

С.Н. Лазаренко, С.К. Тризно, П.В. Кравцов

**ПРИМЕНЕНИЕ МОДИФИЦИРОВАННОЙ
ТЕХНОЛОГИИ ПОДЗЕМНОЙ ГАЗИФИКАЦИИ
УГЛЯ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ВЫСОКОГАЗОНОСНЫХ
УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Разработаны предложения по реализации в Кузбассе инвестиционного проекта «Создание комплекса автономных горно-энергетических предприятий по производству электрической и тепловой энергии на базе подземной газификации угля в Кемеровской области».

Ключевые слова: подземная газификация угля, диверсификация энергетики, горно-энергетические предприятия, добыча метана.

Семинар № 17

В последние годы в России, как, впрочем, и в других угледобывающих странах мира, возрастает интерес к технологии подземной газификации угля (ПГУ). Данная технология обладает рядом безусловных достоинств экономического, технического, экологического и социального характера. При подземной газификации угольных пластов все технологические операции производятся с земной поверхности, исключая тем самым опасный для жизни и здоровья работающих подземный труд.

Особенно актуальным применение подземной газификации угля представляется для Кузбасса с его высокогазоносными, а, следовательно, опасными при разработке, угольными пластами. Следует заметить при этом, что газоносность угольных пластов является для ПГУ благоприятным фактором, способствующим увеличению калорийности производимого горючего газа.

Институтом угля и углехимии СО РАН разработаны предложения по реализации в Кузбассе инвестиционного проекта «Создание комплекса автономных горно-энергетических предприятий по производству электриче-

ской и тепловой энергии на базе подземной газификации угля в Кемеровской области».

Целью проекта является диверсификация энергетики и угольной промышленности Кемеровской области путем осуществления строительства в регионе сети крупных автономных горно-энергетических предприятий нового типа, а именно – предприятий по получению электрической и тепловой энергии, использующих в качестве энергетического сырья производимый ими же газ подземной газификации угля.

Проектом предполагается строительство в Кемеровской области сети крупных автономных горно-энергетических предприятий (а именно – шести предприятий), производящих электрическую и тепловую энергию на газотурбинных установках и использующих в качестве энергетического сырья для последних газ подземной газификации угля, производимый на этих же предприятиях.

Производительность отдельных предприятий данной сети по горючему газу будет составлять от 1,0 до 4,0 млрд. м³ газа в год, а всех шести предприятий в сумме – порядка 20 млрд. м³

в год низкокалорийного (с теплотворной способностью 4 МДж/м³) либо среднекалорийного (с теплотворной способностью 10-12 МДж/м³) горючего газа. Получаемый по известной технологии подземной газификации угля горючий газ после своей выдачи на поверхность и прохождения стадии очистки используется как энергетическое сырье в расположенных на поверхностном комплексе того же предприятия газотурбинных установках для производства электрической и тепловой энергии.

Суммарная электрическая мощность сети данных предприятий – 850 МВт.

Срок строительства одного предприятия данного рода составляет в среднем 1-1,5 года.

В соответствии с предлагаемым данным проектом вариантом диверсификации энергетической отрасли Кузбасса, предполагающим строительство определенного количества (а именно – шести) предприятий рассматриваемого профиля, с конкретной производственной мощностью каждого из них, общая стоимость реализации проекта составляет порядка 15,5 млрд. руб. (или 540 млн.\$). Расчетное значение себестоимости производимой электроэнергии – 0,45 – 0,60 руб./кВт·ч. Срок окупаемости средств, затраченных на строительство предприятия данного профиля, составит порядка 3-3,5 года.

К настоящему времени в России разрабатываются новые, значительно более совершенные технологии газификации угольных пластов, которые позволяют развивать данную технологию на новом, гораздо более высоком техническом уровне, и получать при этом горючий газ со значительно большей теплотворной способностью.

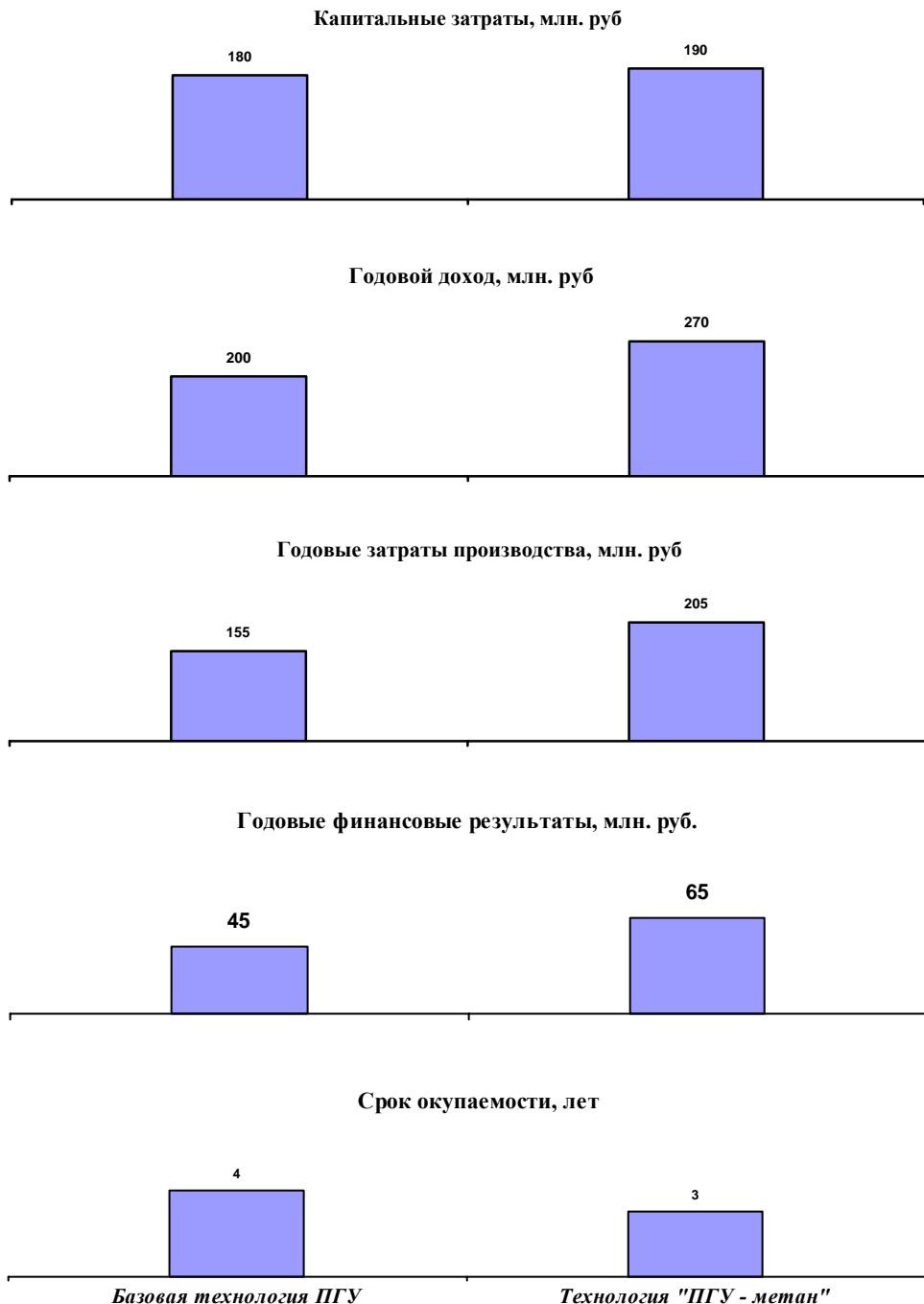
В современных экономических условиях очень важным для любой технологии фактором является возможность повышения ее доходности и при-

быльности. Для улучшения экономических показателей работы предприятий подземной газификации угля, а также принимая во внимание отмеченные выше социальный и экологический аспекты проблемы, весьма перспективным в условиях Кузбасса представляется осуществление в процессе подземной газификации угля попутной добычи метана, содержащегося в больших количествах в горном массиве. Фактически речь идет о создании из двух известных технологий - подземной газификации угля и технологии добычи метана из угольных пластов - новой комбинированной технологии освоения угольных месторождений (условно поименованной «ПГУ-метан»), обладающей значительными преимуществами в сравнении с обоими «исходными» технологиями.

В результате данной модификации технологии подземной газификации угля увеличивается теплотворная способность газа подземной газификации – за счет «присадки» к нему высококалорийного метана, извлеченного из углепородного массива.

Кроме того, этот модифицированный вариант подземной газификации угля позволяет «вдохнуть» новую жизнь в известную технологию добычи метана из угольных пластов. Как известно, главным недостатком технологии метандобычи является непостоянство дебита и состава извлекаемой из угольного массива метановоздушной смеси. В новой комбинированной технологии этот недостаток перестает иметь решающее значение.

Предлагаемое техническое решение позволяет, кроме всего прочего, предотвратить загрязнение атмосферы выбросами метана, выделяющегося в процессе подработки массива подземным газогенератором, а также уловить вместе с метаном утечки горючего газа подземной газификации угля, дренирующегося в атмосферу.



Сравнительный анализ экономических показателей базовой технологии ПГУ (без метанодобычи) и комбинированной технологии «ПГУ-метан»

Предполагается, что в случае отработки свиты газоносных угольных пластов, в первую очередь газифицируется нижерасположенный пласт свиты, и одновременно с процессом его газификации осуществляется дегазация вышележащих пластов свиты и всего горного массива через пробуренные с земной поверхности дегазационные скважины. Устья дегазационных скважин снабжаются газоотсасывающими установками, чтобы обеспечить в них разрежение. Поскольку в дутьевые скважины окислитель подается под избыточным давлением (в целом не ниже 0,3 МПа), в горном массиве создается перепад газового давления в направлении от газифицируемого пласта к дегазируемому. В подрабатываемом огневым забоем массиве происходит разрушение, сдвижение, разгрузка пород и пластов-спутников, в результате чего развиваются процессы десорбции и выделения свободного метана из угольного и породного массивов. Высвободившийся таким образом метан будет двигаться под действием градиента давлений в сторону дегазационных скважин. Выдаваемый на поверхность дегазационными скважинами метан может «присаживаться» в горючий газ, полученный в процессе газификации угольного пласта в подземном газогенераторе. Таким способом достигается увеличение объема, улучшение качества и повышение теплотворной способности получаемого горючего газа. После завершения газификации нижнего пласта свиты начинается процесс газификации ближайшего вышележащего пласта – одновременно с продолжающейся дегазацией вышерасположенного углепородного массива, и

т. д. вплоть до отработки всей свиты пластов.

На рисунке показано в графической форме сопоставление расчетных значений основных экономических показателей функционирования двух рассматриваемых технологий – ПГУ без метанодобычи и комбинированной технологии «ПГУ – метан» – при использовании их для разработки одного и того же конкретного участка угольного месторождения.

Из анализа приведенных данных следует, что при несколько больших (а именно на 5%) капитальных затратах на реализацию технологии «ПГУ – метан» (увеличивающихся за счет расходов на создание дегазационной системы), годовой доход предприятия, работающего по этой технологии, возрастает на 35 % в сравнении с «обычным» предприятием ПГУ, а финансовые результаты, из которых формируется чистая прибыль, увеличиваются в случае применения технологии «ПГУ – метан» по сравнению с применением традиционной (т.е. без метанодобычи) подземной газификации угля на 45 %. Можно отметить также, что на 1 год уменьшится, в сравнении с традиционным предприятием ПГУ, срок окупаемости предприятия, работающего по технологии «ПГУ – метан».

Таким образом, комбинированная технология «ПГУ-метан», кроме увеличения полноты использования энергетического потенциала газоугольного месторождения и повышения уровня экологической безопасности разработки, позволяет также заметно увеличить экономическую эффективность отработки угольного месторождения. **ИАБ**

Коротко об авторах –

*Лазаренко С.Н. – доктор технических наук, ведущий научный сотрудник,
Тризно С.К. – кандидат технических наук, ст. научный сотрудник,
Кравцов П.В. – научный сотрудник,
Институт угля и углехимии Сибирского отделения РАН (г. Кемерово), iuu@kemsc.ru*