

# 석탄가스화 복합발전 플랜트에서의 폐열회수보일러 설계에 따른 증기터빈 시스템 성능변화

이 진욱\*, 김 대구, 조 병화  
고등기술연구원

## 요 약

석탄가스화 복합발전 플랜트의 부속공정인 증기터빈 시스템에 대한 공정 전산해석을 상용 공정해석 소프트웨어인 ASPEN 코드를 이용하여 수행하였다. 폐열회수보일러에서 생성되는 고압증기 조건을 2400psig로 채택하였으며, 폐열회수보일러의 열교환기 배열 및 생성증기의 조건에 따른 증기터빈 시스템의 성능변화를 고찰하였다. 폐열회수보일러에서의 열교환기 배열, 생성증기 조건 및 공급수 예열 방법에 따라 증기터빈 시스템의 성능이 변화하게 되므로 이의 정확한 이해를 통하여 증기터빈 시스템의 최적화를 도모할 수 있다.

## 1. 서론

석탄가스화 복합발전(Integrated Coal Gasification Combined Cycle, 이하 IGCC) 플랜트에서의 증기터빈 시스템은 연료의 화학적 에너지를 직접 이용하여 고압의 증기를 생산하는 기존의 화력발전 방식과는 달리 가스터빈의 배기가스의 열을 이용하여 폐열회수보일러(Heat Recovery Steam Generator, 이하 HRSG)에서 증기를 생산한다. 한가지 조건(일반적으로 고온·고압)의 증기를 생산하는 기존의 화력발전 보일러와는 달리 HRSG에서는 3가지의 다른 압력(고압, 중압, 저압)조건의 증기가 생산된다. 고압증기도 기존의 화력발전 플랜트에서 생성되는 증기에 비하면 비교적 저압이라고 할 수 있는데, 최근 가스터빈 제조기술의 발달로 가스터빈 입구온도가 높아짐에 따라 가스터빈 출구온도(즉, HRSG 입구온도)도 높아지게 되었고 이에 상응하여 HRSG에서 생성되는 증기의 압력 및 온도도 높아지고 있는 추세이며 재열사이클의 적용도 가능하게 되었다 [1]. 현재 외국의 석탄가스화 실증플랜트의 HRSG에서 생산되는 고압증기의 조건은 대부분 1450psig/1000°F이나, 대용량으로 갈수록 고압의 증기를 생산하는 점과 현재의 HRSG 설계에서도 고온·고압의 증기를 생산하는 방향으로 기술이 발전하고 있는 점을 고려할 때[2], 수백 MW급 이상의 상용화 IGCC 플랜트에서는 이보다 높은 압력의 증기 조건도 적용될 수 있을 것으로 판단된다. 또한 기존의 화력발전 플랜트의 증기터빈 시스템에서는 증기의 누설, 공급수 예열을 위한 증기추출 등의 원인으로 인하여 고압터빈에서 저압터빈으로 갈수록 증기의 유량이 감소한다. 그러나 IGCC 플랜트에서는 HRSG에서 생성된 중압 및 저압의 증기, 경우에 따라서는 가스정화공정에서 생성된 저압의 증기가 중압터빈 및 저압터빈으로 유입되므로 고압터빈에서 저압터빈으로 갈수록 증기의 유량이 증가한다. 따라서 기존의 화력발전 플랜트에서의 증기터빈 시스템과는 사이클 구성이 달라질 수 밖에 없다. 또한 HRSG에서 주어진 에너지원(입구 유입가스의 열)으로 증기터빈 시스템의 최적화를 도모하기 위해서는 고압, 중압 및 저압 열교환기(예열기, 증발기 및 과열기)의 적절한 배치 및 유량의 적정배분 등에 관한 이해가 필수조건이라 할 수 있다.

이에 본 연구에서는 상용 공정해석 소프트웨어인 ASPEN 코드를 이용하여 고압증기를 생산하는 상용화 IGCC 플랜트의 증기터빈 시스템에 대한 연구를 수행하여 그 성능을 예측해 보고자 하였다. 특히 HRSG에서의 열교환기 배치 및 증기조건에 따른 증기터빈 시스템의 성능변화에 대하여 중심으로 고찰해 보고자 시도하였다.

## 2. 문제의 정의 및 시스템 모델링

IGCC 플랜트에서의 증기터빈 시스템은 가스터빈의 배기가스만을 열원으로 이용하는 기존의 복합발전 방식과는 달리 석탄가스 냉각공정 및 가스정화공정에서의 열원을 추가로 이용하며 또한 석탄가스화 반응, 석탄건조 및 가스터빈에서 NOx 저감을 위해 필요한 증기를 생산하여 공급하기도 한다. 따라서 IGCC 플랜트의 증기터빈 시스템의 성능을 정확하게 예측하기 위해서는 이러한 인자들을 계산에 포함시키는 것은 필수적이라 할 수 있다. 이를 위하여 본 연구에서는 GE(General Electric Co.)사의 MS7001FA 가스터빈 2기를 구동시키기 위한 석탄가스화공정 및 가스터빈 시스템을 대상으로 하여 예비해석을 수행하였다. 예비해석의 결과 중 증기터빈 시스템과 관련되는 자료를 입력 및 출력 조건으로 이용하여 IGCC 플랜트에서 증기터빈 시스템만을 분리시켰다. 본 연구의 예비해석의 결과로서 증기터빈 시스템의 해석시 고려해 주어야 할 자료는 표 1과 같다. 석탄건조에 이용된 증압의 포화증기는 포화수로 되어 탈기기(deaerator)로 돌아오는 것으로 가정하였으며 HRSG에서의 열손실은 없는 것으로 가정하였다. 또한 열교환 매체(배기가스와 물 및 증기)간의 최소온도차는 증기 및 고온부의 물과 배기가스간의 경우 30°F를, 저압수의 경우 20°F의 차이가 유지되어야 하는 것으로 가정하였다. 증기터빈 각 부분의 팽창효율 및 증기누출은 증기터빈 사이클의 성능변화에 주요한 변수로 작용한다. 본 연구에서는 실제 플랜트를 보다 정확하게 해석하고자 하는 시도로서 GE사의 팽창효율 계산방법[3]을 전산화하여 보조프로그램으로 활용하였으며, 동급 용량의 기존 증기터빈 사이클에 대한 열 및 물질 흐름도[4]에서의 증기누출량을 입력으로 활용하였다. 본 연구에서는 표 1에 나타난 스팀터빈 시스템과 석탄가스화 공정 및 가스터빈 시스템과의 열 및 물질 출입을 입력자료로 고려하였을 뿐만 아니라 실제 증기터빈 시스템에서 이용되는 모든 단위공정들을 가능한 모두 포함시키려는 시도를 하였으며, 그림 1은 해석에 이용된 ASPEN BLOCK 배열의 한 예이다.

이와 같은 조건하에 1450psig 고압증기를 생산하는 기존 복합발전방식과는 달리 2400psig 고압증기를 생산하는 HRSG를 선정하여, HRSG에서의 열교환기 배치 및 생성증기의 조건에 따른 증기터빈 시스템의 성능변화를 고찰해 보았다.

## 3. 결과 및 고찰

IGCC 플랜트의 해석 이전에 본 연구에서 설정한 모델의 정확성을 검증하기 위하여 GE사의 1400psig 고압증기를 생산하는 천연가스 복합발전 시스템[1]에 대한 해석을 수행하였으며 그 결과를 GE사의 보고자료와 비교하였다(표 2). 해석결과는 GE사의 결과에 비해 고압 및 증압의 증기가 적게 생성되는 것으로 예측되었으며 그 결과로서 전력생산도 부족한 것으로 예측되었다. 그러나 그 차이는 3%이하로서, 각종 배관에서의 압력손실 및 매체간의 최종온도차 등의 정확한 입력조건이 부족한 점을 고려할 때 해석결과는 상당한 신뢰성을 지니며 또한 본 연구의 모델이 증기터빈 시스템의 성능을 비교적 정확하게 예측할 수 있는 모델이라고 판단하였다.

다음은 IGCC 플랜트의 증기터빈 시스템에 대한 전산해석 결과를 보고하고자 한다. 각 조건변화에 따른 증기터빈 시스템의 성능을 비교하기 위하여 다음과 같은 5가지 경우에 대하여 해석을 수행하였다

- case 1 : 고압수의 전예열(preheating) 제외
- case 2 : 고압수의 전예열기를 중압수 예열기와 평행하게 배치
- case 3 : 저압증기 과열기를 중압수 예열기와 중압수 증발기 사이에 배치
  - case 1 - 3 : 증압터빈 후단부에서 증기를 추출하여 탈기기에서 응축수 가열
- case 4 : HRSG 최종부에서 응축수 가열, 나머지 조건은 case 3과 동일
- case 5 : 고압수 전예열 온도 상승, 나머지 조건은 case 4와 동일

기존의 화력발전 플랜트에서는 연소가스의 온도가 증기온도에 비하여 상당히 고온이기 때문에 공급수보다 약간 높은 온도의 증기를 증기터빈의 최대 7-8 곳에서 추출하여 공급수를 가열하는 것이 일반적인 설계이다. 그러나 복합발전 플랜트의 경우는 폐열회수보일러내의 배기가스의 온도와 공급수의 온도와의 차이가 상대적으로 적기 때문에 공급수의 가열은 하나의 폐쇄형(closed type) 및 하나의 개방형(open type, deaerator) 열교환기에서 이루어지며 경우에 따라서는 하나의 개방형 열교환기에서 공급수의 가열을 완료하기도 한다[5]. 본 연구에서는 석탄가스화 공정에서 이용가능한 저온의 열원 및 HRSG 후부의 폐쇄형 열교환기에서 공급수를 가열하고 개방형 열교환기인 탈기기에서 공급수를 추가로 저압수의 포화온도까지 가열하는 시스템에 대한 해석을 수행하였다.

우선 공급수의 예열 및 탈기(deaeration)를 증압터빈 후단부에서 추출한 증기를 이용하는 경우(case 1 - case 3)에 대한 해석결과를 그림 2, 3, 4 및 표 3에 나타내었다. 그림 2는 case 1에 대한 계산결과의 개략도로서 고온부에서 고압수의 예열에 필요한 과도한 열량이 소모되기 때문에 석탄건조에 필요한 양의 증압증기를 생산하기 위해서는 고압수 예열기 후부에서 온도차가 과도하게 유지되어 고온에너지를 효과적으로 활용하지 못하는 결과를 보여주고 있다. 그림 3은 고압 전예열기를 증압예열기와 평행하게 설치하여 증압수의 포화온도까지 전예열한 경우(case 2)의 결과로서 고온 열에너지를 고압증기를 많이 생산하는 쪽으로 활용하여 증기터빈 시스템의 전력생산량을 약 1% 상승시킬 수 있음을 보여주고 있으나 증압부에서는 여전히 두 매체간의 온도차이가 과도하게 유지되고 있음을 보여주고 있다. 그림 4는 case 3에 대한 결과로서, case 2에서 나타나는 증압부의 상대적으로 고온인 열에너지를 효과적으로 활용하기 위하여 저압증기 과열기를 HRSG 상단부로 이동시켜 case 2에 비해 고온의 저압증기를 생산하는 것으로 모델링한 결과를 보여주고 있다. 고압 및 증압의 증기를 생산한 후 주어진 나머지 열원으로, 생산량은 줄어들지만 상대적으로 고온의 증기를 생산함으로써 증발잠열 손실을 줄여 증기터빈 시스템의 성능향상에 기여함을 나타내고 있다.

그림 5 및 그림 6은 증기터빈에서 증기를 추출하지 않고 공급수를 HRSG에서 가열하는 경우의 결과를 나타내고 있으며 또한 표 3에 각 경우에 대한 시스템의 성능해석 결과를 나타내었다. 공급수를 HRSG 후단부에서 최종 원하는 조건까지 상승시킴으로써 case 3에 비해 저압증기의 생산량은 감소하지만 증압터빈의 후단부에서 공급수 가열에 필요한 증기를 추출하지 않음으로써 시스템의 성능향상에 기여할 수 있음을 보여주고 있다. 그림 6은 고압수의 전예열기에서의 상승온도를 증가시킨 경우의 결과로서, 보다 고온의 저압증기를 생산하여 시스템의 성능향상에 기여함을 보여주는 결과이다. 또한 case 4 및 case 5의 경우는 증기추출 배관이 필요하지 않으므로 배관손실이 줄어들 것

이며 증기터빈 시스템과 HRSG와의 연결부를 간소화 하여 건설경비를 감소시키는 부가적인 잇점이 있을 것으로 판단할 수 있다.

이와 같이 주어진 열원(가스터빈 배기가스의 열)을 이용함에 있어 case 5와 같이 HRSG의 효율적인 구성으로 인하여 case 1의 단순한 구성에 비해 증기터빈 시스템의 효율을 약 0.7%(전력생산 2.2%)이상 상승시킬 수 있으므로 향후 석탄가스화 복합발전 플랜트의 건설시 정확한 공정해석의 결과를 플랜트 설계에 반영하는 것은 필수적이라 할 수 있다.

#### 4. 결론 및 향후 연구 방향

석탄가스화 복합발전 플랜트에서의 부속공정인 증기터빈 시스템에 대한 공정 전산 해석을 상용 공정해석 소프트웨어인 ASPEN 코드를 이용하여 수행하였으며 주요 결과를 보고하였다. 해석결과 HRSG에서의 열교환기 배열 및 공급수 예열조건에 의하여 시스템의 성능향상을 도모할 수 있으며 또한 고압수의 전예열 온도의 적절한 선택에 의하여 시스템의 효율을 향상시킬 수 있다. 본 연구에 이용된 입력 중 배관에서의 열손실 및 열교환 매체간의 최소온도차 등은 어느정도의 불확실성을 내포하고 있는 자료이며 또한 폐열회수보일러에서 열손실이 없다고 가정한 것 등은 불합리한 가정이다. 그러나 모든 경우에 대하여 같은 기준 조건을 적용하였으므로 정성적으로는 신뢰할 수 있는 결과라고 할 수 있을 것이다. 향후에는 불확실성을 포함하는 입력들에 대한 정확한 자료를 확보하여 정량적으로도 보다 정확한 결과를 얻기 위한 노력을 시도할 계획이다.

#### 참고 문헌

1. F. G. Baily. "Steam Turbines for Advanced Combined Cycles", *37th GE Turbine State-of-the-Art Technology Seminar GER-3702B*, 1993
2. I. Stambler, "HRSG Design Keeping Pace with Gas and Steam Turbines", *Gas Turbine World*, Nov.-Dec., 1992
3. R. C. Spencer, K. C. Cotton & C. N. Cannon, "A Method for Predicting the Performance of Steam Turbine-Generators... 16,500 KW and Larger", *GE Technical Report GER-2007C*, 1974
4. General Electric Co., "Heat Rates for General Electric Steam Turbine-Generators... 100,000 KW and Larger", *GE Technical Report GET-2050*
5. M. M. El-Wakil, "Power Plant Technology, Ch. 8 Gas Turbine and Combined Cycle", McGraw-Hill, 1984

표 1 증기터빈 시스템과 석탄가스화공정 및 가스터빈 시스템과의 열 및 물질 교환

증기터빈 시스템으로의 유입	증기터빈 시스템에서의 유출
고온 열원 : 534.05 MBTU/HR (고압증기 생산)	중압(511 psia) 포화증기 161.42 Klb/hr (석탄건조용, 124.32 MBTU/HR)
저온 열원 : 139.10 MBTU/HR (공급수 예열)	중압(530 psia) 과열증기 (가스화 반응용, 18.76 MBTU/HR)
가스터빈 배기가스 1100 F, 7273.2 Klb/hr	저압(240 psia) 과열증기 300.00 Klb/hr (NOx 저감용, 361.96 MBTU/HR)

주) 중압포화증기 열량은 중압포화수와의 차이임.

표 2. 천연가스 복합발전 시스템의 성능해석 결과

항 목	본 연구	참고문헌 1	오 차
고압증기 생산	395.50 Klb/hr	407 Klb/hr	- 2.8 %
중압증기 생산	58.17 Klb/hr	59 Klb/hr	- 1.4 %
저압증기 생산	67.20 Klb/hr	66 Klb/hr	+ 1.8 %
터빈 축 일	86.39 MW	88 MW	- 1.8 %

표 3 증기터빈 시스템 성능해석 결과

항 목	case 1	case 2	case 3	case 4	case 5
고압증기 생산량	766.40	790.32	790.32	790.32	790.32
HRSG 가스화공정	475.14	475.14	475.14	475.14	475.14
중압증기 생산량	161.42	161.42	161.42	161.42	161.42
저압증기 생산량	231.69	199.01	192.30	163.57	162.05
탈기 추출 증기량	29.48	27.72	26.38	-	-
터빈 축 일	212.85	214.88	216.37	217.02	217.45
스팀터빈 순수 일	205.94	207.92	209.42	210.08	210.50
시스템 효율 (%)	31.56	31.87	32.10	32.20	32.26

주 1) 증기 생산량 단위 : Klb/hr, 일(전력) 단위 : MW

주 2) 효율 정의 :  $\text{효율} = (\text{순수 일}) / (\text{시스템으로의 입열량} - \text{공정에 이용된 열량})$

ASPEN Model for IGCC Steam Turbine Cycle

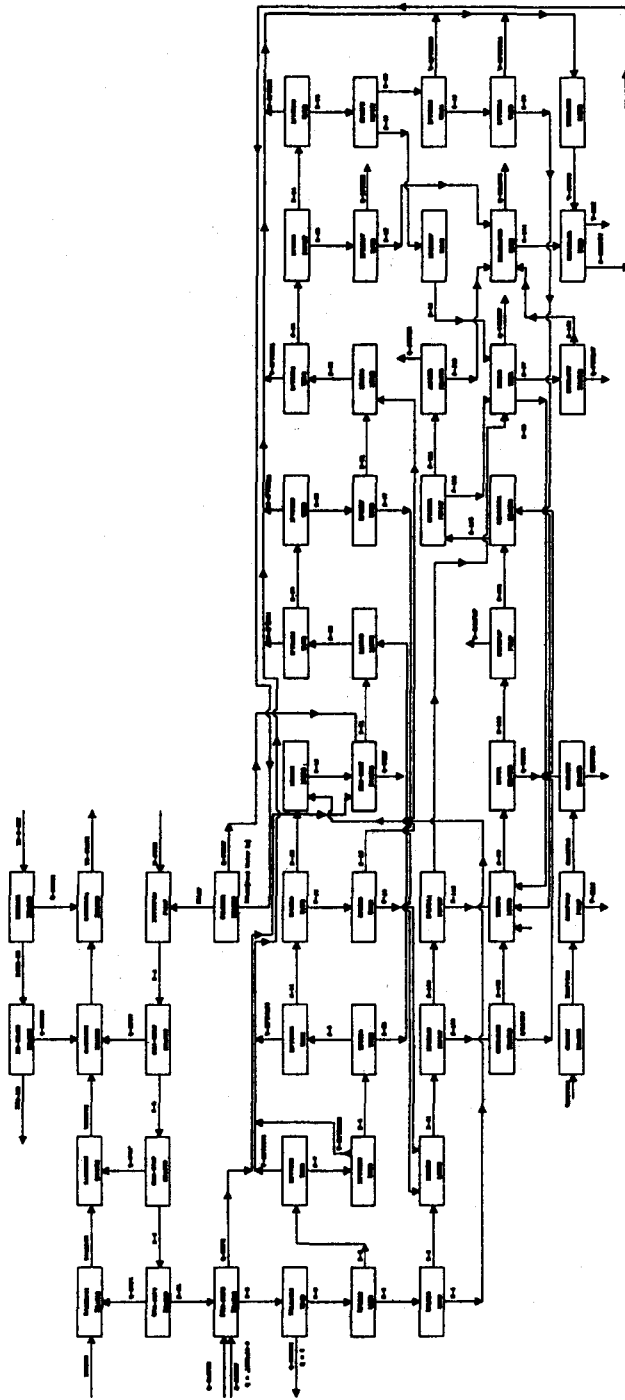


그림 1 해석에 이용된 ASPEN MODEL BLOCK DIAGRAM의 예

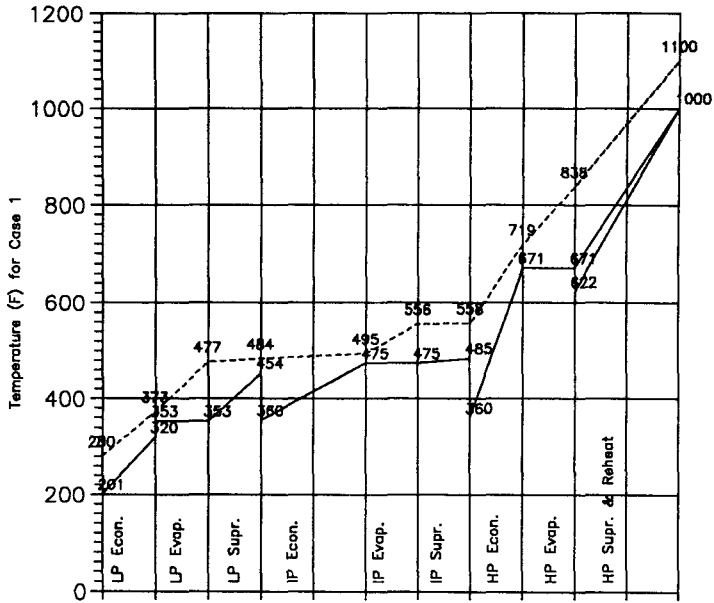


그림 2 Case 1에 대한 공정 전산해석 결과  
 ————— : 공급수 및 증기 온도  
 - - - - - : 배기가스 온도

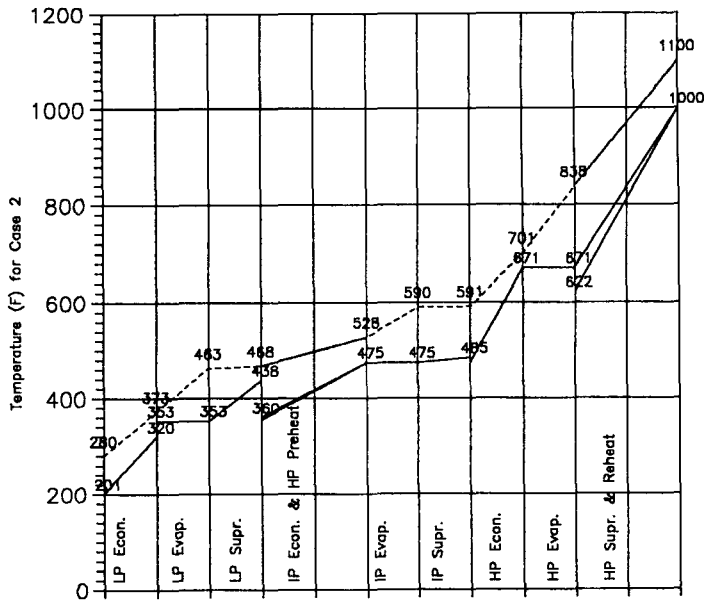


그림 3 Case 2에 대한 공정 전산해석 결과

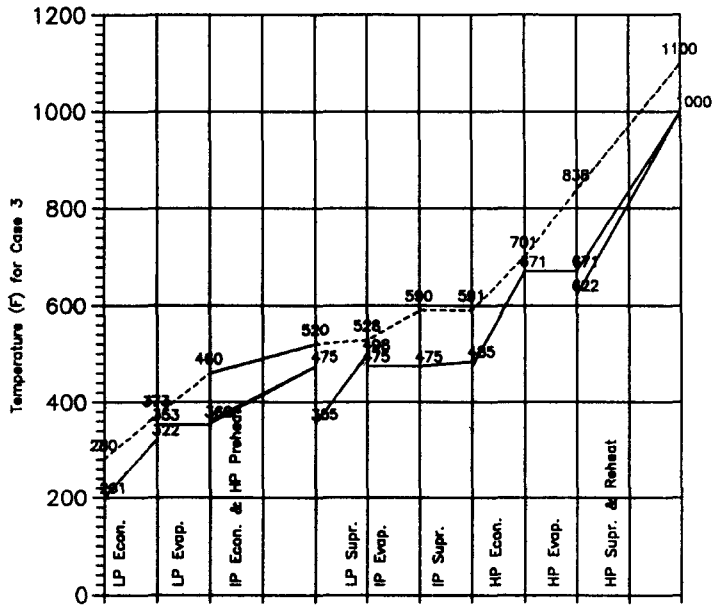


그림 4 Case 3에 대한 공정 전산해석 결과

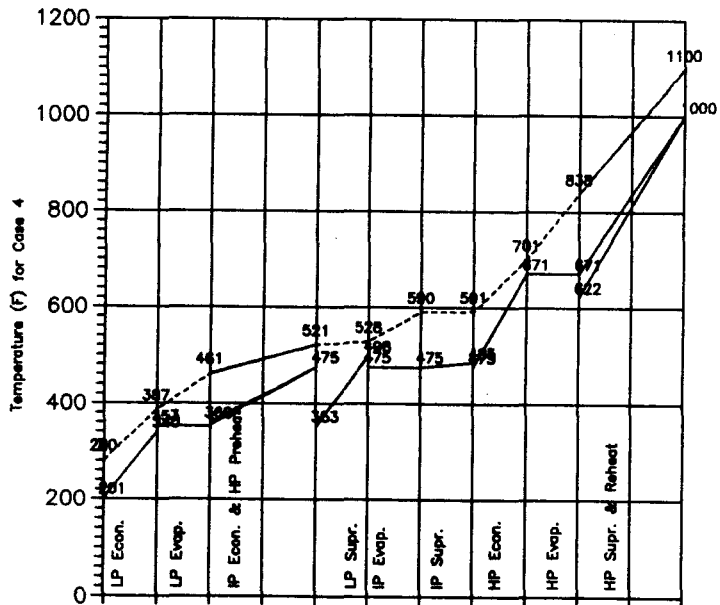


그림 5 Case 4에 대한 공정 전산해석 결과



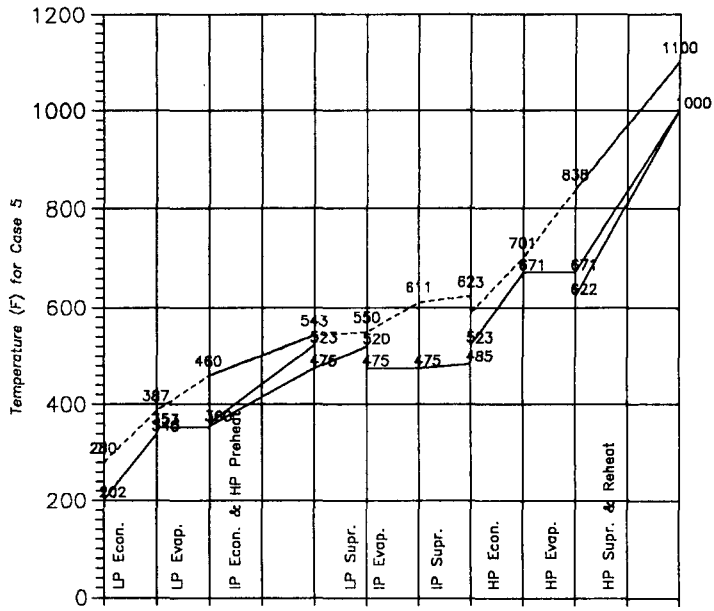


그림 6 Case 5에 대한 공정 전산해석 결과