительно увеличивает свою теплотворную способность, становясь при этом более качественным продуктом с энергетической точки зрения.

Таким образом, в данном случае можно вести речь о создании из двух известных технологий — подземной газификации угля и технологии добычи пластового метана — новой комбинированной симбиозной технологии освоения газоносных угольных месторождений, условно именованной «ПГУ-метан» [17].

Предлагаемый вариант реализации технологии «ПГУ-метан» предусматривает газификацию свиты пологих и наклонных угольных пластов в восходящем порядке, начиная с нижележащего пласта, с одновременной дегазацией подработанного углепородного массива. Как известно, метан содержится как в угольных пластах, так и во вмещающих породах. Технологическим регламентом предполагается, что вначале подготавливается подземный газогенератор по нижележащему пласту свиты посредством бурения всех необходимых технологических скважин.

На рисунке 1 представлен вариант подземного газогенератора модульного типа, предусматривающий наличие трех газоотводящих и двух дутьевых скважин — с расстоянием между ними поряд-

ка 50 м. Дутьевые и газоотводящие скважины, являющиеся криволинейно-наклонными, бурятся с поверхности с помощью установок направленного бурения. Причем криволинейная часть скважины бурится по породам, а наклонная — по угольному пласту. В «забой» дутьевых скважин бурятся вертикально с поверхности розжиговые скважины. Также в нижнюю часть подземного газогенератора бурится водоотливная скважина, глубина которой превышает на 30–50 м глубину залегания нижнего пласта свиты.

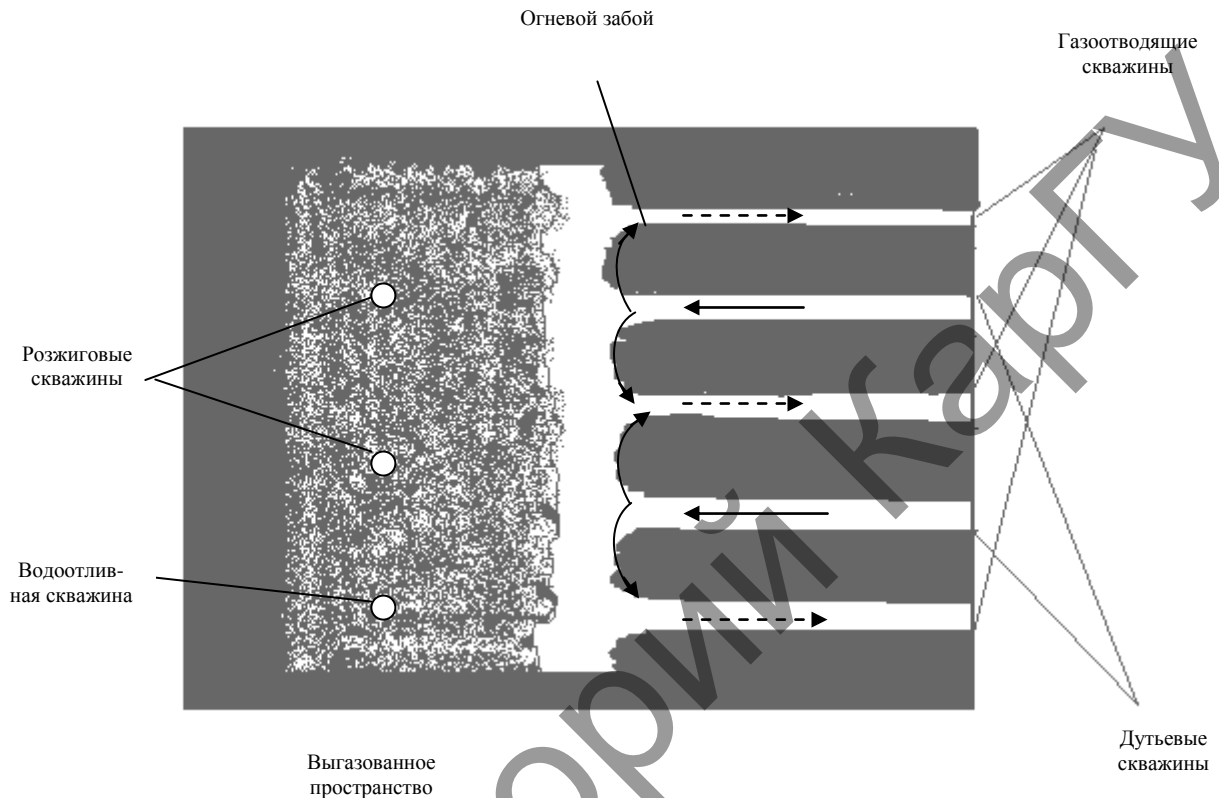


Рис. 1. Схема подземного газогенератора (в плоскости угольного пласта) [17]

Одновременно с подготовкой подземного газогенератора по нижележащему пласту осуществляется подготовка дегазационной системы для обрабатываемой свиты пластов. Для этого с поверхности на вышележащий угольный пласт свиты бурятся вертикальные дегазационные скважины. Радиус действия дегазационной скважины в зоне разгрузки составляет 50–150 м, из этого расчета и выбирается расстояние между ними. В дегазационных скважинах создается разрежение с помощью газоотсасывающих установок, благодаря чему в районе верхнего пласта свиты образуется «газоулавливающий свод». Названный свод может быть образован в породах трещинами гидроразрыва, ориентированными в сторону пласта (от скважины) так называемыми зародышевыми щелями, нарезанными в стенках скважин. Однако проведение гидроразрыва пород не является обязательным и роль газоулавливающего свода может играть вышележащий пласт в целом, поскольку его проницаемость в зоне разгрузки выше, чем у вмещающих пород. В массиве и в окрестности дегазационных скважин будут образовываться депрессионные воронки, в которые будут увлекаться восходящие потоки газов.

После окончания операций по подготовке подземного газогенератора и дегазационной системы начинается собственно процесс газификации свиты угольных пластов с сопутствующей дегазацией углепородного массива. При перемещении огневого забоя по пласту (по аналогии с очистным забоем при шахтной выемке угля) за условной линией этого перемещения образуется выгорованное (выработанное) пространство, заполненное обрушенными породами и продуктами горения угля. В этом районе пласта можно выделить зоны (слои) беспорядочного, блочного и крупноблочного обрушения, при общей высоте зоны обрушения, достигающей $12m$ (m — мощность пласта). Над зоной обрушения образуется зона разгрузки, ограниченная со стороны забоя плоскостью, залегающей под углом сдвижений. В этой зоне углепородный массив разгружается от горного давления, расслаивается, растрескивается, в результате чего его газопроницаемость значительно повышается. В результате воздейст-

вия отмеченных факторов в горном массиве начинают развиваться процессы метановыделения из подработанных угольных пластов и вмещающих пород. Поскольку в полости газогенератора создается избыточное газовое давление, а в дегазационной системе — разрежение, в горном массиве образуется перепад газового давления, вектор которого направлен в сторону дегазационной системы (т.е. дневной поверхности). В результате этого высвободившийся из пор и трещин массива метан движется к газоотсасывающим установкам и затем через них направляется в магистральный трубопровод, где смешивается с газом собственно подземной газификации угля. Как показывает практика, эффективность дегазации разгруженного подработкой углепородного массива может достигать 60 % [17].

В предшествующих исследованиях авторами было показано, что в диапазоне предполагаемых технологическим регламентом изменений состава метановоздушной смеси, образуемой при соединении газа подземной газификации угля и пластового метана, не будет создаваться взрывоопасных концентраций компонентов данной газовой смеси [18].

Нужно отметить также, что в результате наличия в горном массиве при реализации данной технологии отмеченного выше перепада газового давления в сторону земной поверхности возможные утечки горючего газа из подземного газогенератора также будут улавливаться дегазационной системой и направляться далее в магистральный трубопровод.

Таким образом, важным достоинством предлагаемой комбинированной технологии освоения газоносных угольных месторождений «ПГУ-метан» является высокий уровень ее соответствия принципам комплексности освоения, экологической безопасности и рационального природопользования.

Создание «сверхчистой угольно-водородной энергетики» — новое научно-техническое направление использования угля в электроэнергетике республики в перспективе

Перспективы использования угля в электроэнергетике Казахстана будут определяться его конкурентоспособностью прежде всего с природным газом. Эта конкурентоспособность угля в значительной степени может зависеть от уровня экономической и экологической эффективности угледобывающего и углеэнергетического производства.

С целью достижения высокой экономической и экологической эффективности углеэнергетики необходимо создавать интегрированные предприятия с непосредственно сопряженными горно-технологическими процессами добычи угля/метана и выработки электроэнергии.

Одним из таких решений и является новое научно-техническое направление — «сверхчистая угольно-водородная энергетика». Решение этой проблемы должно начинаться с выработки базовых концепций, с последующими более углубленными технико-технологическими исследованиями и опытно-конструкторскими разработками с целью создания демонстрационных проектов, которые должны предшествовать реальным коммерческим проектам [19].

По мнению специалистов, данная технология обеспечивает повышение эффективности использования тепловой энергии за счет повышения интегрального КПД локального углегазоэнергетического комплекса, в котором интегрированы основные технологические процессы: метаноотсоса, подземной углегазификации и генерирования электроэнергии на водородном топливе.

Для обеспечения метанодренажа и газификации угля каждая панель подготавливается двумя скважинами, пробуренными с поверхности. Скважины служат сначала как метаноотводящие, а затем, после завершения метаноотсоса, они используются для подачи пароводородного дутья в огневой забой и для отвода генераторного газа. Углепластовый метан и генераторный газ подаются в газоперерабатывающий блок, расположенный на поверхности. Здесь происходят очистка и переработка газов, получение из них водорода как конечного чистого топлива и превращение парниковых газов в твердые отходы производства. Полученный свободный водород подается в энергоблок, где и вырабатывается электроэнергия на водородных турбогенераторах и паротурбинных установках, работающих по комбинированному циклу. Некоторая часть полученного водорода из блока газопереработки в смеси с водяным паром направляется в огневой забой газифицируемой панели в качестве дутья. Таким образом, энергетическая установка работает по двойному пароводородному комбинированному циклу: первый пароводородный цикл «подземный газогенератор–блок газопереработки», а второй цикл «водородный турбогенератор–паротурбинный генератор». Получаемая электроэнергия направляется в сеть к потребителю, а некоторая часть используется для собственных нужд углеэнергетического комплекса [19].

Генераторный газ подземной углегазификации и каптированный углепластовый метан не являются конечным топливом для выработки электроэнергии, как это предусматривалось в ранее предло-

женных технологических схемах (Васючков Ю.Ф., Воробьев Б.М. Патент Российской Федерации № 2126891. «Способ получения электроэнергии на основе скважинного метаноотсоса и газификации угля», 1996 г.; Васючков Ю.Ф., Воробьев Б.М. Патент Российской Федерации № 2100588. «Способ получения электроэнергии при бесшахтной углегазификации и/или подземном углесжигании», 1997 г.), а является исходным сырьем для получения экологически чистого водородного топлива, при использовании которого обеспечиваются нулевые выбросы парниковых газов в атмосферу.

Принципиальная схема продуктопотоков при выработке электроэнергии по двойному пароводородному комбинированному циклу с использованием подземной углегазификации и дренажа углеметана показана на рисунке 2.

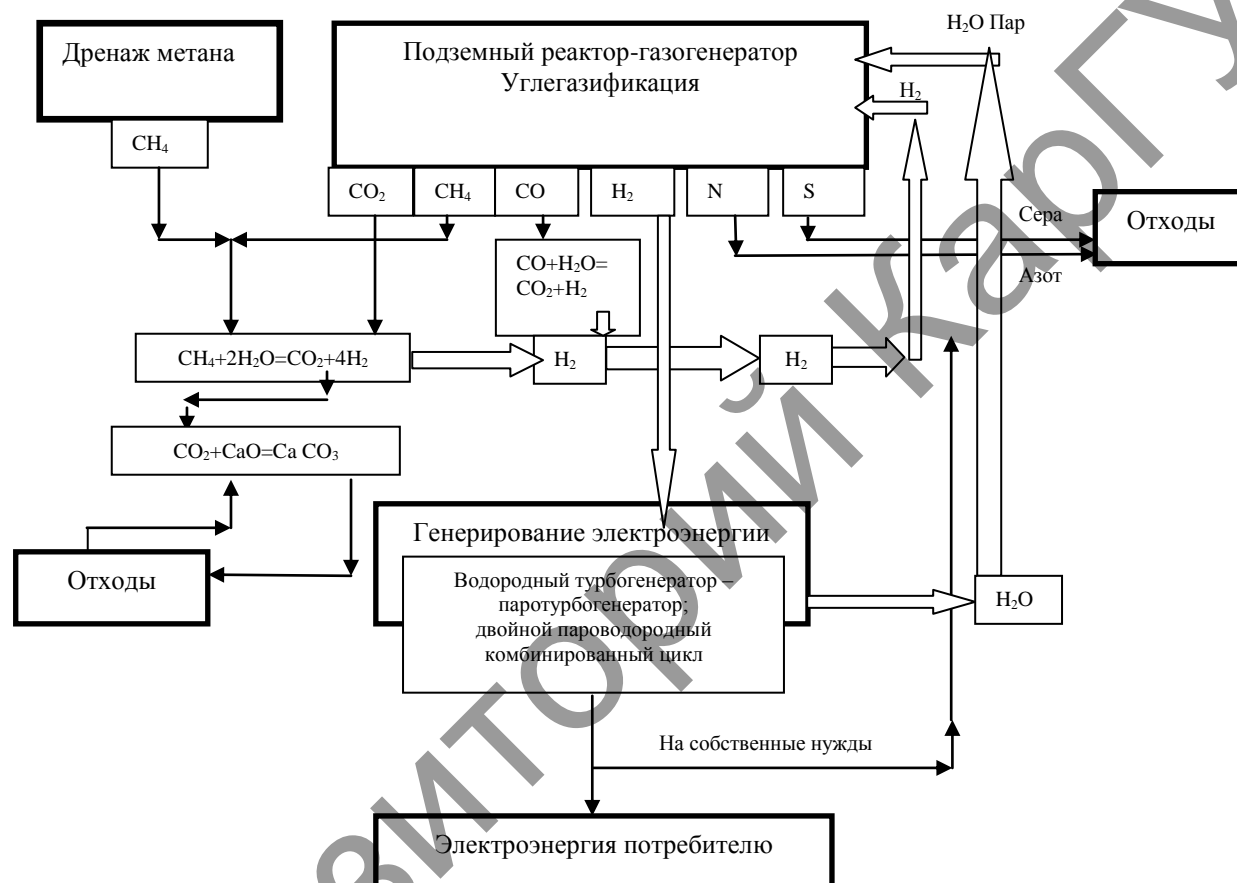


Рис. 2. Принципиальная схема продуктопотоков при выработке электроэнергии по двойному пароводородному комбинированному циклу с использованием подземной углегазификации и дренажа углеметана [19]

Основными горючими компонентами генераторного газа подземной углегазификации, как известно, являются водород (H_2), окись углерода (CO) и метан (CH_4). Поэтому обогащение генераторного газа углепластовым метаном позволит существенно увеличить содержание водорода как конечного топлива. Характерно, что при пароводородном дутье значительно повышается содержание водорода в генераторном газе подземного углегазификатора. Свободный водород выделяется из генераторного газа в результате реакции окиси углерода и метана с водяным паром.

Выделение свободного водорода при указанных реакциях производится с помощью химических реакций и мембранных полых сепараторов. Известны пилотные установки по извлечению водорода из генераторного газа и углеметана. Часть полученного таким образом свободного водорода возвращается в подземный газогенератор в качестве пароводородного дутья, а основной объем водорода используется в качестве топлива в газовой турбине. При избытке свободного водорода он может направляться внешним потребителям.

Двуокись углерода, вступая в реакцию с окисью кальция, превращается в карбонат кальция, который идет в отходы. Также в отходы идут сера и азот, находящиеся в генераторном газе. Таким об-

разом, обеспечиваются использование генераторного газа и углепластового метана как сырья для производства водородного топлива и экологически сверхчистый процесс получения электро- и теплоэнергии.

Слоевая газификация угля как новый процесс газификации (технология «Термококс»)

В 1990–1992 гг. в институте КАТЭКНИИУголь (Россия, г. Красноярск), который занимался проблемой переработки дешевого бурого угля Канско-Ачинского бассейна, был разработан новый процесс газификации угля [20]. По мнению специалистов, он относится к классу слоевых автотермических технологий. Это направление, которое берет свое начало от исторически первого способа газификации угля, достигло самого высокого уровня развития в промышленных технологиях фирмы Lurgi. На протяжении многих десятилетий тысячи специалистов в разных странах неустанно совершенствовали этот процесс, и казалось, что здесь уже не может быть места новым решениям. Однако в процессе детального исследования слоевой газификации угля на компьютерной модели удалось выявить новый эффект. При определенных технологических параметрах в слое угля с так называемым обратным дутьем формируется фронт неполной конверсии угля, движущийся навстречу воздушному потоку. Процесс был воспроизведен на экспериментальной установке.

Как оказалось, он обладает целым рядом преимуществ по сравнению с классической технологией. Прежде всего, производимый газ абсолютно не содержит конденсируемых продуктов пиролиза угля, потому что они сгорают в потоке воздуха сразу же после выхода из угля, а продукты сгорания вступают в реагирование с раскаленным коксом и превращаются в газ, который (кроме азота, поступающего с воздухом) состоит в основном из водорода и оксида углерода (H_2+CO). Отмывка газа от смол в классической технологии и последующая их утилизация — одна из главнейших проблем слоевой газификации. В том числе она связана с громоздкими сооружениями для переработки больших объемов воды, загрязненной фенолами и канцерогенными органическими соединениями. Характерным признаком такой технологии является специфический запах летучих веществ, которые пронизывают весь завод. Они депрессивно воздействуют на окружающую экосистему (вода, воздух, растительность) и, конечно, в первую очередь, на здоровье персонала. В новой технологии эта проблема полностью устранена — в производимом газе нет даже следов угольных смол. И это радикально удешевляет промышленное производство.

После прохождения через слой угля фронта термических превращений (термической волны) в газификаторе остается высокопористый твердый продукт. В зависимости от сорта исходного угля и выбранных технологических параметров процесса он может представлять собой активированный углерод или среднетемпературный кокс металлургического назначения. Как известно, активированный углерод является незаменимым веществом для адсорбции очень широкого спектра загрязняющих веществ. Его применяют для очистки самых разнообразных газовых выбросов. А кокс является универсальным технологическим топливом для многочисленных металлургических технологий и эффективным углеродным восстановителем для электротермических производств (например, получение ферросплавов, кремния, фосфора), где требуется высокая реакционная способность и большое электрическое сопротивление.

Новый процесс газификации (процесс «Термококс») использует только два исходных компонента — уголь и воздух и имеет только два конечных продукта — газ и активированный кокс. И ни одного побочного продукта. Энергия исходного угля распределяется между продуктами примерно поровну, а потери тепла в окружающую среду не превышают 4–5 %. Это означает, что термический КПД процесса около 95 % [20].

На основе детального изучения экспериментальных результатов в 1994 г. было принято решение о строительстве в г. Красноярске опытно-промышленного завода для переработки до 40 тыс. т бурого угля в год. В настоящее время он принадлежит компании «Карбоника-Ф». За время эксплуатации завода были отработаны технологические режимы переработки широкого спектра бурых и неспекающихся каменных углей. Производимый кокс из канско-ачинских углей аттестован как активированный уголь марки АБГ, в том числе для очистки питьевой воды. Он поставляется ряду предприятий России и на экспорт.

А исследователи продолжают открывать все новые особенности этой уникальной технологии. Так, выяснилось, что с помощью нестационарных воздействий на управляющие параметры скорость процесса можно увеличить в несколько раз. Почти такого же результата можно добиться, изменяя

традиционное для слоевой газификации аппаратное оформление процесса. Эти усовершенствования существенно снизят капитальные затраты при строительстве новых заводов.

В настоящее время технология «Термокок» готова для крупномасштабного внедрения и тиражирования. В этой связи необходимо остановиться на перспективах использования получаемого газа.

Известно, что условно можно выделить два направления потенциального применения газа — энергетическое и химическое. Для первого наиболее эффективным является производство электроэнергии и тепла по парогазовому циклу. В этом случае газ сжигается в газовой турбине, а тепло продуктов сгорания используется для получения пара, который вращает паровую турбину.

Укрупненно можно выделить три потенциальные сферы использования газа как технологического сырья:

1. Использование основных компонентов ($\text{CO} + \text{H}_2$) как сырья для широкого спектра процессов химического синтеза, которые уже освоены промышленностью. Здесь, прежде всего, следует выделить производство метанола и особенно диметилового эфира как перспективной альтернативы нефтяному дизельному топливу.

2. Второе направление связано с выделением водорода (его содержание в продуктивном газе составляет 20–25 %). Это универсальный продукт, потребление которого радикально возрастет уже в ближайшем будущем. Сфера его применения чрезвычайно обширна: от топлива для водородной энергетики до питательного субстрата для бактерий при производстве синтетических кормов для животноводства и биоразрушаемых полимеров, которые должны прийти на смену традиционному полиэтилену и полипропилену. Очень важно отметить, что в настоящее время промышленное внедрение всех перечисленных технологий сдерживается только высокой ценой водорода.

3. Использование газа как восстановителя в металлургических процессах прямого восстановления железа и других металлов.

Необходимо заметить, что ориентация на производство газа химического назначения требует изменения параметров процесса по сравнению с вариантом производства энергетического газа. И это допускает новая технология. Действующий в Красноярске завод управляется автоматизированной системой. Очень важно, что технология имеет очень простое и надежное аппаратное оформление. Модульная схема позволяет оперативно изменять мощность в очень широком интервале значений.

Перечисленные выше сферы приложения угольного газа известны достаточно давно. Однако до настоящего времени их масштабное внедрение сдерживается экономическими показателями, так как во многих случаях угольный газ не выдерживает конкуренции с природным газом и нефтью. Здесь технология «Термокок» совершает своеобразный экономический прорыв. Схема когенерации с производством сравнительно дорогого кокса позволяет предельно снизить (если необходимо, даже до нуля) издержки, относимые на производство газа. При таком ценообразовании угольный газ оказывается просто вне конкуренции [20].

Таким образом, на примере только одной из многих новых разработок по газификации угля мы смогли убедиться в том, что в этой области произошел качественный рывок. Процессы газификации угля с радикально улучшенными характеристиками, среди которых не последнюю роль играет высокий уровень экологической безопасности, остро необходимы именно в сегодняшних условиях нестабильности мирового энергетического рынка и повышенной техногенной нагрузки на окружающую среду.

Создание эффективных угольных технологий с пониженной эмиссией вредных веществ в пределах технологического цикла, позволяющих получать конкурентоспособные продукты и генерировать электрическую и тепловую энергию, является приоритетной задачей мировой энергетической стратегии.

Обобщая все сказанное выше, хотелось бы особо отметить следующее. Сегодня на вопрос, который задают скептически: «Газификация угля — это возврат в прошлое или шаг в будущее?», можно уверенно ответить: технологии газификации угля нового поколения являются шагом в самое ближайшее будущее.

References

1. *Altshuler V.S.* New processes of gasification of fuel. — М.: Bowels, 1976. — 280 с.
2. *Sleptsov E.I., Kozlov B.K.* Underground's gasification of coal layers: the Review. — М.: «СНИИуголь», 1987. — 58 р.
3. *Kazak V.N.* About works in the field of underground gasification of coals // Coal. — 1993. — № 11. — P. 43–44.

4. *Shilling G.-D., Bonn B., Kraus U.* Gasification of coal. — М.: Bowels, 1986. — 175 p.
5. *Glushkov A.I., Kondyrev B.I., Priemenko S.B.* To a question of working out of coal deposits on depth of 600–1200 m in the geo-technological ways // *Coal*. — 1991. — № 9. — P. 14–15.
6. *Chursin N.I.* About prospect of underground gasification of coal // *Coal of Ukraine*. — 1990. — № 1. — P. 4–5.
7. *Kuleshov V.M., Korchemagin A.V., Panasenko V.M.* Rising of efficiency of underground gasification of coal // *Coal of Ukraine*. — 1990. — № 2. — P. 18–20.
8. *Kreynin Ye.V.* About a raw-material base for underground gasification of coal // *Coal*. — 1992. — № 8. — P. 42–43.
9. *Kreynin Ye.V.* Once again about resuscitation of underground gasification of coal in Russia // *Coal*. — 2006. — № 7. — P. 58–59.
10. *Ignatov Ye.V., Degtyaryov A.P.* Concept of site building — The module of underground gasification of coal on a mine field of mine «Jagunovsky» // *Thermal power station and resources of Kuzbas*. — 2001. — № 2. — P. 139–141.
11. *Petrenko Ye.V.* Development of innovative activity in coal branch of Russia // *Coal*. — 2006. — № 1. — P. 30–34.
12. *Kreynin Ye.V.* Problem and prospects of replacement of natural gas in the countries TeB by coal // *Coal*. — 2000. — № 7. — P. 50–53.
13. *Shchadov M.I., Blohin A.I., Keneman F.Ye.* Noosphere development of TEK — a power technology // *Coal*. — 2005. — № 10. — P. 48–51.
14. *Vyskubenko Yu.* The state of foreign programs of research and development in the field of non-polluting coal technologies // *News of the Russian Academy of Sciences. Power*. — 1996. — № 5. — P. 4–5.
15. *Grin'ko N.K.* Use of pure coal technologies in Russia // *Coal*. — 2006. — № 1. — P. 6–8.
16. *Stepanov S.G.* Tendencies of development and new engineering decisions in coal gasification // *Coal*. — 2002. — № 11. — P. 53–57.
17. *Lazarenko S.N., Trizno S.K., Shakhmatov V.Ya.* The Feasibility report on the combined technology of working out gaseous coal deposits «PGU-methane» // *Coal*. — 2007. — № 4. — P. 68–71.
18. *Lazarenko S.N., Mazikin V. P., Trizno S.K., Kravtsov P.V.* Underground gasification of coals in Kuzbas. Institute of coal and coalchemistry, the Siberian Branch of the Russian Academy of Science, 2006. — 164 p.
19. *Puchkov L.A., Vorobev B.M., Vasjuchkov Yu.F.* Coal-gas-energy complex on the basis of gasification of extraction of methane and hydrogen reception // *Coal*. — 2007. — № 2. — P. 23–25.
20. *Islamov S.R., Kochetkov V.N., Stepanov S.G.* Coal Gasification: the past and the future // *Coal*. — 2006. — № 8. — P. 69–71.