

## 석탄공급방식에 따른 250MW급 IGCC 플랜트의 성능 평가

이승중, 이진욱, 윤용승

고등기술연구원 전력에너지연구실 및 아주대학교 시스템공학과

### 요약

석탄공급방식에 따른 250MW급 석탄가스화 복합발전 플랜트의 성능을 생성가스의 발열량 및 발전 효율의 측면에서 살펴보았다. 대상탄은 Illinois No. 6탄, Drayton탄, Buckskin탄 및 Usibelli탄을 사용하였으며, 각 탄에 대하여 건식 및 습식 석탄 공급 방식에 따른 생성가스 및 정화가스의 조성과 IGCC 플랜트의 성능을 비교하였다. 탄소 함량이 높을수록 발전 효율은 증가하는 경향을 나타내었으며, 습식 석탄공급방식보다는 건식 석탄공급방식이 발전효율면에서 유리한 것으로 나타났다.

### 1. 서론

석탄가스화 복합발전시스템(Integrated Gasification Combined Cycle, 이하 IGCC)은 석탄을 불완전 연소시켜 가스를 생성하는 석탄가스화공정, 생성가스의 불순물(주로 산성가스)을 정제하는 가스정화공정, 정화된 가스를 1차 발전에 이용하는 가스터빈공정과 이곳에서 배출되는 폐열을 이용하여 2차로 발전시키는 증기터빈공정으로 구성된 복합적 개념의 발전시스템이다. 이들 공정 이외에 산소를 산화제로 이용하는 공정일 경우에는 공기분리공정(Air Separation Unit, ASU)이 추가된다.

본 연구는 IGCC 발전 시스템 개발 프로젝트의 일환으로 상용 공정해석용 프로그램으로서 고체 반응물이 있는 시스템 모사에 효과적인 ASPEN(Advanced System for Process Engineering) 코드를 이용하여, 250MW급 IGCC 플랜트에 대한 성능을 예측하였다. 250MW급의 IGCC플랜트를 선정한 이유는 실용화가 가능한 소규모의 플랜트이고, 가스터빈 1기 및 스팀터빈 1기 등으로 구성된 시스템으로 복합발전이 가능한 규모의 플랜트이기 때문이다. 제안된 IGCC플랜트는 산소공급형 가압 분류층 가스화기, 저온가스정화공정, 가스터빈 사이클 및 증기터빈 사이클로 구성되어 있다. 본 연구에서는 유연탄 및 아역청탄을 대상으로 하여 탄종에 따른 공정 성능에 대한 해석을 수행하였으며, 석탄공급방식(건식 및 습식)에 따른 공정 해석을 수행하였다. 그림 1에 전산 모사에 이용된 IGCC 플랜트 모델 계통도를 간략히 나타내었다.

### 2. 석탄가스화 복합발전시스템 모델링

#### 가. 석탄가스화 공정 및 가스정제 공정 모사

전산 모사 결과에 대한 건전성을 검토하기 위하여 Shell사의 실증시험 결과가 있는 유연탄(bituminous coal)인 Drayton과 아역청탄(sub-bituminous coal)인 Buckskin으로 모사를 수행한 후 실증시험치와 비교하였으며<sup>1)</sup>, 이들 결과의 건전성을 바탕으로 유연탄인 Illinois No.6탄과 아역청탄인 Usibelli탄에 대한 공정해석을 수행하였다. 전산 모사에 사용한 유연탄 및 아역청탄에 대한 공업분석 및 원소분석 자료를 표 1에 나타내었다.

분류층 가스화기는 석탄을 미분화하여 슬러리 형태나 건조상태에서 가스화기 내부로 공급한다. 슬러리는 농도가 높을수록 가스화 반응에는 유리하지만, 점도가 올라가 가스화기에 공급하기가 곤란한 단점이 있으므로, 그 농도에 한계가 있다. 현 기술 수준으로 Texaco 가스화기에서는 유연탄인 Illinois No. 6탄인 경우 슬러리 농도는 66.5%<sup>2)</sup>이고 같

탄인 경우 50%가 한계로 되어 있다. 각 탄종에 따른 비교 평가를 위하여, 슬러리 농도를 유연탄인 Illinois No.6탄 및 Drayton탄은 66.5%로 하였으며, 아역청탄인 Buckskin탄 및 Usibelli탄은 53%<sup>3)</sup>로 하여 모사하였다.

건식 석탄공급 방식의 경우, 미분화된 석탄이 질소에 의한 공압 수송으로 가스화기에 공급되고 산화제 및 증기와 섞여 가스화 반응이 일어난다. 습식 석탄공급 방식의 경우에는 슬러리 내에 포함되어 있는 물은 가스화기내의 온도 상승을 조절하는 역할을 하지만, 물의 증발잠열에 의해 가스화기의 온도가 건식인 경우보다 낮다. 따라서 이러한 물의 역할로 인해 연료가스의 발열량 및 산소 요구량이 변하게 된다. 슬러리에 필요한 물의 요구량이 많을수록 산소 요구량은 증가하며 생성가스의 발열량은 감소하게 된다. 가스화기의 운전 온도를 결정하는 주요 요소는 회융점 온도로, 일반적으로 회융점 온도에 따라 각 탄종에 따른 가스화기의 운전 온도를 결정하여야 하지만, 각 탄에 대한 공정 비교를 위하여 습식 공정의 경우 각 공정 특성에 따라 산소 주입량을 가스화기의 온도 1360℃-1380℃가 되도록 조절하여 공급하였으며, 건식 공정의 경우에는 가스화기의 온도가 1420-1425℃가 되도록 산소 주입량을 조절하였다. 또한 탄종에 따라 생성되는 슬랙 및 비산재의 조성이 다르지만, IGCC 공정 비교를 위하여 각 탄에 대한 슬랙 및 비산재의 조성이 Shell 및 Texaco 가스화기의 실증자료<sup>2)</sup>인 Illinois No. 6탄에 대한 슬랙 및 비산재 조성과 같은 것으로 가정하였으며, 슬랙 및 비산재를 생성하고 남아있는 나머지 석탄 성분은 가스화 반응에 모두 소요되도록 공정해석을 수행하였다.

제안된 탄종 및 석탄공급 방식에 따른 가스화기에 공급되는 석탄 및 utility의 양을 표 2에 나타내었다. 증기/산화제의 비율에 있어 반응성이 빠른 아역청탄은 증기를 공급하지 않는다는 보고가 있으며, Drayton탄 등 반응성이 빠른 일부 유연탄의 경우에도 증기 주입없이 높은 탄소전환율을 얻을 수 있는 것으로 보고하고 있으나, 일반적으로는 반응성이 떨어지는 유연탄의 경우에는 증기/산화제 무게 비율을 0.1-0.2로 증기를 주입하여 탄소 전환율을 향상하고 있다<sup>3)</sup>. 본 연구는 Shell사의 pilot plant 가스화기에 주입되는 시료비 대로 유연탄인 Illinois No. 6에 대해서만 증기/산화제 비율을 0.05로 공급하였으며<sup>2)</sup>, 나머지 탄에 대해서는 증기 공급 없이 공정해석을 수행하였다.

가스화기에서 생성된 고온의 석탄가스는 열교환기를 통과하여 냉각되는데 이 과정을 통하여 전력 생산용 고압 증기를 생산하게 된다. 열교환기를 통과한 생성가스는 사이클론과 세라믹 필터에서 분진이 제거되고 물분사에 의해 암모늄가스가 제거된 후 탈황공정으로 유입된다. 도입된 탈황공정은 저온탈황공정으로 Sulfinol 공정은 생성가스로부터 산성가스(황화수소, 황화카르보닐 등)를 제거하는 공정이다. 산성가스를 포함한 용매는 재생기로 유입되어 산성가스를 유리시키고 유리된 산성가스는 Claus 공정으로 유입된다. Claus 공정에서 일련의 산화, 환원 반응을 거쳐 황원소를 생성한다. Claus 공정에서 반응하지 않고 남아있는 산성가스는 SCOT 공정에서 미량의 정제된 gas와 혼합된 후 촉매 반응에 의해 가수분해되어 황화수소를 생성한다. 생성된 황화수소는 Claus 공정으로 재순환된다.

#### 나. 가스터빈 장치 모사

가스터빈 기종으로 GE사의 MS7001FA 가스터빈을 채택하였다. 연소기내 물리/화학적 현상은 주 연소구역에서 일어나는 석탄가스/공기의 화학반응과 고온의 연소가스와 압축기 냉각공기가 열량적으로 혼합되어 터빈입구온도 설계요구사항을 만족시키는 희석 구역으로 모사할 수 있다. 또한 터빈블레이드 냉각, 폐열회수보일러로 유입되는 터빈 출구온도 등의 설계요구사항을 충족하도록 공기추출 및 혼합계통에 대한 모델<sup>4)</sup>이 고려되었으며, 가스터빈의 압축비는 15.6:1로 설정하여 전산해석을 수행하였다.

## 다. 증기터빈 장치 모사

폐열회수보일러, 증기터빈 및 보조장치 등으로 증기터빈 장치를 모델로하여 전산 해석을 하였다. 폐열회수보일러는 가스터빈에서 배출되는 배기가스의 열을 회수하여 증기터빈 장치에 필요한 증기를 생산하는 장치로서 현재 모든 복합발전 시스템에 있어서 두 가지 내지 세 가지의 압력에 해당하는 증기를 생산한다.

HRSG를 예열기(Economizer), 증발기(Evaporator) 및 과열기(Superheater) 등의 일련의 열교환기로 모사하였고<sup>5)</sup>, 석탄건조에 사용되는 중압의 포화증기는 포화수로 되어 탈기기(deaerator)로 돌아오는 것으로 가정하였으며, HRSG에서의 열손실은 없는 것으로 가정하였다. 증기터빈은 고압, 중압 및 저압터빈으로 구성하였고 재열 사이클을 적용하였다. 또한 압축수 및 증기가 이동하는 관로상에서의 압력손실은 단열하에 이루어진다고 가정하였고, 증기의 누설 및 증기터빈 시스템으로의 재유입 등에 대해서는 GE사의 자료를 이용하였다.

## 3. 결과 및 고찰

### 가. 석탄가스화 공정 및 가스정제 공정

본 연구에서 수행한 모사 결과의 신뢰도를 검증하기 위하여 Shell사의 실증시험 결과와 비교한 자료를 그림 2에 나타내었다<sup>1)</sup>. Drayton탄과 Buckskin탄의 경우, 자료의 부족으로 가스화기에서 생성되는 생성가스내 수분 함량을 유연탄인 Drayton탄의 경우 1.5%로 가정하였고, 아역청탄인 Buckskin탄의 경우는 4%로 가정하여 모사를 하였다. 그림 2의 생성가스 조성 결과는 건식 석탄가스화기의 경우 유연탄 및 아역청탄 모두 실증시험 결과와 잘 일치하고 있음을 보여주고 있다.

그림 3에 탄소 함량에 따른 생성가스의 발열량을 나타내었는데, 탄소의 함량이 높을수록 생성가스의 발열량이 증가하고, 건식 석탄공급방식이 습식방식인 경우보다 생성가스의 발열량이 높은 것을 알 수 있다. 그림 3에서 아역청탄의 경우에 건식 및 습식 공급방식에 대한 생성가스의 발열량의 차이가 유연탄에 비해 큰 것으로 나타났는데, 이러한 이유는 아역청탄의 슬러리 농도(53%)가 유연탄(66.5%)에 비해 낮아, 물의 영향으로 인해, 생성가스의 발열량이 낮아지는 폭이 크기 때문이다.

### 나. 가스터빈 장치 및 증기터빈 장치

탈황공정을 거친 정화가스를 바로 가스터빈의 연료로 사용하였다. 탈황공정을 거쳐 가스터빈으로 유입되는 연료가스의 조성 및 유량을 표 3과 표 4에 나타내었다.

습식공정의 경우 가스화기에서 생성된 생성가스의 발열량과 연료가스의 발열량이 상당한 차이를 나타내고 있는데, 이러한 이유는 가스화기에서 생성된 생성가스는 일련의 정제과정을 거치면서 생성가스내에 함유된 수분이 제거되어 정화가스의 발열량이 높아졌기 때문이다. 정제가스에 함유된 수분의 함량은 건식인 경우 0.22 mol%이고 습식인 경우 0.15 mol%로 계산되었는데, Shell 공정의 경우 정제가스의 수분 함량이 0.02 mol%이고 Texaco 공정의 경우 0.01 mol%로 보고된 한국전력기술주식회사(KOPEC)의 자료<sup>6)</sup>와 비교할 때 타당할 것으로 판단된다. 그림 4에 연료가스에 대한 모사 결과와 KOPEC의 자료를 비교하였다.

그림 5에 탄소 함유량에 따른 IGCC 플랜트 효율을 나타내었다. 그림 5의 결과로부터 탄소의 함유량이 높을수록 발전 효율은 증가하는 것을 알 수 있다. 따라서 건식공급방

식의 경우, 발전 효율만을 고려한다면, 가능한 한 탄소 함량이 높은 탄을 선정하여야 할 것으로 판단되나, 각 탄종에 대한 운전조건 및 특성을 고려하여 대상탄을 선정하여야 한다. 그림 5의 결과만을 비교할 때, 아역청탄보다는 유연탄이, 건식공급방식이 습식공급방식보다 발전 효율 면에서 매우 유리한 것으로 나타났다. 특히 습식공급 방법인 경우 아역청탄의 발전 효율은 다른 탄종 및 공정에 비해 발전 효율이 2.5% 이상 차이가 나는 것으로 계산되었다. 이러한 이유는 본 연구에서 사용된 아역청탄의 슬러리 농도(53%)가 유연탄(66.5%)에 비해 낮기 때문에 슬러리에 필요한 물의 양이 많을수록 발열량이 감소하게 되어 플랜트 전체 효율이 떨어지기 때문이다. 따라서 습식공급방식의 경우 발전 효율과 발전 단가 등을 고려하여 아역청탄의 사용 여부를 결정하여야 할 것으로 판단된다.

#### 4. 결 론

본 연구는 석탄공급방식에 따른 250MW급 IGCC 플랜트에 대한 공정전산 해석을 수행하였다. 탄소함량이 높을수록 생성가스의 발열량은 증가하였고, 건식 석탄공급방식이 습식인 경우 보다 생성가스 발열량이 500 kcal/m<sup>3</sup> 이상 높았다. 특히 아역청탄의 경우에는 건식 및 습식 공급 방식에 대한 생성가스의 발열량이 1,000 kcal/m<sup>3</sup> 이상 차이를 보였는데, 이러한 이유는 아역청탄의 슬러리 농도(53%)가 유연탄(66.5%)에 비해 낮아 물의 증발잠열에 의한 영향으로 생성가스의 발열량이 낮아진 때문이다.

발전 효율도 생성가스의 발열량과 유사한 경향을 보였는데, 건식 석탄공급 방식이 습식인 경우보다 0.8~3.0% 높게 나타났다. 특히 아역청탄의 경우 석탄공급 방식이 건식 경우가 습식인 경우에 비해 발전 효율이 2.5% 이상 높은 것으로 나타났다. 아역청탄에 비해 상대적으로 slurry내 물의 함량이 낮은 유연탄은 건식 및 습식 공정에 따른 발전 효율의 차이가 작은 것으로 나타났다. 또한 탄소 함량이 높을수록 발전 효율은 증가하는 경향을 보였다. 따라서 발전 효율만을 고려한다면, 유연탄을 건식으로 공급하는 방법이 가장 유리하고, 습식 공정에 아역청탄을 사용하는 것이 가장 불리한 것을 알 수 있다.

탈황공정으로 저온탈황공정을 도입하여 전산해석을 하였는데, 저온탈황공정은 가스의 냉각 및 재가열 등 일련의 과정에서 열손실이 크므로, 고온탈황공정에 비해 발전 효율이 떨어진다. 따라서 추 후 연구에서는 저온탈황공정 대신 고온탈황공정을 도입하여 IGCC 플랜트에 대한 모사를 수행하고 저온정화공정과 고온정화공정에 대한 비교 평가를 수행할 예정이다.

#### 참고문헌

1. U. Mahagaokar and A.B. Krewinghaus, "Shell Coal Gasification Process - Recent Performance Results on Drayton, Buckskin, Blacksville No.2 and Pyro No. 9 Coals", Power Generation Conference & Exposition, 1990.
2. 조성무, "IGCC Technology", 한·미 발전설비기술협력 workshop, 1996.
3. 안달홍, 김종진, 김종영, "국내 수입석탄의 가스화 및 석탄가스화복합발전 연료적합성에 관한 연구", 한국에너지공학회지, 제4권, 제2호, 1995.
4. 통상산업부, "석탄가스화 복합사이클 발전시스템 실용화개발(II)", 931E105-348DG1, 1994.
5. Y. Yun, et al, "Status of IGCC Engineering Package Development in Korea". AIAA 29th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference, 1994.
6. 한국전력기술주식회사, "석탄가스화 복합발전 기술연구", KOPEC/91-T-013, 1991.

## 후 기

본 연구는 통상산업부 산하 에너지자원개발기술지원센터에서 지원하고, 한국전력연구원이 주관하는 '석탄가스화복합발전 기반기술개발' 과제의 2차년도 사업으로 지원되었습니다. 이에 감사드립니다.

표 1. Analysis of sample coals

탄 종	유연탄		아역청탄	
	Illinois No. 6	Drayton	Usibelli	Buckskin
Proximate Analysis(as received)				
Moisture	12.00	9.57	24.03	25.00
Fixed Carbon	44.02	47.47	29.25	33.95
Volatile	35.18	32.57	37.42	34.19
Ash	8.80	10.39	8.60	6.86
Ultimate Analysis(mf basis)				
Carbon	69.57	73.00	62.70	67.32
Hydrogen	5.31	4.85	4.83	4.78
Nitrogen	1.26	1.54	0.72	1.17
Sulfur	3.87	1.11	0.45	1.24
Oxygen	9.99	8.01	19.98	16.35
Ash	10.00	11.49	11.32	9.14

표 2. Utility consumption for utilizing coals

탄 종		Illinois No. 6		Drayton		Usibelli		Buckskin	
		건 식	습 식	건 식	습 식	건 식	습 식	건 식	습 식
석 탄 공 급 방 식									
Utility (kg/s)	Coal (as received)	22.92	23.62	21.80	22.07	32.89	36.56	29.89	33.38
	Oxidant (95% O <sub>2</sub> )	16.84	19.02	17.83	19.09	19.85	28.81	18.50	25.73
	Steam	0.97	--	--	--	--	--	--	--
	Nitrogen	1.56	--	1.70	--	1.93	--	1.60	--
	Water for Slurry	--	7.61	--	7.94	--	15.85	--	13.40

- \* Slurry Concentration  
 - Illinois No. 6 & Drayton bituminous coals : 66.5%  
 - Usibelli & Buckskin sub-bituminous coals : 53%

표 3. Inlet fuel gas composition to gas turbine (bituminous coal)

탄 종		Illinois No. 6		Drayton	
석 탄 공 급 방 식		건 식	습 식	건 식	습 식
연료가스성분 (vol %)	H <sub>2</sub>	31.38	35.71	28.33	34.59
	CO	61.90	51.64	65.54	53.11
	CO <sub>2</sub>	1.44	10.43	0.32	9.97
	H <sub>2</sub> O	0.22	0.14	0.22	0.15
	CH <sub>4</sub>	0.11	0.04	0.11	0.04
	N <sub>2</sub>	3.91	0.91	4.36	1.00
	Argon	1.04	1.13	1.12	1.14
연료가스 발열량 (kcal/m <sup>3</sup> , LHV)		2,685	2,485	2,720	2,500
연료가스 유량 (kg/sec)		36.87	39.01	37.58	39.16

표 4. Inlet fuel gas composition to gas turbine (sub-bituminous coal)

탄 종		Usibelli		Buckskin	
석 탄 공 급 방 식		건 식	습 식	건 식	습 식
연료가스성분 (vol %)	H <sub>2</sub>	27.09	31.39	27.50	32.33
	CO	61.87	39.84	64.20	42.15
	CO <sub>2</sub>	5.29	26.16	2.92	22.88
	H <sub>2</sub> O	0.22	0.16	0.22	0.15
	CH <sub>4</sub>	0.02	0.01	0.04	0.01
	N <sub>2</sub>	4.34	0.90	3.99	1.03
	Argon	1.17	1.54	1.13	1.45
연료가스 발열량 (kcal/m <sup>3</sup> , LHV)		2,570	2,010	2,650	2,105
연료가스 유량 (kg/sec)		42.15	51.14	39.81	47.15

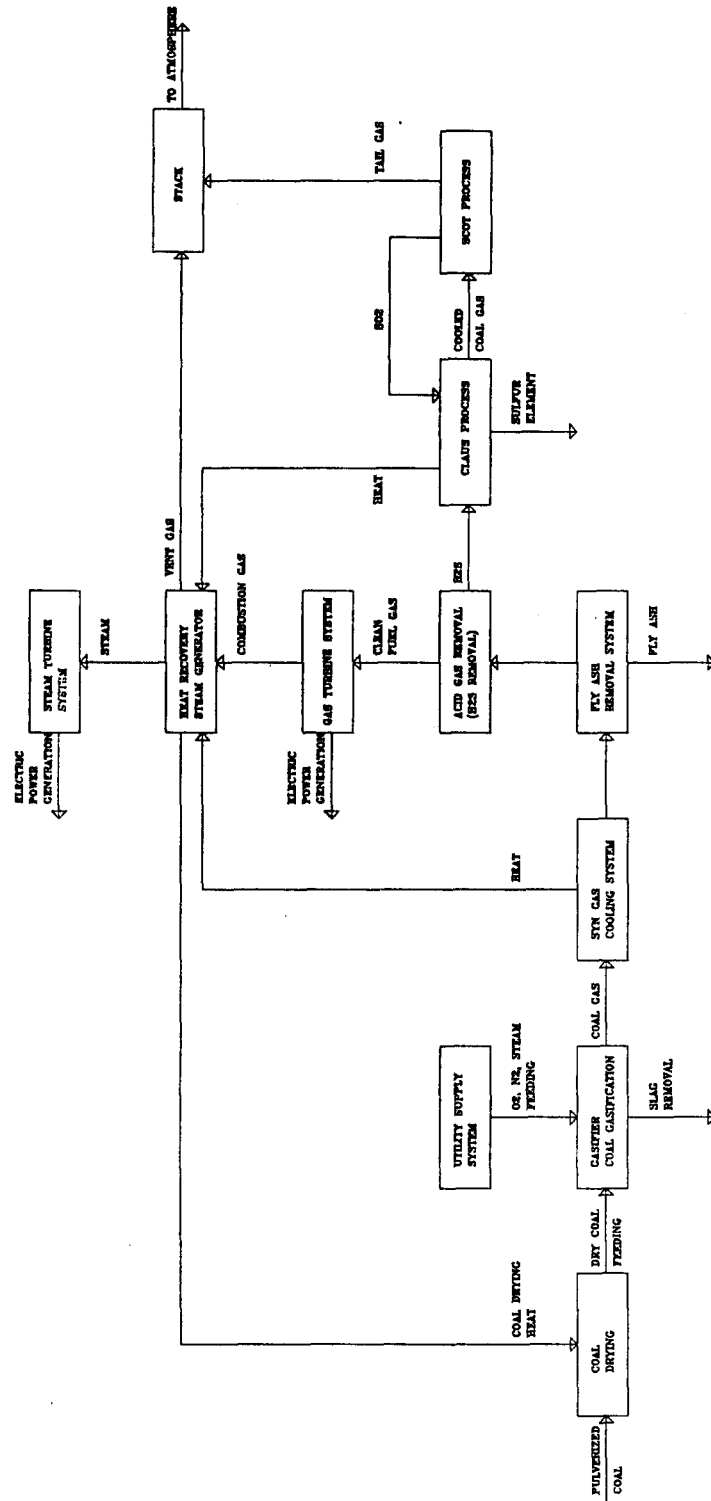
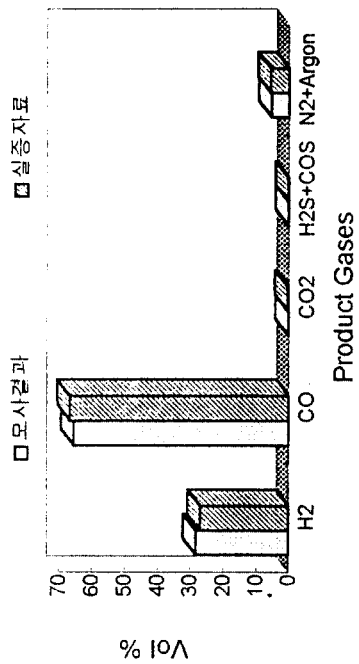
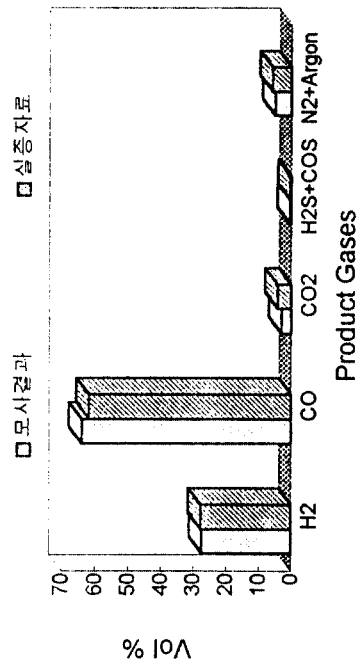


그림 1. Simplified IGCC plant flow diagram



a) Drayton Bituminous Coal



b) Buckskin Sub-bituminous Coal

그림 2. Comparison of product gas composition from dry feeding gasifier

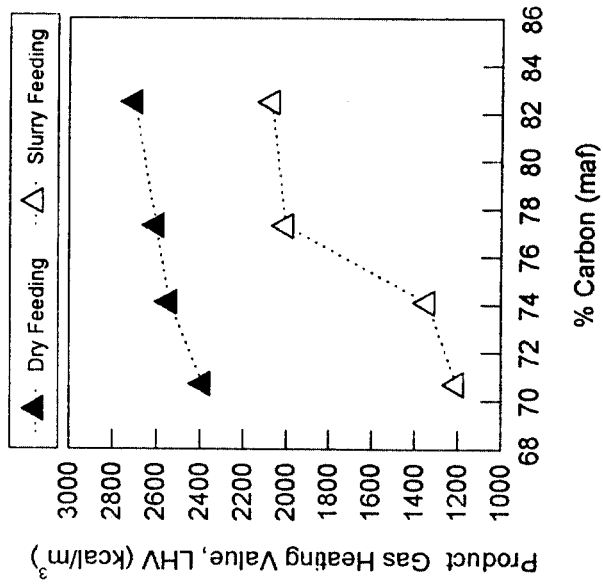
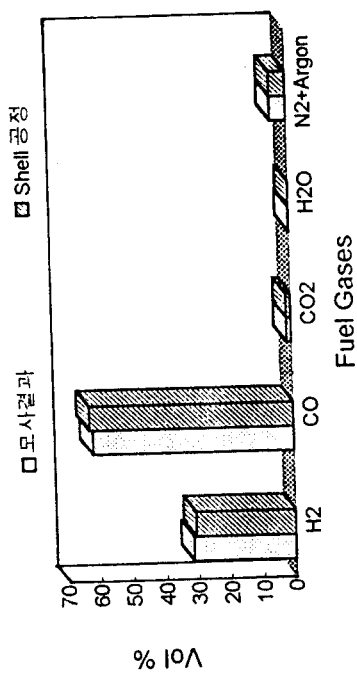
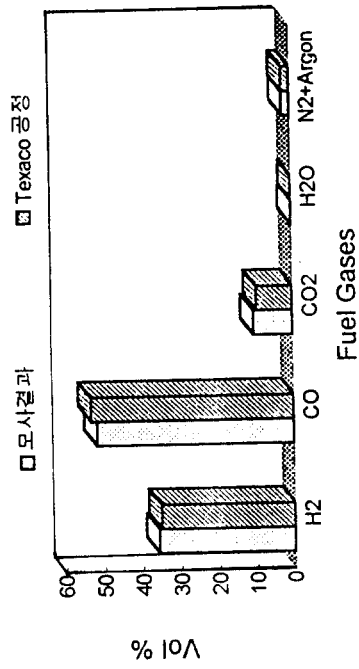


그림 3. Product gas heating value according to carbon percentage of coal





a) Dry Feeding System



b) Slurry Feeding System

그림 4. Comparison of inlet fuel gas composition of Illinois No. 6 bituminous coal

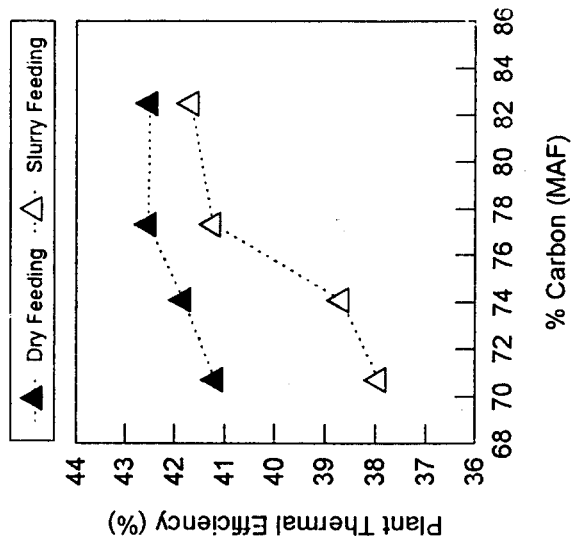


그림 5. IGCC plant thermal efficiency according to carbon percentage of coal