

Aнализ деятельности отечественных предприятий ПГУ

Основные технико-экономические показатели работы Ангренской (бурый уголь) и Южно-Абинской (каменный уголь) станций «Подземгаз» за период с 1962 по 1989 гг. приведены в табл. 1 и 2.

За основу анализа принятые периоды устойчивой работы предприятий и существовавших тогда стабильных цен.

Из приведенных данных следует, что экономические показатели станций «Подземгаз» зависят от их производительности: чем она выше, тем себестоимость газа ниже (табл. 1).

Менее заметно это для Южно-Абинской станции (табл. 2), поскольку производительность ее зависела в существенной мере от сезонности потребления газа. Коэффициент сезонности на Южно-Абинской станции был равен 4-5. В летний (неотопительный) период производство газа сокращалось на 80-85 %, что приводило к недоиспользованию мощности станции и отрицательно влияло на ее экономические показатели. Поэтому газ ПГУ выгодно передавать потребителям с круглогодичным потреблением (электростанции, машиностроительные заводы и предприятия производства стройматериалов).

Хотя данные табл. 1 и 2 приведены в ценах до 1990 г., они дают четкое представление об экономических возможностях предприятий ПГУ не-

большой производительностью (50-100 т у.т./год) и работающих на воздушном дутье. При этом важно, что Ангренская и Южно-Абинская станции «Подземгаз» непрерывно снабжали газом ПГУ близлежащие промышленные предприятия.

В структуре себестоимости газа на действовавших станциях «Подземгаз» зарплата рабочих с начислениями составляла около 10 %, затраты на электроэнергию — 33 %, амортизационные отчисления за здания и оборудование — 10 %, затраты на бурение скважин и подготовку угля к газификации — 28 %, вспомогательные материалы — около 1 %, цеховые и общезаводские расходы — 19 %.

Из перечисленных составляющих себестоимости газа резервы ее снижения заключены в уменьшении затрат на бурение скважин и подготовку угля к газификации (предварительное осушение, сбоевые работы), а также сокращение общезаводских и цеховых расходов.

В структуре капиталений на 1000 м³ газа в год составляют в %: воздушодувный цех — 11; поверхностные коммуникации и сооружения газогенераторного цеха — 14,6; водоснабжение — 12,5; энергохозяйство — 40; транспортное хозяйство — 6; жилищное строительство — 26; буровое оборудование — 3; и т.п.

Для определения эффективности подземной газификации углей, как одного из способов разработки

Таблица 1
**Основные технико-экономические показатели
Ангренской станции «Подземгаз»**

Показатели	1962 г.	1965 г.	1970 г.	1985 г.	1989 г.
Газ товарный, млн. м ³ /год тыс. т у.т./год	467 53	1405 159,5	992 112,0	157 14,7	507 64,7
Теплота сгорания газа, МДж/м ³	3,32	3,32	3,28	2,75	3,75
Себестоимость газа, руб. на 1000 м ³ на 1 т у.т.	2,89 25,6	1,82 16,1	1,97 17,6	8,52 91,0	4,06 31,8
Общая численность ПГПП, чел.	308	335	211	197	234
Производительность труда работающего, т у.т./мес	23,8	81,1	47,1	11,7	46,1

Таблица 2
**Основные технико-экономические показатели
Южно-Абинской станции «Подземгаз»**

Показатели	1962 г.	1965 г.	1970 г.	1984 г.	1989 г.
Выработка газа, млн. м ³ /год т у.т./год	255,6 32,7	364,9 55,2	390,0 55,8	248,0 31,4	225,0 32,0
Теплота сгорания газа, МДж/м ³	3,77	4,48	4,21	3,7	3,64
Себестоимость газа, руб. на 1000 м ³ на 1 т у.т.	2,43 20,4	2,14 14,3	2,34 16,0	5,34 42,3	5,16 41,6
Общая численность ПГПП, чел.	201	208	215	232	202
Производительность труда работающего, т у.т./мес	13,6	22,3	21,6	11,28	13,2

угольных месторождений, был проведен сравнительный анализ экономических показателей подземной газификации углей с аналогичными показателями шахтной и открытой добычи. Этот анализ показал, что себестоимость 1 т у.т. на Южно-Абинской станции «Подземгаз» при ее производительности 89,6 % от проектной была в 1,5 раза больше, чем при открытой добыче и в 1,3 раза меньше, чем на шахте. Причем производительность шахты и разреза в 10 и более раз выше, чем станции «Подземгаз».

Важной частью экономического анализа ПГУ является оценка эффективности транспортировки газа. При малых объемах производства газа ПГУ стоимость его транспортировки заметно дороже перевозок угля. Однако при увеличении количестварабатываемого газа, либо с повышением его калорийности себестоимость транспортировки снижается. Следовательно, при увеличении объемов газопередачи себестоимость транспортировки газа ПГУ будет выгодней транспортировки угля по железнодорожным

линиям. Предварительные расчеты показали, что экономическое превосходство транспортирования газа ПГУ сохранится для передачи газа с калорийностью 4,19 МДж/м³ (1000 ккал/м³) на расстояние до 100 км, а с калорийностью 8,38 МДж/м³ (2000 ккал/м³) — на расстояние до 200 км.

Проведенным сравнением использования газа ПГУ вместо угля, добываемого как шахтным, так и открытым способом в Кузнецком бассейне, установлено, что перевод тепловых электростанций и котельных с твердого топлива (уголь) на газ подземной газификации является экономически эффективным. Перевод с твердого топлива на газообразное дает экономию трудоемкости 20 % или для ТЭС — 0,26 человека на 100 кВт мощности, причем в котельных эти цифры в 2 раза выше, чем на ТЭС. Было также установлено, что удельные трудозатраты при открытом способе добычи угля оказываются ниже, чем при ПГУ, в то же время по трудозатратам ПГУ при низкой теплоте сгорания газа со-поставима с подземной разработкой, а при ее увеличении превосходит подземную добычу угля.

Основными путями улучшения экономических показателей работы станций подземной газификации являются повышение теплоты сгорания газа и увеличение объемов его производства.

Из вышеизложенного следует, что как основные технологические, так и технико-экономические показатели работы станций «Подземгаз» зависят от их производительности, горно-геологических и гидрогеологических условий залегания угольного пласта (глубина, мощность, строение, обводненность, состав угля), а также от состава дутья.

Осуществление ПГУ в небольших масштабах требует сооружения на поверхности сложного комплекса

дутьевых машин и коммуникаций для подачи дутья и отвода газа с оборудованием для его очистки и охлаждения, оборудованием для сбора, очистки сточных вод и улавливания побочных продуктов газификации, оборудованием для водо- и энергоснабжения и др.

При небольших масштабах производства газа затраты на сооружение поверхностного комплекса ложатся очень большой суммой на единицу выпускаемой продукции, а с увеличением мощности станции затраты на строительство зданий, сооружений и приобретение оборудования растут медленнее, чем мощность, поэтому удельные капитальные вложения в производство газа снижаются.

Возможности комплексных предприятий ПГУ на кислородном дутье

Предприятия ПГУ следует рассматривать в качестве комплексных энергохимических производств. При этом состав оборудования в наземном комплексе зависит от характера использования газа ПГУ.

Практически независимо от варианта использования газа ПГУ обязательным (первым) этапом должна быть его очистка от жидких смолистых веществ, выход которых характерен для всех процессов термической переработки угля. При этом в выделенном газовом конденсате содержатся аммиак, пиридиновые основания, а также смола. Из последней после гидрокрекинга могут быть получены органические продукты, в том числе гомологии бензола.

Транспорт газа ПГУ целесообразен только после улавливания сопутствующих смолистых веществ в наземной установке. И только после первичной очистки газа ПГУ от жидких и твердых веществ он может быть передан потребителю.

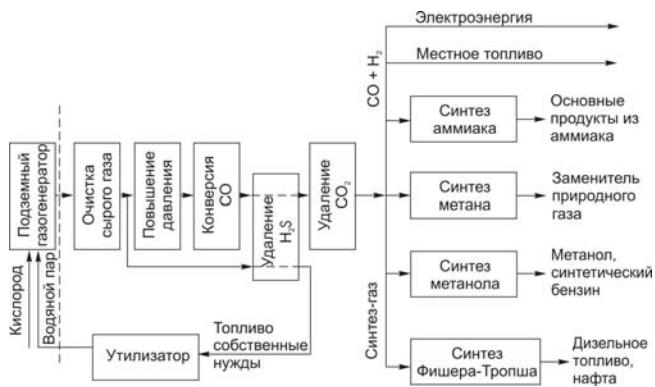


Рис. 1. Варианты переработки и использования газа ПГУ

очищенного и частично конвертированного, а также метанизированного газов.

Основные стадии обработки сырого генераторного газа в наземном комплексе состоят в следующем.

Весь сырой газ от нескольких подземных газогенераторов делят на два потока: сырьевой газ для получения ЗПГ (около 80 %) и газ на собственные нужды (примерно 20 %). Оба потока охлаждают, тяжелые смоляные фракции конденсируются. Благодаря специальной обработке конденсата получают раствор аммиака, сырье фенолы, масло, смолы и др. Глубину разделения конденсата определяют по температуре в подземном газогенераторе, а также по выделению отдельных продуктов.

После охлаждения и конденсации тяжелых фракций поток сырого газа делят на две части. Одна часть поступает в блок конверсии оксида углерода, а другая служит для поддержания необходимого для метанизации отношения H_2/CO . Продукт конверсии и неконвертируемый газ смешивают и направляют в аппараты для выделения сероводорода и двуокиси углерода. В результате этих операций получается продукт для синтеза метана.

Существенную часть в газоперерабатывающей установке наземного комплекса занимает блок конверсии. Процесс конверсии $(CO + H_2O \rightleftharpoons CO_2 + H_2 + q)$ осуществляется в две последовательные стадии. В первой из них конвертируется основная масса CO, во второй — завершается конверсия оставшегося оксида углерода.

Наиболее вероятны три сферы потребления: местное топливо, как правило, котельное; производство электроэнергии на ТЭС и наконец синтез-газ ($CO + H_2$) для производства искусственных углеводородов. При этом если в первых двух сферах газ ПГУ может быть получен на воздушном дутье ($\sim 4 \text{ МДж}/\text{м}^3$), то производство синтез-газа требует парокислородного дутья.

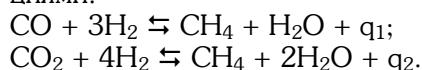
На рис. 1 показаны варианты комплексного энергохимического предприятия при ПГУ на парокислородном дутье. После очистки (отмычки) от H_2S и CO_2 остается синтез-газ ($CO + H_2$). Этот ценный продукт может быть использован в качестве сырья для синтезов аммиака, метана (заменителя природного газа), метанола, легкого бензина, дизельного топлива, а также в качестве топлива для различных промышленных и бытовых энергетических установок.

Особый интерес представляет возможность получения на базе газа ПГУ метана, как заменителя природного газа (ЗПГ). Состав сырого газа, получаемого в подземном газогенераторе при осуществлении процесса на парокислородном дутье и давлении около 3,0 МПа, аналогичен составу сырого газа процесса Лурги в наземном газогенераторе. В табл. 3 приведены расчетные составы сырого,

В качестве катализатора реакции конверсии можно применять сернистые соединения, кобальт-молибденовый сплав. До подачи на блок метанации поток газа, очищенный от кислых газов, должен быть полностью освобожден также и от сернистых соединений.

Для газа подземной газификации углей предусмотрена сероочистка по способу «Ректизол». Этот способ основан на принципе адсорбции, при котором из газа извлекаются тяжелые углеводороды (C_3 и выше), сероводород, двуокись и сероокись углерода. Остаточная концентрация сероводорода не превышает 0,0001 %.

В наземном газоперерабатывающем комплексе основным является процесс метанации газа, осуществление которого связано со строгим соблюдением технологического режима. Процесс метанации газа определяется следующими двумя реакциями:



Согласно первой реакции отношение H_2/CO должно быть не менее трех. Сырьевой газ входе в блок метанации имеет это отношение равным 3,75 (табл. 3).

Итак, предприятие ПГУ с получением заменителя природного газа

Таблица 3

Составы газов ПГУ

Компоненты	Концентрация, %		
	Сырой газ	Очищенный газ	ЗПГ
CO ₂	28,03	3,10	1,81
CO	20,20	16,92	0,01
CH ₄	11,13	14,93	93,01
H ₂	38,94	63,51	4,16
C ₂ H ₄	0,40	0,45	—
C ₂ H ₆	0,61	0,69	—
N ₂ + O ₂	0,29	0,40	1,01
H ₂ S	0,40	—	—
Теплота сгорания, кДж/м ³ , (ккал/м ³)			
	11480 (2740)	15000 (3580)	33980 (8110)

(93 % CH₄) вполне реально, так как наземный комплекс осваивается в технологии газификации в наземных газогенераторах. Такой газ может транспортироваться как для энергетики, так и для различных технологических процессов.

Органические синтезы жидких углеводородов (метанол, бензин, дизельное топливо) также основаны на вышеупомянутых реакциях. Главная их особенность заключается в подборе соответствующих катализаторов и режимных параметров.

Характерно, что программа США в области ПГУ ориентировалась только на производство синтез-газа на парокислородном дутье.

В феврале 1976 г. Лоуренс-Ливерморская лаборатория совместно с промышленными компаниями США (Дюпон, Амокопродакшн Пасифик гэс энд электрик, Вильямс Браверс и Рокки маунтин энеджи), участвующими в финансировании программы, выполнили подробный анализ возможностей и задач подземной переработки угольных пластов.

На совместном совещании специалистов названных компаний и Лоуренс-Ливерморской лаборатории рассматривались многие аспекты получения синтетического метана методом подземной переработки угля.

Выполнен широкий объем работ:

- угольные ресурсы и энергетическая обстановка в США;
- методы наземной газификации угля, осуществляемые в основном на парокислородном дутье и под высоким давлением;
- способы подготовки подземных газогенераторов и переработки угольных пластов;

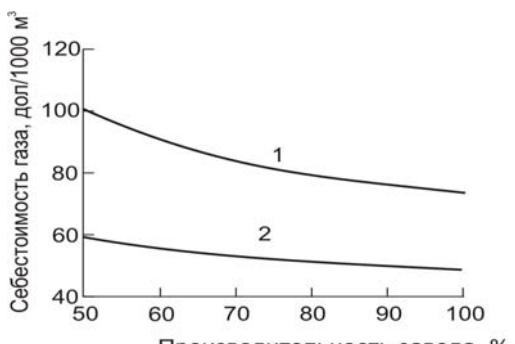


Рис. 2. Себестоимость синтетического газа в зависимости от производительности завода: 1 — газ наземной газификации (по Лурги); 2 — газ ПГУ

- методы и аппаратура наземного комплекса по получению синтетического метана из сырого подземного генераторного газа;
- последовательность осуществления намеченной программы от лабораторного моделирования до газификации угольных пластов в естественных условиях;
- различные аспекты экономики подземной переработки угля;
- охрана окружающей среды.

Экономическая оценка подземной переработки угля производилась в сравнении с процессом Лурги в наземном газогенераторе. В обоих случаях состав газа принимался одинаковым (табл. 3). В качестве дутья применяется 98 % O₂ и водяной пар при давлении около 4,0 МПа (40 кгс/см²).

На рис. 2 приведены результаты сравнительных экономических расчетов; для случая подземной переработки угольного пласта глубина его залегания принималась равной 300, а мощность — 30 м.

За максимальную производительность завода принята переработка угля ~ 23 тыс. т/сутки. При этом вырабатывается около 8 млн. м³/сутки трубопроводного синтетического метана.

При 100 %-ной производительности установки газ, получаемый в процессе Лурги, почти в 1,6 раза дороже газа, получаемого при подземной переработке угля.

При увеличении производительности установки по производству газа по методу Лурги вдвое стоимость его снижается со 100 до 74, а при подземной переработке угля — соответственно с 59 до 50 долларов за 1000 м³ трубопроводного газа.

Заключение

Анализ деятельности отечественных промышленных предприятий ПГУ по производству газообразного энергоносителя невысокой теплоты сгорания (до 4 МДж/м³) показал их технико-экономическую эффективность по сравнению с шахтной добычей угля.

Зарубежные технико-экономические (расчетные) исследования основаны на работе предприятий ПГУ на парокислородном дутье с получением сырого газа с теплотой сгорания 10-11 МДж/м³. При этом такой газ рассматривается в качестве синтез-газа для производства широкой гаммы продуктов, в том числе заменителя природного газа (теплота сгорания — 30 МДж/м³).

Таким образом, технико-экономические перспективы ПГУ достаточно убедительно свидетельствуют о целесообразности практического возобновления строительства ПГУ. **ГЛАВ**

Коротко об авторе

Крейнин Е.В. – ОАО «Промгаз».

Доклад рекомендован к опубликованию семинаром № 19 симпозиума «Неделя горняка-2007». Рецензент д-р техн. наук, проф. В.Ж. Аренс.