

УДК 622.74:622.33

Х.П. Хурсанов, С.И. Якубов, Б.Р. Раимжанов

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПОДЗЕМНОЙ ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЯ В УЗБЕКИСТАНЕ

Рассмотрена разработка угольных месторождений Узбекистана. Описана технология переработки газа ПГУ в жидкое топливо.

Ключевые слова: уголь, бурогольное месторождение, подземная газификация..

Максимальное использование потенциала угля является мощным резервом качественного роста угольной отрасли и одним из приоритетных направлений в энергетической стратегии Узбекистана. Наиболее полное использование потенциала угля зависит от последних достижений науки и технологий разработки угольных месторождений, а также переработки самого угля.

Одним из перспективных нетрадиционных способов, прошедшим большую практическую проверку и имеющий значительный задел по научно-исследовательским работам, является технология подземной газификации угля (ПГУ) [1,2].

Как известно, в начале семидесятых годов прошлого столетия, в связи с широким распространением добычи природного высококалорийного газа, интерес к подземной газификации углей ослаб. Большое внимание уделялось другим способам сжигания топлива, а подземная газификация углей стала нерентабельной из-за низкой калорийности газа, высоких потерь и неэффективности сжигания газа в котельных.

При должном внимании, технология ПГУ открывает новые возможности в разработке угольных пластов со сложными горно-геологическими условиями залегания, совмещает добычу и переработку угля, обеспечивая при этом

непосредственное получение конечного продукта (горючего газа) на месте осуществления газификации угольного пласта. Поэтому, безусловно, сегодня ПГУ необходимо рассматривать, если можно назвать как технологию ближней и средней перспективы — технологию, которая в состоянии сегодня конкурировать с относительно дешевым природным газом и нефтью.

В Узбекистане на Ангреномском бурогольном месторождении вот уже несколько десятков лет уголь разрабатывается тремя способами — открытым, подземным (шахтным) и способом ПГУ.

Предприятию по подземной газификации угля представляет Ангреномская станция «Еростигаз» расположенная вблизи г. Ангрена Ташкентской области.

Производство газа ПГУ осуществляется в подземных газогенераторах на воздушном дутье. Все скважины подземного газогенератора соединяются между собой по угольному пласту с помощью противоточной фильтрационной сбойки. Технологические каналы газификации создаются с помощью бурения наклонно-горизонтальных скважин. Длина бурения канала по углю составляет 150—200 м и определяется глубиной залегания угольного пласта, расстояние между технологическими каналами составля-

ет 30—40 м. Откачка образующихся продуктов газификации производится через группу наклонных и вертикальных скважин, интенсивность газоотвода составляет до 2500 м³/час на одну скважину.

Промышленная эксплуатация предприятия началась в 1963 году и до настоящего время отработано 15 подземных газогенераторов. Проектная производительность составляла 2,1 млрд м³ в год или по углю— 650 тыс. т угля. Максимальная производительность была достигнута в 1965 году и составила 1,4 млрд м³/год (или 440 тыс. т угля Ангрнского бурогольного месторождения). Территориально станция отрабатывает северо-восточную часть Ангрнского бурогольного месторождения, которая по технико-экономическим показателям и горно-геологическим условиям непригодна для отработки открытым и подземным способами. Балансовые запасы в горном отводе предприятия на начало 2008 года составляют более 30 млн т угля, 80 % из них пригодны для подземной газификации. В настоящее время производительность предприятия составляет 330—350 млн м³/год, т.е. проектная мощность загружена не более 17—18 %. Это обусловлено техническим состоянием имеющегося основного технологического оборудования (компрессоры, буровые станки, бульдозеры), которые являются выпуском 60—80-х годов прошлого столетия. Поэтому значительный его износ (и как следствие частые поломки и ремонт), не позволяет существенно увеличить объем производства газа ПГУ.

С другой стороны, существующая за многолетний период установленная цена на газ ПГУ не в полной мере покрывает издержки на производства при неоднократном увеличении цен и тарифов на потребляемые энергоресурсы, вследствие чего не была воз-

можность образовать источников финансирования для технического перевооружения предприятия.

Технико-экономический анализ деятельности предприятия показывает, что при сжигании газа ПГУ в объеме 300 млн м³/год достигается экономия мазута в количестве 27 тыс. т и при этом улучшаются экологические показатели Ангрнской ТЭС, что ведет к снижению платы за выбросы вредных веществ в атмосферу в сумме более 70 тыс. долларов США.

Согласно графика, станция «Еростигаз» поставлял газ потребителю — Ангрнской ТЭС непрерывно без резких изменений производительности, что позволяла стабильно эксплуатировать газогенератор. В то время, на Южно-Абинской станции потребления газа в течение года было неравномерным и определялось сезонностью работы потребителей. Так, если в зимнее время при повышенной потребности станция работала в оптимальных режимах, а в летнее время потребления газа, раз пять снижалась. Такое резкое снижение потребления газа в летнее время отрицательно влиял на работу станции «Подземгаз» и ухудшал технологический режим процесса, снижались технико-экономические показатели.

Следует заметить, что станция «Еростигаз» — предприятие повышенной опасности с точки зрения техники безопасности и сегодня отрядно отметить, что за время работы не было допущено ни одного тяжелого, а тем более, смертельных случаев.

С целью решения сложившихся проблем, были разработаны варианты перспективных проектных идей, реализация которых позволяет улучшить как экономические показатели, но и энергетические возможности ПГУ. Можно рассмотреть несколько вариантов, из них более реальными являются два. Первый вариант касается

существующего предприятия, а второй — нового предприятия основанного на современную технологию [3].

Вариант первый — увеличение производства газа ПГУ в объеме с 365 млн м³ до 730 млн м³ на станции «Еростигаз».

Этот вариант является приемлемым, используется весь потенциал технического и инженерного персонала предприятия, полнее реализуются технологические и технические ресурсы установленных оборудований. Достижение требуемого объема обеспечивается при поэтапном наращивании объемов при техническом перевооружении предприятия. Анализ горно-геологических условий (наличие геологических нарушений с разрывом сплошности угольного пласта, необходимость доразведки угольных площадей), состояние технологических трубопроводов, наличие воздушных средств с учетом дополнительного приобретения оборудования (турбокомпрессоры ОК-525, К-250, буровые станки) показывают, что данный вариант является оптимальным для действующего производства.

Ориентировочные затраты на реализацию данного варианта составляют около 5,0 млн долларов США.

Второй вариант отличается от первого тем, что предприятие будет строиться совершенно на новом участке, позволяющая нарастить объем производства газа ПГУ до 6,0 млрд м³ газа в год.

Для производства газа на действующем предприятии наиболее оптимальным является первый вариант, но при необходимости обеспечения топливом Ново — Ангренской ТЭС целесообразно рассмотреть второй вариант. При оснащении ТЭС газотурбинными или парогазовыми установками более рациональным является Апартакская площадь Ангренского

буроугольного месторождения, где разведанные запасы угля для подземной газификации составляет в количестве 106,3 млн т.

Предварительные укрупненные расчеты показывают, что для приобретения оборудования (без СМР и модернизации ТЭС) потребуются инвестиции в размере около 20 млн долларов США.

Для принятия решения по каждому варианту необходимо выполнять ПТЭО и ТЭО.

В целях привлечения иностранных инвесторов для осуществления намеченных вариантов, подготовлены перспективные инвестиционные проектные предложения.

В настоящее время проблема обеспечения топливом народного хозяйства Узбекистана является важной государственной задачей. Основной сырьевой базой для получения жидкого топлива, как известно, является нефть. Альтернативой нефти пока может быть природный газ, точнее газовый конденсат. Но уголь как технологическое сырье в настоящее время не нашел своё место в области нефтехимии.

Если сделать взгляд на прошлое, то уголь имел большой интерес у углехимиков. Так, для получения моторного топлива уголь необходимо переработать на наземных перерабатывающих установках. Все технологии получения моторного топлива из угля ориентированы были на наземные газогенераторные установки. А вот на базе подземных газогенераторных установок и технологии рассматривались поверхностно.

Причиной тому является мало управляемость процесса, значительные потери дутья и продуктов газификации, трудность получения необходимых компонентов для «синтез-газа» (см. таблицу).

При ориентации продукции ПГУ для нефтехимической промышленно-

Состав товарного энергетического газа, %

Компонент	CO	CO ₂	H ₂	CH ₄	H ₂ S	C _n H _m	N ₂	O ₂	Q, мДж/м ³
Количество	4,6	22,1	19,2	3,0	0,5	0,2	50,1	0,5	3,6

сти, есть возможность его использовать как первичное сырье. Но содержание H₂ и CO в настоящее время имеет соотношение 19,2/4,6 ≈ 4,2. А при использовании в качестве сырья для синтез-газа это соотношение должно быть в пределах 1÷3. Поэтому, существующая технология ПГУ на станции «Еростигаз» без усовершенствования малоэффективна. Для достижения эффективного соотношения, например, можно использовать принципы технологии двухстадийной газификации угля с целью повышения содержания CO [4] или совершенно новую технологию ПГУ на другом участке с достаточным сырьевым потенциалом для получения синтез-газа путем переработки продуктов газификации.

Задача повышения эффективности использования угля, ориентация ПГУ для нефтехимической промышленности является весьма актуальной, но весьма сложной и трудной. Выполнение задачи потребует серьезных и значительных финансовых средств. Основная и главная проблема будет заключаться в отсутствии высококвалифицированных специалистов — инженеров-технологов в области подземной газификации угля.

Естественно, разработка технологии переработки газа ПГУ в жидкое топливо потребует очень много времени и средств, поэтому целесообразно осуществить строительство станций ПГУ в Узбекистане для производства энергетического газа, а технологию переработки этого газа в жидкое топливо закупать на стороне.

Наряду с вышеизложенными технологическими решениями имеются внутренние резервы для условий Ан-

гренской станции «Еростигаз», которых успешно можно направить на рациональное и эффективное использование энергии топлива и снижения себестоимости единицы вырабатываемой продукции путем получения тепловой энергии, холода и технологического пара [5].

Выработка тепловой энергии, с целью использования этой теплоты в агропромышленном комплексе (тепличное хозяйство, откормочная база, птицефабрика и др.) и подогрева воздуха для подачи в шахту. Тепловую энергию с невысокими параметрами реально можно получить утилизацией физического тепла горючих газов ПГУ и утилизацией тепла сжатия воздуха турбокомпрессорных установок. Физическое тепло сжатого воздуха в настоящее время успешно используется станцией «Еростигаз» для отопления производственно-административных зданий.

Выработка холода. В газифицируемый угольный пласт нагнетается воздух в больших количествах. Как известно, при повышенной температуре наружного воздуха (в районах Средней Азии до 40-45 °С) увеличивается объём единицы массы. В связи с этим увеличивается расход электрической энергии в турбокомпрессорных установках. Используя вторичные энергоресурсы для работы абсорбционных холодильных установок можно снизить температуру воздуха перед турбовоздуходувкой, тем самым достигнуть уменьшения расхода электрической энергии.

Выработка технологического пара. Горючие газы ПГУ на выходе из газогенератора имеют температуру 250-300 °С. Используя физическое

тепло горючих газов можно получить технологический пар с параметрами $t_0 = 150-200^\circ\text{C}$ и $P_0 = 2-5$ ата.

Таким образом, имея огромный потенциал энергетических ресурсов

на станции «Еростигаз», можно принять кардинальные меры по эффективному использованию энергии угля и решить многие проблемы народного хозяйства.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Крейнин Е.В. Уголь как основное органическое топливо XXI века: экологические угольные технологии. — Уголь, 2003. — № 3. — С. 45—48.

2. Папафанасопуло Г.А. К вопросу о подземной газификации углей. / Новости теплоснабжения, 2005. — № 7. — С. 32—34.

3. Раимжанов Б.Р., Якубов С.И., Кяро В.А. Об инвестиционных проектах по подземной газификации бурого угля Ангренского месторождения. В кн. «Геотехнология: инновационные методы недропользования в

XXI веке». — Материалы РНТК, Навои, 2007. — С. 68—69.

4. Раимжанов Б.Р., Кузнецов А.Н., Баев С.А. Исследование двустадийной газификации угля. В сб.: Проблемы экологически чистой автоматизированной шахты глубокого заложения. — М.: МГИ, 1991. — С. 70—73.

5. Якубов С.И., Раимжанов Б.Р., Прокопцов И.С., Мухиддинов Д.Н. Концепции по эффективному использованию энергии топлива при технологии «Еростигаз», «Горный Вестник Узбекистана». — Навои, 2006. — № 1. — С. 43—45. **ГИАЗ**

КОРОТКО ОБ АВТОРАХ

Хурсанов Хамракул Пардаевич — генеральный директор,

Якубов Салимжон Иномжонович — кандидат технических наук, начальник отдела,

e-mail: salimbay@rambler.ru,

Узбекуголь,

Раимжанов Бахадиржан Раимжанович — доктор технических наук, профессор, заместитель главного инженера по науке Узбекского научно-исследовательского и проектного института геотехнологии «Узгеотех/ПИТИ», e-mail: b.raimjanov@rambler.ru.



РУКОПИСИ, ДЕПониРОВАННЫЕ В ИЗДАТЕЛЬСТВЕ «ГОРНАЯ КНИГА»

ПРОБЛЕМЫ ПРАВОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ УЧЕТА КУРСОВЫХ И СУММОВЫХ РАЗНИЦ В РОССИИ

(№907/07-12 от 04.05.12, 10 с.)

Сафонова Эмилия Геннадьевна — кандидат технических наук, доцент,

e-mail: kafedrabu@inbox.ru,

Российский экономический университет им. Г.В. Плеханова

Рассмотрены вопросы правового регулирования учета курсовых и суммовых разниц в Российской Федерации и выделяются две основные проблемы — это проблемы, связанные с бухгалтерским учетом и с налоговым законодательством.

Ключевые слова: курсовые разницы, суммовые разницы, правовое регулирование курсовых и суммовых разниц.

PROBLEMS OF LEGAL REGULATION OF ACCOUNTING TERM AND SUM DIFFERENCES IN RUSSIA

Safonova E. G.

This article raises issues of legal regulation of accounting coursework and settlement differences in the Russian Federation are the two main problems — these are the problems associated with accounting and tax legislation.

Key words: exchange differences, total difference, legal regulation of exchange and total differences.