

## 石炭의 가스화 공정과 경제성

梁 承 萬 · 朴 元 勳

한국과학기술연구소 고온 공정 연구실

## Coal Gasification Processes and Comments on Economics

Seung-Man Yang and Won-Hoon Park

*High-Temperature Process Laboratory*

(Korea Institute of Science and Technology)

### 요 약

석탄의 가스화 공정의 반응특성과 반응기의 해석에 관한 연구는 앞의 총설에서 광범위 하게 언급 되었으므로 본고에서는 각종 가스화 공정의 특성을 간단히 요약하였으며 대표적인 가스화 반응기를 사용하는 Lurgi, BGC Slagger, U-Gas 및 Combustion Engineering 공정의 경제성을 비교하였다. 또한 최근에 활발히 진행중인 가스화 공정을 소개함으로써 앞으로의 연구개발 방향을 제시하였다.

### I. 석탄의 가스화 공정

#### 1. 공정의 종류

(가) 저열량 가스화(Low-Btu Gasification)

Lurgi 공정을 필두로 개발되기 시작한 초기의 가스화 공정은 주로 암모니아 합성용 및 Fischer-Tropsch 공정의 원료가스 공급을 위하여 가스화제로 산소와 수증기를 사용하고 있다.

미국을 중심으로 최근의 에너지 파동에 대처하기 위하여 개발한 가스화 공정은 대체 천연가스(SNG) 공급을 위한 고열량 가스화 공정과 발전용 연료를 비롯한 산업 에너지 공급을 위한 저열량 가스화 공정으로 대별된다.

저열량 가스화 공정의 특징은 산소 대신 공기

를 가스화 제로 사용하며, 수성가스 전이공정, 메탄화 등의 2차처리 공정이 필요 없다. 따라서 설비가 용이하며 전체 공정의 열효율이 높다. 앞의 총설 Table 2에는 저열량 가스의 특성이 수록되어 있다.

최근에 개발중인 저열량 가스화 공정은

(1) 고전적인 Lurgi, Koppers-Totzek 반응기에 가스화 제로 산소 대신 공기를 사용할 수 있도록 개량한 공정

(2) 유동층 반응기를 써서 반응물의 혼합과 접촉을 향상시키며 고압에서 조업하여 가스 이동에 필요한 압력을 따로 가하지 않아도 되며 열복합 발전(Combined cycle power generation) 등에 이용할 수 있도록 개발중인 공정으로 나눌 수 있다. 특히 개발중인 공정은 점결성, 유황, 휘발분, 회분 함량에 관계없이 모든 종류의 석

Table 1. Typical Gasification Processes

		Heating Value, Btu/SCF			Operating Pressure, Psia			Type of Reactor	Remark
		100~ 250	250~ 550	550~ 1000	15~ 30	30~ 50	50~ 100 up		
Commercial	Lurgi	*	*	*		*		M-B	1. Char combustion
	Wellman-Galusha (McDowell-Well- man)	*	*		*			M-B	2. Cold-Scrubbing
	WD/GI	*	*		*			M-B	3. Steam-gasification
	Wilputte	*			*			M-B	
	Koppers-Totzek		*	*	*			E-B	
	Otto Rummel	*			*			E-B	
	Winkler	*	*	*	*			F-B	
Developing Processes	ATGAS	*	*	*	*			Moltenbath	1. Char combustion
	Molten Salt		*	*			*	Moltenbath	2. Steam gasification
	Westinghouse	*				*		F-B	3. Hotscrubbing
	Hydrane			*		*		F-B	1. Hydrogasification
	Hygas			*			*	F-B	2. Multistage in a single reactor
	Synthane		*	*			*	F-B	1. Char Combustion
	Bigas		*	*			*	E-B	2. Steam gasification
	Texace		*	*			*	E-B	3. High pressure high yield of CH <sub>4</sub>
	CO <sub>2</sub> -Acceptor		*	*		*		F-B	1. Heat carrier
	Agglomerating		*	*		*		F-B	2. High carbon con- version
	Stone & Webster (General Atomic)		*	*					
	Exxon		*	*					
	U-gas	*				*		F-B	1. Low-Btu gasifica- tion
	Riley Morgan	*			*				
	General Electric	*				*		M-B	2. Power generation (combined cycle)
	Combustion Eng'g	*			*			E-B	
	Babcock & Wilcox	*				*		M-B	
	Foster-Wheeler	*				*		E-B	

F-B : Fluidized Bed Reactor

M-B : Moving Bed Reactor

E-B : Entrained Bed Reactor

탄을 이용할 수 있도록 하며 고온에서 가스정제를 하며 열교환기를 비롯한 장치비의 절약과 공정수의 사용량을 줄이고 열효율을 향상시키는 방

향으로 개발 중이다.

저열량 가스화 공정을 이용한 열복합발전은 최근에 활발히 연구되고 있는 분야이며 저열량 가

스의 특성에 맞는 버너의 개발과 전력부하에 따라 가스의 소요량이 변하므로 이에 따른 공정제어와 가스저장시설의 개발이 필요하다.<sup>1)</sup>

Table 1 에는 현재 산업화한 가스화 공정과 개발중인 공정의 특징을 간단히 요약하여 수록하였다.

#### (나) 고열량 가스화 공정(High Btu Gasification)

에너지원의 약 30%를 천연가스에 의존하고 있는 미국은 원활한 가스공급과 방대한 파이프라인의 활용을 위하여 고열량 가스화 공정에 박차를 가하고 있다. 특히 막대한 석탄자원을 효과적으로 이용하기 위하여 Bureau of mines 산하에 Office of Coal Research 를 설립하였으며, DOE(Department of Energy) 및 ERDA(Energy Research Development Administration)를 비롯한 정부기관과 American Gas Association(AGA) 등의 민간단체가 이 분야의 연구를 주도하고 있으며 80년대 중반에는 기업화가 가능할 것으로 보인다.<sup>2)</sup>

고열량 가스화 공정은 기존의 Lurgi, Koppers-Totzek 반응기를 이용하는 고전적인 공정과 이를 개선·보완하여 개발중인 Bi-gas,<sup>3)</sup> Synthane,<sup>4)</sup> Hygas,<sup>5)</sup> CO<sub>2</sub>-Acceptor,<sup>6)</sup> Self-Agglomerating Ash,<sup>7)</sup> Hydrane<sup>7)</sup> 등이 대표적인 공정이다. 이들 공정은 반응조건, 전처리과정, 원료공급방법, 반응기형태 및 반응열 전달방법에 따라 분류될 수 있다.

고열량 가스의 특징은 앞의 총선 Table 2 에 수록되었으며 유황 등 공해요인의 제거 및 파이프 라인 가스의 특성에 맞도록 1000 psi 정도로 압축되며 연소특성이 천연가스와 같다.

Lurgi, Koppers-Totzek 반응기를 이용한 고전적인 고열량 가스화 공정은 가스화제로 수증기와 산소를 사용하며 석탄의 연소열을 반응에 이용한다. 고전적인 공정은 산소제조공정에 많은 비용이 소요되고 반응 중에 많은 량의 이산화탄소가 발생하여 메탄의 수율이 저하 된다. 따라서 고열량 가스의 특성에 맞추기 위하여 수성가스 전이, 메탄화 등 값 비싼 촉매반응에 많은 비중을 두어 메탄함량을 높여야 한다.

고전적인 가스화 공정의 개선 및 보완을 위하여 최근 수년간에 걸쳐 개발되고 있는 석탄가스화 공정을 가스화 반응에 중점을 두어 다음과 같이 분류하였다.

#### (1) 석탄의 연소열을 이용한 공정(간접수소첨가 공정)

반응원리 및 반응열 공급방법은 Lurgi 공정과 같으나 반응물의 효과적인 접촉을 위하여 유동층 반응기를 사용하며 완전 가스화 반응을 일으키기 위한 고온 구간(연소층)과 메탄의 생성을 촉진하고 생성된 메탄의 분해를 억제하기 위한 저온반응구간(열분해층)으로 2단화 하여 고압에서 반응을 일으키며 대표적인 공정으로 Synthane, Bi-gas 공정 등이 있다.<sup>8)</sup> 특히 이들 공정은 아연석탄, 갈탄 등 점결성이 강한 석탄을 가스화하기 위하여 전처리 공정을 두고 있다.

앞의 총설에서 언급한 바와 같이 Molten Salt 및 ATGAS 공정은 고온의 가스화 반응기 내에서 생성가스를 정제하는 공정으로 열효율 향상과 높은 유황분을 포함하는 점결탄을 전처리 과정 없이 직접 가스화할 수 있다.

이상의 공정에서 얻어지는 일차생성가스는 10~20%의 메탄을 포함하고 있으며 2차처리를 거쳐 메탄함량이 95%이상인 SNG 를 얻을 수 있다.

#### (2) 수소 첨가 반응 공정

IGT에서 개발한 Pilot Plant 규모의 Hygas 공정을 비롯하여 PETC(Pittsburgh Energy Technology (Center)에서 개발하여 Bench Scale 규모로 시험 운전중인 Hydrane 공정이 대표적이며 석탄에 직접 수소를 첨가하여 메탄함량이 60~80% 정도의 일차생성가스가 얻어지며 이차처리 공정의 비중이 적다.

석탄에 수소를 직접 첨가하는 반응은 메탄 수율면에서는 바람직하나 반응속도가 느려서 석탄의 약 50~60%만이 가스화하여 미반응 Char의 사용문제가 심각하다.<sup>9)</sup> 최근에 Hi-gas 공정에서는 미반응 char를 이용하여 수소가스 및 공정에 필요한 수증기와 전기를 제조하는 방법을 모색 중이며 보일러 연료용으로 판매될 수 있다.

가스화 반응은 고압의 유동층을 사용하여 일

으키며 총설의 Figure 14 와 같이 다단화하여 메탄의 수율을 높이고 있으나 유동층 반응기의 설계 및 운전상에 어려움이 있으며 석탄의 변환율을 높이기 위한 연구가 필요하다.

(3) 열분해 및 가스화에 필요한 열 공급을 다른 열매체를 이용한 공정

앞의 총설 Table 7 에 수록되어 있는 공정으로 반응 원리는 석탄—수증기의 가스화 반응열을 석탄의 연소열을 이용하지 않고 다른 열 매체를 통하여 공급하므로써 산소 제조를 할 필요가 없으며 석탄의 변환율을 높일 수 있다.

Consolidation Coal Co. 의 CO<sub>2</sub>-Acceptor 공정은 열매체로 dolomite를 사용하며 이는 반응중에 발생하는 CO<sub>2</sub>를 제거하여 수성가스 전이반응을 촉진하고 반응기 내의 수소 농도를 높여 메탄수율을 향상 시킨다. 이 공정은 dolomite의 회수 및 재생방법이 선결되어야 할 과제이며 설계 및 공정제어 상의 문제점이 보완하여야 한다.

(4) 촉매 가스화 반응

최근에 활발히 연구되고 있는 분야로 이차처리공정을 거치지 않고 직접 메탄을 얻는 공정이며 총설의 Table 9 에 공정의 특성이 수록되어 있다.

(다) 중열량 가스화 공정(Medium Btu Gasification)

이 공정은 도시가스 및 각종 화학원료용 합성가스(Synthesis Gas) 제조를 목적으로 하고 있으며 생성가스의 특성은 총설의 Table 2 에 수록되어 있다.

중발열량 가스는 산소와 수증기를 사용하는 대부분의 공정에서 생산이 가능하며 일차생성가스는 수성가스 전이 및 메탄화 등의 이차변환공정을 거치지 않고 정제한 후 사용된다.<sup>10)</sup>

## II. 경제성 비교

석탄의 가스화 공정의 경제성 여부는 공정 선택에 있어 가장 중요한 인자이다. 각종 가스화 공정의 경제성 분석을 위하여는 공정의 특성에 대한 정확한 이해가 필요하며 석유, 천연가스 등 다른 에너지 원의 가격 변동 추이를 파악하여 상

대적인 경제성 여부를 가려야 한다. 가스화 공정에 대한 기술적인 연구는 많은 선진연구기관에서 행하여 왔으나 경제성에 관한 연구 자료는 미비한 상태이다. 본고에서는 이동층 반응기를 이용한 Lurgi 공정과 최근에 개발중인 BGC(British Gas Corporation)의 Lurgi-Slagger, U-Gas 및 Combustion Engineering 공정에 관한 경제성 분석 결과를 EPRI(Electric Power Research Institute)에서 보고한 자료를 토대로 소개하겠다.<sup>11,12)</sup>

### 1. 기초 자료

고정 투자 및 운전 비용을 계산 하는데 사용한 기초 자료는 다음 Table 2 와 같으며 가스화에 사용한 석탄의 물성은 Table 3 에 수록되어 있다.

Table 2. Economic Criteria used for Capital Costs and Costs of Services Estimates

- Mid-1976 dollars with no escalation.
- Thirty-six month construction period.
- Eight percent construction loan interest, compounded over the plant construction schedule.
- Coal cost of \$1.00/MM Btu.
- Ninety percent operating load factor.
- Twenty-five year plant life.
- Fifty : fifty debt : equity ratio.
- Eight percent annual bond interest.
- Twelve percent annual return on equity after taxes.

Table 3. Coal Analysis

Type	Illinois No. 6
APPROXIMATE ANALYSIS (Wt. %)	
Moisture	4.2
Ash	9.6
Fixed Carbon	52.0
Volatile Matter	34.2
	100.0
ULTIMATE ANALYSIS-DAF COAL(Wt. %)	

Carbon	77.26
Hydrogen	5.92
Oxygen	11.14
Nitrogen	1.39
Sulfur	4.29
Other	—
	100.00
HEATING VALUE—AS RECEIVED	
Higher Heating Value (HHV) (Btu/lb)	12,235
Net Heating Value (LHV) (Btu/lb)	11,709

## 2. 고정 투자비

공장의 처리 용량을 10,000 tons/day 규모로 하고 operating load factor를 90%로 조업할 때 Lurgi 공정의 경우 필요한 고정투자비는 Table 4에 수록된 바와 같다. 특히 Lurgi 공정에서 가스화제로 산소를 사용하는 경우 산소공정의 설비에 드는 투자비가 건설비의 약 15%를 차지함을 알 수 있다.

## 3. 공급 가격(Cost of Services)

석탄가격이 1 dollar/MMBtu 인 경우 가스공급 가격은 Lurgi 공정의 경우 Table 5와 같이 계산되며 석탄 가격에 따라 많은 영향을 받는다.

Table 4. Capita Investment at 90% Operating Load Factor and \$1/MM Btu Coal-Lurgi Process

	CASE MA(Lurgi-Air)			CASE MX(Lurgi-Oxygen)		
	\$1,000 <sup>(1)</sup>	\$/MM Btu/hr <sup>(2)</sup>	Percent	\$1,000 <sup>(1)</sup>	\$/MM Btu/hr <sup>(2)</sup>	Percent
PLANT INVESTMENT						
Coal Preparation	14,896	2,290	3.83	14,896	2,320	3.15
Oxidant Feed System	32,048	4,920	8.22	72,663	11,340	15.33
Gasification and Ash Handling	72,088	11,070	18.50	72,088	11,250	15.21
Gas Cooling	36,797	5,650	9.44	59,387	9,270	12.51
Acid Gas Removal and Sulfur Plant	47,549	7,300	12.20	35,930	5,610	7.58
Process Condensate Treating	71,633	11,000	18.38	88,929	13,880	18.77
Power Recovery	32,976	5,060	8.46	28,639	4,470	6.04
Utility and Offsite Facilities	81,682	12,540	20.96	101,339	15,810	21.39
Subtotal	389,669	59,840	100.00	473,871	73,950	100.00
Contingency	64,531	9,910		76,629	11,960	
Total Plant Investment	454,200	69,750		550,500	85,910	
Sales taxes(5% of total materials)	10,692	1,640		12,727	1,990	
CAPITAL CHARGES						
Preproduction Costs (3)	29,941	4,600		36,093	5,630	
Paid-up Royalties	2,271	350		2,754	430	
Initial Chemical and Catalyst Charge	2,328	360		1,543	240	
Construction Loan Interest	56,730	8,710		68,757	10,730	
Total Capital Charges	91,270	14,020		109,146	17,030	
DEPRECIABLE CAPITAL	556,162	85,410		672,373	104,930	
WORKING CAPITAL(3)	27,569	4,230		32,459	5,060	
TOTAL CAPITAL	583,731	89,640		704,832	109,990	

(1) Mid-1976 dollars

(2) Based on 100% operating load factor

(3) Includes coal at \$1.00/MM Btu, 90% operating factor

U-gas와 Combustion Engineering의 유동층 및 기류층 가스화 공정에 대해서도 이와같은 분석

을 하여 요약된 결과를 Lurgi 공정과 비교하여 Table 6에 수록하였다.

Table 5. Cost of Service at \$1/MM Btu Coal-Lurgi Process

OPERATING FACTOR	Case MA (Lurgi-Air) 90%	Case MX (Lurgi-Oxygen) 90%
NET PRODUCTION		
Fuel Gas, MM Btu/Day	120,938	118,692
By-product Liquid Hydrocarbons, MM Btu/day	19,721	19,721
By-product Electric Power, kW	68,760	57,330
Byproduct Sulfur, ST/day	269	278
Byproduct Ammonia, ST/day	111	111
OPERATING CHARGES, \$1,000/YR		
Coal @ \$1.00/MM Btu HHV	80,385	80,385
Operating Labor	4,047	4,433
Catalyst and Chemicals	518	552
Utilities	1,012	1,207
Maintenance, Labor	4,802	5,721
Materials	6,483	7,724
Administrative and Support Labor	2,655	4,061
General and Administrative Expense	5,309	8,123
Ash Disposal	338	338
Property Taxes and Insurance	11,355	13,762
Byproduct Electric Power	(20,480)	(17,075)
Byproduct Ammonia	(4,041)	(4,041)
Total Operating Charges, \$/yr	91,062	105,190
CAPITAL CHARGES, \$1,000/YR		
Total Capital Charges, \$/Year	91,062	109,953
COST OF SERVICES		
Total, \$1,000/Year	183,445	215,143
Per Unit Production, \$/MM Btu	3.57	4.26

Table 6. Summary of Economic Results

	BGC SLAGGER	LURGI		U-GAS		COMBUSTION ENGINEERING	
						Entrained Bed	
		Moving Bed		Fluidized Bed		Air	Oxygen
		Oxygen	Air	Oxygen	Air		
PRODUCTION AT DESIGN CAPACITY							
Net Fuel Gas, MM Btu/day (1)	196,937	134,376	131,880	184,872	201,432	185,664	196,920
Liquid Hydrocarbons, MM Btu /day (2)	—	21,912	21,912	—	—	—	—
By-Product Power, MW	12.77	76.4	63.7	72.5	50.2	106.0	(12.4)
TOTAL CAPITAL (3)							
Total Capital @90% Operating Factor, \$1,000	391,722	583,731	704,832	475,084	459,701	397,525	390,278
AVERAGE COST OF SER- VICES (3)(4)							

Annual Cost @90% Operating Factor, \$1,000/Year	157,768	183,445	215,143	164,176	166,962	141,000	169,149
Per Unit @90% Operating Factor, \$/MM Btu	2.44	3.57	4.26	2.70	2.52	2.31	2.61

## NOTES

- (1) Heating value plus sensible heat.
- (2) Higher heating value only.
- (3) Mid-1976 dollars and \$1/MM Btu coal.
- (4) Capital includes the cost of generating equipment required to produce by-product power.

이상의 분석결과 고전적인 이동층 반응기보다는 유동층이나 기류층 반응기를 사용하는 것이 훨씬 경제적이며 Lurgi 공정의 이동층 반응기를 개량한 BGC Slagger 공정은 이들과 비슷한 경제성을 보여준다. Figure 1에는 석탄 가격의 변화에 따른 각종 공정의 가스 공급가격 변화를 보여주며 여기서 주목할 것은 유동층을 사용한 IGT의 U-Gas 공정은 산소를 가스화제로 사용하는 것이 공기를 사용하는 경우보다 경제성이 높은 것으로 나타났다.

Table 7에는 1979년 8월 현재의 우리나라에서 주로 사용되고 있는 연료의 공장도 가격이 발열량을 기준으로 환산 되어 있다. 수입할 수 있

는 석탄 가격을 2 dollars/MM Btu로 보면 EPRI의 분석결과인 Figure 1에서 U-Gas를 비롯한 최근의 개발된 공정에서 공급될 수 있는 가스의 가격은 76년 중반 가격으로 3.5~4dollars/MM Btu로 추정된다. 이상의 결과로 보아 그동안의 인플레이션을 감안 하더라도 가스화에 의한 석탄의 활용은 우리나라에도 멀지 않은 장래에 실현될 것으로 보인다.

Table 7. Service-Cost of Domestic Fuels

연료	발열량	가격	발열량기준가격
방카C油	9,900kcal/l	82.67원/l	4.20 \$/MM BTU
LPG	12,000kcal/kg	286.0원/kg	12.01 \$/MM BTU
도시가스	7,700kcal/kg	163.16원/kg	10.67 \$/MM BTU

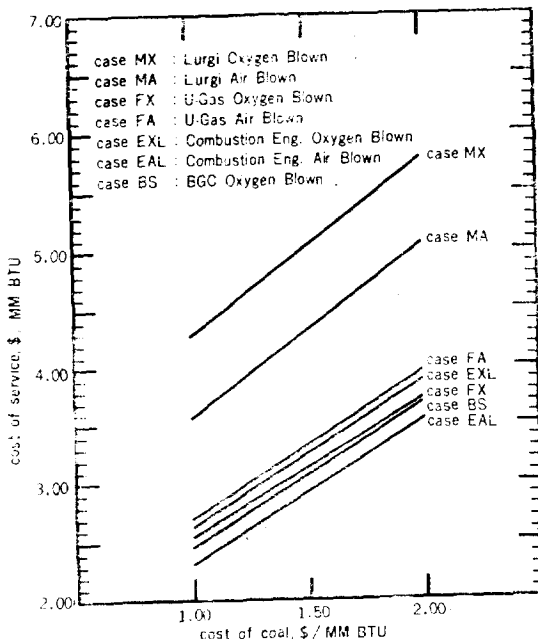


Fig. Cost of Service Vs. Cost of Coal for Various Gasification Process

## III. 가스화 공정의 새로운 동향

## 1. Surface Plant Gasification

석탄의 가스화는 Lurgi, Koppers-Totzek 등 기술적으로 기업화가 입증된 제 1세대 공정으로 시작하여 현재 Pilot Plant 규모로 연구중인 Hygas, Synthane 등 제 2세대 공정이 기업화를 위한 준비 단계에 있으나 다른 에너지원과 비교해 볼 때 경제성이 문제시 되고 있다.

석탄 가스화의 경제성을 향상시키기 위하여 가스와 오일을 동시에 생산하는 제 3세대 공정이 개발 중에 있으며 FMC Corporation의 COGAS 공정이 대표적이다.<sup>1)</sup> 이 공정에서 반응물의 선택, 가스와 오일의 생성비, 가스 발열량 및 수송거리를 고려하여 생성물이 최적 성분분포를 갖도

록 조업하여야 한다.

또한 Stone & Webster에서 개발 중인 원자로(Nuclear High Temperature Gas-Cooled Reactor, HTGR)의 폐열을 이용한 가스화 공정과 Rockwell International's Energy Systems Group에서 Rocket-injection system을 이용하여 개발한 Hydrogasification 공정은 유망한 것으로 기대된다.<sup>13)</sup>

Allis-Chalmers Corp은 최근에 회전로(Rotary Kiln)를 가스화 반응기로 사용하여 발전용 저열량 가스를 얻는 공정을 개발 중에 있다.

최근의 석탄 가스화 공정은 고압하에서 진행되며 석탄을 고압의 반응기에 공급하는 방법이 문제시 된다. 이점을 극복하기 위한 일환으로 I.G.T., Southern California Edison Co. 등은 오일과 석탄을 Slurry 상태로 공급하며 반응기 내에서 오일을 증발, 회수하는 공정을 개발중이다.<sup>14)</sup>

## 2. Underground Coal Gasification(UCG)

석탄의 가스화 개념의 새로운 분야로 즉석 가스화(In situ Gasification)로도 불리우는 지하 가스화 공정은 석탄의 채굴, 수송 문제를 해결해 주며 석탄을 가스화 함으로써 무공해 연료로 변환시킬 수 있다는 장점을 갖고 있어 오래전부터 연구 되어왔다.

지하 가스화의 개념은 William Sieman이 1868년 최초로 착안하였으며 그후 소련이 이 분야의 연구를 주도 하여 현재 Podmokovia, Angren 등지에 3개의 대규모 공장이 가동중인 것으로 알려져 있다. 미국은 DOE의 후원과 소련의 축적된 기술정보를 토대로 많은 연구를 진행중이며 Alabama 등에서 현장실험을 하고 있다.

지하 가스화는 Surface plant와 달리 반응기의 최적 용량 및 조업변수, 석탄의 공급속도, 입자크기, 회분 및 수분함량, 열전달속도 등을 제어할 수 없으며 공정중에 발생하는 유독성 가스로 인한 조업상의 어려움이 있다.<sup>15)</sup>

또한 지반 침하로 인한 가스의 누출을 막기 위해 조업압력을 낮추어야 하며 석탄층의 기공성을 높혀주어야 한다.

지하 가스화 공정을 개발하는데 있어 해결해야 할 문제점은 다음과 같다.

- (1) 조업압력, 반응구간등 기초 설계 변수의 최적화
- (2) 석탄의 기공성을 높이기 위한 전처리 공정의 개발
- (3) 저렴한 지하 장비의 개발
- (4) 수증기와 산소를 이용한 가스화 공정설계
- (5) 지하수 침투, 가스 누출 등의 지질학적인 특성 연구
- (6) 지하수 오염 방지
- (7) 지반 침강
- (8) 생성가스의 발열량 증가

미국, 소련등 선진 석탄 개발국은 이상의 문제점을 해결하기 위하여 많은 연구가 진행중이며 앞으로 15년 후에는 기업화할 것으로 기대된다. 우리나라의 경우 석탄층이 얇고 석탄의 반응성이 낮아 지하 가스화에는 적합치 않은 것으로 생각된다.

## IV. 결 론

최근에 미국을 중심으로 활발히 연구개발되어온 가스화 공정은 기술적으로는 이미 그 가능성이 입증 되었으나 경제적인 측면에서 다른 에너지원과 비교해 볼때 경쟁력이 떨어지며 따라서 공정의 기업화가 미비한 상태이다. 에너지원의 부족한 우리의 실정을 감안 해 볼 때 석유에너지에 대한 의존도를 경감하기 위하여는 에너지원의 다변화가 절실히 필요하며 석탄에너지의 활용은 장차 각광받을 연구분야이다. 이 분야의 성공적인 연구를 수행하기 위해서는 꾸준한 연구지원과 선진기술보유 기관과의 긴밀한 협조관계를 유지하여 기술정보의 축적이 필요하다.

## 참고 문헌

- (1) A.I. Conn, "Low Btu Gas for Power Plants," *Chem. Eng. Progr.*, Vol. 69, No. 12(1973), 56.
- (2) R.L. Zahradnik, "Coal Conversion R & D:



- What the Government is Doing, *Chem. Eng. Progr.*, June(1976), 25.
- (3) W.P. Hegarty and B.E. Moody, "Evaluating the Bi-Gas SNG Process, *Chem. Eng. Progr.*, Vol. 69, No. 3(1973), 37.
  - (4) A.J. Weiss, "Synthane Process Ready for Scale-up," *Hydrocarbon Processing*, June,(1978), 126.
  - (5) B.S. Lee, "Hygas Process Achieves 90% Coal Conversion," *Oil and Gas Journal*, Aug.,(1977), 74.
  - (6) A. Verma, "From Coal to Gas-Part II," *CHEMTECH*, Oct.,(1978), 626.
  - (7) I. Howard Smith and G.J. Werner, Coal Conversion Technology, Noyes Data Corporation, London, England, 1976.
  - (8) S.A. Bresler and J.D. Ireland, "Substitute Natural Gas: Process, Equipment, Costs," *Chem. Eng.*, Oct.,(1972), 94.
  - (9) J.P. Henry and B.M. Louks, "An Economic Study of Pipeline Gas Production from Coal," *CHEMTECH*, April,(1971), 239.
  - (10) H. Ferry, "Coal Conversion Technology," *Chem. Eng.*, July,(1974), 88.
  - (11) K. Chandra, B. McElmurry and S. Snelser, "Economics of Fuel Gas from Coal-An Update," EPRI, Final Report on the Research Project 239, May, 1978.
  - (12) D.E. Barrett, et. al., "Preliminary Design Study for an Integrated Coal Gasification Combined Cycle Power Plant," EPRI, Final Report on the Research Project 986-4, Aug., 1978.
  - (13) Raul Ramirez, "Rocket Systems Boost Coal-Conversion Plans," *Chem. Eng.*, Aug.,(1978), 51.
  - (14) B.S. Lee, "Slurry Feeding of Coal Gasifiers," *Chem. Eng. Progr.*, Vol. 71, No. 4(1975), 81.
  - (15) D.W. Gregg and T.F. Edgar, "Underground Coal Gasification," *AIChE. J.*, Vol. 24, No. 5(1978), 753.

