

중잔유의 500 MW급 가스화 복합발전 적용 성능 평가

이승종[†] · 윤용승 · 유진열* · 서인준*

고등기술연구원 재료/공정연구실 및 아주대학교 시스템공학과

*대우중공업(주) 조선해양부문

(1998년 12월 1일 접수, 1999년 4월 29일 채택)

Performance Evaluation of Heavy Residual Oils in the 500 MW IGCC Plant

Seung-Jong Lee[†], Yongseung Yun, Jin-Yeol Yu* and In-Joon Seo*

Institute for Advanced Engineering and Dept. of Systems Engineering, Ajou University

**Ship Building & Offshore Div., Daewoo Heavy Industries Ltd.*

(Received 1 December 1998; accepted 29 April 1999)

요 약

원유 정제 잔류물인 중잔유(heavy residual oil)를 발전연료로서 500 MW급 IGCC 플랜트에 적용하였을 때의 성능을 평가하기 위한 방안으로 정적시스템 모사 방법을 사용하였다. 모사에 적용한 중잔유는 visbreaker residue와 butane asphalt 및 국내 정유공장에서부터 입수한 asphalt였으며, 시스템 모사 방법의 검증을 위해서 중잔유의 가스화반응 모사 결과를 Shell사에서 발표한 같은 중잔유에 대한 실증자료와 비교함으로써 사용된 모사 방법이 적절함을 우선 입증하였다. 이후 기타 중잔유를 사용하는 IGCC 플랜트에 대하여 같은 모사 방법을 적용하였다. 모사 결과, 중잔유의 가스화 반응은 1,300 °C에서 진행하였을 때 가스화 반응에 의해 생성된 생성가스(raw gas)의 발열량은 2,750-2,800 kcal/m³ 범위였고, 발전 효율은 43%이상으로 발전 연료로서 적합한 성능을 나타내었다.

Abstract – As a way to evaluate the performance of the IGCC process with fuels from petroleum refineries, heating values of the raw gas as well as the plant efficiency were simulated by employing the static process simulation technique. Fuels chosen were visbreaker residue, butane asphalt and a asphalt from one Korean refinery. In order to verify the simulation technique, simulated results of a visbreaker residue were compared first with the actual demonstration plant data published from Shell Co. and then the simulation technique was applied to the cases of other fuels, butane asphalt and a Korean refinery asphalt. At the gasifier temperature of 1,300 °C, simulation results showed that the heating value of raw gas produced from residual oils was in the range of 2,750-2,800 kcal/m³ with the plant efficiency over 43%. The results exhibit the technical and economical viability of using heavy residual oils from petroleum refineries as successful fuels in IGCC power plants.

Key words: IGCC, Heavy Residual Oil, Petroleum Refinery, Gasification, Process Simulation

1. 서 론

중잔유(heavy residual oil)는 원유 정제 후 남는 원유의 잔여물로써, 세계적으로 정제과정(즉, SO_x 및 NO_x 방출량)과 정제물의 질에 대한 환경 규제가 계속 강화되고 있는 추세에 비추어 중잔유를 환경 적합적으로 활용하는 문제는 시급히 해결해야 하는 과제가 되고 있다. 그리고, 전세계적으로 사용되는 원유에 함유된 유황성분이 점차 증가되는 추세에 있고 기존의 고유황 함유 유류의 소비처도 급격히 감소되는 상태에 있다[1]. 현재 정유공장들에서는 원유로부터 가능한 한 연료로 사용이 가능한 오일을 추출할 수 있는 한 추출을 하고 있는데 원유내의 유황 성분과 중금속 성분은 결국 최종 잔유에 모이게 된다. 현재 잔유는 아스팔트 등으로 대량 소모하고 있으나 아스팔트의 가격이 떨어질 경우는 아스팔트내의 80-85%에 이르는 탄소 성분과 10%

내외의 수소 성분을 연료로서 사용하여 화학 시료인 CO와 H₂를 만드는 것이 유리할 수 있다. 이러한 배경에서, 계속 증가하는 고유황 함유 원유의 정제에 대한 수요를 충족시키면서 강화되고 있는 환경 규제에 대한 요구도 만족시키기 위한 중잔유의 활용 방안에 대한 연구가 미국·유럽 등 기술 선진국을 중심으로 진행 중에 있으며 중잔유를 발전 연료로도 활용하기 위한 연구 및 실용화도 이태리와 미국, 일본, 프랑스에서 진행 중에 있다[2].

중잔유의 특징으로는 다른 유류나 석탄에 비해 유황과 중금속(특히 바나듐)을 많이 포함하고 있는 점을 들 수 있다. 이러한 높은 황 함 유를 때문에 가스화에 의해 발생하는 황화수소(H₂S) 가스의 양이 많아지나 이는 정유공장에서 이미 널리 알려진 MDEA(methyldiethanolamine)공정 등을 통해 쉽게 제거할 수 있다. 가스화반응의 연소반응에 대비한 가장 큰 장점 중 하나는 시료내 유황성분이 연소반응에서 공해물질인 SO_x로 발생되나 가스화반응에서는 유황으로 회수가 가능한 H₂S의 형태로 생성된다는 점이다. 따라서, 가스화 복합발전

[†]E-mail : sjlee@iae.re.kr

(IGCC: Integrated Gasification Combined Cycle) 공정 적용시의 장점 중 하나로는 시료내 유황 성분이 높으면 높을수록 타 공정에 비해 유황 성분을 제거시키는 환경 설비의 비용이 월등히 적게 되는 점이 있고, 중간유를 발전연료로서 IGCC 방식에 적용하게 되면 환경적인 측면과 경제적인 측면에서 매우 유리한 장점을 가질 수 있다.

또한 중간유는 중금속 중 바나듐을 270-700 ppm 정도로 특히 많이 포함하고 있으나 중금속성분들을 용융슬래크 형태로 배출함으로써 환경 오염의 염려없이 제거도 가능하다. 그러므로, 수입되는 원유의 활용도를 최대한 높이면서 화력발전용 연료로서 석유나 LNG의 비중을 줄여야 하는 우리 나라의 입장에서 중간유가 과연 발전연료로서 적합한지와 여러 가지 여건을 고려한 경제성을 비교하여 봄으로써 국내에서 가스화 방식에 의하여 전력을 생산하는 것이 타당한지를 판단해 보는 것이 필요할 것이다. 특히, 전세계적으로 값싼 고유황 원유를 사용하는 것이 점차 경제적으로 되는 추세[3]를 고려할 때, 유황을 공해가스로 방출시키는 것이 아니라 재활용할 수 있는 유황이나 황산으로 회수하는 IGCC방식은 환경적인 측면으로만 보더라도 조만간 국내에서도 실용화될 것으로 예상된다.

이태리의 경우는 현재 중간유를 사용하는 500 MW급 IGCC발전소 2기, 250 MW급 2기를 '98년부터 2000년 사이에 완공할 예정으로 플랜트를 건설 중에 있고, 일본의 경우에도 340-550 MW급 2기를 2001년과 2003년까지 건설 완료하는 일정으로 진행시키고 있다. 이들 프로젝트들에서는 전력생산만이 목적이 아니라, 정유공장에서 필요한 수소와 스팀을 동시에 생산하는 복합발전의 개념을 적용하고 있다. 이때까지의 중간유의 가스화 목적은 소규모로 CO와 H₂의 가연성 가스를 생성하여 주로 암모니아나 메탄올을 생성하는데 있어 왔으나, 최근의 이태리와 일본에서의 예를 보면 대용량으로 전력 생산과 수소 제조에 중점을 두고 가스화공정이 활용되고 있다. 정유공장에서 수소는 수소첨가분해(hydrocracking)공정이나 수소첨가탈황(hydrodesulfurization)공정에 다량 소요되므로 이에 필요한 수소를 중간유로부터 공급하는 방안은 중간유 및 수소의 가격과 전력가격에 따라 경제성이 크게 향상될 수도 있다. 특히 국내 정유사에서도 일반화된 증경유를 고급화된 휘발유 등으로 개발하기 위해서는 특히 많은 수소가 요구되고 있는 실정이다. 그리고, 최근의 유럽, 미국 및 일본의 동향으로 보아 정유공장에서 발생하는 중간유를 가스화공정을 통하여 환경적합적으로 이용하는 방안은 국내에서도 조만간 가시화될 것으로 예상된다. 정유공장 입장에서는 이와같은 IGCC발전 방안을 도입함으로써, 원유 중 유황성분의 활용처를 확보하고 고유황유 대신 저유황유를 더 생산할 수 있게 되면서 고유황함유 원유도 원활히 사용이 가능케 되는

이점들이 있게 된다.

가스화 복합발전시스템은 연료를 불완전 연소시켜 가연성 가스를 생성하는 가스화공정, 생성가스(raw gas)의 불순물(주로 산성가스)을 정제하는 가스정제공정, 정제된 연료가스(fuel gas)를 1차 발전에 이용하는 가스터빈공정과 이곳에서 배출되는 폐열을 이용하여 2차로 발전시키는 증기터빈공정으로 구성된 복합적 개념의 발전시스템이다. 이들 공정외에도 산소를 산화제로 이용하는 공정일 경우에는 공기분리공정(ASU: Air Separation Unit)이 추가되게 된다. 가스화반응의 산화제로서 산소를 사용하는 경우는 공기분리장치가 필요하므로 공기를 직접 사용하는 방안도 고려하는 경우가 있으나 상용급설비에서는 산화제로서 모두 산소를 사용한다. 공기를 산화제로 사용하는 경우는 한 연구결과에 의하면 산소를 산화제로 사용하는 경우에 비해 냉각소요량이 11%정도 낮으며 전체 플랜트효율도 3.4% 낮아지는 것으로 조사되었고 총 건설비용도 공기를 사용하는 경우가 17% 높게 평가되었다[4]. 본 연구에서는 IGCC 플랜트를 산소공급형 가압분류층 가스화기와 저온가스정제공정, 가스터빈 사이클 및 증기터빈 사이클로 구성하였는데, 이러한 공정구성은 현재 이태리와 일본에서 추진되고 있는 중간유를 사용한 300-500 MW 상용급 IGCC 플랜트의 구성을 따른 것이다.

가스화기에서의 가스화공정을 살펴보면, 열분해 반응, 가스화반응 및 수성가스 전환반응(water-gas shift reaction) 등 여러 단계가 복합적으로 진행된다. 가스화에 의해 생성된 가스 중에는 환경 오염을 야기할 수 있는 산성가스, soot 및 암모니아 가스 등이 포함되어 있는데, soot 및 암모니아 가스는 물 분사에 의해 제거되고 탈황공정에서는 산성가스가 제거된다. 사용한 탈황공정은 저온탈황공정으로 Sulfinol, Claus 및 SCOT(Shell Claus Offgas Treating) 공정의 조합으로 구성하였다. 일반적으로 MDEA를 사용한 저온정제공정이 가장 장치투자비가 적게 소요되어 많이 활용되나, 우선은 비교할 공정자료가 있는 Sulfinol 공정을 사용하여 공정을 모사하였다. 정제공정에서 정화된 가스는 이후 가스터빈 연소기에서 압축 공기와 혼합되어 반응되고 가스터빈으로 유입되어 1차 발전을 하게 되는데, 가스터빈은 국내에서 많이 사용되고 있는 모델인 GE(General Electric)사의 천연가스용 가스터빈(MS 7001FA)을 대상으로 IGCC 플랜트 공정해석(process simulation)에 적용하였다.

일반적으로 천연가스 복합발전 플랜트의 증기터빈 사이클에서는 가스터빈 사이클에서 배출되는 고온 배기가스내에 함유된 열을 폐열회수보일러내 일련의 열교환기에서 회수하여 두 가지 또는 세 가지 압력의 증기를 생산한다. 그러나, IGCC 플랜트에서는 가스화기에서 생

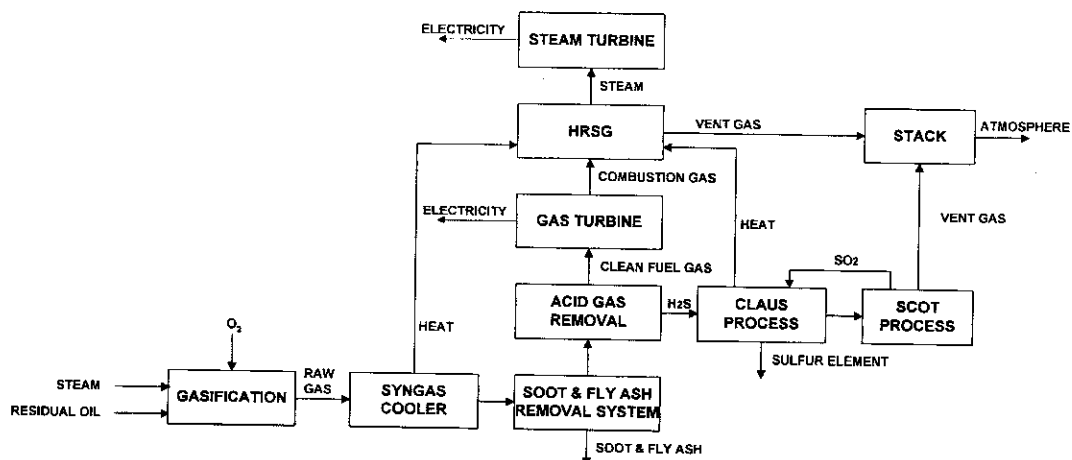


Fig. 1. Simplified IGCC plant flow diagram using heavy residue oil.

성된 생성가스의 냉각과정 및 가스정제공정에 존재하는 배출 열원을 활용하여 증기를 추가 생성하므로, 천연가스 복합발전 플랜트와 상당한 차이점도 존재한다. 본 연구에서는 복합발전 플랜트에서 일반적으로 많이 활용되고 있는 세 가지 압력의 증기를 생산하는 폐열회수보일러(HRSG: Heat Recovery Steam Generator) 및 증기터빈 사이클을 대상으로 공정해석을 하였다.

Fig. 1에는 전산해석(computer simulation)에 사용한 IGCC 플랜트 모델 계통도를 나타내었다. 전산해석에는 상용 공정해석용 프로그램인 ASPEN(Advanced System for Process ENgineering) 코드를 사용하였고, 정유공장에서 발생하는 중간유를 발전원료로 사용하여 상용화 규모인 500 MW급 IGCC 플랜트에 적용하였을 때의 성능을 Shell사에서 발표한 실험플랜트 자료와 비교하여 전산해석 프로그램이 적절함을 검증한 후 국내산 아스팔트 시료에 대해서도 IGCC 발전시의 타당성을 조사하였다.

2. 가스화 복합발전시스템 모델링

2-1. 가스화공정 및 가스정제공정 모사

우선 전산해석 결과에 대한 적절성을 검토하기 위하여 Shell사의 실험실결과[2]가 보고된 visbreaker residue를 대상으로 모사를 수행한 후 발표된 실험시험치와 비교하였으며, 이 결과의 타당성을 바탕으로 butane asphalt과 국내 정유사의 asphalt(이하 영문일 경우 Korean A asphalt)에 대한 공정해석을 수행하였다. 대상 중간유에 대한 원소분석 자료는 Table 1에 나타나 있다. 여기서 visbreaker residue와 butane asphalt에 대한 원소분석 수치는 Shell사의 실험시험치의 자료이다. 공업분석치는 Korean A asphalt의 경우, 석탄분석방법으로 분석한 결과 수분 0.01%, 휘발분 79.71%, 회분 0.2%, 고정탄소는 20.08%였다.

석탄을 사용하는 IGCC발전소의 경우에는 석탄내 함유된 회분의 함유량이 탄종에 따라 다르지만 일반적으로 국내에서 발전용으로 사용되는 수입유연탄의 경우 5-10% 정도로 많으므로, 이들 회분을 처리하기 위해서 회용점 온도보다 높은 온도(1,400-1,500 °C)에서 가스화기를 운전하거나 flux를 첨가시켜 회용점 온도를 낮추어 운전하고 있다. 반면에 중간유를 발전 연료로 사용할 때에는 시료내 회분의 함량이 Table 1에서 보듯이 많지 않으므로 일반적으로 가스화기의 운전 온도를 회용점 온도에 기준하지 않고 석탄의 경우보다 낮은 1,250-1,400 °C의 범위에서 가스화기를 운전하고 있다[5]. 본 연구에서는 실험실시험치와의 비교를 위하여 Shell사에서 보고한 1,300 °C로 가스화기의 운전 온도를 설정하였고 운전 압력도 Shell사 자료와 마찬가지로 30기압으로 정하였다[5].

그리고, 중간유에 함유된 회분은 일반적으로 soot와 비산재의 형태로 생성가스와 함께 가스냉각 공정인 열교환기로 유입된다. 또한 생성가스에 포함되어 나가는 soot의 생성량을 Shell사에서 보고한 내용[5]대로 가스화기에 주입되는 탄화수소의 1 wt% 정도가 되도록 하였으며 soot 및 비산재 생성에 소요되는 성분을 제외한 성분은 모두 가스화 반응에 소요되도록 공정해석을 수행하였다. 대상 IGCC 플랜트의 규모는 현재 이태리와 일본에서 중간유에 대하여 대상으로 하고 있

Table 1. Ultimate analysis of sample residues

Ultimate analysis (wt%)	Visbreaker residue[2, 5]	Butane asphalt[2, 5]	Korean A asphalt
Carbon	85.27	84.37	82.86
Hydrogen	10.08	9.67	9.75
Nitrogen	0.30	0.52	0.68
Sulfur	4.00	5.01	6.26
Oxygen	0.20	0.35	0.25
Ash	0.15	0.08	0.20

Table 2. Feeding amounts to the gasifier of 500 MW IGCC plant

Feed(ton/day)	Visbreaker residue	Butane asphalt	Korean A asphalt
Residual oil	2456	2491	2543
Oxidant(95% O ₂)	2493	2484	2456
Steam	859	872	890

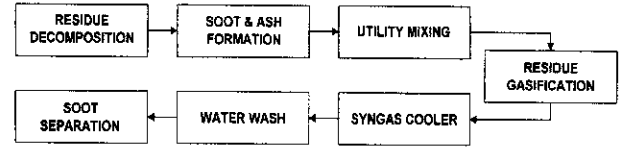


Fig. 2. Model block diagrams of gasifier and raw gas cooling systems in the ASPEN simulation.

는 500 MW급으로 정하였고, 이때 가스화기에서 소요되는 중간유 및 산화제와 스팀의 양을 Table 2에 나타내었다. 여기서 산화제인 산소의 농도는 미국과 네덜란드의 IGCC 실증발전소 자료에 따라 산소분리 공정에서 가장 경제적으로 공급할 수 있는 농도인 95%를 사용하였다.

공정해석시 사용한 가스화기 모델은 열분해반응 영역, 가스화반응 영역과 soot 및 비산재 생성영역으로 구성되어 있다. 가스화기에서 생성된 고온의 생성가스는 열교환기(WHE: waste heat exchanger)를 통과하여 340 °C로 냉각되는데 이 과정을 통하여 전력 생산용 100 기압 정도의 고압 증기를 생산하게 된다. 열교환기를 통과한 생성가스 중의 soot는 물 분사에 의해 슬러리 형태로 제거되고 이때 비산재는 soot과 함께 제거된다. 이후 soot 및 비산재가 제거된 생성가스는 탈황공정으로 유입된다. 가스화기, 가스냉각 공정 및 soot 제거 공정에 대한 간략한 계통도는 Fig. 2에 나타나 있다.

적용된 탈황공정은 저온탈황공정으로서 Shell사에서 적용한 공정과 같은 Sulfinol, Claus 및 SCOT공정으로 구성되어 있다. 이중 Sulfinol 공정은 생성가스로부터 산성가스(황화수소, 황화카르보닐)를 제거하는 공정이다. 산성가스를 포함한 용매는 재생기로 유입되어 산성가스를 분리시키고 분리된 산성가스는 Claus공정으로 유입된다. Claus공정에서는 일련의 산화·환원반응을 거쳐 원소형태의 황을 생성하고, Claus 공정에서 반응하지 않고 남아 있는 황화카르보닐 및 이산화황과 같은 산성가스는 SCOT공정에서 미량의 정제된 가스와 혼합된 후 촉매 반응에 의해 가수분해되어 황화수소를 생성한다. 그리고, 생성된 황화수소는 다시 Claus공정으로 재순환된다.

2-2. 가스터빈 시스템 모사

가스터빈 기종으로는 GE사의 MS7001FA 가스터빈을 채택하였다. 가스터빈의 물리적 현상은 ASPEN 코드에서 제공되는 압축기, 연소기, 터빈 및 각 2개의 유동 혼합기와 분리기로서 모사하였다. 연소기 내 물리/화학적 현상은 연료가스와 공기간의 화학반응 연소구역과 고온의 연소가스와 압축기 냉각 공기가 혼합되어 터빈 입구에서의 온도 요구사항을 만족시키는 화석구역으로 구분하여 모사할 수 있다. 또한 터빈블레이드의 냉각정도 및 폐열회수보일러로 유입되는 터빈 출구온도 등의 터빈 운전 요구사항을 충족하도록 공기 추출 및 혼합 계통에 대한 모델[6]을 고려하여 전산해석을 수행하였다.

2-3. 증기터빈 시스템 모사

폐열회수보일러, 증기터빈 및 보조장치로 구성된 증기터빈 시스템을 모델로 하여 전산해석을 하였다. 폐열회수보일러는 가스터빈에서 배출되는 배기가스의 열을 회수하여 증기터빈 장치에 필요한 증기를 생산하는 장치로서 현재 모든 복합발전시스템에서 2-3종류의 압력중

Table 3. Comparison of raw gas compositions for the visbreaker residue

Raw gas composition (vol %)	Demonstration plant data[2]	Simulation data
H ₂	45.05	45.11
CO	49.62	49.86
CO ₂	2.84	2.33
CH ₄	0.30	0.50
N ₂	0.60	0.40
Ar	0.80	0.86
H ₂ S	0.76	0.91
COS	0.03	0.03
Gasifier temperature(°C)	1300	1300

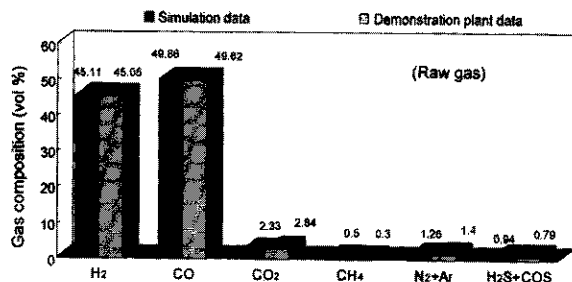


Fig. 3. Comparison of raw gas compositions between simulated and actual data for visbreaker residue.

기를 생산한다[7]. 폐열회수보일러는 예열기(Economizer), 증발기(Evaporator) 및 과열기(Superheater) 등 일련의 열교환기로 모사하였고[8], 여기서 열손실은 전체공정의 평가에 큰 영향을 미치지 않으므로 무시할만한 양으로 간주하였다.

증기터빈은 고압, 중압 및 저압터빈으로 구성하였고 재열 사이클을 적용하였다. 또한 압축수 및 증기가 이동하는 관로상에서의 열손실은 무시할만하다고 가정하였고, 증기의 누설 및 증기터빈 시스템으로의 재유입 등에 대해서는 GE사의 자료[7]를 이용하였다.

3. 결과 및 고찰

모사 결과의 신뢰도를 검증하기 위하여 Shell사의 실증 결과와 전산해석 결과 중 가스화기 출구의 가스(raw gas)농도를 Table 3과 Fig. 3에 비교하였다. 이들 결과를 보면 모사 프로그램에 의해 계산된 생성가스 조성 결과와 실증시험 결과가 잘 일치하고 있음을 볼 수 있다. 생성가스의 주성분인 CO와 H₂의 경우를 보면 실증 결과와 모사 결과의 차이가 0.5%미만으로 모사 프로그램이 적절함을 알 수 있다. CO₂의 경우는 모사 결과가 실증 결과에 비해 낮게 나타났는데, 이는 전산해석시 가스화기 벽면을 통한 열손실이 없다고 가정하였기 때문으로 실증 결과의 경우는 벽면으로의 열손실을 보전하면서 가스화기 내 온도를 유지해 주기 위해서는 연소반응이 더 일어나게 되고 이에 따라 발생 CO₂가 많아진 것으로 추정된다. 발표된 실증자료에서 가스화기 벽면으로부터의 열손실 자료는 없는 상태에서, 생성가스 조성에서 CO₂ 가스농도를 맞추는 방식으로 역산을 해 본 결과 Shell사의 실증가스화기 벽면으로부터의 열손실은 공급석탄의 발열량 대비 1.1% 정도였다. 일반적으로 소규모 가스화기도 공급열량의 2%미만이 벽면으로 열손실되고 대용량의 가스화기에서는 열손실이 훨씬 적으므로, 실증자료를 제공한 가스화기의 열손실은 1%미만으로 추정된다. 가스화기 벽면을 통한 열손실의 1% 차이는 모사되는 생성가스 조성에 큰 차이를 보이지 않으므로 열손실은 없다고 하고 전산해석을 수행하였다.

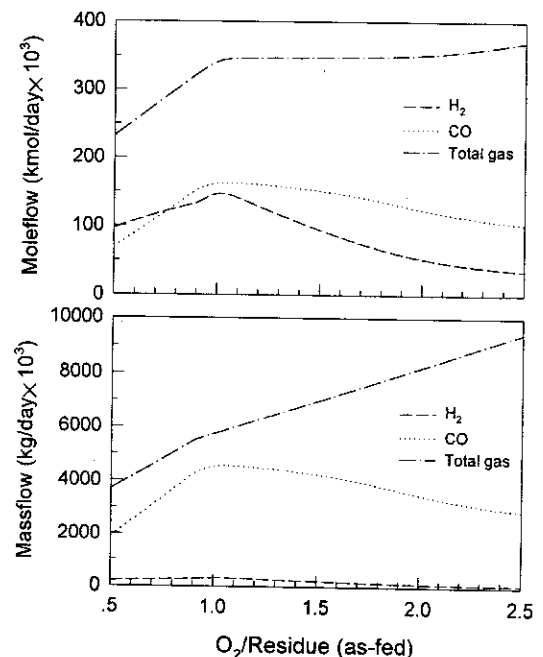
화학공학 제37권 제5호 1999년 10월

Table 4. Raw gas characteristics obtained from various feeds

Raw gas composition(vol %)	Visbreaker residue	Butane asphalt	Korean A asphalt
H ₂	42.81	42.19	42.62
CO	47.32	48.02	47.03
CO ₂	2.21	2.13	2.16
H ₂ O	5.09	4.77	4.98
CH ₄	0.48	0.49	0.48
H ₂ S	0.86	1.10	1.39
COS	0.03	0.04	0.05
N ₂	0.38	0.44	0.48
Ar	0.82	0.82	0.81
Gasifier temperature(°C)	1300	1300	1300
HHV(kcal/m ³)	2780	2780	2765
Flow rate(ton/day)	5770.7	5826.5	5889.3

이와 같이 가스화기에 대한 모사가 타당함을 토대로 하여 적용하려고 하는 정적시스템 모델링 방법의 가스화시스템에 대한 적절함이 입증되었으므로, 유사한 조성을 가진 다른 중간유에 대하여 같은 모델링 방법을 적용하였다. Butane asphalt과 국내 중간유를 대상으로 IGCC 플랜트에 적용하였을 때 계산된 가스화기 출구에서의 생성가스 조성 및 발열량을 Table 4에 나타내었다. 이 경우 중간유 생성가스의 발열량은 2,750-2,800 kcal/m³으로서, 이전에 발표[9]된 유연탄을 IGCC발전소 연료로 사용했을 때의 생성가스 발열량인 2,700-2,850 kcal/m³과 유사한 것으로 나타났다.

가스화에 영향을 주는 인자로는 가스화기 운전 온도 및 압력, 산화제 주입량 및 증기 주입량 등 여러 가지 물리·화학적 인자들이 있다. 그 중에서도 산화제 주입량과 가스화기 운전 온도가 가스화에 영향을 주는 가장 주된 인자이며, 이러한 인자들의 변화에 따라 생성가스의 조성 및 냉가스효율은 매우 민감한 반응을 나타내고 있다. 이들 인자들의 영향을 살펴보기 위해서 visbreaker residue를 대상으로 산소/중간유 질량비를 0.5-2.5까지 변화시켜 가스화기 운전 온도와 생성가스에 미치는 영향을 살펴보았으며 그 결과를 Fig. 4와 5에 나타내

Fig. 4. Changes of raw gas flow with O₂/visbreaker residue mass ratio.

었다. 일반적으로 상업용 규모의 중간유사용 가스화기에서는 1.0 부근의 산소/중간유 질량비 범위에서 조업이 이루어진다.

Fig. 4에는 공급산소량의 변화에 따라 가스화기에서 발생하는 생성 가스의 발생량과 주요 생성가스 성분인 일산화탄소, 수소의 발생량을 나타내었다. 이 결과를 살펴보면, 산소/중간유 질량비가 0.5-1.0 영역에서 산소 주입량이 증가할수록 생성가스의 발생량은 급격히 증가하였는데 이 영역에서는 산소량이 증가할수록 미반응 중간유의 가스화 반응이 급격히 진행되어 생성가스의 발생량이 증가하였다. 가스화 반응의 급격한 진행으로 일산화탄소와 수소의 발생량도 산소/중간유비 1.0 근처까지는 급격히 증가하는 것을 알 수 있다. 생성가스의 발생량이 1.0-2.0 영역에서는 거의 변화가 없었고 2.0 이후에는 서서히 증가하였는데, 이러한 이유는 1.0 부근까지 가스화 반응이 진행된 후 2.0 부근까지는 가스화 반응보다는 일산화탄소 및 수소의 연소 반응이 진행되어 물과 이산화탄소를 생성시키는데에 증가되는 산소가 소진되기 때문이다. 이러한 이유로 산소/중간유 질량비 1.0-2.0의 영역에서는 생성 가스의 발생량은 변화가 거의 없는 반면 일산화탄소와 수소는 급격히 감소하였다. 산소/중간유 질량비 2.0 이상의 영역에서 생성가스의 발생량이 서서히 증가하였는데, 이 영역에서는 산소량이 증가할수록 연소 반응이 진행되지만 1.0-2.0 부근에서와 같이 증가되는 산소가 전부 연소 반응에 소진되지 않고 일부는 과잉으로 남게 되어 이러한 과잉 산소에 의한 산소량 증가에 따라 생성가스 발생량이 증가하기 때문에 가스발생량이 증가되는 것이다.

Fig. 5의 결과를 살펴보면, 산소/중간유 질량비 0.5-1.0 영역에서 가스화기의 온도는 서서히 증가하였으며, 일산화탄소의 함량은 급격히 증가하는 경향을 나타내었다. 반면에 수소와 이산화탄소의 함량은 1.0 까지 서서히 감소하였다. 이 영역에서는 산소량이 증가할수록 가스화 반응 중 탄소성분의 연소반응이 진행되어 가스화기 온도가 서서히 증가하는 것을 알 수 있다. 또한, 산소/중간유 질량비 0.5 부근에서 수소와 이산화탄소의 함량이 높은 이유는 가스화 반응이 거의 진행되지 않은 반면 휘발분에서 생성되는 가스 중의 수소와 이산화탄소의 함량이 상대적으로 높게 생성되기 때문이다. 그후 산소량이 증가할수록 가스화 반응이 활발히 진행되어 일산화탄소의 함량은 급격히 증가하였고, 수소와 이산화탄소의 함량은 서서히 감소하였다. 또한, 산소량이 적은 운전조건에서는 미연탄소량이 많은데 가스조성만을 나타

내는 경우에는 실제 운전조건과 동떨어진 조건에서 오히려 가스조성이 더 나아지는 결과가 나타나는 것으로 오해할 수도 있게 된다. 산소/중간유 질량비 0.5 부근에서 오히려 가스의 발열량이 가장 높은 이유는 이 조건에서의 낮은 탄소전환율에 기인한다.

산소/중간유 질량비 1.0-2.5 범위에서는 가스화기 온도가 매우 급격히 증가하였고, 일산화탄소와 수소의 함량은 감소하였으며 이산화탄소의 함량은 급격히 증가하였다. 이 영역에서는 산소량이 증가할수록 가스화 반응보다는 연소반응이 활발히 진행되어 가스화기의 온도가 급격히 상승하였다. 이산화탄소의 함량은 가스화 반응으로 생성된 일산화탄소가 산소와의 연소 반응으로 인해 급격히 증가하였다. 고온에서는 화열 복사열의 영향으로 저온일 때보다 열손실이 크므로, 물질의 연소온도에는 한계가 있다. 그러나 고온에서의 화열 복사열로 인한 열손실은 없는 것으로 하여 계산한 결과, 산소/중간유 질량비 1.7-2.5에서도 가스화기의 온도가 급격히 증가하는 경향을 나타내었다. 따라서 이러한 화열의 복사열을 고려한다면, 수소와 일산화탄소의 경우 연소 온도가 2,900°C이므로 가스화기의 온도는 2,900°C 이상으로 상승하지 않을 것이다. 가스화기 온도가 2,900°C 이상인 산소/중간유 질량비 1.7 이상에서의 가스화기 온도는 실존하지 않는 경우이므로 점선으로 표기하여 나타내었다. 이 영역에서의 가스화기의 온도는 일정하거나 서서히 감소하여야 한다.

또한 실험플랜트에서 중간유를 연료로 사용시 가스화에 적합한 가스화기의 운전 온도는 1,250-1,400°C[5]이므로, 이 조건에서의 Fig. 5의 결과를 살펴보면 visbreaker residue의 가스화에 적합한 산소/중간유 질량비는 0.99-1.06의 영역으로 나타났다. Butane asphalt과 국내산 asphalt에 대해서도 visbreaker residue와 마찬가지로 방법으로 산소량을 변화시켜 모사한 결과 가스화에 적합한 산소/중간유 질량비는 각각 0.97-1.04, 0.94-1.01의 영역으로 나타났다.

Soot 제거 공정 및 탈황공정을 거친 정제가스는 바로 가스터빈의 연료로 사용하는 것으로 공정을 정하여 전산해석을 하였는데, 탈황공정을 거쳐 가스터빈으로 유입되는 연료가스(fuel gas)의 조성 및 유량은 Table 5에 나타내었다.

Table 5. Fuel gas characteristics to the gas turbine for different residual oil cases

Fuel gas composition(vol %)	Visbreaker residue	Butane asphalt	Korean A asphalt
H ₂	45.50	44.80	45.50
CO	50.28	50.98	50.21
CO ₂	2.25	2.17	2.22
H ₂ O	0.19	0.19	0.19
CH ₄	0.50	0.52	0.51
N ₂	0.40	0.47	0.51
Ar	0.88	0.87	0.86
HHV(kcal/m ³)	2955	2955	2950
Flow rate(ton/day)	5326.6	5372.3	5327.2

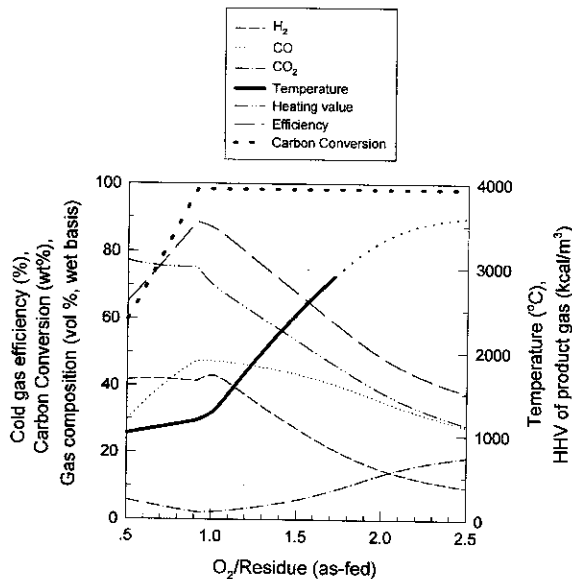


Fig. 5. Effects of O₂/visbreaker residue mass ratio on the gasification process.

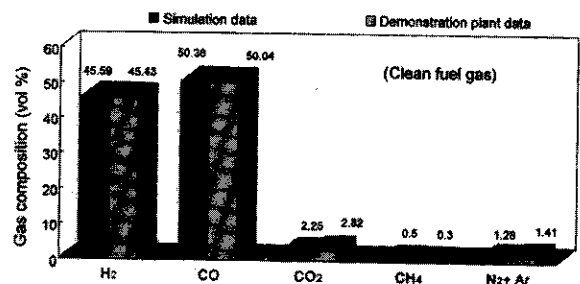


Fig. 6. Comparison of fuel gas composition for visbreaker residue.

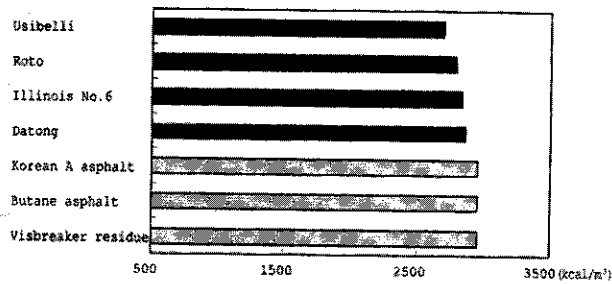


Fig. 7. Comparison of fuel gas heating values obtained from various residual oils and coals.

Table 6. Fuel gas characteristics supplied to the gas turbine in the cases of bituminous and subbituminous coals

Fuel gas composition(vol %)	Datong	Illinois No. 6	Roto	Usibelli
H ₂	24.54	31.37	29.61	27.10
CO	69.28	61.90	62.47	61.86
CO ₂	0.61	1.46	2.79	5.29
H ₂ O	0.22	0.22	0.22	0.22
CH ₄	0.19	0.10	0.04	0.02
N ₂	4.03	3.91	3.77	4.34
Ar	1.13	1.04	1.10	1.17
HHV(kcal/m ³)	2860	2835	2790	2695

Fig. 6에는 같은 visbreaker residue 시료에 대한 모사 결과와 Shell 사로부터 발표된 실증플랜트로부터의 탈황정제후의 연료가스 농도 자료[5]를 비교하였다. 이 결과를 보아도 본 연구에서의 전산해석 결과와 실증설비로부터의 자료가 전반적으로 잘 일치함을 알 수 있다.

IGCC공정의 다른 주요한 시료인 석탄사용시의 경우와 중잔유 사용 때의 연료가스 발열량을 비교하여 보았다. Fig. 7에 석탄 사용 때의 연료가스 발열량[9]과 중잔유 사용 때의 연료가스 발열량 비교 자료를 보여주고 있고, Table 6에는 상세한 석탄 사용시의 연료가스 조성이 나타나 있다. Fig. 7의 결과를 보면 중잔유를 사용한 연료가스는 아역청탄인 미국 Usibelli탄 및 인도네시아 Roto탄과 비교하면 발열량이 200 kcal/m³ 이상 높고, 유연탄인 중국 Datong탄 및 미국 Illinois No. 6탄과 비교하여도 비슷하거나 100 kcal/m³ 이상 높은 것을 알 수

Table 7. Generated steam amounts for residual oil cases

Steam generation(ton/day)	Visbreaker residue	Butane asphalt	Korean A asphalt
High pressure(101 bar)	11082	11064	11101
Intermediate pressure(35 bar)	930	942	959
Low pressure(2.6 bar)	3492	3572	3673

Table 8. Flue gas characteristics for residual oil cases

Flue gas composition(vol %)	Visbreaker residue	Butane asphalt	Korean A asphalt
CO ₂	6.52	6.59	6.51
H ₂ O	6.61	6.52	6.61
O ₂	13.44	13.45	13.44
N ₂	72.45	72.47	72.47
Ar	0.98	0.97	0.97
Flow rate(ton/day)	76339.6	76385.3	76340.1

있다. 따라서 중잔유의 연료가스는 석탄을 시료로 사용하는 경우보다도 우수한 가스터빈의 연료임을 알 수 있다.

가스터빈에서 배출되는 배기가스는 폐열회수보일러를 거쳐 연돌로 방출되는데, 폐열회수보일러에서는 세 가지의 압력에 해당하는 증기를 생산하는 시스템[7]을 사용하였다. 이에 따른 전산모사 결과를 Table 7에 나타내었고, Table 8에는 연돌로 나가는 연도가스(flue gas)의 조성 및 유량을 나타내었다.

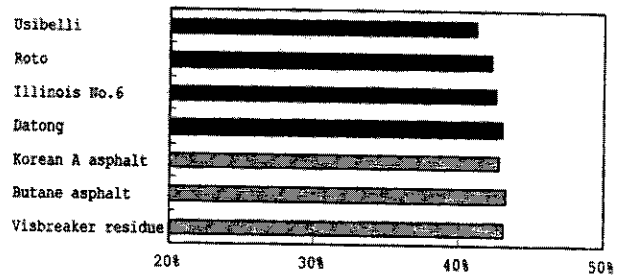


Fig. 8. Comparison of 500 MW IGCC plant thermal efficiency for different residual oil and coal feeds.

Table 9. Performance evaluations of 500 MW IGCC plant using residual oils

IGCC system description			
Gasifier	Oxygen-blown entrained-bed gasifier		
Gas cleanup system	Sulfinol/Claus/SCOT process		
Gas turbine	GE MS7001FA		
Steam generation	Triple-pressure/reheating		
Overall plant performance	Visbreaker residue	Butane asphalt	Korean A asphalt
Gasification			
Heavy-residue-oil feed(ton/day)	2456	2491	2543
Oxidant feed(ton/day)	2493	2484	2456
Cold gas efficiency(%)	86.56	86.77	85.77
Energy input(HHV, MW)	1194.21	1190.71	1206.82
Combined cycle			
Total power output	584.68	583.43	584.68
Gas turbine power output(MW)	384.00	384.00	384.00
Steam turbine power output(MW)	199.42	199.43	200.68
Internal power consumption(MW)	69.29	69.05	68.79
Net power production(MW)	514.13	514.38	514.89
Plant efficiency(%)	43.05	43.20	42.75

Note: ASU integration is excluded.

중잔유의 IGCC 플랜트에 대한 성능 평가 자료를 Table 9에 요약하였고, Fig. 8에는 중잔유와 석탄 시료를 사용하였을 때의 IGCC 플랜트의 성능을 평가 비교한 자료를 나타내었다. Visbreaker residue와 butane asphalt을 연료로 사용할 때 IGCC 발전 효율은 43% 이상이고 국내 정유사의 asphalt의 경우에는 42.75%로 나타났다. 국내 정유사의 asphalt를 시료로 사용할 때에 다른 중잔유에 비해 발전 효율이 낮은 이유는 국내 정유사의 asphalt 시료에는 황의 함유량(6.26%)이 타 시료들에 비해 높고 석탄재의 함유량도 0.2%로 다른 중잔유에 비해 높아서 황 및 석탄재 제거시에 열손실이 일어났기 때문이다. Fig. 8의 결과를 살펴보면, 중잔유를 시료로 사용할 때의 발전 효율이 유연탄을 시료로 사용할 때와 비슷하거나 약간 높은 것을 알 수 있다. 이러한 결과는 중잔유가 IGCC발전 시료로서의 가치가 충분한 것을 나타내고 있다.

첨부할 사항으로 500 MW급 IGCC 플랜트의 공정해석시 가스화기, 가스정제공정, 가스터빈, 증기터빈 등 주요 공정과 일부 공정에 필요한 보조 부하에 대해서는 모사에 반영하였지만, 공기분리공정에 대해서는 공정해석에는 반영하지 않고 발표된 실증플랜트 자료를 이용하여 보조 부하를 간접적으로 계산하여 반영하였다.

4. 결 론

중잔유를 발전 연료로 사용한 500 MW급 IGCC 플랜트에 대해 생성가스의 발열량 및 발전 효율의 측면에서 공정해석을 수행하여 그 성능을 예측하였고, 산소/중잔유 질량비를 0.5-2.5로 변화시켜 중잔유의 가스화 성능을 살펴보았다. 실증설비의 가스화성능자료와 탈황정제후의 연료가스 성능자료를 예측할 수 있었고, 중잔유의 가스화기 운전 온도는 1,300°C로 하여 가스화 반응을 진행하였을 때 가스화 반응으로 생성된 생성가스의 발열량은 2,750-2,800 kcal/m³의 범위로서 IGCC공정에 석탄을 사용할 때의 생성가스 발열량과 유사함을 볼 수 있었다.

Visbreaker residue의 경우, 산소/중잔유 질량비 1.0-2.0 영역에서는 가스화 반응보다는 일산화탄소 및 수소의 연소 반응이 진행되어 물과 이산화탄소를 생성하는데 증가되는 산소가 소진되어 생성가스의 발생량은 거의 변화가 없는 반면 일산화탄소와 수소는 급격히 감소하였다. 산소/중잔유 질량비 1.0-2.5 범위에서는 산소량이 증가할수록 가스

화 반응보다는 연소반응이 활발히 진행되어 가스화기의 온도가 급격히 상승하였다. Butane asphalt과 국내산 asphalt의 경우에도 visbreaker residue와 유사한 경향을 나타내었다.

따라서 Visbreaker residue의 경우, 산소/중잔유 질량비 0.99-1.06의 영역에서 가스화에 가장 적합한 것으로 나타났으며, butane asphalt과 국내산 asphalt의 경우, 각각 산소/중잔유 질량비 0.97-1.04 및 0.94-1.01의 영역에서 가스화에 적합한 것으로 나타났다. 발전 효율도 visbreaker residue와 butane asphalt을 연료로 사용한 경우 43% 이상이고 국내 정유사의 asphalt의 경우에는 42.75%로, 유연탄을 연료로한 IGCC 플랜트의 발전 효율과 유사한 결과를 나타내었다. 따라서 가스화 성능 및 발전 효율면에서 중잔유는 발전 연료로서 적합한 성능을 나타내었다.

참고문헌

1. Schulman, B. L. and Dickenson, R. L.: "Residue Choices Multiply on Process Technology and Products Made," Symposium on Resid Upgrading, Division of Petroleum Chemistry, ACS Spring National Meeting, 463(1993).
2. Liebner, W. and Hauser, N.: "Optimizing/Costing Study for a 500 MW IGCC Power Plant Based on the Shell Gasification Process," EPRI, Gasification Technologies Conference(1996).
3. Tamburrano, F.: *Hydrocarbon Processing*, 73(9), 79(1994).
4. Holopainen, O.: *Bioresource Technology*, 46, 125(1993).
5. Koenders, L. O. M., Posthuma, S. A. and Zuideveld, P. L.: "The Shell Gasification Process for Conversion of Heavy Residues to Hydrogen and Power," EPRI, Gasification Technologies Conference(1996).
6. Lee, C. and Kim, H. T.: *Energy Engg. J.*, 5(2), 160(1996).
7. Baily, F. G.: "Steam Turbines for Advanced Combined Cycle," GER-3702B, GE Turbine state-of-art Technology Seminar(1993).
8. Kim, J. J., Park, M. H., Ahn, D. H., Kim, N. H., Song, K. S. and Kim, C. Y.: *Energy Engg. J.*, 5(1), 8(1996).
9. Lee, S. J., Lee, J. W. and Yun, Y. S.: *Energy Engg. J.*, 6(2), 176(1997).