

직접석탄액화 공정의 경제성 평가

박주원 · 권영진 · 김학주* · 정 현* · 한 춘†

광운대학교 화학공학과
139-701 서울시 노원구 월계동 447-1
*한국에너지기술연구원 합성석유연구단
305-343 대전시 유성구 장동 71-2
(2008년 12월 17일 접수, 2009년 1월 5일 채택)

Economic Evaluations of Direct Coal Liquefaction Processes

Joo-Won Park, Yeong-Jin Kweon, Hak-Joo Kim*, Heon Jung* and Choon Han†

Department of Chemical Engineering, Kwangwoon University, 447-1 Wolgye-dong, Nowon-gu, Seoul 139-701, Korea
*Synfuel Research Center, Korea Institute of Energy Research, 71-2 Jang-dong, Yuseong-gu, Daejeon 305-343, Korea
(Received 17 December 2008; accepted 5 January 2009)

요 약

석유를 대체할 수 있는 현실적 대안으로 주목받고 있는 직접석탄액화(direct coal liquefaction, DCL) 공정의 경제성을 평가하고자하였다. 이때 역청탄을 이용하여 주요 제품(디젤, 나프타) 생산량 50,000 bbl/day의 규모에 대하여 각 공정에 적합한 검토기준을 세워 비용 및 매출액등을 산정하였다. 또한 각 공정별 민감도 분석을 실시하여 공정에 대한 중요 변수들의 가격 변동에 따른 경제성을 평가하였다. 본 생산량을 기준으로 Illinois #6 유연탄을 원료탄으로 사용하였을 때, 총 투자액은 \$3,994,858,000로 나타났다. 내부수익률(internal rate of return, IRR)의 경우, 기본조건에서 각각 6.60%로 나타났으며, 원료석탄 가격과 생산 제품 판매가에 가장 크게 영향을 받는 것으로 나타났다. 원금상환 기간은 12.8년으로 긴 시간을 요구하며, 이는 현재의 고석탄가 때문으로 해석된다. 또한 민감도 분석 결과 제품가격, 원료석탄 가격, 건설비의 변동을 순서로 수익률에 변화를 주는 것으로 나타났다.

Abstract – This report examines the economic feasibility of a commercial 50,000 barrel per day direct coal liquefaction(DCL) facility to produce commercial-grade diesel and naphtha liquids from medium-sulfur bituminous coal. The scope of the study includes capital and operating cost estimates, sensitivity analysis and a comparative financial analysis. Based on plant capacity of 50,000BPD, employing Illinois #6 bituminous coal as feed coal the total capital cost appeared \$3,994,858,000. Also, the internal rate of return of DCL appeared 6.60% on the base condition. In this case, coal price and sale price of products were the most influence factors. And DCL's payback period demanded a long time(12.3 years), because of high coal price at the present time. According to sensitivity analyses, the important factors on DCL processes were product sale price, feed coal price and the capital cost in order.

Key words: Coal to Liquid, Direct Coal Liquefaction, Sensitivity Analysis, Economic Evaluation

1. 서 론

석탄액화공정은 석유자원이 전혀 없는 독일에서 1920년대 최초로 개발되었다. 2차세계대전중 독일에서는 12개의 석탄액화공장이 가동되어 독일내 비행기유의 98%와 전체 탄화수소제품 원료의 47%를 공급하였으나 종전과 더불어 대부분의 연구 및 생산 활동이 거의 중단되었다. 특히 1950년대 초 중동의 유전발견 후 석유개발이 계속되면서 종전 후 미국정부에 의해 간신히 명맥을 이어오던 석탄

액화공정의 상업화 연구는 석유에 비해 높은 석탄액화유의 생산원가 때문에 긴 휴면상태로 돌입하게 되었다.

그러나 1960년대에 들어서 석탄액화반응기구가 규명되기 시작하면서 보다 경제적이고 완화된 반응조건하에서 석탄액화유의 제조가 가능해졌으며, 두 차례에 걸친 석유파동 이후 그 관심이 한층 높아져 여러 국가에서 자국만의 석탄액화공정을 연구, 개발하게 되었다.

남아프리카공화국은 1955년에 자국의 교회분 저급석탄을 이용한 석탄간접액화 플랜트인 Sasol 1을 Sasolburg에 건설하였다. 이는 세계최초의 석탄액화 상용화 공장이며 그 후 1980년과 1982년에 Sasol 1을 개량한 Sasol 2, 3를 추가로 건설하여 현재 남아프리카공화국의 수송연료 수요의 27%를 생산하고 있다.

†To whom correspondence should be addressed.

E-mail: chan@kw.ac.kr

*이 논문은 서울대학교 최창균 교수님의 정년을 기념하여 투고되었습니다.

또한 미국 일본 등의 선진국들은 자국의 특성에 맞는 석탄액화공정을 개발하여 피일릿 플랜트의 시험가동을 완료하고 국내 및 세계 여러 곳에서 석탄액화 상용화공장 설립에 박차를 가하고 있다. 중국도 2002년 중국 최대 석탄회사인 Shenhua Group Corp이 수송연료 생산을 목적으로 내몽골 자치구 Baotou 130 km 남부에 위치한 Majiata에 20,000 배럴/일 규모의 석탄직접액화 공장 건설을 발표하였으며, 2008년 현재 건설이 거의 완료되어 가동을 준비하고 있다. 뿐만 아니라 인도, 뉴질랜드, 호주, 필리핀 등에서도 석탄액화와 관련된 다양한 프로젝트가 준비 중이거나 실행 중에 있다. 이처럼 전 세계가 석탄액화 사업에 혈안인 것은 무엇보다 석탄이 지구촌 전체 수송 에너지의 90%를 차지하고 있는 석유를 대체할 수 있는 가장 현실적인 대안이기 때문이다.

이에 본고에서는 직접석탄액화공정의 경제성 평가를 위해 초기투자비용 및 연간 운영비, 원료석탄의 구입단가 및 주요 생산품의 판매가격 등을 주요 변수로 하는 전통적인 경제성 분석모형을 수립하였으며, 원료, 생산품 및 투자비를 대상으로 NPV, IRR 및 민감도 분석을 수행하였다.

2. 경제성 분석 방법

직접석탄액화 공정의 경제성 분석을 위해 초기투자비용 및 연간 운영비, 원료석탄의 구입단가 및 주요 생산품의 판매가격 등을 주요 변수로 하는 경제성 분석모형을 수립하였으며, 원료, 생산품 및 투자비를 대상으로 NPV, IRR 및 민감도 분석을 수행하였다. NPV, IRR 및 민감도 분석방법은 다음과 같다.

2-1. 순현재가치법(net present value method, NPV 법)

순현재가치법이란 자본예산기법의 하나로 투자금액을 투자로부터 산출되는 순현재금흐름의 현재가치로부터 차감한 것이 순현재가치이며 이 순현재가치가 0보다 크면 투자안을 선택하고 0보다 작으면 투자안을 기각하는 의사결정기준을 말한다. 이 방법은 기업의 할인율로 현금흐름을 할인한다는 점, 가치가산원칙에 부합된다는 점, 유일해(unique solution)가 존재한다는 점에서 다른 어떠한 자본예산기법보다 우월한 방법으로 평가되고 있다. 순현재가는 아래의 식에 의해 산정된다.

$$\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t} - C_0 = NPV$$

t = year

Ct = cost at t year

Co = cost at 1st year

r = interest

순현재가치법에서는 미래의 현금흐름과 할인율인 자본비용만이 고려되며 회계적 숫자와는 무관하다는 특징이 있다. 또한 각 투자안의 NPV는 그 투자안이 기업가치에 얼마나 기여하는지를 나타내주기 때문에 기업가치는 바로 이러한 개별투자안의 NPV의 합계를 극대화하면 된다. 따라서 NPV 법은 기업목표 달성에 충실한 기법이며, 평가결과가 절대금액으로 표시됨으로써 개별 투자안들을 결합해서 실행할 경우에 결합투자안들의 NPV는 개별 투자안의 NPV를 단순 합계하는 것으로 나타낼 수 있다.

NPV 법은 사업 수행도중에 현금흐름이 발생했을 때 이를 자본비용으로 재투자하는 것을 가정하며, NPV 계산에서 할인율로 사용되는 자본비용의 정확한 추정이 어렵다는 단점이 있다.

2-2. 내부수익률법(internal rate of return, IRR)

당초 투자에 소요되는 지출액의 현재가치가 그 투자로부터 기대되는 현금수입액의 현재 가치와 동일하게 되는 할인율이다. 즉 미래의 현금 수입액이 현재의 투자가치와 동일하게 되는 수익률이며, 이는 투자안의 NPV를 0 되게 하는 할인율이다. 예를 들어 어떤 투자의 내부수익률이 9%라면 이것은 투자의 원금이 내용년수까지 계속 9%의 복리로 성장하는 자본의 복리증가율과 같은 의미를 갖는다. 내부수익률은 아래의 식에 의해 산정된다.

$$NPV = \sum \frac{C_t}{(1+IRR)^t} - C_0 = 0$$

t = year

Ct = cost at t year

Co = cost at 1st year

r = interest

IRR 법은 미래현금흐름과 투자원금의 시간성이 고려된 평균투자수익률의 계산방법으로 화폐의 시간적 가치가 고려된다. 또한 IRR 법은 사업도중에 현금흐름이 발생했을 때 이를 IRR로 재투자하는 것을 가정한다.

IRR 법의 특징으로는 계산과정이 너무 번거롭고 때로는 IRR이 2개가 있거나 아예 없는 경우도 있다. 또한 상대적 비율로 계산되므로 투자규모를 감안한 상대적인 수익성을 평가하는 기준이므로 IRR이 높다고 해서 절대적 수익성이 좋은 것이 아니다. 또한 IRR 법은 NPV 법처럼 가치합산의 원칙이 적용되지 않는다.

2-3. 민감도 분석(sensitivity analysis)

미래의 상황이 불확실한 상황이라면 이용되는 모든 변수가 확실한 상황임을 가정하고 분석하는 자본예산은 오류를 발생시킨다. 이러한 오류를 감소시키기 위하여 다른 조건이 일정한 경우에 어느 한 투입 요소가 변동할 때 그 투자안의 순현재가치가 어느 정도 변동하는가를 분석하는 것을 민감도분석이라고 한다.

민감도가 큰 투자안일수록 순현재가치의 변동이 심하고 더 위험한 투자 안으로 평가된다. 이러한 민감도 분석은 서로 다른 투자안의 상대적인 위험을 측정하는 수단이 된다.

3. 석탄액화 공정 분석 및 비용 산정

3-1. 투자비의 정의 및 구성요소

프로젝트의 경제성 분석에 적용되는 비용요소는 지출에 해당하는 초기투자비와 매년 설비의 유지 및 운영에 소요되는 운용비용(operating cost)을 대상으로 하고 있다. 이러한 비용은 크게 생산량에 비례하지 않는 고정비(fixed cost)와 그렇지 않은 변동비(variable cost)로 구분된다. 초기투자비는 고정비의 구간을 이루고 있으나 운영비용은 그 성격에 따라 고정비와 변동비로 구분될 수 있다.

건설비는 설비를 건설하여 상업운전을 할 때까지 소요되는 모든 자본적 지출을 의미한다. 총건설비는 설비를 한순간에 건설한다고

가정할 때 소요되는 비용, 즉 돈의 시간가치(time value)가 고려되지 않은 비용인 overnight cost(혹은 forecast)와 금융비용에 해당하는 에스칼레이션(escalation during construction, EDC) 및 건설중 이자(interest during construction, IDC) 등으로 구성된다. Overnight cost는 설비와 관련된 기준비용(base cost)과 부대비용인 소유주 비용(owner's cost), 예비부품 및 임시비 등으로 구성된다.

3-2. 경제성 분석의 가정

경제성 분석에서 직접석탄액화공정은 Two-stage process를 대상으로 하였으며 관련비용의 산정은 Headwaters사에서 제시한 수치를 사용하였다[1]. 본 경제성 분석의 사용된 직접석탄액화 플랜트는 신규건설(green-field construction)이며, 플랜트의 기준용량은 일일 16,460톤의 역청탄을 투입하여 일일 46,197 배럴의 연료유와 3,803 배럴의 LPG를 생산하는 것으로 가정하였다. 건설비용은 overnight cost가 적용되었으며 라이선스 비용 혹은 로열티는 고려에서 제외되었다. 또한 국내 인프라 구축에 소요되는 비용도 고려에서 제외되었다.

3-3. 직접석탄액화공정 개요

DCL 공정은 미국 Headwater사의 CTSL 공정을 기준으로 하였으며 크게 coal slurry preparation facility, liquefaction facility, liquefied oil up-grading facility로 구성되어 있다(Fig. 1). 공장의 위치는 한국해안지역을 대상으로 하였고, 원료석탄인 Illinois #6 유연탄을 사용하여 디젤유와 나프타의 연료유와 LPG가 주로 생산될 수 있도록 하였다. 원료석탄인 Illinois #6 유연탄의 분석표는 Table 1에 나타내었다. 각 단위공정의 설명은 다음과 같다.

3-3-1. Coal slurry preparation facility

석탄과 세순환 용제를 잘 혼합하여 석탄 액화 반응기에 투입할 준비를 하는 공정이다. 석탄의 분쇄, 용제와의 적절한 혼합 비율, 전체적으로 균질의 slurry가 되도록 조정한다.

3-3-2. Liquefaction facility

석탄을 용해시켜서 일차 액화 생성물을 생성하기 위한 분해 반응(dissolution)과 증류 및 분리가 가능하도록 만들기 위한 일차 액화, 생성물의 경질-고급화 반응(upgrading)의 2 단계 과정에 의해서 진행된다. 분해 반응은 열 혹은 촉매의 작용에 의하여 쇄상의 탄화수소, 산소 혹은 유황을 함유하는 약성 결합 등이 절단되어서 다양한

Table 1. Feed coal analysis[2]

Feed coal		
1. Seam	Illinois #6	
2. Source	Old Ben Mine	
3. Proximate analysis (wt%)		
	As Rec'd	Dry
Moisture	11.12	0
Ash	9.7	10.9
Volatility	34.99	39.37
Fixed carbon	44.19	49.72
HHV, Btu/L	11,666	13,126
4. Chemical analysis (wt%)		
	As Rec'd	Dry
C	63.75	71.72
Moisture	11.12	0
H ₂	4.5	5.06
N	1.25	1.41
Cl	0.29	0.33
S	2.51	2.82
Ash	9.7	10.91
O ₂	6.88	7.75
Total	100	100

분자량 크기의 자유기 및 carbonium 이온이 생성되며, 이들이 수소화(hydrogenation), 수소 재배치(rearrangement), 그리고 자체 재결합 등에 의하여 일차적으로 안정화 되는 과정이라 할 수 있다. 이때 적절한 수소 공급원에 의하여 안정화 되었을 경우에는 액체 및 기체 생성물로 전환되지만 수소 공급이 원활하지 못할 때는 자체 결합에 의하여 코우크와 같은 분해되기 어려운 고분자 물질을 형성하게 된다.

3-3-3. Liquefied oil up-grading facility

Separation 공정은 고체/액체의 효과적인 물리적 분리를 통한 액화유 수율 증대에 영향을 준다. 이들은 정유 공장의 원유 정제 공정, 개질 공정, 분해 공정 등에서 적용되는 분리 기술이다.

Upgrading of products 공정은 촉매항목에 관련사항 기술로서 정유공장에서 수소 개질 기술이 요구된다.

3-4. 원료소비량 및 제품생산량

본 연구에 분석대상으로 선정된 직접석탄액화 공정은 50,000BPD 규모의 플랜트로서, 액화연료유 46,197BPD와 LPG 3,803BPD를 생산한다. 이 직접액화 플랜트의 원료석탄 소비량은 공정의 효율 및 생산량을 기준으로 16,460TPD로 분석되었다.

직접석탄액화 공정에서 생산되는 연료유는 납사와 디젤이며, 생산량은 각각 13,474BPD, 32,723BPD로 디젤 생산량 대비 납사 생산량이 우수하다. 생산된 납사와 디젤의 성분비는 Table 2에 나타내었으며, 직접액화플랜트의 전력소비량, 에너지수지, 탄소수지는 Table 3에 나타내었다.

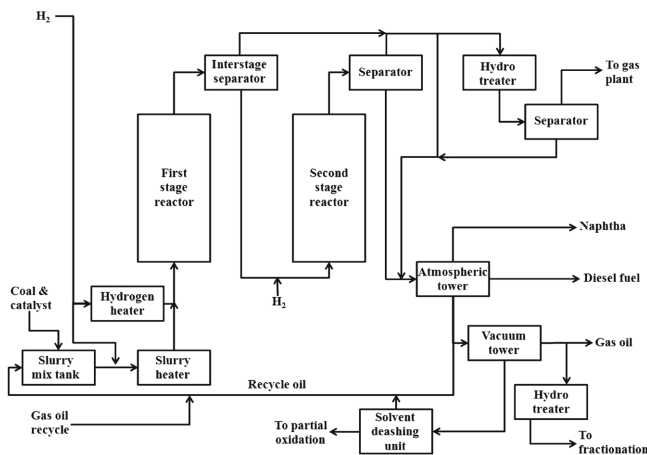


Fig. 1. DCL process flow chart[1].

Table 2. Components of liquid products[1]

Chemical experiment	Products	
	Naphtha	Diesel
	13,474 bbl/day	32,723 bbl/day
Paraffin	26.7%	13.3%
Naphthenes (cyclo-paraffins)	68.3%	81.9%
Aromatics	5.0%	4.8%

Table 3. Electric power capacity, energy & carbon balance of DCL[1]

Electric power capacity	
-Gross	0 MW
-Parasitic	201 MW
-Net export	0 MW
-Net import	201 MW
Energy balance	
-Total energy input	333,192 MM BTU/day
-Total energy output	200,396 MM BTU/day
-Overall thermal efficiency	60.14 %
-Coal input	6.05 MM BTU/bbl product
-Product yield	3.04 bbl of product/ST dry coal
Carbon balance	
-Carbon in product	53 % of input C
-Carbon in slag/ash	1 % of input C
-Carbon in CO ₂	46 % of input C
-Plant CO ₂ generation	559 lbs/bbl product

4. 석탄액화 공정의 경제성 분석

4-1. 경제성 분석

4-1-1. 투자비 산정

50,000BPD 규모의 직접석탄액화 플랜트의 총 투자비는 앞서 언급된 투자비정의 및 구성요소에 의해 산정되었다. 총 사업비 내역은 Table 4에 나타내었다. 표에서와 같이 총 사업비는 자본비용(capital cost)과 금융비용(financing cost)로 구분되며 자본비용은 총 건설비용(total plant cost), 초기운전자금(initial working capital), 초기출자(start up) 및 소유주 비용(owner's cost)으로, 금융비용은 건설기간중 이자(interest during construction)와 금융수수료(financing fee)로 구분된다. 이 중 비중이 가장 큰 총건설비용은 설계시공 일

Table 4. Total DCL plant cost summary

1. Capital costs (1,000\$)	3,598,467
-Total plant cost	3,158,241
-EPC	2,429,035 (2008. 7.)
-Owner's contingency (% of EPC costs)	631,549 (26%)
-Process contingency (% of Tech. uncertain EPC costs)	97,657 (25%)
-Initial working capital (% of 1st year revenues)	134,158 (7%)
-Start up (% of total plant cost)	63,165 (2%)
-Owner's cost	242,903 (10%)
2. Financing costs (1,000\$)	396,391
-Interest during construction	332,792
-Financing fee	63,599
3. Total project cost (1,000\$) (1+2)	3,994,858

Table 6. Distribution of total project cost during construction

	1st year (%)	2nd year (%)	3rd year (%)	4th year (%)	1st year (%)	2nd year (%)	3rd year (%)	4th year (%)	Total
Capital cost	15	30	30	25	364,355	728,711	728,711	607,258	2,429,035
Initial working capital	-	-	-	100				134,158	134,158
Owner's contingency	35	35	30	-	255,222	255,222	218,762		729,206
Start up cost	-	30	70	-		18,949	44,216		63,165
Owner's cost	-	30	70	-		72,871	170,032		242,903
Interest during construction	-	30	70	-		99,838	232,954		332,792
Financing fee	-	30	70	-		19,080	44,519		63,599
Total					619,577	1,194,671	1,439,194	741,416	3,994,858

Table 5. Interest calculation & assumption of DCL

Source & Funds (1,000\$)	
-Equity (45%)	1,736,399
-Debt (55%)	2,197,172
-Total (100%)	3,994,858
Project debt terms	
-Interest rate, financing fee	10%
-Repayment terms	15year
-Plant economic life	30year
Tax	
-Tax holiday	-
-Income tax rate	20%
Operation	
-1st year	85%
-2nd year	85%

필입찰비용(Engineering Procurement Construction cost, EPC cost), 소유자 임시비용(owner's contingency), 공정 임시비용(process contingency)으로 나누어진다.

총 사업비는 자본금 45%, 차입금 55%로 구성되었다. 사업비의 이자는 총 차입금의 10%이며, 제세공과금은 총 투자비의 0.5%, 감가상각비는 총 투자비의 15년 균등분할 상환을 원칙으로 하였다. 본 석탄액화 플랜트의 소득세는 국내법규를 적용하여 20%로 하였으며, 플랜트의 총 운전기간은 30년, 가동률은 shutdown 기간을 고려하여 년 평균 85%로 하였다(Table 5). 또한 본 연구에서는 모든 가격을 인플레이션 효과가 제거된 불변가격(real price)을 사용하였다. 총 공사기간을 4년으로 하였으며, 건설기간중의 투자비 배분은 Table 6에 나타내었다.

4-1-2. 매출액 및 원료비 산정

본 연구에서 매출액 선정에 적용된 단가는 에너지경제연구원에서 발표한 원료가격으로 2008년 1월에서 6월까지의 평균값을 사용하였다. 직접액화 플랜트의 연간 매출액은 생산품인 납사 디젤 및 LPG의 연간 생산량에 판매 단가를 곱하여 산출하였다. 또한 원료비도 원료물질인 석탄의 연간 총 사용량에 구입단가를 곱하여 산출하였다. 2008년 상반기를 기준으로 한 물질별 단가표는 Table 7에 나타내었고, 총 매출액 및 원료비는 Table 8에 나타내었다.

4-1-3. 변동비 및 고정비 산정

직접석탄액화의 경우 다량의 수소 및 촉매 사용으로 인하여 변동비가 높게 산정되었다. 변동비의 세부항목은 원수, 촉매 및 수소를 포함한 화공약품이며 이에 대한 산정표는 Table 9에 나타내었다.

고정비 항목은 크게 인건비 및 수선유지비와 이자, 제세공과금, 감가상각비로 구분하였다. 인건비의 경우 국내 "A" 정유사의 임금 단가 기준을 사용하여 \$62,000/yr로 산정하였고, 하나의 플랜트를

Table 7. Unit cost table

	Unit	\$/unit	Reference
Coal	Ton	163.84	
DCL diesel	Bbl	134.37	
DCL naphtha	Bbl	116.47	에너지경제연구원 (2008.1-6)
LPG	Bbl	68.47	
Electricity	MW	57.2	국내 A 정유사 2008년 평균 구입 단가
Sulfur	Ton	400	국내 A 정유사 2008년 평균 판매 단가
CO ₂	Ton	43	"
Water	Ton	0.415	국내 A 정유사 2008년 평균 구입 단가

Table 8. Total sales & raw materials cost

	Unit	Amount	\$/unit	Annual total
DCL Naphtha	BPD	13,474	116.47	\$ 486,880,531
DCL diesel	BPD	32,723	134.37	\$ 1,364,165,995
LPG	BPD	3,083	68.47	\$ 65,491,606
Total				\$ 1,916,538,132
Feed coal	TPD	16,460	163.84	\$ 836,684,186

Table 9. Variable cost of DCL

	Unit	Amount	\$/unit	Annual total
Water	TPD	64,800	0.4	\$ 8,041,680
Catalysts	TPD	210	4,344.16	\$ 283,032,633
Chemicals	TPD	4,476	87.60	\$ 121,654,377
Total				\$ 412,728,690

Table 10. Operating & maintenance labor

Operating labor requirement	1 unit/mod	Total plant
Skilled operator	4	12
Operator	20	60
Foreman	4	12
Lab Tech's etc.	8	32
Total	36	116*4=464

Table 11. Fixed cost of DCL.

Operating & maintenance labor	\$ 103,902,691
-Annual operating labor cost	\$ 28,768,000
-Maintenance labor cost	\$ 24,563,210
-Administrative & support labor	\$ 8,982,980
-Maintenance material cost	\$ 41,588,501
Interest	10% of Debt
Public imposts	0.5% of total capital cost
Depreciation expense	15years redemption by installment of total capital cost

기준으로 4조 3교대로 인원을 구성하였다(Table 10). 이자는 총 차입금의 10%, 보험료, 지방세등의 제세공과금은 총 투자비의 0.5%, 감가상각비는 총 투자비의 15년 균등분할 상환을 원칙으로 산정하였다(Table 11).

4-2. 경제성 분석 결과

이상의 항목들을 고려하여 경제성 분석을 실시하였으며, IRR 및 NPV를 산출하여 분석하였다. 그 결과 IRR은 6.60%, NPV는 \$-1,071,216,735 원금회수기간은 12.8년으로 나타났다. NPV가 “-”로

나타난 이유는 비정상적으로 급등한 원료석탄가격에 있으며, 계산 결과 NPV가 “0” 이 되는 원료석탄의 가격은 톤당 \$126로 나타나 차후 석탄가격이 안정화되면 충분한 수익을 거둘 것으로 예상된다. 또한 직접석탄액화 촉매의 개발과 수소의 원활한 공급을 위한 직·간접액화의 연계를 통해 투자비 및 변동비를 절감할 수 있을 것으로 예측된다. 아울러 연간 20%의 세율이 총 투자비에서 큰 비중을 차지하므로 세율이 낮은 건설후보지를 찾는 일도 프로젝트 채산성에 대단히 중요한 요소 중 하나가 된다.

4-3. 민감도 분석

직접석탄액화 공정의 경제성에 큰 영향을 줄 수 있는 요소로는 액화연료유 및 LPG의 판매가격, 원료석탄의 구입가격, 촉매 및 화공약품의 구입가격, 투자비 등이다. 이와 같은 항목들의 민감도 분석을 위하여 각각 현재가격의 ±25%의 변동비를 주어 IRR, NPV 및 원금회수기간을 계산하였다. Table 12는 현재가격의 ±25%의 변동비를 적용한 각 항목별 단가를 나타낸 것이다. 또한 각 항목별 IRR, NPV 및 원금회수기간은 Table 13에 나타내었다.

표에서와 같이 액화연료유의 판매가격이 +25%인 경우에는 IRR, NPV 및 원금회수기간이 각각 13.70, 1,323,573,081 6.5년으로 나타났으며, -25%인 경우에는 경제성이 없는 것으로 나타나 비교 항목 중 가장 민감도가 높은 것을 알 수 있었다. 반면 또 다른 생산물인 LPG의 경우 그 생산량이 액화연료유와 비교하여 적기 때문에 가격 변동에 대해 민감하지 않은 것으로 나타났다. 원료석탄의 원가가 25% 상승했을 경우, 원금회수기간은 약 1.7배 정도 늘어났으며 IRR은 2.06%로 나타나 액화연료유 판매가에 이어 두 번째로 민감한 변수로 나타났다. 다른 항목의 민감도 분석 결과, 각각 액화연료유 판매가, 원료석탄, 촉매 및 화공약품의 구입가격, 투자비의 순으로 민감도가 큰 것으로 나타났다. 따라서 안정된 원자재가격과 환율의 안정 그리고 액화유가격의 가격유지가 본 플랜트의 채산성을 극대화시킬 수 있는 조건으로 판단된다.

Table 12. Basic data of sensitivity analysis.

		Base	+25%	-25%
Oil price	Naphtha \$/bbl	116.47	145.59	87.35
	Diesel \$/bbl	134.37	167.69	100.78
LPG price	\$/bbl	68.47	85.59	51.35
Coal price	\$/ton	163.84	204.80	122.88
Catalyst & Chemicals	\$/ton	4,431.76	5,539.70	3,323.82
Capital cost	\$1,000	3,994,858	4,993,572.5	2,996,144.5

Table 13. Sensitive analyses of DCL process

	IRR(%)	NPV(\$)	Payback period
Base	6.60	-1,071,216,735	12.8
Oil price +25%	13.70	1,323,573,081	6.5
Oil price -25%	negative	-4,252,536,694	-
LPG price +25%	6.90	-980,335,305	12.4
LPG price -25%	6.26	-1,162,619,589	13.2
Feed coal price +25%	2.06	-2,291,684,686	21.8
Feed coal price -25%	10.08	25,277,142	9.0
Catalyst & Chemicals cost +25%	4.57	-1,648,897,449	15.8
Catalyst & Chemicals cost -25%	8.38	-527,641,822	10.7
Capital cost +25%	4.33	-2,144,993,698	16.3
Capital cost -25%	9.81	-46,059,878	9.2

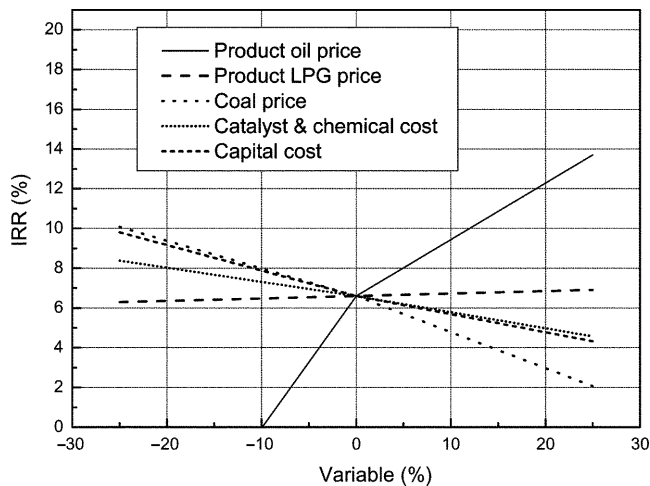


Fig. 2. Sensitive analyses of DCL process.

Fig. 2는 각 항목별 IRR의 비교를 도식한 것이다. 그림에서와 같이 액화연료유의 가격이 가장 민감한 것으로 나타났다. LPG 가격의 경우 적은 생산량으로 인해 전체 공정에 큰 영향을 미치지 않는 것으로 나타났으며, 원료석탄 가격과 촉매 및 화공약품의 구입가격은 비슷한 민감도를 가지는 것으로 나타났다. 투자비의 경우 -25%인 경우에는 원료석탄가격과 비슷한 민감도를 보이는 반면, +25%인 경우에는 촉매 및 화공약품의 구입가격과 비슷한 민감도를 나타내었다. 이는 투자비가 감소하면 플랜트의 채산성에 미치는 영향이 다른 항목에 비해 낮지만, 증가했을 경우에는 다른 항목과 비슷한 영향을 나타내는 것을 의미한다.

이상의 결과를 바탕으로 최대의 채산성을 가지는 조건(석탄가 122.88 \$/ton, 납사 판매가 87.35 \$/bbl, 디젤 판매가 100.78 \$/bbl, 촉매 및 화공약품 3,323.82 \$/ton, 사업비 \$2,996,144,500)에서 IRR, NPV 및 원금회수기간을 계산해 보았다. 그 결과 IRR은 23.5%, NPV는 \$4,006,140로 나타났고 원금회수기간은 2.2년으로 계산되었다. 따라서 원료석탄의 가격안정과 연료유 판매가의 상승 등의 변동이 있다면 본 직접석탄액화플랜트는 상당히 높은 채산성을 갖는 것으로 판단되었다.

5. 결 론

석탄의 직접액화공정은 일반적인 석유화학공정과 유사한 유틸리티를 사용하고 있으나 가장 핵심적인 원료석탄의 처리 및 직접액화반응기 등은 석탄액화 공정만의 특징을 가지고 있다. 이러한 직접석탄액화공정의 경제성을 분석하기 위하여 주요 제품 생산량이 50,000BPD의 직접석탄액화공정을 선정하여 공정에 적합한 검토기준을 세워 비용 및 매출액 등을 산정하였다. 또한 민감도 분석을 실시하여 직접석탄액화공정에 대한 중요 변수들의 가격 변동에 의한 경제성을 분석하였다.

주요 제품 생산량 50,000BPD를 기준으로 Illinois #6 유연탄을 원료탄으로 사용하였을 때 총 투자액의 경우 \$3,994,858,000의 투자

비를 나타내었다. 내부수익률의 경우, 기본조건에서 각각 6.60%로 나타났으며, 원료석탄 가격과 생산 제품 판매가에 가장 크게 영향을 받는 것으로 나타났다. 원금상환 기간은 12.8년으로 긴 시간을 요구하며, 이는 현재의 고석탄가 때문으로 해석된다. 또한 민감도 분석 결과 액화연료유의 가격이 가장 민감한 것으로 나타났으며 LPG 가격의 경우 적은 생산량으로 인해 전체 공정에 큰 영향을 미치지 않는 것으로 나타났다. 원료석탄 가격과 촉매 및 화공약품의 구입가격은 비슷한 민감도를 가지는 것으로 나타났다. 이와 같은 분석결과를 종합해 보면, 본 플랜트의 채산성은 안정된 원자재가격과 환율의 안정 그리고 액화유 판매가격이 유지될 때 극대화되는 것으로 판단되었다.

감 사

본 논문은 한국에너지기술연구원의 연구비지원에 의하여 연구되었으므로 이에 감사드립니다.

참고문헌

1. Headwaters energy services, "Coal-to-liquid Technology Options," June 10(2007).
2. DOE/NETL, "Baseline Technical and Economic Assessment of a Commercial Scale Fischer-Tropsch Liquids Facility,"(2007).
3. U.S. DOE, Energy Information Administration, "Annual Energy Outlook 2007 with Projections to 2030";(<http://www.eia.doe.gov/oiia/aeo/coal.html>).
4. Gulf professional publishing, "Conceptual Cost Estimating Manual 2nd Edition,"(1996).
5. Movi, K., Taniuchi, M., Kawashima, A. and Takahashi, T., "Coal Liquefaction Fundamentals," *ACS CSJ Chem. Congress*, 75, Sep., 1014(1979).
6. Gray, A., "Inherent Mineral Matter in Coal and its Effect Upon Hydrogenation," *Fuel*, 57, 213(1978).
7. Specks, R., "Progress in the Field of Hydrogenation and Gasification in the Federal Republic of Germany," The Eighth International Conference on Coal Research, Tokyo, Japan, Oct, 16-20 (1988).
8. Japan, New Energy and Industrial Technology Development Organization, "Clean Coal Technologies in Japan,"(<http://www.nedo.go.jp/sekitan/cct/>).
9. Schindler, H. D., "Coal Liquefaction. A Research Needs Assessment Technical Background," DOE/Er-0400, vol. II(1989).
10. Coal Research Establishment, Annual Report, p. 281(1987/1988).
11. Gulf professional publishing, "Gasification, 2nd edition,"(2008).
12. Schindler, H. D., Chen, J. M. and Potts, J. D., "Intergrated Two Stage Liquefaction," Final Technical Report DOE Contract DEAC22-79ET14804, June(1983).
13. Andre Steynberg, "Overview of Sasol CTL Technologies & Recent Activities," The Montana Symposium Energy Future of the West (2005).