

## 중발열량 석탄 가스를 사용하는 복합발전 사이클의 성능 및 NO<sub>x</sub> 배출 특성

이 찬 · 윤용승\*

수원대학교 기계공학과/환경청정기술연구센터

\*고등기술연구원 플랜트 엔지니어링 센터

## The Performance and the NO<sub>x</sub> Emission Characteristics of the Combined Cycle Using Medium-Btu Coal Gas

Chan Lee and Yongseung Yun\*

Department of Mechanical Engineering/Center for Environmental and Clean Technology  
University of Suwon

\*Plant Engineering Center, Institute for Advanced Engineering

### 요 약

중발열량 석탄가스 연료를 사용하는 석탄가스화 복합 발전 플랜트의 성능 및 NO<sub>x</sub> 배출량을 동시에 예측하기 위한 모사 방법을 제시하였다. 본 방법은 복합 사이클의 열역학적 해석 기법을 토대로, 석탄가스화 복합발전 플랜트의 시스템 연계 및 석탄가스 연소에 의한 탈설계점 효과를 예측하는 모델들을 포함하고 있다. 본 방법에 의한 전산 모사 결과와 천연 가스를 사용하는 복합발전소의 실제 시험 결과를 비교함으로써, 본 방법의 예측 정확도를 검증하였다. 본 모사 방법을 이용하여, 서로 다른 4가지 석탄가스 연료에 대해, 공기 분리장치와의 다양한 연계 설계 조건에 따른 석탄가스화 복합발전 플랜트의 전체 성능, 운전 안전성 및 NO<sub>x</sub> 배출 특성들을 비교, 검토하였다.

**Abstract** — A simulation method is presented for predicting both the performance and the NO<sub>x</sub> emission of the Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) using medium-Btu coal gas fuel derived through chemical processes of air separation, coal gasification and gas clean-up. The simulation scheme of the present method is based on the thermodynamic combined cycle analysis that is capable of analyzing the off-design effects due to coal gas firing and the system integration of IGCC power plant. The prediction accuracy of the present method is verified by comparing the simulation results with the actual test data of natural gas firing combined cycle power plant. With four different coal gas fuels, the present study investigates and compares the overall performance, the operation stability and the NO<sub>x</sub> emission characteristics of IGCC power plants at various integration design conditions with air separation unit.

### 1. 서 론

최근 들어 각광을 받고 있는 가스터빈 응용 복합 발전 및 열병합 설비는 비교적 높은 열효율을 유지하면서도 전기, 산업공정 및 지역 냉난방 에너지를 효율적으로 공급이 가능하므로, 국내에서도 많은 수의 복합발전 및 열병합 플랜트들이 건설, 운전되고 있다. 그러나 현재 가스터빈의 연료로 주로 사용되는 천연가스 및 석

유 연료는 전세계적으로 제한적인 매장량과 지역적 편재성을 보이고 있다. 이러한 이유로, 요사이 들어 기술 선진국들은 천연가스 나 석유에 비해 비교적 저렴하고 매장량이 풍부한 석탄을 가스터빈의 연료로 활용하려는 노력을 지속적으로 시도하고 있으며, 이 중에서도 석탄을 연료로 사용하는 가스터빈 복합발전의 개념을 IGCC(Integrated Gasification Combined Cycle) 또는 석탄가스화 복합발전 이라 부른다. IGCC는 석탄을 불완전 연소 조

전하에서 가스화하고 정제하여 가스터빈의 연료로 사용하므로, 석탄 관련 화학 공정들과 복합발전 사이클이 연계되는 매우 복잡한 구성을 가지나 이에 반해 낮은 연료가격과 종래의 미분탄 화력발전 방식에 비해 높은 열효율과 우수한 환경성을 가진다<sup>[1]</sup>.

석탄가스화 복합사이클용 가스터빈의 연료는 CO, H<sub>2</sub>가 주성분인 가연성 기체로서, 천연가스에 비해 약 20~25% 수준의 낮은 발열량을 가지며, 단열 화염온도는 천연가스에 비해 약 200 K 가량 높은 특성을 가진다. 이로 인해 IGCC 가스터빈은 천연가스에 비해 약 4~5배의 연료 유입량 증가와 NO<sub>x</sub> 발생량 증가를 수반한다<sup>[2]</sup>. 또한 석탄가스화 복합사이클의 두드러진 특징 중 하나는, 연료의 가스화 공정에 필요한 산소를 가스터빈 압축기에서 압축된 공기의 일부를 추출하여 공기분리장치(ASU : Air Separation Unit)에서 분리한 후 사용하며, 이때 공기분리장치에서 발생하는 질소는 다시 가스터빈 연소기로 재 유입된다는 점이다<sup>[3]</sup>. 이러한 가스터빈/공기분리장치 간의 연계방식의 장점은 공기분리 플랜트의 공기압축을 위한 보조 부하량을 줄여, 석탄가스화복합발전 플랜트의 출력을 증가시킬 수 있다는 점과 공기분리장치에서 가스터빈으로 재 유입되는 질소를 이용하여, 연소기내 NO<sub>x</sub> 발생을 제어하는데 사용할 수 있다는 점을 들 수 있다. IGCC용 가스터빈은 천연가스 연료를 기준으로 설계되어 있는 관계로, 앞서 언급한 중발열량(medium Btu)가스 연료의 연소 및 공기분리장치와의 연계설계로 인해 가스터빈의 운전이 탈 설계점에서 이루어지는 경향을 보이며, 이는 석탄가스화복합발전소의 시스템 성능 및 안정성에도 큰 영향을 미치는 것으로 보고되고 있다<sup>[1]</sup>.

그러나 석탄가스화복합사이클의 공정 설계 및 성능 평가를 위해 이루어진 종래의 시뮬레이션 연구들<sup>[4][5][6]</sup>은 앞서 언급한 탈 설계점 효과를 고려하지 못하는 정상상태 설계점 해석(steady-state and on-design point analysis)에만 치중하고 있으며, 더 나아가 NO<sub>x</sub> 발생량에 대한 예측도 이루어지지 못하고 있다. 그러므로, 본 연구에서는 석탄을 이용하는 IGCC 가스터빈의 기본 공정 설계를 위한 사이클 해석 및 매개변수 연구를 수행하였다. IGCC용 복합 사이클은 MS7001FA 가스터빈 모델과 3압쇄열 폐열 회수 증기 사이클로 구성하였고, 복합사이클용 가스터빈은 ASU와 연계되는 것으로 고려하였다. 가스터빈 연료로는 4가지 석탄 가스화 공정으로부터 생산되는 서로 다른 석탄가스를 사용하였고, 공기분리장치와의 연계조건인 가스터빈으로부터의 공기추출량과 가스터빈으로의 질소 재유입량을 다양하게 변화시켜가며, IGCC용 복합사이클의 효율, 출력, 압축비 및 NO<sub>x</sub> 발생량 등을 예측하였다.

## 2. IGCC용 복합사이클 모델링

본 연구에서는 IGCC용 복합사이클의 해석을 위하여 GateCycle 코드<sup>[7]</sup>의 요소 모델들을 이용하여, Fig. 1과 같이 복합 사이클의 시뮬레이션 모델을 구성하였고 구체적인 공정 설계 개념 및 모델링 방법은 다음과 같다.

### 2-1. 가스터빈(topping cycle)

본 연구에서 대상으로 삼은 가스터빈은 GE 사의 MS7001FA 모델로서<sup>[8]</sup>, Fig. 2에 보이는 바와 같이 공기분리장치와 연계되어 있고, 가스터빈 구성 요소들에 대한 모델링 방법은 다음과 같다.

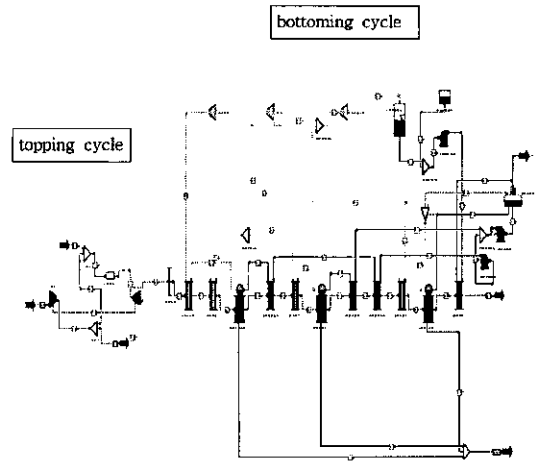


Fig. 1. Simulation diagram of IGCC plant.

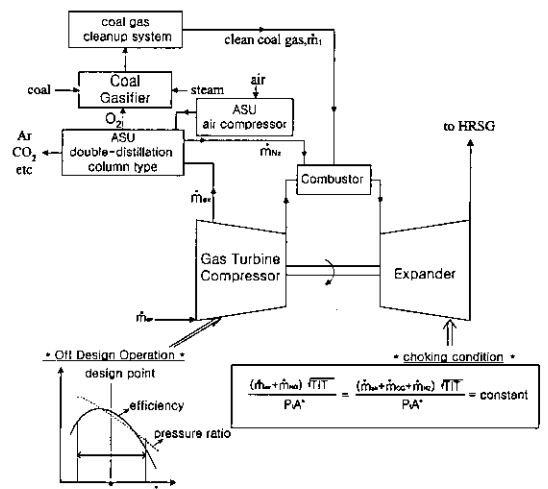


Fig. 2. ASU integrated gas turbine of IGCC.

2-1-1. 가스터빈 압축기

설계점에서의 가스터빈 압축기 모델링은 압축기 설계 제원들<sup>(8)</sup>을 이용하여 열역학적 해석을 수행하였으며, 탈 설계점 조건에서는 압축기 성능곡선으로부터 구해지는 성능특성들(유량 vs 효율, 압축비)을 이용하여 열역학적 해석을 수행하였다. MS7001FA 압축기의 성능곡선은 가스터빈 제작사가 대외비로 분류하여 공개하지 않으므로, 본 연구는 기존의 공개된 고압 압축기들로부터 유추된 Fig. 3의 일반적인 무차원 성능곡선<sup>(7)</sup>을 사용하였다. 또한 팽창기 블레이드 냉각을 위한 압축기로부터의 공기 추출을 고려하였으며, 이를 위해 본 연구는 압축기의 열역학적 해석을 공기 추출점을 기준으로 하여 압축기 section별로 적용하였다.

2-1-2. 가스터빈 연소기

연소기의 모델링은 압축기로부터 들어오는 공기, 석탄 가스화가스정제장치를 거친 석탄가스 연료 및 공기분리 장치에서 재 순환되는 질소에 대한 에너지 방정식으로부터 연소기 출구조건을 구하였다. 본 연구는 천연가스와 석탄가스의 동일한 비교를 위해, 연소기로 들어오는 석탄가스 연료의 입열량(= 연료유량 x 저위발열량)이 천연가스 입열량과 같도록 연료량을 설정하였다.

본 연구에서는 IGCC용 가스터빈 연소기의 연료로서 다른 4가지 상용 석탄가스화 공정(Table 1 참조)에서 생산되는 석탄가스들을 고려하였고, 석탄가스 연료를 만들기 위해 필요한 석탄가스화 및 가스정제공정들에 대한 모사는 화학공정 전용 해석프로그램인 ASPEN Plus code<sup>(9)</sup>를 이용하였으며, 각 석탄가스 연료의 연소기 유입조건<sup>(10)</sup>은 Table 2에 나타나 있다.

또한 본 연구에서는 석탄가스 연소시 NOx 배출량 예측을 위해, 가스터빈 연소기를 연소 및 회석 구간으로

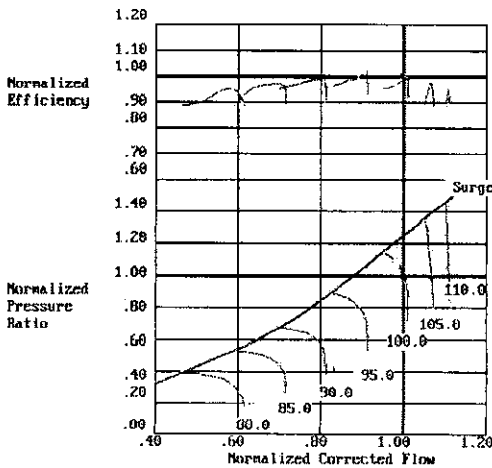


Fig. 3. Normalized compressor performance map.

Table 1. Coal gas production processes.

Coal gas name	Coal gasification	Gas clean-up
Texaco	Texaco	SulFerox
Destec	Destec	MDEA/Claus
Shell	Shell	Sulfinol/Claus
Prenflo	Prenflo	MDEA/Claus

Table 2. Gas compositions of clean coal gases.

Comp. (%)	Destec	Prenflo	Shell	Texaco
CO	42.98	62.76	64.57	47.76
H <sub>2</sub>	17.96	29.28	29.33	31.70
CO <sub>2</sub>	3.04	1.66	0.71	10.48
H <sub>2</sub> O	29.30	0.22	0.14	8.32
CH <sub>4</sub>	4.74	0.01	0.04	0.05
Ar	0.42	0.71	0.72	0.74
N <sub>2</sub>	1.56	5.36	4.49	0.95
Temp (°C)	343.3	300.0	287.8	343.3
LHV (kJ/kg)	9969.0	11994.5	12358.4	10255.2

\*based on Datong coal.

나누어 모델링 하였고, NOx 발생은 연소구간에서 주로 이루어진다고 가정하였다. 또한 NOx 배출량 예측을 위해서는 Lefevre 에 의해 제안된 semianalytical 모델<sup>(10)</sup>을 이용하였다.

$$NO = \frac{\alpha P^{1.2} \exp(0.009T_{comb})}{m_{air} T_{comb} \left(\frac{\Delta P}{P}\right)^{0.5}} [g/kg] \quad (1)$$

이때 P, ΔP, T<sub>comb</sub>는 연소기 운전압력, 압력손실, 연소구간 온도를 의미하며, m<sub>air</sub>는 연소구간으로 유입되는 공기량을 의미한다. 또한 식(1)의 상수 값 α는 가스터빈의 고유치 이므로, 본 연구에서는 MS7001FA의 확산형 연소기가 천연가스 연소시 200 ppm(@15% O<sub>2</sub>)의 NOx 배출량을 가진다는 시험결과<sup>(11)</sup>로부터 α 값을 구하였다.

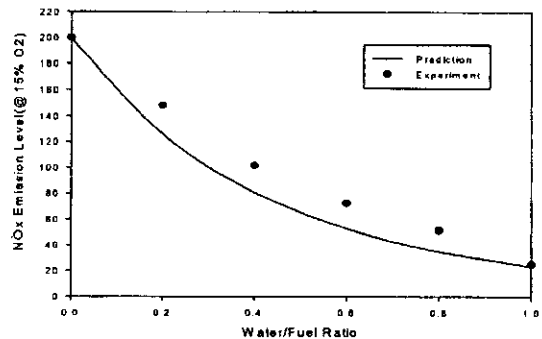


Fig. 4. NOx emission comparisons of MS7001FA combustor with water injection.

본 NOx 예측 모델의 예측 정확도를 확인하기 위해, 천연가스 연소시 물 분사에 따른 NOx 저감 효과에 대한 예측과 실험결과를 비교하였다. Fig. 4에서 보여지듯이, 예측과 실험<sup>[11]</sup> 간에 상대오차가 10% 이내로 비교적 타당한 예측결과를 보여주었고 본 예측방법이 IGCC 용 가스터빈 해석 시에도 유용하게 쓰일 수 있을 것으로 판단된다.

### 2-1-3. 가스터빈 팽창기

연소가스의 팽창과정은 단별(stage-by-stage)분석을 통해 모델링 하였으며, 이를 통해 팽창기 냉각공기의 효과를 좀더 상세하게 고려할 수 있다. 설계점의 팽창기 모델링을 위해 팽창비, 효율, 터빈 입구유량 및 팽창기 입구면적을 천연가스 연소시를 기준으로 우선 설정하며, 설계점에서 결정된 효율은 팽창기 효율의 변화에 대한 제작자의 데이터가 없는 경우에는 탈설계점 조건에서도 일정하게 유지된다고 가정하였다<sup>[12]</sup>. 탈설계점 조건에서의 팽창기의 냉각유량은 압력과 온도에 대해 설계점 냉각유량으로부터 계산된 기준값으로부터 아래의 식을 이용하여 계산하였다<sup>[13]</sup>.

$$m = m_{des} \frac{P_{cool}}{P_{des}} \sqrt{\frac{T_{des}}{T_{cool}}} \quad (2)$$

cooling flow

또한 대부분의 발전용 가스터빈 팽창기는 질식(choking) 조건에서 작동하므로<sup>[12]</sup>, 본 연구에서는 팽창기가 모든 유량에 대해 질식상태에서 작동한다고 가정하였고, 천연가스 가스터빈을 IGCC용 으로 사용할 경우 가스터빈 팽창기에 대해 다음의 질식조건이 성립되며,

$$\frac{(m_{air} + m_{CG} + m_{N_2})\sqrt{TIT}}{PA_i} = \frac{(m_{air} + m_{NG})\sqrt{TIT}}{PA_i} = \text{일정} \quad (3)$$

이때 P는 팽창기 입구압력, TIT는 팽창기 입구온도, A<sub>i</sub>는 터빈의 입구 면적이며, m<sub>air</sub>는 압축기에서 연소기로 유입되는 공기량, m<sub>N<sub>2</sub></sub>는 공기분리장치에서 유입되는 질소량을 의미한다. 그리고 m<sub>NG</sub>와 m<sub>CG</sub>는 연소기로 유입되는 천연가스와 석탄가스의 연료소모량을 나타내 준다.

일반적으로 천연가와 동일한 입열량을 가지도록 IGCC용 가스터빈을 운전하는 경우에는, 석탄가스의 유량이 천연가에 비해 약 4~5배 가량 더 많이 소모된다. 또한, 공기분리장치로부터 재유입 되는 질소로 인해 가스터빈 연소기의 물질흐름이 더욱 증가 된다. 그러므로, 식(3)과 Fig. 2에서 보여지듯이, 석탄가스 연소의 경우 팽창기 질식조건을 만족시키기 위해서는 공기유량의 감소와 압력의 증가를 수반하게 된다. 그리고, 이러한 압력과 유량의 변화는 압축기의 탈설계점 성능곡선 특성(IGV를 완전히 개방한 경우)에 따라 결정되고 동시에 압축기의 효율저하도 초래된다.

### 2-1-4. 공기분리장치와 가스터빈의 연계설계

IGCC용 공기분리장치는 복수 증류탑 공정을 사용하였다. 공기분리장치 작동압력은 가스터빈 압축기의 압력에 상응하게 설정하였다. 이때 공기분리장치의 공정 및 운전조건 해석은 화학공정 전문 해석 코드인 ASPEN Plus code 를 사용하였다. IGCC용 공기분리장치에서 필요로 하는 공기량은 전적으로 가스화기의 조업조건인 석탄/산소 비율에 따라 결정된다. 그리고 소요 공기량 중의 일부는 가스터빈 압축기로부터 추출하고, 나머지는 대기 중에 있는 공기를 별도의 압축기로 가압하여 공기분리장치에 공급하게 된다(Fig. 2 참조).

이때 공기분리장치의 공기소요량 중에서 가스터빈 압축기의 공기 추출량이 차지하는 비율을 공기 추출비(air extraction ratio)라 한다. 공기분리장치에서 분리된 질소는 석탄가스 연료와 혼합되어 연소기로 재 유입된다. 그러므로, 본 연구에서는 ASPEN Plus code를 이용한 4 가지 석탄가스화 공정에 대한 해석을 통해, 가스터빈으로부터 공기분리장치로 추출되는 공기량을 연소기로 유입되는 석탄가스 연료량과 공기 추출비로 표현되는 상관관계식으로 나타내었다. 또한 공기분리장치에서 분리되는 질소량도 석탄가스 연료량의 함수로 표현하였으며, 그 중의 일부를 가스터빈 연소기로 재 유입시켜 NOx 제어에 사용하는 것으로 고려하였다. 그리고 이렇게 구해진 상관관계식들을 사이클해석 시 공기분리장치 연계조건으로 사용하였다.

### 2-1. 증기사이클(bottoming cycle)

증기사이클 설계는 전체 복합사이클 성능에 큰 영향을 미치므로, 본 연구는 최적의 증기 사이클 구성을 위해 다음과 같은 기본 설계 변수들을 검토하였다.

- 주 증기 압력 및 온도
- 재열 또는 비재열 터빈
- 단일 또는 다중 압력 증기 폐열회수 보일러
- 배기가스의 온도

본 연구는 증기사이클의 실제 설계 기준 및 제한 조건들<sup>[14]</sup>을 고려하여, 최종적으로 IGCC용 증기사이클로서 주 증기압력 및 온도는 103 kg/cm<sup>2</sup> 및 538°C이고, 재열 터빈 및 삼중압력(고압, 중압, 저압)의 증기를 생산하는 폐열 회수 보일러를 채택하였으며 배기가스의 온도는 100°C 이상으로 고려하였다.

또한 증기사이클의 열효율 향상을 위한 핵심적인 폐열회수를 위한 열교환기 배열 설계는, Fig. 1에서 보여지듯이, 고압과열기-고압증발기-고압열탄기#2-중압과열기-중압증발기-중압열탄기-고압열탄기#1-저압과열기-저압증발기-급수기열기의 순으로 직렬 배치하였다.

### 3. 해석 결과 및 검토

본 해석 방법의 타당성을 검토하기 위하여, 천연가스 연소시 가스터빈에 대한 성능 예측 결과와 시험 결과<sup>[15]</sup> 간의 비교를 수행하였다. Table 3에서 보여지듯이, 본 방법에 의한 효율 및 출력 예측결과가 시험결과와 상대오차 4% 이내에서 잘 일치하였다. 또한 본 방법에 의한 성능 예측결과들을 서인척 복합발전소의 실제 플랜트 운전결과들과 비교하였으며, 비교결과가 상대오차 5% 범위 내에서 잘 일치함을 알 수 있었다.

Figs. 5, 6은 4가지 석탄가스들에 대한 가스터빈 출력의 예측결과를 보여주고 있다. 공기 추출비는 공기분리 장치에 소요되는 공기량 중에서 가스터빈 압축기에서 추출되는 공기의 양으로 정의하였다. 공기 추출비의 감소에 따라 가스터빈 출력이 대폭적으로 증가함을 볼 수 있다. 이러한 결과는 공기 추출비의 감소가 결과적으로 압축기 유입 공기량의 감소와 팽창기 입구 유량의 증가를 가져오며, 이로 인해 압축기 소모동력이 줄어들고 팽창기 출력이 늘어나기 때문으로 사료된다.

4가지 석탄가스 연료 중에서는 비교적 발열량이 낮은 습식 가스화 공정으로부터 얻어지는 Texaco, Destec 가스의 경우가 다른 가스 연료들에 비해 우수한 출력 특성을 보여주고 있다. 또한 Figs. 5와 6의 비교로부터, 공기분리장치로부터 질소를 유입하는 경우가 그렇지 않은 경우에 비해 출력이 월등히 높음을 알 수 있으며, 질소

Table 3. Performance comparisons of MS7001FA.

Performance parameters	Prediction	Test [15]
Cycle Eff. (%)	37.36	35.94
Power (MW)	158.0	159.0
Heat Rate (kJ/kW-sec)	2.648	2.783

\*based on natural gas firing.

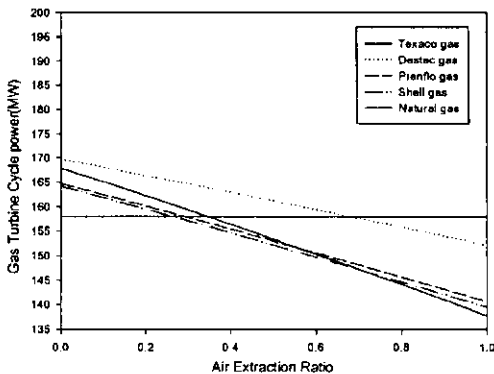


Fig. 5. Net power output of gas turbine without nitrogen dilution.

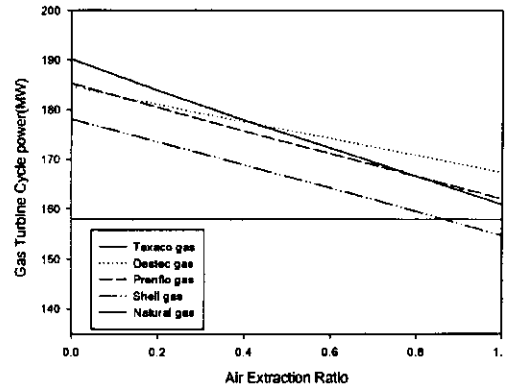


Fig. 6. Net power output of gas turbine with nitrogen dilution.

의 유입이 없는 경우는 높은 공기 추출비 조건에서 천연가스를 태우는 경우에 비해 오히려 낮은 출력을 보여준다.

Figs. 7, 8에서 보여지듯이, 공기 추출비의 감소에 따

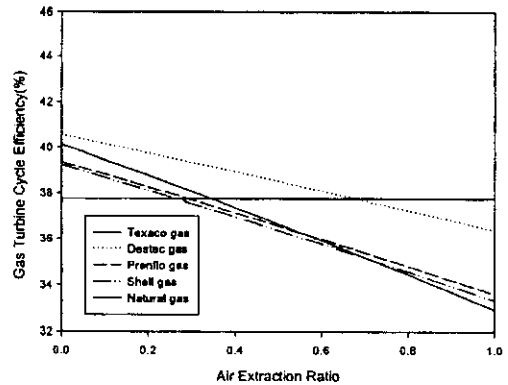


Fig. 7. Gas turbine efficiency without nitrogen dilution.

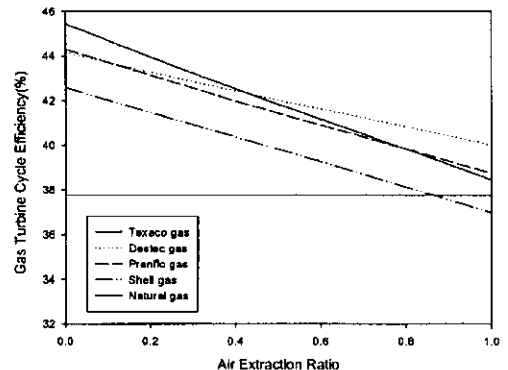


Fig. 8. Gas turbine efficiency with nitrogen dilution.

라 가스터빈의 출력증가는 효율의 향상을 수반함을 보여주고 있다. 그리고, 4가지 석탄가스 연료 중에서도 Destec 가스의 경우가 공기 추출비의 변화에 따라 사이클 효율이 비교적 우수하며 그 변화 폭도 크지 않음을 알 수 있다. 그러나 참고로 본 방법에 의해 예측된 가스터빈 출력 및 효율은 실제 가스터빈이 가지는 최대 토오크 한계<sup>[6]</sup>와 같은 기계적 제한조건에 의해 다소 낮아질 것으로 기대된다.

Figs. 9와 10은 가스터빈의 압축비 변화를 보여주고 있다. 공기 추출비의 감소는 압축기 공기 유입량의 감소와 더불어 압축기 성능특성에 따른 압축비의 증가를 수반한다. 이러한 압축비 증가는 연료의 발열량이 낮을수록 더욱 현저하다. 특히, Texaco 석탄가스를 사용하고 공기추출이 없으며 공기분리장치로부터 질소의 유입이 있는 경우에는, 압축기가 거의 썬지 한계에 접근하여, 이는 가스터빈의 불안정한 작동을 야기할 가능성이 있다. 그러므로 이러한 가스터빈 불안정성을 피하기 위해서는

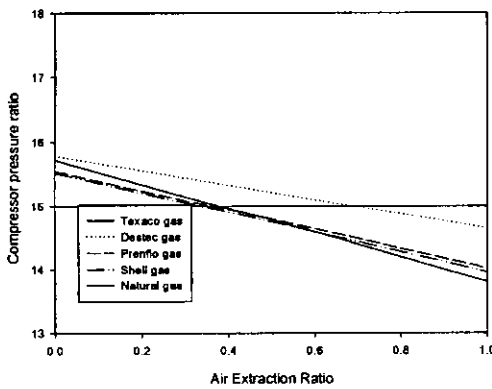


Fig. 9. Pressure ratio of gas turbine without nitrogen dilution.

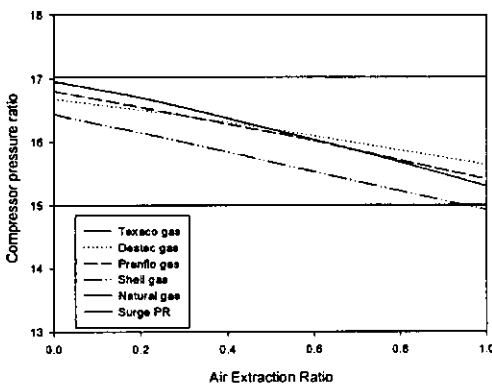


Fig. 10. Pressure ratio of gas turbine with nitrogen dilution.

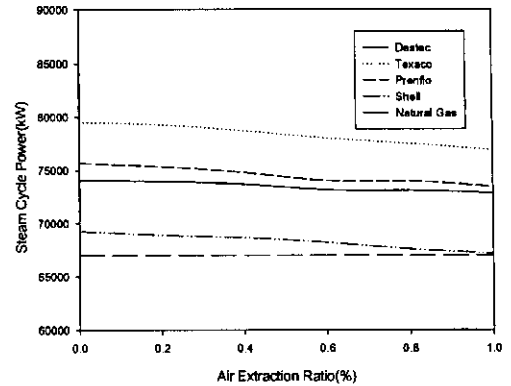


Fig. 11. Steam power of IGCC power block with nitrogen dilution.

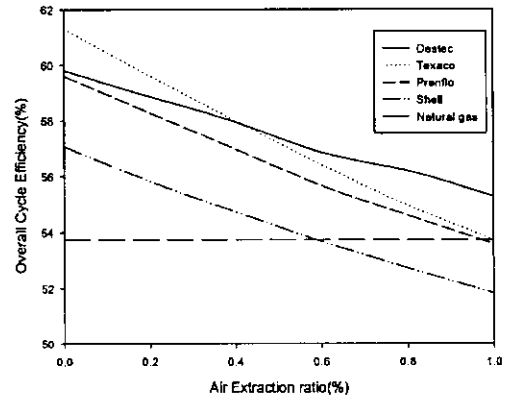


Fig. 12. Overall cycle efficiency of IGCC power block with nitrogen dilution.

압축기 입구 안내깃(IGV)의 각도를 조절하여 압축기 공기 유입을 조절하는 것도 하나의 방법이 될 수 있다<sup>[7]</sup>.

Figs. 11과 12는 질소희석이 있는 경우의 IGCC 가스터빈-증기사이클 발전계통의 증기터빈 출력과 전체 사이클 효율을 보여주고 있다. 작은 공기 추출비를 가지고 습식 가스화 공정에서 얻어지는 연료를 사용하는 경우 증기터빈 출력이 증대되었고, 이때 사이클 효율도 최대 61%까지 나타나고 있다. 그러나 이러한 효율은 단지 IGCC 발전 계통에 대한 값이므로, 전체 IGCC 플랜트의 화학공정의 보조 부하 및 공기분리장치 소요 동력등을 감안하면, 실제 IGCC 플랜트의 전체 효율은 본 연구의 예측치에 비해 상대적으로 약 15~20% 낮게 나타날 것으로 기대된다.

Figs. 13, 14, 15와 16은 공기 추출비와 공기분리장치에서 생산된 질소 중 실제 연소기로 유입되는 질소의 양을 변화시켜가며, IGCC 가스터빈의 NOx 발생특성이 어떻게 달라지는 지를 보여주고 있다. 그림에서 볼 수 있

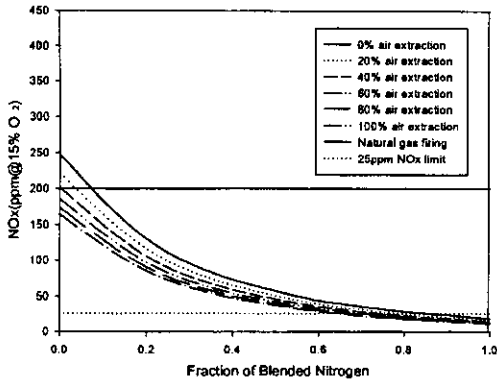


Fig. 13. NOx emission characteristics of Texaco coal gas fuel.

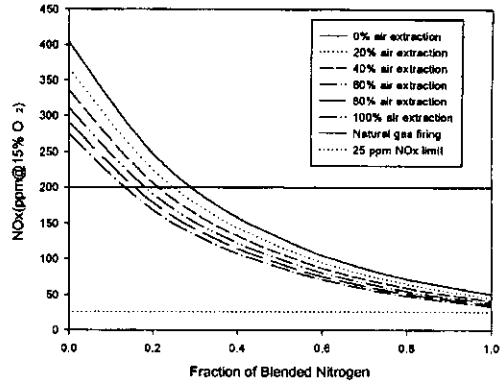


Fig. 16. NOx emission characteristics of Shell coal gas fuel.

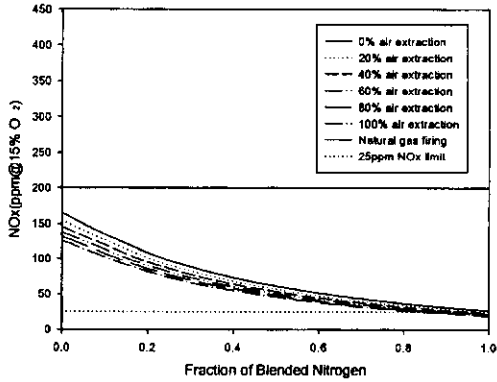


Fig. 14. NOx emission characteristics of Destec coal gas fuel.

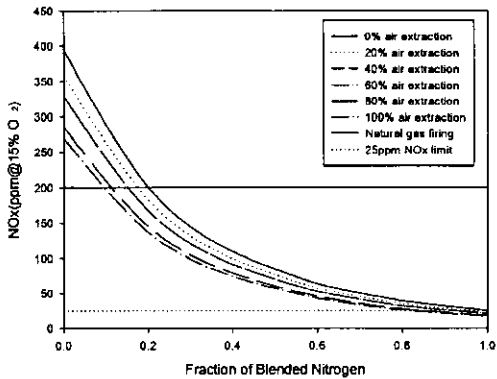


Fig. 15. NOx emission characteristics of Prenflo coal gas fuel.

듯이, 고정된 질소유입비율에 대해 공기 추출비의 감소는 NOx 발생량의 증가를 가져온다. 이러한 현상은 공기 추출비의 감소로 인해 야기되는 연소기 작동압력의

증가에 의한 것으로 생각된다.

4가지 연료들을 비교하여 볼 때, 습식 가스화 석탄가스 연료(Texaco, Destec)가 건식의 경우(Shell, Prenflo)에 비해 상대적으로 저 NOx 발생 특성을 보여주고 있다. 또한 공기분리장치에서 가스터빈 연소기로 재유입되는 질소는 연료의 종류에 상관없이 NOx 저감에 매우 현저한 효과를 보여주고 있다. 석탄가스 연료의 발열량이 작을수록 25 ppm의 규제치<sup>118)</sup>를 충족시키기 위해 필요한 질소의 유입량이 줄어드는 것을 알 수 있고, 그 양은 공기분리장치에서 나오는 질소의 약 60~80% 범위에 있다.

그러나, 가장 발열량이 높은 Shell 석탄가스의 경우는 100% 질소 희석을 통해서도 NOx가 25 ppm의 기준치 이하로 저하되지 않는다. 이러한 결과로부터 Shell 석탄 가스를 사용하는 IGCC용 가스터빈은 추가적인 NOx 저감방식(연료 또는 질소의 포화, 물 또는 증기 분사)의 적용<sup>119)</sup>이 불가피함을 보여 준다.

#### 4. 결 론

공기분리장치와 연계된 IGCC용 발전시스템의 성능 및 NOx 배출 해석을 위한 모사방법을 제안하였다. 본 예 측결과로부터, 공기 추출비의 증가에 따라 가스터빈 출력 및 효율이 현저히 저하됨을 알 수 있었고, NOx 제어 위한 질소의 재유입은 NOx 저감 뿐만 아니라 가스터빈 출력 및 효율 향상에 큰 영향을 미침을 알 수 있었다. 증기터빈 출력은 공기추출비 증가에 따라 감소되는 경향을 보이며, IGCC 발전시스템의 전체 사이클 효율은 적은 공기추출비 조건에서 월등함을 알 수 있었다.

또한 공기 추출비의 감소와 질소 유입량의 증가는 가스터빈 압축기의 공기 유입량 감소와 압축비 증가를 수반한다. 이러한 현상은 석탄가스 연료의 발열량이 낮을

수록 더욱 두드러지고 이로 인해 압축기의 찌지 현상이 유발될 수도 있다. IGCC용 가스터빈의 NOx 배출량은 공기 추출비와 질소 유입량의 감소에 반비례하여 증가하였고, 석탄가스 연료의 발열량이 클수록 더 많은 NOx 배출이 관찰되었다. 환경 규제치인 25 ppm 이하로 NOx를 저감하기 위한 희석 질소량은 공기분리장치에서 채유입되는 전체 질소량의 60~80% 범위이며, 석탄가스 발열량이 클수록 그 양은 늘어남을 알 수 있다.

## 후 기

본 연구는 고등기술연구원이 지원하는 “중잔사유 가스화 복합 발전계통 및 중소형 가스화 연료전지-열병합 시스템의 공정설계 및 BSU급 가스화기 연료와 슬래그의 특성 평가” 과제의 일환으로 수행되었으며, 이에 관계자 여러분들에게 감사드립니다.

## 참고문헌

1. 김종영 외: “석탄가스화 복합발전 기술개발(I)”, TR. 92GJ11.97.26-1. 전력연구원 (1997).
2. Dobbeling, K. *et al.*: “Low-NOx Premixed Combustion of MBtu Fuels Using the ABB Double Cone Burner”, ASME J. of Gas Turbines and Powers, 118, 46-53 (1996).
3. Smith, A.R., Klosek, J. and Woodward, W.: “Next Generation Integration Concepts for Air Separation Units and Gas Turbines”, ASME J. of Gas Turbines and Power, 119, 298-304 (1997).
4. Tsatsaronis, G. *et al.*: “Exergetic Comparison of Two KRW-Based IGCC Power Plants”, AES-Vol. 25/HTD-Vol. 191, 7-18 (1991).
5. 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, 1-16 (1996).
6. 이승종 외: “공정개발급 석탄가스화 복합발전플랜트의 성능평가”, 화학공학, 37, 47-55 (1999).
7. GateCycle User's Guide, EPRI & Enter Software Inc. (1996).
8. Brandt, D.E.: “MS7001FA Gas Turbine Design Evolution and Verification”, General Electric (1991).
9. ASPEN Plus User's Manual, ASPEN (1998).
10. Lefebvre, A.H.: Gas Turbine Combustion, Hemisphere Publishing Co. (1983).
11. Claeys, J.P. *et al.*: “Combustion System Performance and Field Test Results of the MS7001F Gas Turbines”, J. of Eng. for Gas Turbines and Power, 115, 537-545 (1993).
12. Dixon, S.L.: Fluid Mechanics, Thermodynamics of Turbomachinery, 3rd edition, Pergamon Press (1978).
13. Consonni, Lozza and Macchi: “Turbomachinery and Off-Design Aspects in Steam Injected Gas Cycles”, 23rd Intersociety Energy Conversion Engineering Conference, 4, 103-108 (1983).
14. 이찬 외: PDU급 IGCC 발전계통 공정 모사기술 개발 및 BSU급 가스화기 슬래그의 거동에 관한 연구, 고등기술연구원 (1999).
15. Brooks, F.J.: “GE Gas Turbine Performance Characteristics”, GER-3567D, General Electric (1993).
16. Todd, D.M.: “Clean Coal Technologies for Gas Turbines”, GER-3650C, General Electric (1993).
17. John, M.S.: “Prediction of Gas Turbine On- and Off-Design Performance When Firing Coal-Derived Syngas”, ASME J. of Gas Turbines and Powers, 114, 380-385 (1992).
18. Schorr, M.M.: “NOx Emission Control for Gas Turbines: A 1991 Update on Regulations and Technology”, Energy Engineering, 88, 25-54 (1991).
19. 이찬, 서제영, 윤용승: “ASU 연계 및 연료/질소 포화 조건이 석탄가스화 복합발전사이클의 성능 및 NOx 배출특성에 미치는 영향에 관한 연구”, 2000년도 한국에너지공학회 춘계 학술대회논문집, 9-14 (2000).