

Bench급 폐유정제유 가스화용융 시스템 성능평가

이승종, 윤용승

고등기술연구원 플랜트엔지니어링센터 및 아주대학교 시스템공학과

Performance Evaluation of the Bench-scale Gasification/Melting System using Refined Oil

Seung-Jong Lee and Yongseung Yun
Institute for Advanced Engineering and
Dept. of Systems Engineering, Ajou University

1. 서 론

폐기물이란 쓰레기·연소재·오니·폐유·폐산·폐알칼리 등 사람의 생활이나 사업활동에 필요 없게 된 물질을 말하는 것으로, 쓰레기와는 엄밀한 의미로는 구분되지만 일반적으로는 버리는 것은 모두 폐기물이라고 볼 수 있다. 폐기물은 발생 주체에 따라 생활폐기물과 사업장폐기물로 구분되는데, 사업장폐기물은 사업장에서 발생하는 폐기물로 구성물질은 업종과 생산공정에 따라 다양하다. 사업장폐기물 중 폐유·폐산 등 주변환경을 오염시킬 수 있는 유해한 물질로서 대통령령이 정하는 폐기물을 지정폐기물이라 하며 별도의 법을 적용해 관리하고 있다. 사업장폐기물 이외의 것을 생활폐기물이라고 한다^[1].

기존 폐유 처리방식으로 폐유 중 수분함량이 낮고 발열량이 높은 폐유활유 및 선박 폐유는 재활용이 가능하나 수분함량이 높거나 발열량이 낮은 폐유의 경우 재활용이 곤란하다. 또한 폐유 재활용 기술은 이온정제, 감압증류 및 열분해 등 3가지 정도로 이루어지며, 그중 하급기술인 이온정제시설이 전체 재활용의 58%정도를 차지하고 있다. 이온 정제유의 경우 황성분에 대한 규제가 0.55%에서 향후 0.2%이하로 강화되는 것으로 진행되어 이온정제를 하더라도 다시 감압증류 및 열분해하여 정제하여야 한다. 이온 정제공정이 사실상 처리 시설로서 기능을 상실하게 되면 전체 국내 폐유 정제시설 중 50%이상을 감압증류 및 열분해 시설로 대체되어야 한다. 그러나 감압증류 및 열분해 기술 또한 그 정제 수율이 저조하며, 국내 기술력이 미약한 실정이다^[2]. 따라서 이러한 문제들을 해결하기 위해 폐유 처리기술에 대한 신기술 개발 필요성이 대두되는데, 폐유의 안정적인 고도 처리기술과 폐유에 함유되어 있는 유해물질의 안정화 작업 그리고 폐유의 수거방식이 여러 폐유를 혼합 수거하게 되는 데 있어 다양한 폐유의 특성에 적용할 수 있는 처리기술이 필요하다.

가스화용융 기술은 주로 에너지 분야에 적용되어 개발되어 온 기술로서^{[3][4]}, 최근에 스위스, 독일, 일본 등을 중심으로 폐기물 분야에 적용하기 시작한 분야이다. 특히, 폐기물을 대상으로 하는 가스화공정은 환경문제와 에너지효율 문제를 동시에 접근할 수 있는 공정으로서 향후 연소반응에 근거한 공정을 점차 대체할 것으로 예측되고 있다. 가스화 반응의 연소반응에 대비한 가장 큰 장점 중 하나는 시료내 유황 성분이 연소 반응에서는 공해 물질인 SOx로 발생되나 가스화 반응에서는 유황으로 회수가 가능한 H₂S의 형태로 생성된다는 점이다^[5]. 이와 같이 가스화용융 기술은 가연성 폐기물·폐유 등 저급의 시료를 가스화하여 환

용 가능한 가연성 가스를 생성하고 잔유물인 무기물(회재)은 환경적으로 무해하고 재활용 가능한 슬래크로 배출하는 복합적인 기술이며, 폐기물 처리시 잔존에너지의 재활용과 다이옥신의 발생이 없고 SOx 및 NOx의 발생도 현저히 감소시키는 환경적합적인 기술로서 환경·에너지·자원 문제에 동시에 접근하는 기술이다^[6].

상기와 같이 환경오염 물질 감소와 잔존에너지의 재활용이라는 측면에서 가연성폐기물을 가스화용융 기술에 적용시키는 연구가 스위스, 독일, 일본 등을 중심으로 진행되고 있으며 상용급의 대용량설비에 대해 실증단계에 있다. 국내에서는 선진국에 비해 기초 및 소규모 적용단계에 있는 상태로, 상용화기술 확보를 위해 여러 업체와 기관에서 연구 개발 중에 있으며, 본 연구팀에서도 상용화급 가연성폐기물 처리용 가스화용융 시스템의 개발을 위하여 연구 중에 있다.

본 연구에서는 ASPEN (Advanced System for Process ENgineering) 공정해석 프로그램을 사용하였으며, 효과적인 가스화용융 처리를 위하여 폐유정제유·슬러지 혼합시료 및 폐유정제유·비산재 혼합시료를 대상연료로 하여, 현재 본 연구팀에서 설계·제작하여 운전중인 bench급 가스화용융 시스템에 대한 성능을 예측하였다.

2. 시스템 구성 및 전산 해석 방법

Bench급 가스화용융 시스템은 가스화용융로, 생성가스 냉각시스템과 슬 및 비산재 제거 시스템으로 구성하여 전산해석에 반영하였다. 가스화용융로에서 생성된 슬래크는 로 하부로 배출되며, 슬래크의 응고를 방지하기 위하여 메탄 버너를 가스화용융로 하부에 설치하여 가스화용융로 하부를 고열로 유지시키도록 하였다. 이와 같이 반영된 가스화용융 시스템에 대한 간략한 계통도를 Fig. 1에 나타내었다. Fig. 1에서 공기는 메탄버너 사용시 공급되는 산화제이다.

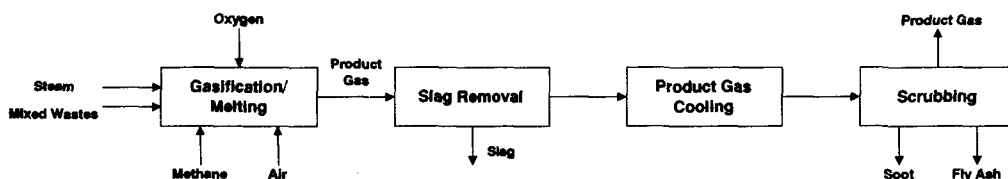


Fig. 1. Simplified block diagram of the gasification/melting process.

현재 본 연구팀에서 제작·운전중인 bench급 가스화용융 시스템에서는 크게 고점도 폐유와 저점도 폐유로 구분하여 공급한다. 고점도 폐유와 저점도 폐유 버너는 점도의 차이로 인하여 동일한 버너를 적용하기가 곤란하므로, 저점도 폐유 버너와 고점도 폐유 버너를 각각 독립적으로 사용하고 있다. 고점도 폐유의 경우에는 점도가 높아 유동성이 낮으므로, 저장조에서 전기 히터에 의해 80℃까지 가열하여 유동성을 높인 후 가스화용융로로 공급하고 있다.

본 연구에서는 bench급 가스화용융 시스템을 대상으로 하였으며, 대상 연료는 실제 가스화용융 시스템 운전에서 사용되었던 국내에서 발생되고 있는 폐윤활유를 감압 정제한 정제유(이하, 폐유정제유 또는 정제유, 영문일 경우 refined oil)인 저점도 폐유와 슬러지 혼합시료 및 폐유정제유와 비산재 혼합시료를 사용하였다. 대상시료로 사용된 폐유정제유 및 폐유에 대한 분석자료와 시료 혼합비를 Table 1에 나타내었고, 혼합시료의 주입량은 Table 2에 나타내었다.

Table 1. Analysis of sample wastes.

| Sample wastes | Refined oil | Sludge | Flyash |
|-------------------------|-------------|--------|--------|
| Ultimate analysis(wt%) | | | |
| C | 87.6 | 40.08 | 0.17 |
| H | 11.31 | 5.97 | 0 |
| N | 0.18 | 5.72 | 0 |
| O | 0.53 | 23.49 | 0 |
| S | 0.21 | 0.82 | 0 |
| Ash | 0.17 | 23.92 | 99.83 |
| Heating Value (kcal/kg) | 10953 | 4788 | - |

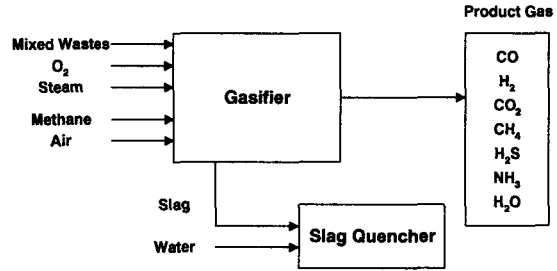


Fig. 2. Simplified diagram of gasification/melting system.

Table 2. Types of sample wastes.

| Sample wastes | | Massflow(kg/hr) |
|---------------|----------------------|---------------------------------|
| Case 1 | Refined oil + Sludge | Refined oil:Sludge = 32.7:10.35 |
| Case 2 | Refined oil + Flyash | Refined oil:Flyash = 32.7:10.35 |

해석 조건으로는 실제 bench급 가스화용융로의 운전 조건과 동일하게 가스화용융로의 운전 압력은 3기압으로 하였으며, 혼합시료의 주입량을 1톤/일로 하였다. 또한 산화제로는 산소를 사용하였으며, 산소는 가스화용융로의 가스화 영역으로 36.3 kg/hr 주입하였고, 가스화용융로 하부로 16.4kg/hr 주입하였다. 증기는 22.9 kg/hr로 가스화용융로로 주입하였으며, 메탄은 3.8kg/hr로 공급하였다.

가스화용융로에서의 가스화 과정을 살펴보면, 열분해 반응, 가스화 반응 및 수성 가스 전환 반응(water gas shift reaction) 등 여러 단계가 복합적으로 진행된다^{[7][8]}. 대상 혼합시료, 증기, 산소, 공기가 가스화용융로로 주입되면 가스화 반응의 결과로 CO, H₂, CO₂, H₂S, NH₃, CH₄, H₂O 등의 가스가 생성되어 배출되며, 가스화용융로 하단부로는 대상 시료 내의 회재가 용융되어 슬래크로 배출된다. 본 연구의 전산해석에서 사용한 가스화용융로 모델의 개략도를 Fig. 2에 나타내었다.

3. 결과 및 분석

Case 1 및 case 2에 대해 생성가스 중 CO, H₂ 및 CO₂의 발생량과 조성을 Figs. 3에 비교하여 나타내었고, 냉가스 효율과 탄소전환율의 비교자료를 Fig. 4에 나타내었으며, 가스화용융로 출구로 나오는 수분을 포함한 생성가스의 조성을 Table 3에 나타내었다. Fig. 3에서 폐유정제유에 비산재를 혼합한 case 2가 슬러지를 혼합한 case 1에 비해 CO 및 H₂의 발생량은 적고 CO₂의 발생량은 많은 것으로 나타났으며, 생성가스 조성도 유사한 결과를 나타내었다. 이러한 결과는 슬러지의 경우 가연분인 C 및 H의 함유량이 높은 반면, 비산재의 경우에는 C 및 H의 함유량이 거의 없기 때문으로, C 및 H의 함유량 만큼 CO 및 H₂의 생성량이 증가하였기 때문이다. 생성가스 조성 중 H₂의 경우 case 1과 case 2가 비슷한 결과를 나타내었는데, 이는 비록 H₂의 발생량은 case 2가 적지만 생성가스 중에 함유된 H₂의 조성은 상대적인 함유량으로 계산하기 때문이다. Fig. 3과 마찬가지로 Fig. 4에서 냉가스 효율 및 탄소전환율의 경우에도 case 1에 비해 case 2가 적은 것으로 나타났다.

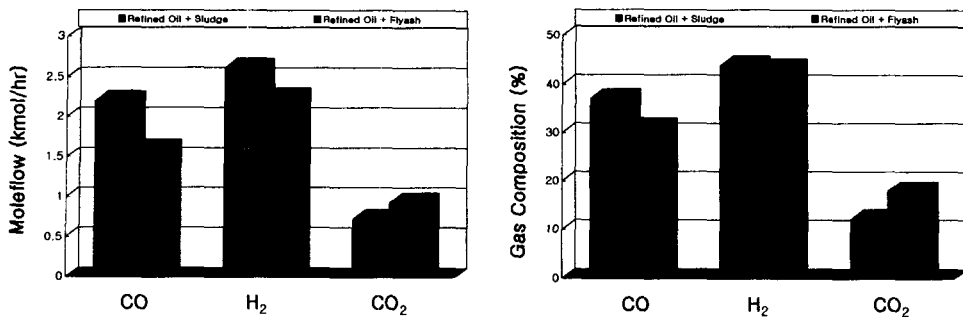


Fig. 3. Comparison of moleflow & gas composition between case 1 and case 2.

Table 3. Compositions of product gas.

| Composition (mol%) | Case 1 | Case 2 |
|--------------------|--------|--------|
| CO | 30.7 | 24.8 |
| CO ₂ | 10.1 | 14.4 |
| H ₂ | 36.2 | 34.7 |
| CH ₄ | 0.03 | 0.2 |
| O ₂ | 0.0 | 0.0 |
| N ₂ | 5.3 | 5.7 |
| H ₂ S | 0.08 | 0.03 |
| COS | trace | trace |
| NH ₃ | trace | trace |
| H ₂ O | 17.5 | 20.1 |

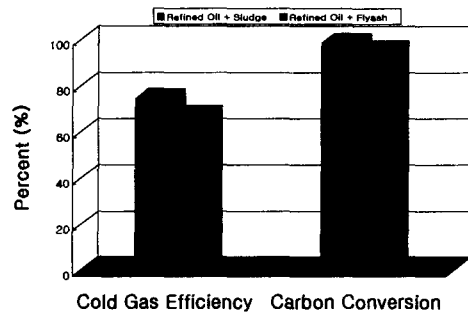


Fig. 4. Comparison of cold gas efficiency & carbon conversion between case 1 and case 2.

본 연구에서는 산소/혼합시료 질량비(이하, 산소/연료비)를 0.8-1.8로 변화시켜, case 1 및 case 2에 대해 산소 주입량 변화에 따른 가스화용융로 성능에 미치는 영향을 살펴보았으며, 그 결과를 Fig. 5에 나타내었다. Case 1이 case 2에 비해 냉가스 효율과 CO 및 H₂ 생성량이 많이 발생하고 CO₂ 생성량은 적게 발생하는 것으로 나타났다. 냉가스 효율의 경우 case 1과 case 2 모두 산소량이 증가함에 따라 증가하여 산소/연료비 1.0에서 최대치를 나타낸 후 감소하였다. Case 2의 경우 산소/연료비 1.0까지 냉가스 효율의 증가폭이 case 1에 비해 큰 것으로 나타났으며, 산소/연료비 1.0 이상에서는 case 1에 비해 감소폭이 큰 것으로 나타났다. 전반적으로는 case 1과 case 2의 변화량이 유사한 것으로 나타났다. CO 생성량은 case 1과 case 2 모두 산소/연료비 1.3에서 최대치를 나타낸 후 감소하였으며, CO 생성량 변화 경향은 모두 유사한 것으로 나타났다. H₂ 생성량의 경우, case 1은 산소 연료비 1.05에서 최대치를 나타낸 후 감소하였으며, case 2는 산소/연료비 1.1까지 증가한 후 감소하였다. CO₂ 생성량은 산소량이 증가함에 따라 산소/연료비 1.3까지 감소 후 증가하는 경향을 나타내었다. 이러한 이유는 산소/연료비 0.8-1.3의 영역에서는 산소량이 증가할수록 미반응 탄소가 CO₂와 가스화 반응을 하여 CO₂의 생성량이 감소하였기 때문이며, 미반응 탄소가 모두 가스화한 산소/연료비 1.3 이상에서는 CO가 과잉의 산소와 반응하여 CO₂를 생성하였기 때문이다.

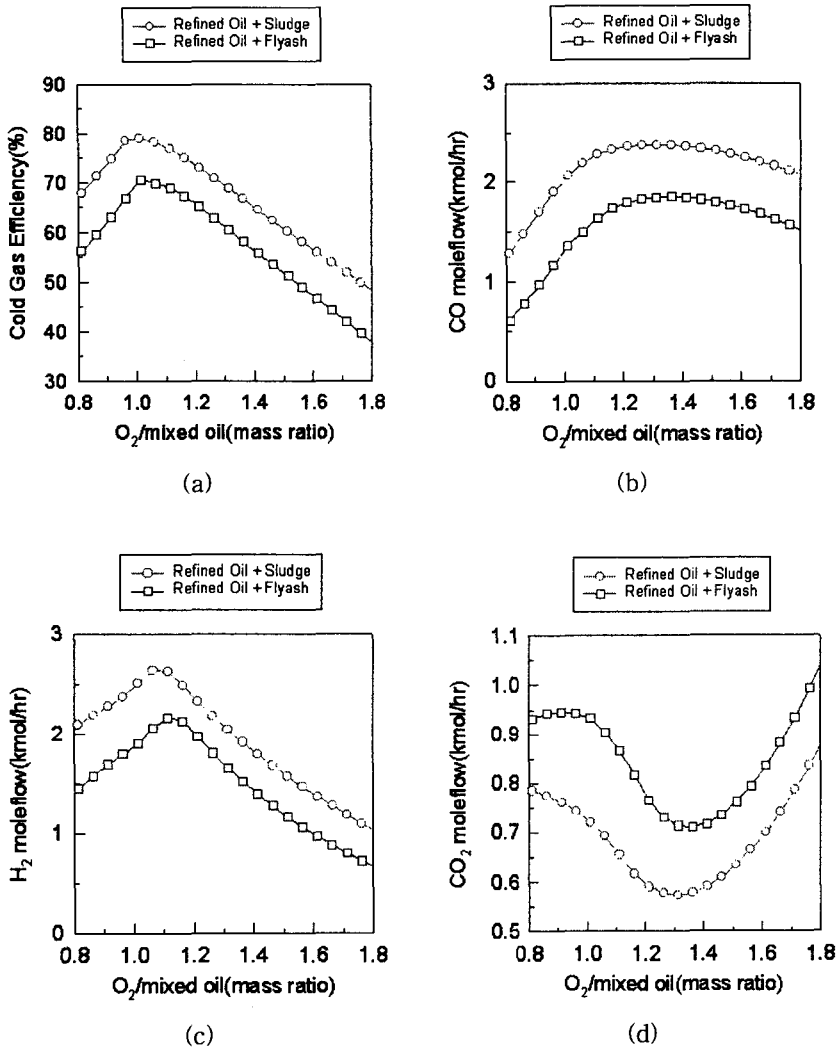


Fig. 5. Changes of cold gas efficiency, CO moleflow, H_2 moleflow and CO_2 moleflow with O_2 /mixed oil mass ratio.

4. 결 론

Bench급 가스화용융 시스템에서 여러 가지 가연성 폐기물의 특성에 따른 영향을 파악하기 위하여 2종의 혼합 시료를 대상으로 가스화용융 특성과 성능을 살펴보았다. 폐유정제유, 슬러지, 비산재를 대상연료로 하였으며, 이들 연료들을 서로 혼합하여 사용하였다. 폐유정제유 및 슬러지를 혼합한 경우(case 1)와 폐유정제유 및 비산재를 혼합한 경우(case 2) 등 2종의 혼합시료를 대상연료로 하였다.

생성가스의 발생량을 살펴보면, case 2가 case 1에 비해 CO 및 H_2 의 발생량은 적고 CO_2 의 발생량은 많은 것으로 나타났으며, 생성가스 조성도 유사한 결과를 나타내었다. 냉가스 효율 및 탄소전환율의 경우에도 case 1에 비해 case 2가 적은 것으로 나타났다. 산소량 변

화에 따른 영향을 살펴보면, 냉가스 효율의 경우 case 1과 case 2 모두 산소량이 증가함에 따라 증가하여 산소/연료비 1.0에서 최대치를 나타낸 후 감소하였다. CO 생성량은 case 1과 case 2 모두 산소/연료비 1.3에서 최대치를 나타낸 후 감소하였으며, CO 생성량 변화 경향은 모두 유사한 것으로 나타났다. H₂ 생성량의 경우, case 1은 산소 연료비 1.05에서 최대치를 나타낸 후 감소하였으며, case 2는 산소/연료비 1.1까지 증가한 후 감소하였다. CO₂ 생성량은 산소량이 증가함에 따라 산소/연료비 1.3까지 감소 후 증가하는 경향을 나타내었다.

추후 연구에서는 생성가스 냉각설비, soot 및 비산재 제거설비 등 bench급 가스화용융 시스템을 구성하고 있는 설비들에 대한 모델 구성 및 전산해석을 수행할 예정이며, 이러한 연구 결과를 활용하여 상용급 가스화용융 시스템에 대한 해석시에도 적용할 예정이다.

감 사

본 연구는 과학기술부 산하 한국과학기술기획평가원에서 지원한 국가지정연구실사업 “가연성 폐기물 처리용 가스화용융 공정기술 개발” 연구의 일환으로 수행되었습니다. 지원에 감사드립니다.

참고문헌

1. 환경부: “폐기물관리법” (1999).
2. 한국석유재활용협회: “폐유재활용업계 업무현황” (2000).
3. 조성무: “IGCC Technology”, 한·미 발전설비기술협력 workshop (1996).
4. Liebner W. and Hauser N.: “Optimizing/Costing Study for a 500MW IGCC Power Plant based on the Shell Gasification Process”, 1996 Gasification Technologies Conference, San Francisco (1996).
5. Wetherold B., Maxwell D. and Orr D.: “A Comparison of Gasification and Incineration of Hazardous Waste”, DOE report (2000).
6. Tamamushi F., Shimojo M. and Fujii N.: “Study of Heavy Oil Gasification for IGCC”, JSME International Journal, Series B, 41, 1067-1070 (1998).
7. Wen C.Y. and Lee E.S.: “Coal Conversion Technology”, Addison-Wesley Publishing Company, 322-362 (1979).
8. Lee S.J. and Yun Y.: “Gasification Performance of a Heavy Residue Oil with Changes in Key Operating Variables”, Energy Engg. J., 10, 140-152 (2001).