

Heavy Residual Oil의 IGCC 플랜트 적용 성능 평가

이승중, 윤용승

고등기술연구원 전력에너지연구소 및 아주대학교 시스템공학과

유진열, 이정한

대우중공업(주) 조선해양부문

Performance Evaluation of Heavy Residual Oils in IGCC Plants

Seung-Jong Lee and Yongseung Yun

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

Jin-Yeol Yu and Jung-Han Lee

Daewoo Heavy Industries Ltd.

Ship Building & Offshore Div.

요 약

원유 정제의 가장 heavy한 잔류물인 중잔유(heavy residual oil)의 IGCC 플랜트의 적용성능을 평가하기 위한 방안으로, 정적시스템 모사방법을 사용하여 중잔유를 발전 연료로 사용한 IGCC 플랜트를 모사하였다. 모사에 적용한 중잔유는 Visbreaker Residue와 Butane Asphalt이며, 시스템 모사방법의 검증용 위해서, 중잔유의 가스화 반응 모사결과를 Shell사에서 발표한 실증자료와 비교하여 사용된 모사방법이 적절함을 입증한 후 이 결과를 이용하여 IGCC 플랜트에 대한 모사에 적용하였다.

중잔유의 가스화 반응은 1300°C에서 진행하였으며, 가스화 반응으로 생성된 연료가스의 발열량은 2900-3000 kcal/m³이었고, 발전효율은 43%이상으로 발전 연료로서 적합한 성능을 나타내었다.

1. 서 론

중잔유는 원유 정제 후 남아 있는 원유의 잔여 부산물이다. 세계적으로 정제공정(즉, 황 및 NO_x 방출량)과 정제물의 질에 대한 환경규제가 계속 강화되고 있는 추세이다. 현재 자동차와 항공기 등에 사용되는 수송 연료에 대한 수요가 점점 증가하는 추세이므로 이에 대한 수요를 충족시키기 위한 원유 정제 요구량도 증가하는 추세이다. 따라서 원유 정제에 대한 계속 증가하는 수요를 충족시키면서, 계속 강화되고 있는 환경규제에 대한 요구를 만족시키기 위해서 heavy residue의 활용 방안에 대한 연구가 진행중에 있으며 중잔유를 발전 연료로 활용하기 위한 연구가 미국·유럽 등 기술 선진국을 중심으로 진행 중에 있다¹⁾. 중잔유는 석탄에 비해 황과 중금속(특히, 바나듐)을 많이 포함하고 있으므로 단위 에너지당 발생하는 H₂S의 양이 많으나 탈황공정의 도입으로 이러한 공해 물질을 쉽게 제거할 수 있다. IGCC 공정 적용시의 경제성도 시료내 유황성분이 높으면 높을수록 타 공정에 비해 유황성분을 제거시키는 환경설비의 비용이 월등히 적게되는 장점이 있다. 또한 중금속 중 바나듐을 270-700 ppm 정도로 특히 많이 포함하고 있으므로 바나듐 시료에 대한 제거 설비가 요청된다. 따라서 발전 연료로서의 가능성을 지닌 중잔유를 IGCC 플랜트에 적용시 환경적인 측면과 경제적인 측면에서 매우 유리한 장점을 지니고 있다. 또한 원유의 활용도를 높이고 화력발전용 연료로서 석유나 LNG의 비중을 줄여야 하는 우리나라의 입장으로 보아서는 중잔유에 대한 연료로서의 적합성 검사와 여러 가지 여건을 고려한 경제성을 비교하여 가스화 방식에 의하여 전력을 생산할 수 있는 중잔유를 활용하는 것이 바람직하다고 판단된다.

주로 중잔유의 가스화 목적이 CO와 H₂의 가스를 생성하여 암모니아나 메탄올을 생성하는데 있으나, 최근에는 전력생산과 수소 제조에 중점을 두어 공정이 개발되고 있다. 정유공장에서 수소는 hydrocracking

이나 hydrodesulfurization 공정에 다량 소요되므로 이에 필요한 수소를 중잔유로부터 공급하는 방안도 경제성이 있게 된다. 특히 국내 정유사에서도 일반화된 중경유를 고급화된 휘발유 등으로 개발하기 위해서도 특히 많은 수소가 요구된다. 또한 최근의 유럽, 미국 및 일본의 동향으로 보아 정유공장에서 발생하는 중잔유를 가스화공정을 통하여 환경적합적인 이용이 국내에서도 조기에 가시화 될 것으로 보인다.

본 연구에서의 가스화 복합발전 시스템(Integrated Gasification Combined Cycle, 이하 IGCC)은 연료를 불완전 연소시켜 가스를 생성하는 가스화공정, 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.

IGCC 플랜트는 산소공급형 가압 분류층 가스화기, 저온가스정제공정, 가스터빈 사이클 및 증기터빈 사이클로 구성하여 공정모사를 수행하였다. 가스화기에서의 가스화공정은 열분해반응, 가스화반응 및 water-gas 전환반응 등 여러 단계로 구성되어 있다. 생성가스 중에는 환경 오염을 야기할 수 있는 산성가스, soot 및 암모니아 가스 등이 포함되어 있는데, soot 및 암모니아 가스는 불 분사에 의해 제거되고 탈황공정에서 산성가스가 제거된다. 본 연구에서 사용한 탈황공정은 저온탈황공정으로는 Sulfinol, Claus 및 SCOT 공정으로 구성하였다. 일반적으로 MDEA를 사용한 저온정제 공정이 가장 장치투자비가 적게 소요되어 많이 활용되나, 우선 본 연구에서는 공정자료가 있는 Sulfinol공정을 사용하였다. 정제공정에서 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 가스화기에서 생성된 생성가스의 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. 그림 1에 전산 모사에 이용된 IGCC 플랜트 모델 계통도를 간략히 보여주고 있다.

본 연구에서는 위에서 언급한 바와 같이 발전 연료로서 잠재력이 있는 중잔유를 복합발전 연료에의 활용 타당성을 검토해 보기 위한 일환으로, 상용 공정 해석용 프로그램으로서 ASPEN(Advanced System for Process ENgineering) 코드를 이용하여, 중잔유의 가스화 성능을 예측하고 상용화 규모의 500MW급 플랜트에 대한 성능을 예측하여 중잔유의 발전연료로서의 적합성에 대하여 논하고자 한다.

2. 가스화 복합발전시스템 모델링

가. 가스화 공정 및 가스정제 공정 모사

전산 모사(computer simulation) 결과에 대한 적절성을 검토하기 위하여 Shell사의 실증시험 결과¹⁾가 보고된 Visbreaker Residue로 모사를 수행한 후 실증시험치와 비교하였으며, 이 결과의 타당성을 바탕으로 Butane Asphalt에 대한 공정 해석을 수행하였다. 전산 모사에 사용한 중잔유에 대한 원소분석 자료는 Shell사의 실증시험 표 1에 나타나 있다.

석탄내에 함유된 회의 함유량은 탄종에 따라 다르지만 대개 10% 정도로 석탄을 발전 연료로 사용시에 발생하는 대부분의 석탄재를 용융상태로 처리하기 위해 회융점 온도보다 높은 온도에서 운전하거나, flux의 첨가로 회융점 온도를 낮추어 운전하고 있다. 반면에 중잔유를 발전 연료로 사용할 때에는, 가스화기의 운전 온도를 회융점 온도를 기준으로 하지 않고 1250~1400℃의 범위에서 가스화기를 운전하고 있다²⁾. 본 연구에서는 실증시험치와의 비교를 위하여 Shell사에서 보고한 1300℃로 가스화기의 운전 온도를 설정하였고 운전압력도 Shell 자료와 마찬가지로 30기압으로 정하였다²⁾. 따라서 중잔유에 함유된 회성분은 soot과 비산재의 형태로 생성가스와 함께 가스냉각공정인 열교환기로 유입된다. 본 연구에서는 생성가스에 포함되어 나가는 soot의 생성량을 Shell사에서 보고한²⁾ 내용대로 가스화기에 주입되는 탄화수소 중 약 1% (무게비) 정도가 되도록 하였으며 soot 및 비산재 생성에 소요되는 성분을 제외한 성분은 모두 가스화반응에 소요되도록 공정 해석을 수행하였다. 가스화기에 공급되는 중잔유 및 반응제의

양을 500MW급 IGCC 발전기준으로 표 2에 나타내었다.

전산 모사시 이용한 가스화기 모델의 구성은 열분해반응 영역, 가스화반응 영역, soot 및 비산재 생성 영역으로 구성되어 있다. 가스화기에서 생성된 고온의 생성가스는 열교환기인 waste heat exchanger(이하 WHE)를 통과하여 340℃로 냉각되는데 이 과정을 통하여 전력 생산용 고압 증기를 생산하게 된다²⁾. 열교환기를 통과한 생성가스 중의 soot은 물을 분사하여 soot slurry 형태로 제거되고 이때 비산재는 soot과 함께 제거된다. Soot 및 비산재가 제거된 생성가스는 탈황공정으로 유입된다. 가스화기, 가스냉각공정 및 soot 제거공정에 대한 간략한 계통도를 그림 2에 나타내었다.

적용된 탈황공정은 저온탈황공정으로서 Shell사에서 적용한 저온탈황공정과 같은 Sulfinol, Claus 및 Scot 공정으로 구성되어 있다. 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 황화카르보닐 및 이산화황과 같은 산성가스는 SCOT 공정에서 미량의 정제된 가스와 혼합된 후 촉매 반응에 의해 가수분해되어 황화수소를 생성한다. 생성된 황화수소는 다시 Claus 공정으로 재순환된다.

나. 가스터빈 장치 모사

가스터빈 기종으로 GE사의 MS7001FA 가스터빈을 채택하였다. 가스터빈의 물리적 현상은 ASPEN에서 제공되는 압축기, 연소기, 터빈 및 수개의 유동 혼합기/분리기로서 모사하였다. 연소기내 물리/화학적 현상은 주 연소 구역에서 일어나는 연료가스/공기의 화학반응과 고온의 연소가스와 압축기 냉각공기가 열량적으로 혼합되어 터빈입구온도 설계 요구 사항을 만족시키는 화석 구역으로 모사할 수 있다. 또한 터빈 블레이드 냉각, 폐열회수보일러로 유입되는 터빈 출구 온도 등의 설계 요구 사항을 충족하도록 공기 추출 및 혼합 계통에 대한 모델³⁾을 고려하여 전산 해석을 수행하였다.

다. 증기터빈 장치 모사

폐열회수보일러, 증기터빈 및 보조장치 등으로 증기터빈 장치를 모델로 하여 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 증기⁴⁾를 생산한다. 본 연구에서는 세 가지의 압력에 해당하는 증기를 생산하는 시스템⁴⁾을 도입하였다.

HRSG를 예열기(Economizer), 증발기(Evaporator) 및 과열기(Superheater) 등 일련의 열교환기로 모사하였고⁵⁾, HRSG에서의 열손실은 없는 것으로 가정하였다. 증기터빈은 고압, 중압 및 저압터빈으로 구성하였고 재열 사이클을 적용하였다. 또한 압축수 및 증기가 이동하는 관로상에서의 압력 손실은 단열하에 이루어진다고 가정하였고, 증기의 누설 및 증기터빈 시스템으로의 재유입 등에 대해서는 GE사의 자료를 이용하였다.

3. 결과 및 고찰

본 연구에서 수행한 모사 결과의 신뢰도를 검증하기 위하여 Shell사의 가스화기의 실증시험 결과와 비교한 자료를 표 3과 그림 3에 나타내었다¹⁾. 그림 3의 생성가스 조성 결과는 실증시험 결과와 잘 일치하고 있음을 보여주고 있다.

이와 같이 가스화기 모사가 타당함을 토대로 하여 수행한 중잔유의 생성가스 조성 및 발열량을 표 4에 나타내었다. 중잔유 생성가스의 발열량은 2900-3000 kcal/m³으로 유연탄을 연료로 사용한 석탄가스의 발열량인 2700-2800 kcal/m³과 비슷하거나 100 kcal/m³ 정도 높은 것으로 나타났다. 따라서 중잔유의 생성가스는 가스터빈의 연료 가스로 충분한 가치를 지니고 있는 것으로 나타났다.

Soot 제거 공정 및 탈황공정을 거친 정제가스를 바로 가스터빈의 연료로 사용하는 것으로 공정을 구성하였다. 탈황공정을 거쳐 가스터빈으로 유입되는 연료가스의 조성 및 유량은 표 5에 나타내었다. 그림 4에 연료가스에 대한 모사 결과와 비교자료²⁾를 나타내었다. 가스터빈 연소기에 유입되는 실증설비에 대한 가스 조성은 일반적으로 발표가 되지 않고 가스화기 출구에서의 조성과 정제 가스 조성만 발표되

로, 그림 4의 비교자료는 Visbreaker Residue에 대해 Shell사에서 발표한 정제 가스조성을 기준으로 전산 모사한 자료이다. 이 결과를 보면 최대 1.9%의 차이가 있으나 본 연구에서의 전산해석 결과와 비교자료가 대체적으로 잘 일치함을 알 수 있다.

중잔유의 IGCC 플랜트에 대한 성능 평가 자료를 표 6에 나타내었다. IGCC 발전 효율은 43% 이상으로 석탄과 유사한 발전 효율을 보였으며, 이러한 결과는 중잔유가 발전 연료로서의 가치가 충분한 것을 나타내고 있다.

4. 결론

본 연구는 중잔유를 발전 연료로 사용한 500MW급 IGCC 플랜트의 성능을 생성가스 발열량 및 발전효율의 측면에서 공정 해석하였다. 중잔유의 가스화기 운전 온도는 1300°C로 하여 가스화 반응을 진행하였으며, 가스화 반응으로 생성된 연료가스의 발열량이 2900-3000 kcal/m³으로 석탄가스의 발열량과 유사하거나 100 kcal/m³정도 높았고, 발전효율도 43% 이상으로 유연탄을 연료로 한 IGCC 플랜트의 발전효율과 유사한 결과를 나타내었다. 따라서 가스화 성능 및 발전효율만을 고려한다면, 중잔유는 발전 연료로서 적합한 성능을 나타내었다.

본 연구에서는 공기분리공정에 대한 전산 모사를 배제하였는데 일반적으로 공기분리공정을 연계한 IGCC 플랜트의 발전효율은 높아진다고 알려져 있다. 따라서 본 연구를 토대로 추 후 연구에서는 공기분리공정에 대한 연계 모델을 보완하여, 중잔유에 대한 상세한 IGCC 플랜트의 공정 해석을 수행할 예정이다.

참고문헌

1. W. Liebner and N. Hauser, "Optimizing/Costing Study for a 500 MW IGCC Power Plant based on the Shell Gasification Process", Gasification Technologies Conference, EPRI, 1996.
2. P.L. Zuideveld and et al, "The Shell Gasification Process for Conversion of Heavy Residues to Hydrogen and Power", Gasification Technologies Conference, EPRI, 1996.
3. 통상산업부, "석탄가스화 복합사이클 발전시스템 실용화개발(II)," 931E105-348DG1, 1994.
4. F.G. Baily, "Steam Turbines for Advanced Combined Cycle," GER 3702B, GE Turbine state-of-art Technology Seminar, 1993.
5. Y. Yun, et al, "Status of IGCC Engineering Package Development in Korea," AIAA 29th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference, 1994.

후 기

본 연구는 대우중공업(주) 조선해양부문 기술연구소 IGCC팀과 공동으로 진행되었습니다. 이에 대우중공업(주) 관계자 분들께 감사드립니다.

표 1. Analysis of Sample Residues^{1,2)}

분석 항목	Visbreaker Residue	Butane Asphalt
Ultimate Analysis(dry basis, wt%)		
Carbon	85.42	84.37
Hydrogen	9.93	9.67
Nitrogen	0.30	0.52
Sulfur	4.00	5.01
Oxygen	0.20	0.35
Ash	0.15	0.08

표 2. Feeding Amounts to Gasifier

Feed (ton/day)	Visbreaker Residue	Butane Asphalt
Residual Oil	2296	2341
Oxidant (95% O ₂)	2121	2162
Steam	804	819

표 3. Comparison of Product Gas Compositions for the Visbreaker Residue

생성가스성분 (vol %)	실증자료	모사결과
H ₂	45.05	45.83
CO	49.62	49.91
CO ₂	2.82	1.14
CH ₄	0.30	1.05
N ₂	0.60	0.37
Ar	0.80	0.78
H ₂ S	0.76	0.89
COS	0.03	0.03
가스화기 온도 (°C)	1,300	1,305

표 4. Product Gas Composition for Residual Oils

생성가스성분 (vol %)	Visbreaker Residue	Butane Asphalt
H ₂	45.83	45.10
CO	49.91	50.48
CO ₂	1.14	1.21
CH ₄	1.05	0.82
N ₂	0.37	0.43
Ar	0.78	0.79
H ₂ S	0.89	1.13
COS	0.03	0.04
가스화기 온도 (°C)	1,305	1,315
발열량 (kcal/m ³ , HHV)	3,005	2,975

표 5. Inlet Fuel Gas Composition to Gas Turbine for Residual Oils

연료가스성분 (vol %)	Visbreaker Residue	Butane Asphalt
H ₂	46.28	45.64
CO	50.39	51.09
CO ₂	1.13	1.20
CH ₄	1.05	0.84
N ₂	0.37	0.43
Ar	0.78	0.80
발열량 (kcal/m ³ , HHV)	3,030	3,015
연료가스유량 (ton/sec)	4939	5014

표 6. Evaluations of IGCC Plant for Residual Oils

IGCC System Description		
가스화기형태 가스정화공정 가스터빈모델 스팀터빈모델	산소공급형 분류층 가스화기 Sulfinol/Claus/Scot 공정 GE MS7001FA Triple-Pressure/Reheating	
대 상 연 료	Visbreaker Residue	Butane Asphalt
Overall Plant Performance		
· Energy Input (HHV, MW)	1162.79	1162.83
· Energy Output (MW)	574.83	575.00
- Gas Turbine (MW)	377.91	377.15
- Steam Turbine (MW)	196.92	197.85
· Auxiliary Power Needs (MW)	71.48	71.71
· Net Power Output (MW)	503.35	503.29
· Plant Efficiency (%)	43.29	43.28

(주) ASU integration 제외.

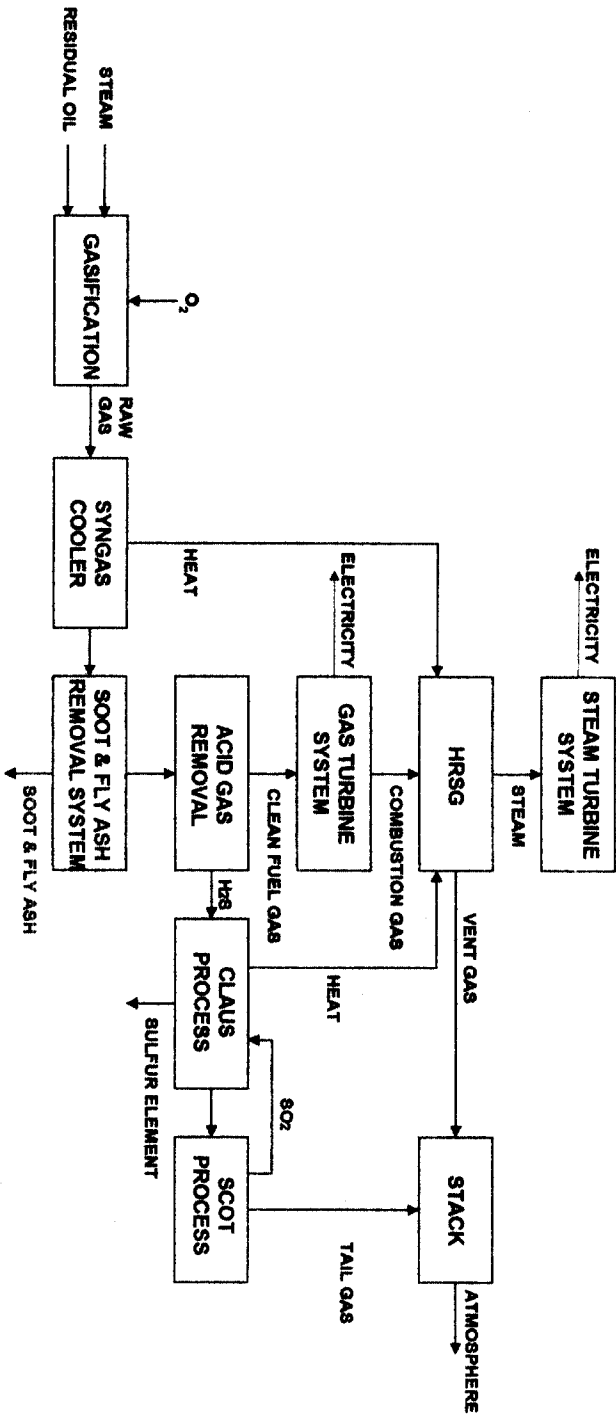


그림 1. Simplified IGCC plant flow diagram for the residual oil.

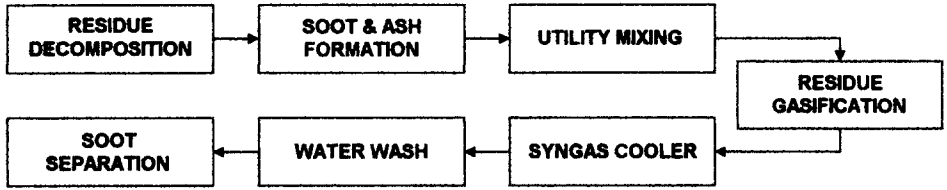


그림 2. Gasifier & product gas cooling system model diagram in the ASPEN simulation.

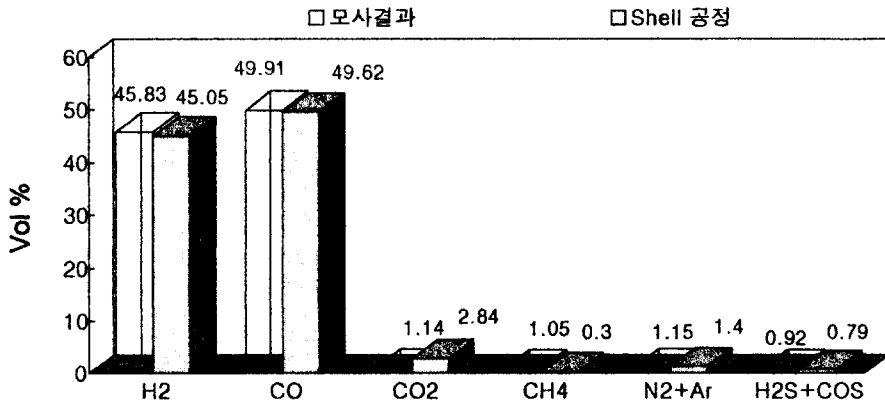


그림 3. Comparison of product gas compositions between simulated and actual data.

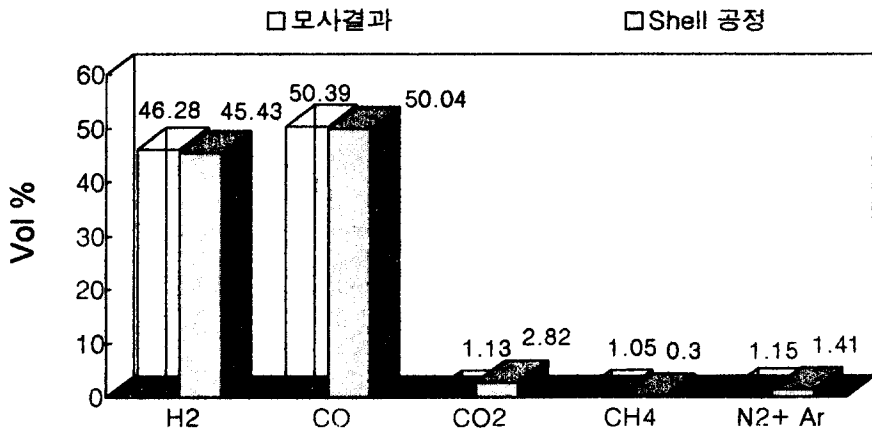


그림 4. Comparison of inlet fuel gas composition using Visbreaker Residue