

탄종 및 석탄공급방식 변화에 따른 석탄가스화 복합발전 플랜트의 성능 평가

이승종 · 이진욱 · 윤용승

고등기술연구원 전력에너지연구실 및 아주대학교 시스템공학과

Performance Evaluation of IGCC Plants with Variation in Coal Rank and Coal Feeding System

Seung-Jong Lee, Jin-Wook Lee and Yongseung Yun

Institute for Advanced Engineering and Department of Systems Engineering, Ajou University

요 약

석탄가스화 복합발전시스템의 성능을 평가하기 위한 방안의 일환으로, 석탄시료의 탄종과 공급방식을 변경하면서 정적 시스템모사방법을 사용하여 생성 석탄가스의 발열량과 발전효율을 비교하였다. 석탄의 탄종은 유연탄 3종과 아역청탄 3종을 비교하였고 공급방식은 분류층 가스화기에서 사용되는 건식과 습식 두 가지에 대하여 비교하였다. 시스템 모사방법의 검증은 위해서는 모사결과를 Shell사와 Texaco사에서 발표된 같은 석탄시료에 대한 실증자료와 비교하여 사용된 모사방법이 적절함을 입증한 후 다른 시료에 대하여 모사방법을 적용하였다. 탄종에 따른 결과를 보면, 석탄내 탄소분이 많을수록 가스화에 의한 생성가스의 발열량과 발전효율 모두 증가하는 경향을 보이며 습식공급방식이 건식방식에 비해 탄종변화에 민감한 결과를 보였다. 특히, 습식공급 방식으로 아역청탄을 사용하는 경우는 생성가스의 발열량과 발전효율의 측면에서 유연탄에 비해 현저히 낮은 수치를 보여주고 있어 이용에 제한적임을 추정할 수 있었다. 발전효율 측면에서는 건식 석탄주입방식이 아역청탄의 경우 최대 3%, 유연탄의 경우 1% 정도의 효율이 습식방식에 비해 높게 모사 되었다.

Abstract— As a way to evaluate the performance of IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) processes, heating values of coal gas as well as plant efficiency were compared for different rank coals and coal feeding methods by employing the static process simulation technique. Performance of the process was compared with coal rank that was varied by three assorted bituminous coals and also by three subbituminous coals, in addition to the two types of feeding techniques, i.e., dry-feeding and slurry-feeding, that are utilized in entrained-bed coal gasifiers. For the verification of the simulation technique, simulated results were compared first with the actual pilot plant data published from Shell and Texaco. The simulation technique was, then, applied to other coals. Result from tests varying coal rank exhibits the trend of improving both heating content of the product gas and plant efficiency with increasing carbon content in coal. The effect of coal rank is more sensitive in slurry-feeding cases compared to the dry-feeding cases. In particular, considering notably lower values in gas heating value and plant efficiency calculated in the slurry-feeding case that uses a subbituminous coal, limited utilization of the slurry-feeding method for subbituminous coals can be expected. From the plant efficiency point of view, dry-feeding method resulted in higher simulated efficiency values by maximum 3% for subbituminous coals and ca. 1% for bituminous coals.

1. 서 론

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

본 연구에서는 상용 공정 해석용 프로그램으로서 고체 반응물이 있는 시스템 모사에 효과적인 ASPEN(Advanced System for Process ENgineering) 코드를 이용하여, 250 MW급 IGCC 플랜트에 대한 성능을 예측하였다. 250 MW급의 IGCC 플랜트를 선정 한 이유는 가스터빈 1기와 증기터빈 1기 등으로 구성된 시스템으로 복합발전이 가능한 최소의 실용적 규모 플랜트이기 때문이다. 구체적 내용으로서는, 유연탄 3종 및 아역청탄 3종을 대상으로 탄종에 따른 공정 성능에 대한 해석과 석탄공급방식(건식 및 습식)에 따른 공정 해석을 수행하였다.

IGCC 플랜트는 산소공급형 가압 분류층 가스화기, 저온가스정제공정, 가스터빈 사이클 및 증기터빈 사이클로 구성하여 공정모사를 수행하였다. 가스화기에서의 석탄가스화 공정은 열분해반응, 가스화반응 및 water-gas 전환반응 등 여러 단계로 구성되어 있다. 생성가스 중에는 환경 오염을 야기할 수 있는 산성가스, 미세분진 및 암모니아 가스 등이 포함되어 있는데, 가스정제공장에서 산성가스가 제거되고 미세분진과 암모니아 가스는 분진제거장치(사이클론 및 세라믹 필터)와 물 분사에 의해 제거된다. 사용한 탈황공정은 저온탈황공정으로

Sulfinol, Claus 및 SCOT 공정으로 이루어져 있다. 정제 공정에서 정제된 가스는 가스터빈 연소기에서 압축공기와 혼합되어 반응한다. 정제된 가스는 가스터빈으로 유입되어 1차 발전을 하는데 GE(General Electric)사의 천연가스용 가스터빈(MS7001FA)을 전산 모사에 도입하여 IGCC 플랜트 공정 해석에 적용하였다. 일반적으로 천연가스 복합발전 플랜트의 증기터빈 사이클에서는 가스터빈 사이클에서 배출되는 고온 배기가스 내에 함유된 열을 폐열회수보일러의 일련의 열교환기에서 회수하여 두 가지 압력 또는 세 가지 압력의 증기를 생산한다. 그러나, IGCC 플랜트에서는 석탄가스화기 벽면의 냉각과정, 가스화기에서 생성된 석탄가스의 냉각과정 및 가스정제공정에 존재하는 배출 열원을 활용하여 부가적인 증기를 생성하므로, 천연가스 복합발전 플랜트와 상당한 상이점도 존재한다. 본 연구에서는 복합발전 플랜트에서 일반적으로 많이 활용되고 있는 세 가지 압력의 증기를 생산하는 폐열회수보일러(Heat Recovery Steam Generator, 이하 HRSG) 및 증기터빈 사이클에 대하여 공정 전산 해석을 수행하였다. Fig. 1에 전산 모사에 이용된 IGCC 플랜트 모델 계통도를 간략히 보여주고 있다.

2. 석탄가스화 복합발전시스템 모델링

2-1. 석탄가스화 공정 및 가스정제 공정 모사

전산 모사(computer simulation) 결과에 대한 적절성을 검토하기 위하여 Shell사의 실증시험 결과¹⁾가 보고된 유연탄인 Drayton과 아역청탄인 Buckskin으로 모사를 수행한 후 실증시험치와 비교하였으며, 건식 및 습식 석탄공급 방식의 모사에 대한 적절성을 비교하기 위하여 역시 실증시험 결과²⁾가 있는 Illinois No. 6탄에 대한 전산 모사를 수행하였다. 이들 결과의 타당성을 바탕으로

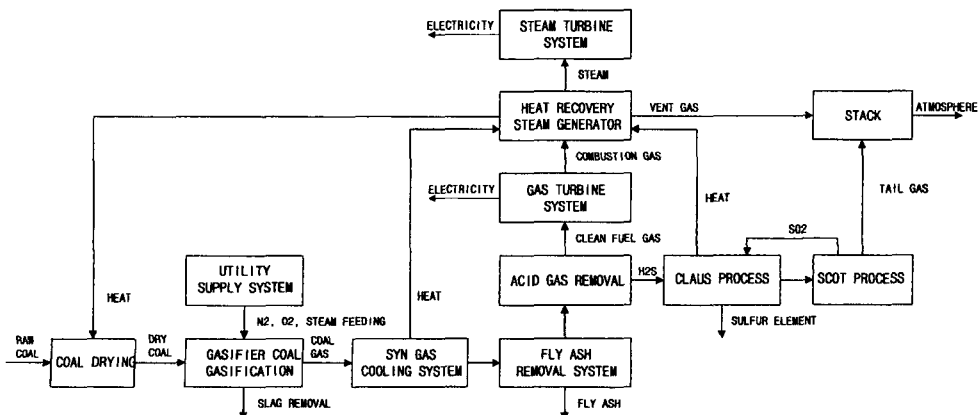


Fig. 1. Simplified IGCC plant flow diagram.

Table 1. Analysis of Sample Coals.

분석항목	석탄	유연탄			아역청탄	
	Illinois No. 6	Datong	Drayton	Usibelli	Buckskin	Roto
Proximate Analysis (as-received, wt%)						
Moisture	12.00	11.44	9.57	24.03	25.00	18.00
Fixed Carbon	44.02	53.81	47.47	29.25	33.95	40.54
Volatile	35.18	25.93	32.57	37.42	34.19	39.60
Ash	8.80	8.82	10.39	8.60	6.86	1.86
Ultimate Analysis (dry basis, wt%)						
Carbon	69.57	71.83	73.00	62.70	67.32	72.81
Hydrogen	5.31	3.87	4.85	4.83	4.78	5.77
Nitrogen	1.26	0.87	1.54	0.72	1.17	0.98
Sulfur	3.87	1.22	1.11	0.45	1.24	0.19
Oxygen	9.99	12.25	8.01	19.98	16.35	17.98
Ash	10.00	9.96	11.49	11.32	9.14	2.27

유연탄인 Datong탄, 아역청탄인 Roto탄 및 Usibelli탄에 대한 공정 해석을 수행하였다. 전산 모사에 사용한 유연탄 및 아역청탄에 대한 공업분석 및 원소분석 자료는 Table 1에 나타나 있다.

분류층 가스화기는 석탄을 미분화하여 슬러리 형태로 건조상태로 가스화기 내부로 공급한다. 슬러리는 농도가 높을수록 가스화반응에는 유리하지만, 농도가 너무 높으면 점도가 올라가 가스화기에 공급하기가 곤란한 단점이 있으므로 그 농도에 한계가 있다. 현재 사용되고 있는 상용화급 습식 가스화기인 Texaco 가스화기에서는 유연탄인 Illinois No. 6탄인 경우 사용된 슬러리 농도는 66.5%³⁾였고, 갈탄인 경우 50%가 한계로 알려져 있다. 각 탄종에 따른 비교 평가를 위하여, 슬러리 농도를 유연탄인 Illinois No. 6탄, Drayton탄 및 Datong탄은 66.5%로 같게 하였으며, 아역청탄인 Buckskin탄, Roto탄 및 Usibelli탄은 53%³⁾로 같게 모사 하였다.

건식 석탄공급 방식의 경우, 미분화된 석탄이 질소에 의한 공압 수송으로 가스화기에 공급되고 산화제 및 증기와 섞여 가스화반응이 일어난다. 습식 석탄공급 방식의 경우 슬러리 내에 포함되어 있는 물은 가스화기내의 온도 상승을 조절하는 역할을 하지만, 물의 증발잠열에 의해 시료공급조건이 같을 때 가스화기의 온도는 건식인 경우보다 낮게 된다. 따라서 이러한 물의 역할로 인해 연료가스의 발열량 및 산소 요구량이 변하게 된다. 슬러리 제조에 필요한 물의 양이 많을수록 산소 요구량이 증가하여 연료가스의 발열량은 감소하게 된다. 가스화기의 운전 온도를 결정하는 주요 요소는 회용점온도로서, 일반적으로 회용점온도에 따라 가스화기의 운전 온도를 결정한다. 따라서, 탄종에 따라 회용점 온도가 다르므로 가스화기의 운전 온도가 달라야 하지만 flux의 첨가로 회용점 온도를 낮출 수도 있으므로, 각 탄에

대한 공정 비교를 위하여, 본 논문에서는 습식 공정의 경우 가스화기 조업 온도를 1360~1380°C로 설정하였고, 건식 공정의 경우에는 가스화기의 온도가 1420~1425°C가 되도록 하였다³⁾. 여기서 습식과 건식 가스화기의 조업온도가 다르게 설정된 것은, 상용화급 습식 가스화기 기술 보유회사인 Texaco사와 건식가스화 기술 보유회사인 Shell사에서 발표된 실제 가스화기 조업온도에 근거해 성능평가를 하기 위해서 발표된 조업온도를 사용하였기 때문이다. 또한 실제 공정에서는 탄종에 따라 생성되는 슬랙 및 비산재의 조성이 다르지만, IGCC 공정 비교를 위하여 각 탄에 대한 슬랙 및 비산재의 조성은 Shell 및 Texaco 가스화기의 실증자료³⁾인 Illinois No. 6탄에 대한 슬랙 및 비산재 조성과 같은 것으로 사용하였으며, 슬랙 및 비산재를 생성에 소요되는 성분을 제외한 석탄 성분은 모두 가스화반응에 소요되도록 공정 해석을 수행하였다. 이러한 공정 해석 방법으로 인해, 고정탄소의 함량이 많은 Drayton탄은 건식 공정인 경우 슬랙 및 비산재를 생성하고 남은 잔여 석탄 성분을 전부 가스화하기 위해 다른 탄에 비해 산소/석탄 비율이 0.06이상 높게 공급되도록 전산 모사한 결과, 가스화기 운전 온도가 다른 탄에 비해 약 100°C가 높은 1550°C로 계산되었다. 그리고, 실제 공정에서는 가스화기의 운전 온도가 회용점온도 보다 낮을 경우에는 flux를 첨가하여 회용점온도를 낮추는 시스템을 적용하고 있지만 flux 첨가는 배제하고 공정 해석을 수행하였다.

각 탄종 및 석탄공급 방식에 따른 가스화기에 공급되는 석탄 및 반응제의 양을 250 MW급 IGCC 발전기준으로 Table 2와 Table 3에 나타내었다. 증기/산화제의 비율에 있어 반응성이 빠른 아역청탄은 증기를 공급하지 않는다는 보고가 있으며, Drayton탄 등 반응성이 빠른 일부 유연탄의 경우에도 증기 주입 없이 높은 탄소

Table 2. Feeding Amounts for the Case of Bituminous Coals.

탄 종	석탄공급방식	Illinois No. 6		Datong		Drayton	
		건 식	습 식	건 식	습 식	건 식	습 식
Feed (kg/s)	Coal (as received)	22.93	23.59	23.84	25.01	21.71	22.05
	Oxidant (95% O ₂)	16.87	18.99	17.91	20.79	17.61	19.07
	Steam	0.97	-	-	-	-	-
	Nitrogen	1.56	-	1.63	-	1.52	-
	Water for Slurry	-	7.60	-	8.30	-	7.93

*Slurry Concentration: 66.5%.

Table 3. Feeding Amounts for the Case of Subbituminous Coals.

탄 종	석탄공급방식	Usibelli		Buckskin		Roto	
		건 식	습 식	건 식	습 식	건 식	습 식
Feed (kg/s)	Coal (as received)	32.87	36.63	29.90	32.23	24.47	25.53
	Oxidant (95% O ₂)	19.81	28.86	18.52	25.69	18.08	23.73
	Steam	-	-	-	-	-	-
	Nitrogen	1.93	-	1.73	-	1.55	-
	Water for Slurry	-	15.87	-	13.38	-	13.97

*Slurry Concentration: 53%.

전환율을 얻을 수 있는 것으로 보고하고 있으나, 일반적으로는 반응성이 떨어지는 유연탄의 경우에는 증기/산화제 무게 비율 0.1~0.2로 증기를 주입하여 탄소 전환율을 향상하고 있다³⁾. 본 연구는 실증자료와의 비교를 위해 실증자료에서 사용된 증기공급 조건과 같은 조건으로 전산 모사를 수행하였다. Shell사의 pilot plant 가스화기에 사용된 증기 공급비³⁾에 준하여 유연탄인 Illinois No. 6에 대해서는 증기/산화제 비율을 0.05로 공급하였으며, Drayton탄과 Buckskin탄 및 나머지 탄에 대해서는 증기 공급 없이 공정 해석을 하는 것으로 하였다^{1,3)} 그 외에 증기가 가스화반응 및 IGCC 플랜트 성능에 미치는 영향을 파악하기 위하여 증기를 공급하지 않은 탄종에 대해서는 증기/산화제 비율을 0.05로 공급하여 추가로 전산해석을 하였다.

전산 모사시 이용한 가스화기 모델의 구성은 석탄 분해반응 영역, 가스화반응 영역, 슬래크 및 비산재 생성 영역으로 구성되어 있다. 석탄가스화기 모델 계통도를 Fig. 2에 나타내었다.

일반적으로 화학반응 속도가 매우 빠른 경우에는 열

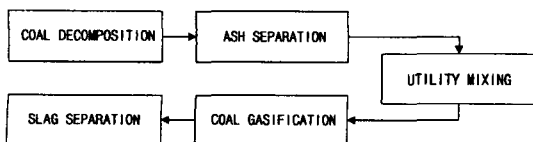
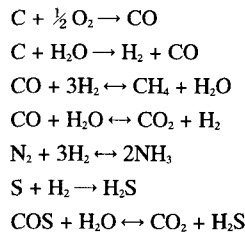


Fig. 2. Gasifier model diagram in the ASPEN simulation.

역학적 평형으로 가스의 농도를 계산하므로, 석탄가스화반응은 Gibbs 에너지 최소화법에 기초하여 평형 반응계산식을 사용하여 생성가스의 조성을 계산하였다. 석탄가스화 공정의 평형 반응에 사용된 반응은 아래와 같다. 여기에서 주의해야 할 사항은 평형반응 계산에서 생성되는 모든 화학종은 필히 반응식에 포함되어야 하고, 한 화학종이 2개 이상의 반응식에 포함될 경우는 어떠한 반응식을 사용하더라도 생성가스의 조성에는 큰 차이를 나타내지 않는다.



가스화기에서 생성된 고온의 석탄가스는 열교환기를 통과하여 냉각되는데 이 과정을 통하여 전력 생산용 고압 증기를 생산하게 된다. 열교환기를 통과한 생성가스는 사이클론과 세라믹 필터에서 분진이 제거되고 물 분사에 의해 암모니아 가스가 제거된 후 탈황공정으로 유입된다. 적용된 탈황공정은 저온탈황공정으로서 이중 Sulfinol 공정은 생성가스로부터 산성가스(황화수소, 황화카르보닐 등)를 제거하는 공정이다. 산성가스를 포함한 용매는 재생기로 유입되어 산성가스를 분리시키고

분리된 산성가스는 Claus 공정으로 유입된다. Claus 공정에서는 일련의 산화, 환원 반응을 거쳐 원소 형태의 황을 생성한다. Claus 공정에서 반응하지 않고 남아 있는 산성 가스는 SCOT 공정에서 미량의 정제된 가스와 혼합된 후 촉매 반응에 의해 가수분해되어 황화수소를 생성한다. 생성된 황화수소는 다시 Claus 공정으로 재순환된다.

2-2. 가스터빈 장치 모사

가스터빈 기종으로는 GE사의 MS7001FA 가스터빈을 채택하였다. 연소기내 물리/화학적 현상은 주 연소 구역에서 일어나는 석탄가스/공기의 화학반응과 고온의 연소가스와 압축기 냉각공기가 열량적으로 혼합되어 터빈입구온도 설계 요구 사항을 만족시키는 희석 구역으로 모사할 수 있다. 또한 터빈블레이드 냉각, 폐열회수 보일러로 유입되는 터빈 출구 온도 등의 설계 요구 사항을 충족하도록 공기 추출 및 혼합 계통에 대한 모델⁹⁾이 고려되었으며, 가스터빈의 압축비는 15.6:1로 설정하여 전산 해석을 수행하였다.

2-3. 증기터빈 장치 모사

폐열회수보일러, 증기터빈 및 보조장치 등으로 증기터빈 장치를 모델로 하여 전산 해석을 하였다. 폐열회수 보일러는 가스터빈에서 배출되는 배기가스의 열을 회수하여 증기터빈 장치에 필요한 증기를 생산하는 장치로서 현재 모든 복합발전 시스템에 있어서 두 가지 내지 세 가지의 압력에 해당하는 증기⁶⁾를 생산한다.

HRSG를 예열기(Economizer), 증발기(Evaporator) 및 과열기(Superheater) 등 일련의 열교환기로 모사하였고⁷⁾, 석탄 건조에 사용되는 중압의 포화증기는 포화수로 되어 탈기기(deaerator)로 돌아오는 것으로 구성하였으며, HRSG에서의 열손실은 없는 것으로 가정하였다. 증기터빈은 고압, 중압 및 저압터빈으로 구성하였고 재열 사이클을 적용하였다. 또한 압축수 및 증기가 이동하는 판로

상에서의 압력 손실은 단열하에 이루어진다고 가정하였고, 증기의 누설 및 증기터빈 시스템으로의 재유입 등에 대해서는 GE사의 자료를 이용하였다.

3. 결과 및 고찰

3-1. 석탄가스화 공정 및 가스정제 공정

본 연구에서 수행한 모사 결과의 신뢰도를 검증하기 위하여 Shell사의 실증시험 결과와 비교한 자료를 Fig. 3에 나타내었다¹⁾. 또한 상기의 결과를 바탕으로 습식 석탄가스화기에 대한 신뢰도를 검토하기 위하여 Illinois No. 6탄을 사용한 Texaco 가스화기로 부터의 생성가스 조성 자료²⁾와 전산 해석 결과를 비교해 보았으며, 그 결과를 Table 4에 나타내었다. Fig. 3의 생성가스 조성 결

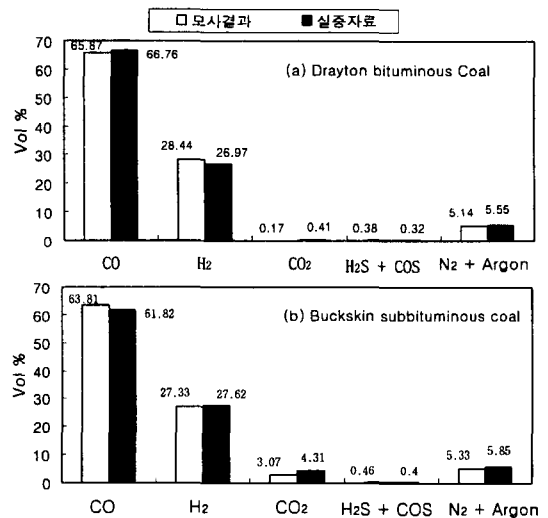


Fig. 3. Comparison of product gas compositions between simulated and actual data in dry feeding gasifier.

Table 4. Comparison of Product Gas Compositions from the Illinois No. 6 Bituminous Coal.

석탄공급방식		건 식		습 식	
구	분	모사 결과	Shell 가스화기	모사 결과	Texaco 가스화기
생성가스성분 (vol %)	H ₂	30.34	30.02	28.86	30.29
	CO	59.86	60.15	41.72	39.61
	CO ₂	1.42	1.61	8.95	10.78
	H ₂ O	2.21	1.99	17.74	16.46
	CH ₄	0.10	0.06	0.03	0.08
	H ₂ S + COS	1.28	1.30	1.06	1.04
	NH ₃ + HCN	trace	0.17	trace	0.10
	N ₂	3.78	3.56	0.74	0.73
	Argon	1.01	1.14	0.90	0.91
가스화기 온도(°C)		1,424	1,427	1,372	1,371

과는 건식 석탄가스화기의 경우 유연탄 및 아역청탄 모두 실증시험 결과와 잘 일치하고 있음을 보여주고 있으며, Table 4의 결과 또한 습식 공정에 대해 본 연구에서 수행한 전산 해석 방법이 적절함을 보여주고 있다. 그리고 Fig. 4에 생성가스의 발열량에 대한 본 연구의 가스화기 모사 결과와 실증 자료를 나타내었는데, Fig. 4의 결과는 모사 결과와 실증자료가 잘 일치하는 것을 보여주고 있다.

이와같이 가스화기 모사가 타당함을 토대로하여 수행한 유연탄 및 아역청탄에 대한 생성가스 조성 및 발열량을 Table 5와 Table 6에 나타내었다. 유연탄의 경우, 생성가스 중의 연료가스의 주성분인 CO와 H₂를 합한 농도가 건식공급 방식일 경우 90%이상이고 습식공급인 경우 65~75%이며, 아역청탄의 경우에는 건식 및 습식 공급의 경우 각각 80~90% 및 40~50%이다. 유연탄과 아역청탄의 CO 및 H₂ 생성량에 차이를 나타내는 것은 석탄 특성에 의한 것으로 석탄내 탄소의 함량과 수소 함량에 기인한다.

습식공급 방법의 경우 건식인 경우보다 CO 및 H₂의 합한 농도가 20% 이상 적게 나타났는데, 이는 슬러리에 내포된 물의 영향에 의한 것이다. 이러한 물의 영향으로

생성가스의 발열량이 작아지고 가스화기 운전 온도도 낮아지는 현상으로 나타났다. 특히 아역청탄의 경우 습

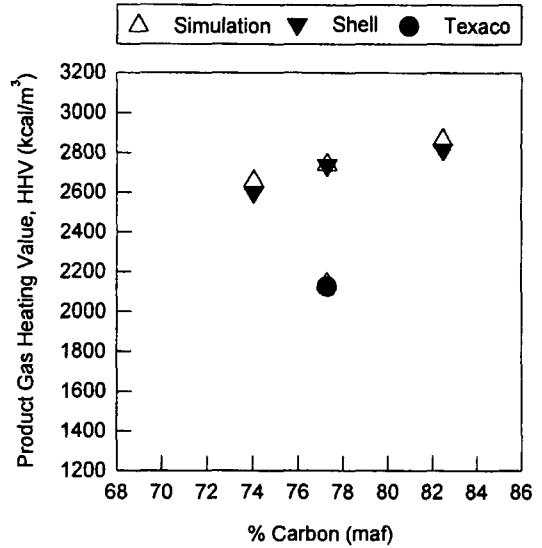


Fig. 4. Comparison of product gas heating values between simulation and pilot plant results.

Table 5. Product Gas Composition from Bituminous Coals.

탄 종	Illinois No. 6		Datong		Drayton		
	건 식	습 식	건 식	습 식	건 식	습 식	
석탄공급방식							
생성가스성분 (vol %)	H ₂	30.34	28.86	24.32	25.15	28.30	28.71
	CO	59.86	41.72	68.67	43.97	65.55	44.04
	CO ₂	1.42	8.95	0.61	10.94	0.17	8.79
	H ₂ O	2.21	17.74	0.66	17.92	0.26	16.35
	CH ₄	0.10	0.03	0.19	0.02	0.23	0.03
	H ₂ S + COS	1.28	1.06	0.44	0.35	0.38	0.30
	N ₂	3.78	0.74	3.99	0.65	4.01	0.83
	Argon	1.01	0.90	1.12	0.98	1.10	0.95
발열량(kcal/m ³ , HHV)	2,740	2,140	2,835	2,095	2,865	2,210	

Table 6. Product Gas Composition from Subbituminous Coals.

탄 종	Usibelli		Buckskin		Roto		
	건 식	습 식	건 식	습 식	건 식	습 식	
석탄공급방식							
생성가스성분 (vol %)	H ₂	25.13	18.80	26.26	20.65	28.39	22.43
	CO	57.37	23.91	61.30	26.89	59.88	28.54
	CO ₂	5.20	17.05	2.95	15.79	2.83	14.55
	H ₂ O	7.01	38.66	3.89	34.79	4.14	32.93
	CH ₄	0.02	trace	0.04	trace	0.04	0.01
	H ₂ S + COS	0.17	0.11	0.44	0.30	0.06	0.04
	N ₂	4.02	0.54	4.05	0.66	3.40	0.59
	Argon	1.08	0.93	1.07	0.92	1.06	0.91
발열량(kcal/m ³ , HHV)	2,500	1,295	2,655	1,440	2,675	1,545	

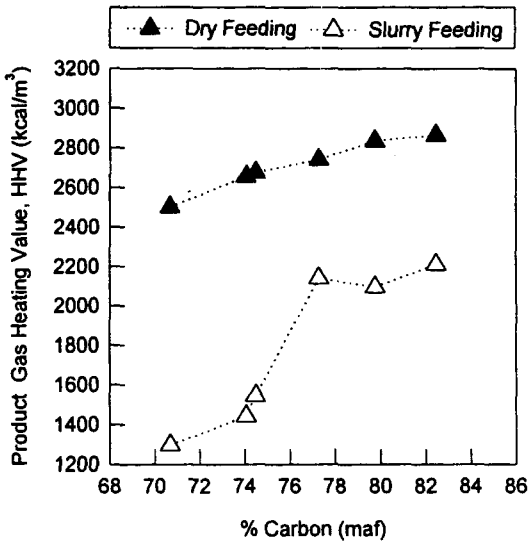


Fig. 5. Changes of product gas heating values with carbon content of coal.

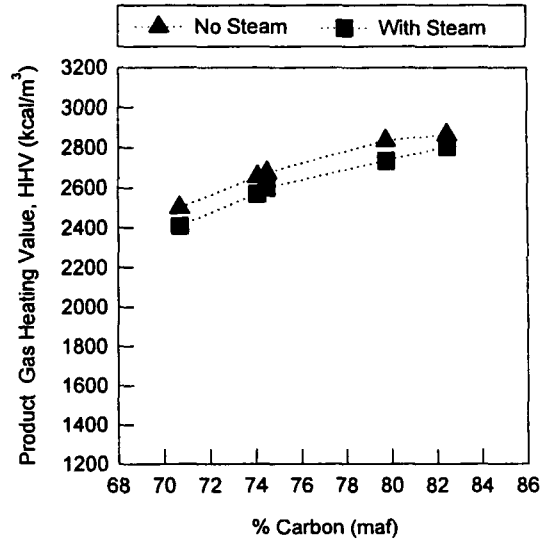


Fig. 6. Effect of steam addition in heating values of product gas with carbon content of coal.

식 공급 방식에서는 생성가스의 발열량이 다른 공정에 비해 1,000 kcal/m³ 이상 작게 계산되었다. 또한 습식 방식은 가스화기의 운전 온도가 비교적 낮은 경향을 보여 주고 있는데 이러한 온도 조건에서는 슬래크 생성이 용이하지 못할 가능성이 크다. 가스화기의 운전 온도를 높이기 위해서는 과량의 산소를 첨가하여야 하지만 산소의 첨가는 생성가스의 발열량을 떨어뜨리게 된다.

Fig. 5에는 탄소 함량에 따른 생성가스의 발열량을 나타내었는데, 탄소의 함량이 높을수록 생성가스의 발열량이 증가하는 경향을 나타내고 있다. 또한 건식 석탄공급 방식이 습식 방식인 경우보다 생성가스의 발열량이 높은 것을 알 수 있다. Fig. 5에서 아역청탄의 경우에 건식 및 습식 공급 방식에 대한 생성가스의 발열량의 차이가 유연탄에 비해 큰 것으로 나타났는데, 이것은 아역청탄의 슬러리 농도(53%)가 유연탄(66.5%)에 비해 낮음에 따른 물 함량 차이의 영향으로 생성가스의 발열량이 낮아지는 쪽이 크기 때문이다.

증기가 가스화 성능에 미치는 영향을 파악하기 위하여, 가스화반응시 증기를 공급한 경우와 증기공급없이 공정 해석한 경우의 생성가스 발열량을 Fig. 6에 나타내었다. 증기를 공급하지 않은 경우가 증기를 공급한 경우보다 생성가스의 발열량이 높음을 알 수 있다. 이러한 이유는 증기의 영향으로 가스화반응이 활발히 진행되지만, water-gas shift reaction에 의해 상대적으로 일산화탄소의 농도는 감소하고 수소 농도는 증가하여 주된 연료로 이용되는 CO 및 H₂의 합한 농도에는 거의 영향이 없는 반면, 증기 투입량 만큼 가스화기의 온도는 낮아지기

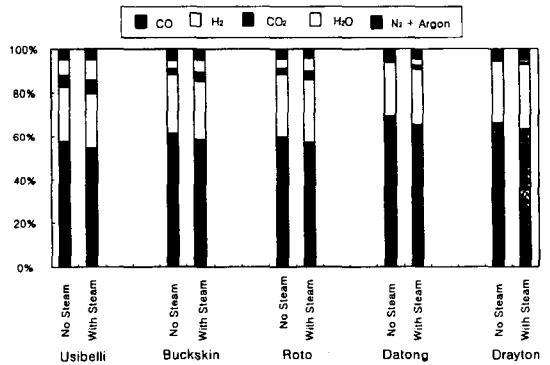


Fig. 7. Effect of steam addition in the product gas composition.

때문에 가스화기 온도를 일정하게 유지시키기 위해서는 산소의 첨가가 필요하여 일산화탄소의 농도가 증가하는 결과로 나타나 생성가스의 발열량이 낮아지기 때문이다. 일반적으로 가스화반응에서 증기의 주입은 가스화기 온도의 조절과 탄소전환율 증대의 목적으로 사용된다. Fig. 7의 결과로부터 증기 공급시 수소의 농도는 증가한 반면, water-gas shift reaction과 산소 첨가로 인한 연소반응의 영향으로 일산화탄소의 농도는 현저히 감소하는 것을 알 수 있다.

3-2. 가스터빈 장치

탈황공정을 거친 정제가스를 바로 가스터빈의 연료로 사용하는 것으로 공정을 구성하여 전산모사를 수행하였

Table 7. Inlet Fuel Gas Composition to Gas Turbine for Bituminous Coals.

탄 종	석탄공급방식	Illinois No. 6		Datong		Drayton	
		건 식	습 식	건 식	습 식	건 식	습 식
연료가스성분 (vol %)	H ₂	31.37	35.72	24.54	30.99	28.41	34.62
	CO	61.90	51.65	69.28	54.20	65.81	53.12
	CO ₂	1.46	10.41	0.61	12.62	0.19	9.94
	H ₂ O	0.22	0.15	0.22	0.15	0.22	0.14
	CH ₄	0.10	0.04	0.19	0.03	0.23	0.04
	N ₂	3.91	0.92	4.03	0.80	4.03	1.00
	Argon	1.04	1.11	1.13	1.21	1.11	1.14
발열량(kcal/m ³ , HHV)		2,835	2,650	2,860	2,585	2,875	2,665
연료가스 유량(kg/sec)		36.90	39.00	39.11	43.01	37.17	39.17

Table 8. Inlet Fuel Gas Composition to Gas Turbine for Subbituminous Coals.

탄 종	석탄공급방식	Usibelli		Buckskin		Roto	
		건 식	습 식	건 식	습 식	건 식	습 식
연료가스성분 (vol %)	H ₂	27.10	31.36	27.42	32.36	29.61	33.96
	CO	61.86	39.87	64.03	42.15	62.47	43.22
	CO ₂	5.29	26.15	2.93	22.84	2.79	20.38
	H ₂ O	0.22	0.16	0.22	0.16	0.22	0.15
	CH ₄	0.02	trace	0.04	0.01	0.04	0.01
	N ₂	4.34	0.91	4.23	1.04	3.77	0.89
	Argon	1.17	1.55	1.13	1.44	1.10	1.39
발열량(kcal/m ³ , HHV)		2,695	2,160	2,775	2,260	2,790	2,340
연료가스 유량(kg/sec)		42.14	51.15	39.96	47.13	38.68	43.78

다. 탈황공정을 거쳐 가스터빈으로 유입되는 연료가스의 조성 및 유량은 Table 7과 Table 8에 나타내었고 탄소 함

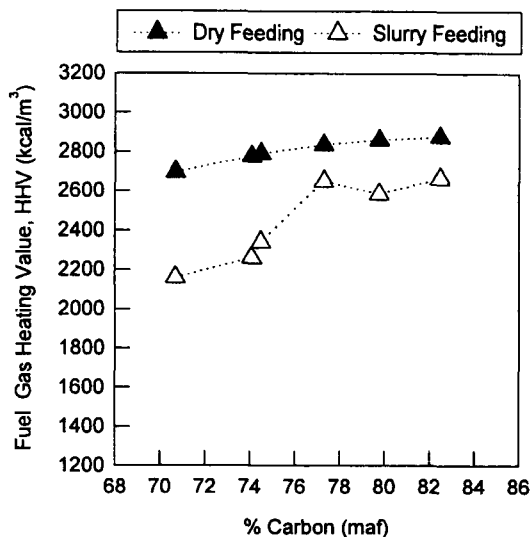


Fig. 8. Changes in heating values of fuel gas entering the gas turbine with carbon content of coal.

량에 따른 연료가스의 발열량은 Fig. 8에 나타내었다.

습식 공정의 경우 가스화기에서 생성된 생성가스의 발열량과 연료가스의 발열량이 상당한 차이를 나타내고 있는데, 이는 가스화기에서 생성된 생성가스가 일련의 정제공정을 거치면서 생성가스내에 함유된 수분이 제거되어 정제가스의 발열량이 높아졌기 때문이다. Fig. 9에 연료가스에 대한 모사 결과와 비교자료^{*)}를 나타내었다. 가스터빈 연소기에 유입되는 실증설비에 대한 정제가스의 조성은 일반적으로 발표되지 않고 가스화기 출구에서의 조성만 발표되므로, Fig. 9의 비교자료는 Illinois No. 6탄에 대해 한국전력기술주식회사에서 Shell 사 및 Texaco사의 공정을 가스화기 출구 가스조성을 기준으로 전산모사한 자료이다. 이 결과를 보면 최대 1.5%의 차이가 있으나 본 연구에서의 전산해석 결과와 비교자료가 대체적으로 잘 일치함을 알 수 있다.

가스터빈에서 배출되는 배기가스는 폐열회수보일러를 거쳐 연도로 방출된다. Table 9와 Table 10에 연도가스(flue gas)의 조성 및 유량을 나타내었다. 연도가스의 조성 중 각 공정 특성에 따른 SOx의 배출량은 25 ppm (O₂ 15% 기준) 이하로서 1999년도 이후의 국내 환경 규제치인 270 ppm에 훨씬 밑도는 방출량이다.

3-3. 증기터빈 장치

세 가지의 압력에 해당하는 증기를 생산하는 시스템⁹⁾

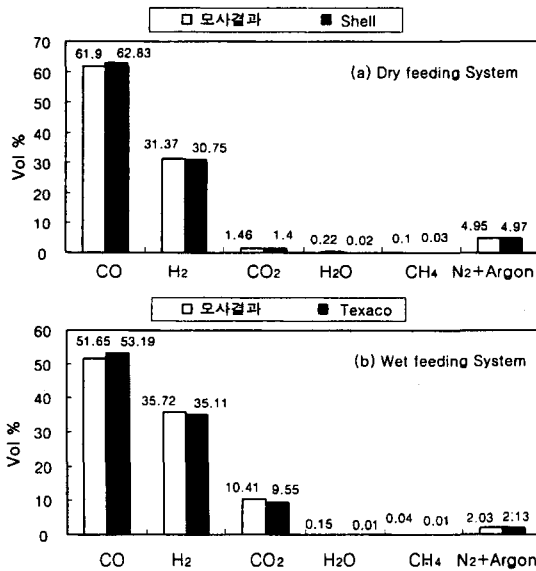


Fig. 9. Comparison of inlet fuel gas composition using Illinois No. 6 bituminous coal.

을 도입하였으며, 그 결과를 Table 11과 Table 12에 나타내었다.

Fig. 10에 석탄 시료의 탄소 함유량에 따른 IGCC 플랜트 효율을 나타내었다. Fig. 10의 결과로부터 탄소의 함유량이 높을수록 발전효율은 증가하는 것을 알 수 있다. 그러나 본 연구에서 대상으로한 탄 중 탄소의 함유량이 가장 높은 Drayton탄의 경우 전식공급 방식에서는 산소 요구량이 다른 탄에 비해 산소/석탄 무게비가 0.06 이상 높고 가스화기 운전 온도는 1550°C로 다른 탄에 비해 1000°C 이상 높아 발전효율이 떨어지는 것으로 나타났다. 이러한 결과로부터 가스화기의 온도를 증가시키기 위해 과량의 산소를 첨가하는 것은 발전효율을 떨어뜨리게 되는 것을 알 수 있다. 따라서 전식공급 방식의 경우, 발전효율만을 고려한다면, 가능한 한 탄소 함유량이 높은 탄을 선정하여야 할 것으로 판단되나, 각 탄종에 대한 회용점온도 등 운전 조건 및 특성을 고려하여 대상탄을 선정하여야 한다. Fig. 10의 결과만을 비교할 때, 아역청탄보다는 유연탄이, 전식공급방식이 습식공급방식보다 발전효율면에서 매우 유리한 것으로 나타났다. 특히 습식공급 방법인 경우 아역청탄의 발전효율은 다른 탄종 및 공정에 비해 발전효율이 2.5% 이상까지도 차이가 나는 것으로 계산되었다. 이러한 이유는 본

Table 9. Flue Gas Composition of Bituminous Coals.

탄 종	Illinois No. 6		Datong		Drayton		
	건 식	습 식	건 식	습 식	건 식	습 식	
석탄공급방식							
연도가스성분 (vol %)	CO ₂	7.33	7.80	7.94	8.56	7.51	7.88
	H ₂ O	4.55	5.38	3.73	4.86	4.18	5.22
	O ₂	14.09	13.81	14.17	13.79	14.14	13.83
	N ₂	73.04	72.01	73.16	71.78	73.17	72.06
	Argon	0.99	1.00	1.00	1.01	1.00	1.01
	SO ₂ *	24.31 ppm	22.27 ppm	9.29 ppm	7.97 ppm	7.35 ppm	6.30 ppm
	NO*	17.41 ppm	13.93 ppm	16.64 ppm	12.40 ppm	17.49 ppm	13.88 ppm
연도가스 유량(kg/sec)	467.81	447.23	470.02	451.24	468.09	447.40	

*O₂ 15% 기준.

Table 10. Flue Gas Composition of Subbituminous Coals.

탄 종	Usibelli		Buckskin		Roto		
	건 식	습 식	건 식	습 식	건 식	습 식	
석탄공급방식							
연도가스성분 (vol %)	CO ₂	8.10	10.04	7.86	9.49	7.63	9.00
	H ₂ O	4.18	5.65	4.13	5.61	4.38	5.68
	O ₂	14.01	13.32	14.08	13.43	14.07	13.51
	N ₂	72.70	69.92	72.93	70.42	72.92	70.77
	Argon	1.01	1.07	1.00	1.05	1.00	1.04
	SO ₂ *	3.65 ppm	3.33 ppm	9.19 ppm	8.25 ppm	1.21 ppm	1.10 ppm
	NO*	14.98 ppm	7.61 ppm	16.06 ppm	8.82 ppm	16.46 ppm	9.76 ppm
연도가스 유량(kg/sec)	473.05	414.03	470.88	410.01	469.59	406.46	

*O₂ 15% 기준.

Table 11. Generated Steam Amounts of Bituminous Coals

탄 종	Illinois No. 6		Datong		Drayton	
	전 식	습 식	전 식	습 식	전 식	습 식
석탄공급방식						
고압 증기 생산량(kg/sec)						
- HRSR	45.84	41.26	46.55	41.80	45.26	41.75
- 가스화 공정	17.58	26.79	16.56	27.58	18.66	25.61
중압 증기 생산량(kg/sec)	4.96	5.65	3.85	5.16	2.97	5.13
저압 증기 생산량(kg/sec)	29.97	20.84	28.50	19.50	28.68	19.25

Table 12. Generated Steam Amounts of Subbituminous Coals.

탄 종	Usibelli		Buckskin		Roto	
	전 식	습 식	전 식	습 식	전 식	습 식
석탄공급방식						
고압 증기 생산량(kg/sec)						
-HRSR	41.45	35.87	42.87	36.25	43.72	36.34
-가스화 공정	20.23	44.93	18.40	39.38	18.27	36.16
중압 증기 생산량(kg/sec)	11.64	4.93	10.98	4.80	6.51	4.78
저압 증기 생산량(kg/sec)	26.71	17.57	27.12	17.88	27.39	17.06

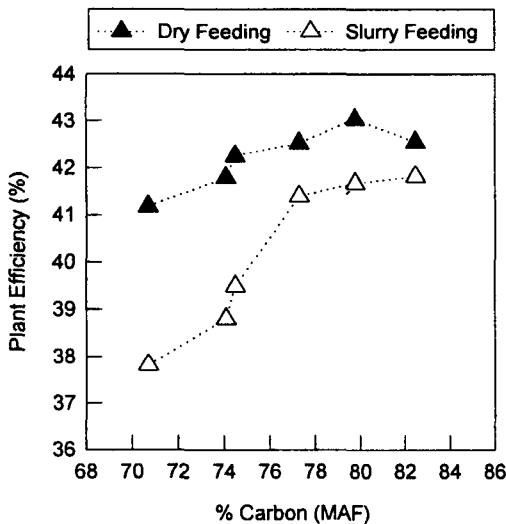


Fig. 10. Changes of plant efficiency with carbon content of coal.

연구에서 사용된 아역청탄의 슬러리 농도(53%)가 유연탄(66.5%)에 비해 낮기 때문에 슬러리에 필요한 물의 양이 많을수록 물의 증발에 열량이 더 소모되고 생성가스의 발열량이 감소하게 되어 플랜트 전체 효율이 떨어지기 때문이다. 따라서 습식공급 방식의 경우 발전효율과 발전 단가 등을 고려하여 아역청탄의 사용 여부를 결정하여야 할 것으로 판단된다.

IGCC 플랜트에 대한 성능 평가 자료를 Table 13과

Table 14에 나타내었다. 일반적으로 습식공급 방식에 의한 IGCC 전체 효율은 건식공급 방식에 비해 1~2% 낮은 것으로 알려져 있다. 1~2% 낮은 열효율은 석탄의 습식공급시 첨가된 물의 증발에 열량이 소모되는데 이 소모된 열량을 모두 회수한다는 것은 열역학적으로 불가능하기 때문이다. 물의 증발로 소요된 열량의 회수를 위해 습식공정의 경우는 대형의 복사냉각기를 가스화기 아래에 부착하여 물증발로 소모된 열량의 회수를 극대화하여 건식공급 방식에 비해 열효율 차이를 1%이하로 줄이고 있다.

Fig. 11에는 플랜트 발전효율에 미치는 증기의 영향을 나타내었다. 증기의 영향으로 플랜트 효율은 약간씩 감소되어 나타나는 경향이 있으나, Drayton탄과 Roto탄의 경우에는 증기 공급시 더 유리한 것으로 나타났다. 특히 Drayton탄의 경우에는 증기를 공급하는 것이 1.5% 이상 유리한 것으로 나타났는데, 그 이유는 증기 공급으로 인해 탄소의 가스화반응이 촉진되어 증기를 공급하지 않은 경우에서와 같이 미반응 탄소를 가스화하기 위해 과량의 산소를 주입하지 않아도 되기 때문이다. 따라서 상기의 결과로부터 일부 석탄의 경우에는 증기 공급 없이 가스화반응을 하는 것이 발전 효율에 유리하나, 일반적으로 증기의 영향으로 가스화반응이 촉진되고 이에 따른 탄소 전환율도 높아지므로 대부분의 탄에 증기를 공급하는 것이 발전 효율면에서도 유리한 것으로 판단된다.

첨부할 사항으로 본 연구에서는 250 MW급 IGCC 플랜트에 공정 해석시 가스화기, 가스정제공정, 가스터빈,

Table 13. Evaluations of Oxygen-blown Entrained-bed IGCC Plant for Bituminous Coals.

IGCC System Description						
가스화기 형태	산소공급형 분류층 가스화기					
가스정화공정	Sulfinol/Claus/Scot 공정					
가스터빈 모델	GE-MS7001FA					
스팀터빈 모델	Triple-Pressure/Reheating					
대상탄	Illinois No. 6		Datong		Drayton	
석탄공급형태	건 식	습 식	건 식	습 식	건 식	습 식
Overall Plant Performance						
· Coal Energy Input (HHV, MW)	599.71	617.18	586.34	615.16	595.66	605.00
- Gas Turbine Power (MW)	184.37	177.90	183.48	178.26	183.66	177.52
- Steam Turbine Power (MW)	101.56	108.54	99.36	109.19	100.47	106.21
- Auxiliary Power Needs (MW)	30.93	30.99	30.60	31.10	30.74	30.70
· Net Power Output (MW)	255.00	255.45	252.24	256.35	253.39	253.03
· Plant Efficiency (%)	42.52	41.39	43.02	41.67	42.54	41.82

(주) ASU integration 제외.

Table 14. Evaluations of Oxygen-blown Entrained-bed IGCC Plant for Subbituminous Coals

IGCC System Description						
가스화기 형태	산소공급형 분류층 가스화기					
가스정화공정	Sulfinol/Claus/Scot 공정					
가스터빈 모델	GE-MS7001FA					
스팀터빈 모델	Triple-Pressure/Reheating					
대상탄	Usibelli		Buckskin		Roto	
석탄공급형태	건 식	습 식	건 식	습 식	건 식	습 식
Overall Plant Performance						
· Coal Energy Input (MW)	614.39	684.56	601.67	648.57	596.16	621.95
- Gas Turbine Power (MW)	186.00	165.21	184.88	164.34	184.71	162.71
- Steam Turbine Power (MW)	97.70	125.08	97.06	117.82	97.74	112.69
- Auxiliary Power Needs (MW)	30.69	31.41	30.50	30.53	30.56	29.80
· Net Power Output (MW)	253.01	258.88	251.44	251.63	251.89	245.60
· Plant Efficiency (%)	41.18	37.94	41.79	38.80	42.25	39.49

(주) ASU integration 제외.

증기터빈 등 주요 공정과 일부 공정에 필요한 보조 부하에 대해서는 모사에 반영하였지만, 공기분리공정에 대해서는 전산 모사에는 반영하지 않고 일부 자료를 이용하여 보조 부하를 간접적으로 계산하여 반영하였다. 공기분리공정을 포함한 전산 모사는 추후 진행할 예정으로 있다.

4. 결 론

본 연구는 탄종 및 석탄공급 방식에 따른 250 MW급 IGCC 플랜트의 성능을 생성가스 발열량 및 발전효율의 측면에서 공정 해석을 수행하였다. 탄소 함량에 따른 생

성가스의 발열량은 탄소 함량이 높을수록 생성가스의 발열량은 증가하였고 건식 석탄공급 방식이 습식인 경우보다 생성가스의 발열량이 500 kcal/m³ 이상 높았다. 특히 아역청탄의 경우에는 건식 및 습식 공급 방식에 대한 생성가스의 발열량이 1,000 kcal/m³ 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 효율은 생성가스의 발열량과 유사한 경향을 보였는데, 유연탄이 아역청탄보다 0.3~1.5% 높은 것으로 나타났고, 건식 석탄공급 방식이 습식인 경우보다 0.8~3.0% 높게 나타났다. 특히 아역청탄의 경우 석탄공급 방식이

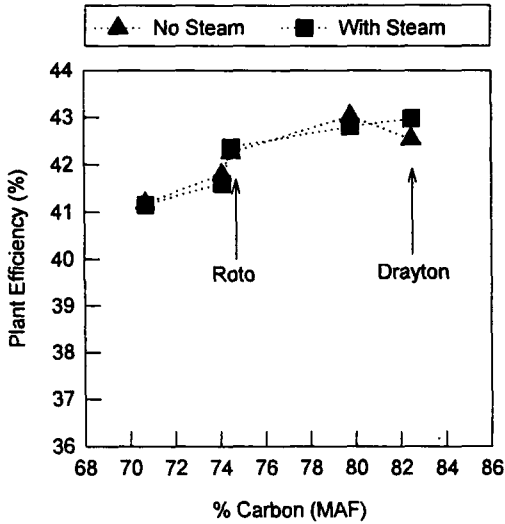


Fig. 11. Effect of steam addition in IGCC plant efficiency with carbon content of coal.

건식인 경우가 습식인 경우에 비해 발전효율이 2.5% 이상 높은 것으로 나타났다. 아역청탄에 비해 상대적으로 slurry내 물의 함량이 낮은 유연탄은 건식 및 습식 공정에 따른 발전효율의 차이가 작은 것으로 나타났다. 그리고, 탄소 함량이 높을수록 발전효율은 증가하는 경향을 보였다. 따라서 발전효율만을 고려한다면, 유연탄을 건식으로 공급하는 방법이 가장 유리하고, 습식 공정에 아역청탄을 사용하는 것이 가장 불리한 것을 알 수 있다.

상기의 결과를 토대로 IGCC 플랜트 설계시 건식 석탄공급 방식을 채택하고 유연탄을 사용한다면 매우 높은 발전효율을 얻을 수 있으나, 습식 석탄공급 방식에 아역청탄을 적용하는 것은 생성가스의 발열량이 다른 공정에 비해 훨씬 낮고 발전효율도 상당히 떨어지므로, 적합치 않은 것으로 판단된다. 그러므로, 습식공정에 아역청탄을 적용 할 때에는 여러 가지 플랜트 운전 조건들을 신중히 검토한 후 적용 여부를 판단하여야 한다.

본 연구에서는 저온탈황공정을 도입하여 전산 해석을 하였는데, 일반적으로 저온탈황공정은 생성가스의 냉각 및 재가열 등 일련의 과정에서의 열교환 과정을 거치므

로 고온탈황공정에 비해 열손실이 크게 되고 발전효율이 떨어진다고 알려져 있다. 따라서 추 후 연구에서는 저온탈황공정 대신 고온탈황공정을 도입하여 IGCC 플랜트에 대한 모사를 수행하고 저온탈황공정과 고온탈황공정에 대한 비교 평가할 예정이다. 또한 공기분리공정에 대해 보완을 하여 보다 상세한 IGCC 플랜트의 공정 해석을 수행할 예정이다.

감사의 글

본 연구는 통상산업부산하 에너지자원개발기술지원센터에서 지원하고, 한국전력연구원이 주관하는 '석탄가스화 복합발전 기반기술개발' 과제의 1996년도 사업으로 지원되었습니다. 이에 감사드립니다.

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 발전설비기술 협력 workshop, 1996.
3. 안달홍, 김종진, 김종영: "국내 수입 석탄의 가스화 및 석탄가스화복합발전 연료 적합성에 관한 연구", 한국에너지공학회지, 제 4권, 제 2호, 1995.
4. D.R. Simbeck, R.L. Dickenson and E.D. Oliver: "Coal Gasification Systems: A Guide to Status, Applications, and Economics", AP-3109, EPRI, 1983.
5. 통상산업부: "석탄가스화 복합사이클 발전시스템 실용화개발(II)", 931E105-348DG1, 1994.
6. F.G. Baily: "Steam Turbines for Advanced Combined Cycle", GER 3702B, GE Turbine state-of-art Technology Seminar, 1993.
7. Y. Yun, et al: "Status of IGCC Engineering Package Development in Korea", AIAA 29th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference, 1994.
8. 한국전력기술주식회사: "석탄가스화 복합발전 기술 연구", KOPEC/91-T-013, 1991.