

직간접석탄액화공정의 경제성 평가

박주원 · 배종수 · 권영진 · 김학주* · 정 현* · 한 춘†

광운대학교 화학공학과
139-701 서울시 노원구 월계동 447-1
*한국에너지기술연구원 합성석유연구단
305-343 대전시 유성구 가정로 102
(2009년 8월 7일 접수, 2009년 10월 5일 채택)

Economic Evaluations of DCL/ICL Processes

Joo-Won Park, Jong-Soo Bae, 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, 102 Gajeong-ro, Yuseong-gu, Daejeon 305-343, Korea
(Received 7 August 2009; accepted 5 October 2009)

요 약

석탄액화(Coal to Liquid, CTL) 공정은 직접액화(Direct Coal Liquefaction, DCL) 공정과 간접액화(Indirect Coal Liquefaction, ICL) 공정으로 구분되며, 각 공정의 경제성을 분석하기 위하여 주요 제품(디젤, 납사) 생산량이 50,000 barrel per day(BPD)의 직간접석탄액화공정을 선정하고 공정에 적합한 검토기준을 세워 건설비용 및 매출액 등을 산정하였다. 또한 석탄액화공정에 대한 중요 변수들의 가격 변동에 따른 민감도 분석을 실시하였다. 생산량을 기준으로 선정된 원료탄(Illinois #6 유연탄)을 사용하였을 때, 총 투자액은 각각 DCL \$3,994,858,000, ICL \$4,962,263,000로 나타났다. 경제성 분석결과 내부수익률(internal rate of return, IRR)은 기본조건에서 각각 13.27%(DCL), 12.68%(ICL)로 나타났으며, 두 공정 모두 원료석탄 가격과 생산 제품 판매가에 가장 크게 영향을 받는 것으로 나타났다. 원금상환 기간은 DCL이 6.6년, ICL이 6.8년으로 나타났으며, 민감도 분석 결과 제품가격, 원료석탄가격, 건설비의 변동률 순서로 수익률에 변화를 주는 것으로 나타났다.

Abstract – This report investigates the economic proprieties of commercial 50,000 barrel per day direct/indirect coal liquefaction(DCL/ICL) plants to produce commercial-grade diesel and naphtha liquids. The scope of the study includes capital and operating cost estimates, sensitivity analyses and a comparative financial analyses. Based on plant capacity of 50,000BPD, employing Illinois #6 bituminous coal as feed coal, the total capital cost appeared \$3,994,858,000(DCL) and \$4,962,263,000(ICL). Also, the internal rate of return of DCL/ICL appeared 13.27% and 12.68% on the base condition respectively. In this case, coal price and sale price of products were the most influence factors. And ICL's pay-back period(6.8 years) was longer than DCL's(6.6 years). According to sensitivity analyses, the important factors on both DCL/ICL processes were product sale price, feed coal price and the capital cost in order.

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

1. 서 론

2차 대전 중에 군수목적으로 독일에 의해 개발된 석탄액화공정은 두 차례의 석유파동 이후 미국 및 일본등의 선진국들에 의하여 급속히 발전하여 왔다. 특히 80년대 상용화에 성공한 남아프리카공화국의 Sasol 공정을 시작으로 에너지 안보 및 확보를 위해 세계 각국은 자국의 특성에 맞는 석탄액화공정을 개발하여 파일럿 플랜트의 시험가동을 실시, 완료하였다. 최근에는 불안정한 국제유가에 위기를 느낀 중국 및 미국 등을 중심으로 자국의 석탄을 사용하는 석

탄액화와 관련된 새로운 연구와 상용화플랜트 건설에 박차를 가하고 있다. 뿐만 아니라 인도, 뉴질랜드, 호주, 필리핀 등에서도 석탄액화와 관련된 다양한 프로젝트가 준비 중이거나 실행 중에 있다 [1-4].

이처럼 석유를 대체할 수 있는 가장 현실적인 대안인 석탄액화공정에 대해 본고에서는 직간접석탄액화공정의 경제성 평가를 위해 초기투자비용 및 연간 운영비, 원료석탄의 구입단가 및 주요 생산품의 판매가격 등을 주요 변수로 하는 경제성 분석모형을 수립하였으며, 원료, 생산품 및 투자비를 대상으로 순현재가(net present value, NPV), IRR 및 민감도분석을 수행하였다.

†To whom correspondence should be addressed.
E-mail: chan@kw.ac.kr

2. 석탄액화공정의 종류 및 비용 산정

2-1. 직접석탄액화공정

석탄의 직접액화란 H/C 원자비율이 0.6~1.0인 석탄을 열분해하여 생성된 자유기(free radical)에 수소첨가반응 또는 탄소제거반응에 의하여 H/C 비를 1.2~2.0으로 변형시키는 것을 의미한다. 석탄 직접액화는 석탄을 고온에서 분해하여 자유기를 생성한 후, 수소첨가반응 또는 탄소제거반응에 의하여 석탄의 H/C 비를 변형시키며, 이 때 전자를 열분해, 후자를 수소화 액화라 일컫는다[5].

DCL 공정은 크게 single-stage 공정과 two-stage 공정의 2종류로 구분할 수 있다. Single-stage 공정은 단일반응기에서 석탄의 열분해와 수소화가 같이 일어나도록 구성되어 있고, two-stage 공정은 2개의 반응기가 직렬로 연결되어, 첫 번째 반응기에서는 석탄이 열분해되고, 두 번째 반응기에서는 수소화가 이루어져 액화율이 생성되도록 구성되어 있다. DCL 공정은 미국 Headwater사의 Catalytic Two-Stage Liquefaction(CTSL) 공정을 기준으로 하였으며 크게 coal slurry preparation facility, liquefaction facility, liquefied oil up-grading facility로 구성되어 있다(Fig. 1). 본 연구의 경제성 평가를 위하여 공장

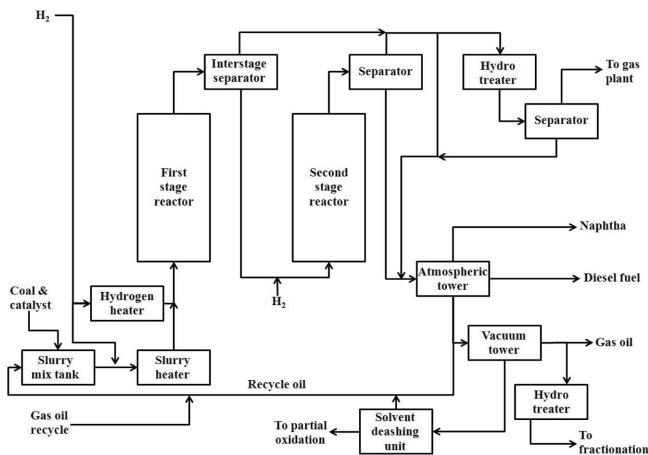


Fig. 1. DCL process flow chart[7].

Table 1. Feed coal analysis[7]

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

위치는 한국해안지역을 대상으로 하였고, 원료석탄인 Illinois #6 유연탄을 사용하여 디젤류와 나프타의 연료유와 LPG가 주로 생산될 수 있도록 하였다. 원료석탄인 Illinois #6 유연탄의 분석표는 Table 1에 나타내었다.

2-2. 간접석탄액화공정

석탄의 간접액화란 석탄을 우선 가스화시켜 CO와 H₂로 이루어진 합성가스로 변환시킨 뒤 촉매 하에서 반응시켜 탄화수소를 합성하는 방법이다. 대표적인 공정은 산화탄화수소를 생산하는 Fischer-Tropsch(F-T) 공정으로 2차세계대전 중 독일에서 상업적 규모의 공장을 가동하였고, 현재 가동 중인 남아프리카공화국의 Sasol 공정이 있고, Mobil사의 메탄올로부터 가솔린을 합성하는 MTG(methanol-to-gasoline) 공정이 있다. 본 액화공정의 장점은 연료 중의 광물질을 완전분리 제거할 수 있으며, 석탄구조를 완전 분해함으로써 유험와 회분이 거의 함유되지 않은 청정연료의 생산이 가능하다는 것이다. 그러나 석탄구조의 완전분해는 많은 공정과 열효율상 매우 고가인 화학적 변화과정을 요구하며 실제 공정에서는 CO와 H₂를 포함하는 중간열량 합성가스가 중간물질로 사용된다[5].

ICL 공정은 크게 석탄 가스화 공정, 가스정제 공정, 간접액화 공정, 전력생산 공정으로 구성되어 있다(Fig. 2). DCL과의 경제성 비교를 위하여 본 연구에서는 공장 위치는 한국해안지역을 대상으로 하였고, 원료석탄인 Illinois #6 유연탄을 사용하여 디젤류와 나프타의 연료유와 LPG가 주로 생산될 수 있도록 하였다.

2-3. 비용 산정

2-3-1. 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 근간을 이루고 있으나 운영비용은 그 성격에 따라 고정비와 변동비로 구분될 수 있다.

건설비는 설비를 건설하여 상업운전을 할 때까지 소요되는 모든 자본적 지출을 의미한다. 총건설비는 설비를 환산간에 건설한다고 가정할 때 소요되는 비용, 즉 돈의 시간가치(time value)가 고려되지 않은 비용인 overnight cost(혹은 forecast)와 금융비용에 해당하

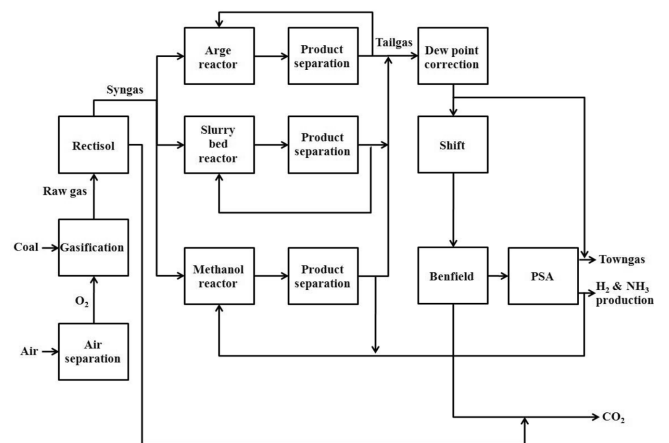


Fig. 2. Sasol process flow chart[10].

는 에스칼레이션(escalation during construction, EDC) 및 건설 중 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[6].

2-3-2. 경제성 분석의 가정

경제성 분석에서 DCL 공정은 CTSL을 대상으로 하였으며 관련 비용의 산정은 Headwaters사에서 제시한 수치를 사용하였고[7-9] ICL 공정은 F-T process를 대상으로 하였으며 관련비용의 산정은 Headwaters사에서 제시한 수치를 사용하였다[10,11]. 본 경제성 분석의 기본 가정은 다음과 같다.

- 각 플랜트는 신규건설(green-field construction)을 가정하였다.

- DCL 공정의 기준용량은 일일 16,460톤의 역청탄(Illinois #6)을 투입하여 일일 46,197배럴의 연료유와 3,803배럴의 LPG를 생산하는 것으로 가정하였다[7-9].

- ICL 공정의 기준용량은 일일 24,533톤의 역청탄(Illinois #6)을 투입하여 일일 49,992배럴의 연료유와 124.3MW의 잉여전력을 생산하는 것으로 가정하였다[10,11].

- 건설비용은 overnight cost가 적용되었으며 라이선스 비용 혹은 로열티는 고려에서 제외되었다.

- 국내 인프라 구축에 소요되는 비용은 고려에서 제외되었다.

2-3-3. 경제성 분석 및 민감도 분석 방법

직간접석탄액화공정의 경제성 분석을 위해 주용 생산품인 디젤 및 납사등의 판매가격, 원료석탄의 구입단가, 초기투자비용 및 연간 운영비 등을 주요 변수로 하는 경제성 분석모델을 수립하였으며, 원료, 생산품 및 투자비를 대상으로 NPV 법, IRR 법, 원금회수기간 및 민감도 분석을 수행하였다.

NPV란 자본예산기법의 하나로 투자금액을 투자로부터 산출되는 순현금흐름의 현재가치로부터 차감한 것이며, 이 NPV가 0보다 크면 투자안을 선택하고 0보다 작으면 투자안을 기각하는 의사결정기준을 말한다. NPV 법은 사업 수행도중에 현금흐름이 발생했을 때 이를 자본비용으로 채투자하는 것을 가정하며, NPV 계산에서 할인율로 사용되는 자본비용의 정확한 추정이 어렵다는 단점이 있다.

이에 본 경제성 분석에서는 IRR 법과 원금회수기간을 도입하여 NPV 법의 단점을 보완하였다. IRR이란, 당초 투자에 소요되는 지출액의 현재가치가 그 투자로부터 기대되는 현금수입액의 현재 가치와 동일하게 되는 할인율이다. 즉 미래의 현금수입액이 현재의 투자 가치와 동일하게 되는 수익률이며, 이는 투자안의 NPV를 0이 되게 하는 할인율이다. 예를 들어 어떤 투자의 IRR이 9%라면 이것은 투자의 원금이 내용연수까지 계속 9%의 복리로 성장하는 자본의 복리증가율과 같은 의미를 갖는다. IRR 법은 미래현금흐름과 투자 원금의 시간성이 고려된 평균투자수익률의 계산방법으로 화폐의 시간적 가치가 고려되며, 사업도중에 현금흐름이 발생했을 때 이를 IRR로 채투자하는 것을 가정한다. NPV와 IRR의 값은 기존의 식을 이용하여 계산되었다[12].

원금회수기간은 최초 공장 가동일로부터 생산품 판매가격에서 원료구입비, 세금, 제세공과금, 운영비 등의 지출을 제한 연간 순이익의 합이 초기투자비용을 초과하는 시점까지의 기간을 계산하여 산정하였다.

이와 같은 NPV, IRR 및 원금회수기간은 미래의 불확실한 상황에 의해 오류가 발생하므로, 이러한 오류를 감소시키기 위해 민감도 분석을 도입하였다. 민감도 분석이란 다른 조건이 일정한 경우에 어

는 한 투입 요소가 변동할 때 그 투자안의 NPV 및 IRR이 어느 정도 변동하는가를 분석하는 것으로, 민감도가 큰 투자안일수록 NPV 및 IRR의 변동이 심하고 더 위험한 투자 안으로 평가된다. 이러한 민감도 분석은 서로 다른 투자안의 상대적인 위험을 측정하는 수단이 된다.

3. 직간접석탄액화 공정의 경제성 분석

3-1. 경제성 분석

3-1-1. 투자비 산정

50,000 BPD 규모의 직간접석탄액화 플랜트의 총 투자비는 앞서 언급된 투자비정의 및 구성요소에 의해 산정되었다. 공정별 총 사업비 내역은 Table 2와 3에 나타내었다. 표에서와 같이 총 사업비는 자본비용(capital cost)과 금융비용(financing cost)으로 대분되며 자본비용은 총건설비용(total plant cost), 초기운전자금(initial working capital), 초기출자(start up) 및 소유주 비용(owner's cost)으로, 금융비용은 건설 기간 중 이자(interest during construction)와 금융수수료(financing fee)로 구분된다. 이 중 비중이 가장 큰 총건설비용은 설계시공 일괄입찰비용(Engineering Procurement Construction cost, EPC cost), 소유자 임시비용(owner's contingency), 공정 임시비용(process contingency)으로 나누어진다[12].

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,

Table 2. Total DCL plant cost summary

1. Capital costs (1,000\$)	3,598,467
· Total plant cost	3,158,241
- EPC	2,429,035
- 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 costs)	63,165 (2%)
· Owner's cost	242,903
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 3. Total ICL plant cost summary

1. Capital costs (1,000\$)	4,447,487
· Total plant cost	3,923,514
- EPC	3,036,294
- Owner's contingency (% of EPC costs)	789,563 (26%)
- Process contingency (% of Tech. uncertain EPC costs)	97,657 (25%)
· Initial working capital (% of 1st year revenues)	141,388 (7%)
· Start up (% of total plant costs)	78,956 (2%)
· Owner's cost	303,629
2. Financing costs (1,000\$)	495,489
· Interest during construction	415,990
· Financing fee	79,499
3. Total project cost (1,000\$) (1+2)	4,942,976

Table 4. Interest calculation & assumption of CTL

Source & Funds(1,000\$)	DCL	ICL
-Equity(45%)	1,736,399	2,224,339
-Debt(55%)	2,197,172	2,718,637
-Total(100%)	3,994,858	4,942,976
Project debt terms		
-Interest rate, financing fee	10%	
-Repayment terms	15 year	
-Plant economic life	30 year	
Tax		
-Tax holiday	-	
-Income tax rate	20%	
Operation		
-1st year	85%	
-2nd year	85%	

플랜트의 총 운전기간은 30년, 가동률은 shutdown 기간을 고려하여 년 평균 85%로 하였다(Table 4). 또한 본 연구에서는 모든 가격을 인플레이션 효과가 제거된 불변가격(real price)을 사용하였다. 총 공사기간을 4년으로 하였으며, 건설기간중의 투자비 배분은 두 공정 모두 같은 비율로 하였다(Table 5).

3-1-2. 매출액 및 원료비 산정

본 연구에서 매출액 산정에 적용된 단가는 에너지경제연구원에서 발표한 원료가격으로 2009년 1월에서 6월까지의 평균값을 사용하였다. 각 액화 플랜트의 연간 매출액은 생산품인 납사 디젤 LPG 및 잉여전력의 연간 생산량에 판매 단가를 곱하여 산출하였다. 또한 원료비도 원료물질인 석탄의 연간 총 사용량에 구입단가를 곱하여 산출하였다. 2009년 상반기를 기준으로 한 물질별 단가표는 Table 6에 나타내었고, 총 매출액 및 원료비는 Table 7에 나타내었다.

3-1-3. 변동비 및 고정비 산정

DCL 공정의 경우 다량의 수소 및 촉매 사용으로 인하여 변동비가 높게 산정되었다. 또한 ICL 공정의 경우 total plant cost는 가스화 공정 등의 포함으로 인해 DCL 공정보다 높게 산정되었지만 변동비의 경우 공정에 사용되는 화공제품의 양이 상대적으로 낮아 변동비가 낮게 산정되었다. 변동비의 세부항목은 원수, 촉매 및 수소를 포

Table 6. Unit cost table

	Unit	\$/unit	Reference	
Coal	Ton	69.00	Korea Energy Economics Institute (2009.1-6)	
DCL	diesel	Bbl		147.65
	naphtha	Bbl		57.99
ICL	diesel	Bbl		147.65
	naphtha	Bbl		54.90
LPG	Bbl	92.89		
Electricity	MW	57.2	Domestic "A" oil refining company average purchase price	
Sulfur	Ton	400	Domestic "A" oil refining company average sale price	
CO ₂	Ton	43	"	
Water	Ton	0.415	Domestic "A" oil refining company average purchase price	

Table 7. Total sales & raw materials cost

	Amount	\$/unit	Annual total
DCL	Naphtha	13,474/BPD	\$242,416,090
	Diesel	32,723/BPD	\$1,498,988,682
	LPG	3,083/BPD	\$88,849,355
	Total		\$1,830,254,127
ICL	Feed coal	16,460/TPD	\$352,363,335
	Naphtha	22,713/BPD	\$386,864,283
	Diesel	27,819/BPD	\$1,274,344,227
	Electricity	124.3/MW	\$56,893,353
	Sulfur	612/TPD	\$84,884,400
Total		\$1,802,986,263	
Feed coal	24,533/TPD	69.00	\$502,349,975

함한 화공약품 등으로 선정하여 경제성 분석에 사용하였다(Table 8).

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 기준으로 4조 3억대로 인원을 구성하였다(Table 9). 단, DCL의 경

Table 5. 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 **455,444	*728,711 **910,888	*728,711 **910,888	*607,258 **759,074	*2,429,035 **3,036,294
Initial working capital	-	-	-	100	-	-	-	*134,158 **141,388	*134,158 **141,388
Owner's contingency	35	35	30	-	*255,222 **310,527	*255,222 **310,527	*218,762 **266,166	-	*729,206 **887,220
Start up cost	-	30	70	-	-	*18,949 **23,687	*44,216 **55,269	-	*63,165 **78,956
Owner's cost	-	30	70	-	-	*72,871 **91,089	*170,032 **212,540	-	*242,903 **303,629
Interest during construction	-	30	70	-	-	*99,838 **124,797	*232,954 **291,193	-	*332,792 **415,990
Financing fee	-	30	70	-	-	*19,080 **23,850	*44,519 **55,649	-	*63,599 **79,499
Total					*619,577 **765,971	*1,194,671 **1,484,838	*1,439,194 **1,791,705	*741,416 **900,462	*3,994,858 **4,942,976

*DCL process, **ICL process

Table 8. Variable cost of DCL and ICL

	Unit	Amount	\$/unit	Annual total	
DCL	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
ICL	Water	TPD	81,000	0.4	\$ 10,052,100
	Chemicals and catalyst	TPD	33,380	81.79	\$ 2,730,170
	Water disposal	TPD	2,862	5,230.35	\$ 14,969,268
	Total				\$ 27,751,538

Table 9. Operating & maintenance labor

Operating labor requirement	1 unit/mod		Total plant	
	DCL	ICL	DCL	ICL
Skilled operator	4	4	12	16
Operator	20	20	60	80
Foreman	4	4	12	16
Lab Tech's etc.	8	8	24	32
Total	36	36	108*4=432	144*4=576

Table 10. Fixed cost of DCL and ICL

	DCL	ICL
Operating & maintenance labor	\$ 103,902,691	\$ 121,474,216
-Annual operating labor cost	\$ 28,768,000	\$ 35,942,400
-Maintenance labor cost	\$ 24,563,210	\$ 24,563,210
-Administrative & support labor	\$ 8,982,980	\$ 8,982,980
-Maintenance material cost	\$ 41,588,501	\$ 51,985,626
Interest	10% of Debt	
Public imposts	0.5% of total capital cost	
Depreciation expense	15years redemption by installment of total capital cost	

우 3기의 플랜트를 기준으로 하였지만 ICL의 경우 총 4기의 플랜트를 기준으로 하였다. 이지는 총 차입금의 10%, 보험료, 지방세 등의 세세공과금은 총 투자비의 0.5%, 감가상각비는 총 투자비의 15년 균등분할 상환을 원칙으로 산정하였다(Table 10).

3-2. 경제성 분석 결과

이상의 항목들을 고려하여 경제성 분석을 실시하였으며, IRR 및 NPV를 산출하여 분석하였다. 그 결과 DCL의 경우, IRR은 13.27%, NPV는 \$1,132,336,201, 원금회수기간은 6.6년으로 나타났다. ICL의

Table 11. Basic data of sensitivity analysis

		Base	+25%	-25%	
DCL	Oil price	Naphtha \$/bbl	57.99	72.49	43.46
		Diesel \$/bbl	147.65	184.56	110.74
	LPG price	\$/bbl	92.89	116.11	69.67
	Coal price	\$/ton	69.00	86.25	51.75
	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
ICL	Oil price	Naphtha \$/bbl	54.90	68.63	41.18
		Diesel \$/bbl	147.65	184.56	110.74
	Coal price	\$/ton	69.00	86.25	51.75
	Net electricity	\$/MW	55.00	68.75	41.25
	Capital cost	\$1000	4,942,976	6,178,720	3,707,232

경우 IRR은 12.68%, NPV는 \$1,138,621,157, 원금회수기간은 6.8년으로 두 공정 모두 상당히 높은 수익률을 가지는 것으로 나타났다. 이는 2008년 상반기를 기준으로한 수익률[5]에 비해 2배 이상의 수익률로서, 2008년 상반기 대비, 액화유 판매가격은 감소하여 총 매출액은 감소하였지만 원료석탄가의 비정상적인 급등이 안정화되어 높은 수익률을 나타낸 것으로 판단된다. 또한 직간접석탄액화 촉매의 개발과 수소의 원활한 공급을 위한 직간접액화의 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. 민감도 분석

4-1. 공정별 민감도 분석

직간접석탄액화 공정의 경제성에 큰 영향을 줄 수 있는 요소로는 액화연료유 및 LPG 잉여전기의 판매가격, 원료석탄의 구입가격, 촉매 및 화학약품의 구입가격, 투자비 등이다. 이와 같은 항목들의 민감도 분석(sensitivity analysis)을 위하여 각각 현재가격의 ±25%의 변동비를 주어 IRR, NPV 및 원금회수기간을 계산하였다. Table 11은 현재가격의 ±25%의 변동비를 적용한 각 항목별 단가를 나타낸 것이다. 또한 각 항목별 IRR, NPV 및 원금회수기간은 Table 12, 13에 나타내었으며, 각 항목별 민감도 비교를 위해 각 공정별 IRR의 변동을 Fig. 3과 4에 도시하였다.

DCL의 경우 Table 12에서와 같이 액화연료유의 판매가격이

Table 12. Sensitive analyses of DCL

	IRR(%)	NPV(\$)	Payback period	
Base	13.27	1,132,336,201	6.6	
Oil price	+25%	18.41	3,215,142,800	4.5
	-25%	6.06	-1,234,182,575	13.4
LPG price	+25%	13.49	1,217,973,212	6.5
	-25%	13.02	1,041,774,791	6.7
Feed coal price	+25%	12.45	842,416,789	7.1
	-25%	14.00	1,436,738,809	6.3
Catalyst & Chemicals cost	+25%	11.98	672,023,920	7.3
	-25%	14.18	1,504,071,993	6.2
Capital cost	+25%	10.42	175,927,671	8.5
	-25%	17.06	1,985,653,936	4.9

Table 13. Sensitive analyses of ICL

		IRR(%)	NPV(\$)	Payback period
Base		12.68	1,138,621,157	6.8
Oil price	+25%	16.57	3,033,926,855	6.1
	-25%	7.11	-1,141,346,467	11.1
Electricity price	+25%	12.87	1,219,901,758	6.7
	-25%	12.58	1,092,070,594	6.8
Feed coal price	+25%	11.43	606,342,452	7.9
	-25%	13.58	1,581,085,611	6.5
Capital cost	+25%	9.83	-86,132,522	9.1
	-25%	17.36	2,465,517,495	4.6

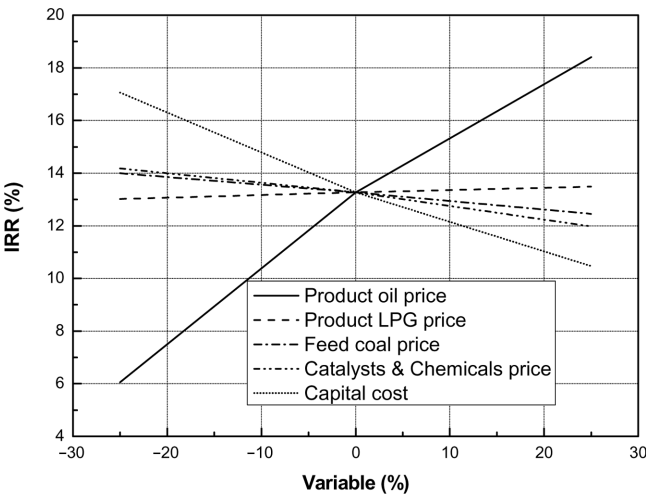


Fig. 3. Sensitive analyses of DCL process.

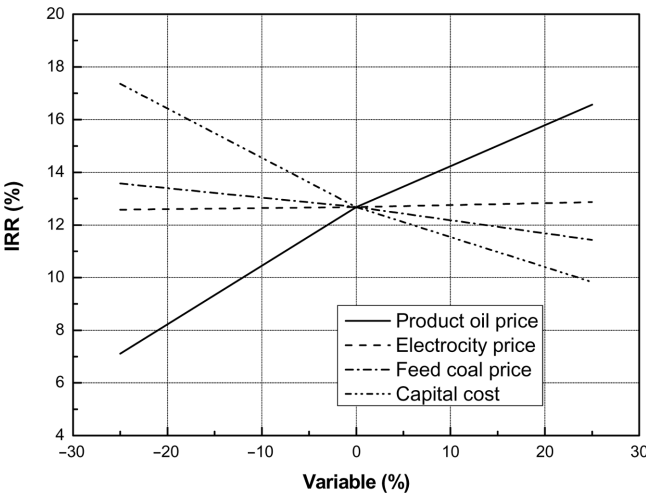


Fig. 4. Sensitive analyses of ICL process.

+25%인 경우에는 IRR, NPV 및 원금회수기간이 각각 18.41%, \$3,215,142,800, 4.5년으로 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. 총 투자비가 25% 상승했을 경우, 원금회수기간은 약 1.3배 정도 늘어났으며 IRR은 10.42%로 나타나 액화연료유 판매가에 이어 두 번째로 민감한 변수로 나타났다. 다른 항목의 민감도 분

석 결과, 각각 액화연료유 판매가, 투자비, 원료석탄, 촉매 및 화공약품의 구입가격의 순으로 민감도가 큰 것으로 나타났다. 따라서 안정된 원자재가격과 환율의 안정 그리고 액화유가격의 가격유지가 본 플랜트의 채산성을 극대화시킬 수 있는 조건으로 판단된다.

ICL의 경우, DCL의 경우와 같이 액화연료유의 판매가격이 가장 민감한 것으로 나타났다(연료유 가격 25% 상승시: IRR 16.57%, NPV \$3,033,926,855, 원금회수기간 6.1년). 잉여전기는 DCL의 LPG와 같은 이유로 민감도는 낮게 나타났다. 또한 두 경우 모두 원료석탄의 원가의 민감도는 수입원가가 안정화되어 2008년 상반기에 비해 민감도가 감소하였음을 알 수 있었다.

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.

4-2. DCL/ICL 공정의 경제성 비교

앞선 결과를 바탕으로 DCL/ICL 공정의 경제성을 비교 평가하였다. DCL 공정의 경우 원료 석탄 중 약 32% 정도를 가스화기로 보내 H₂를 생산하는데 사용하게 된다. 약 50,000 BPL의 DCL 및 ICL 공정에서 소비되는 원료석탄은 1.0:1.5의 비율로 ICL의 경우가 좀 더 높다. 따라서 두 공정의 열효율은 DCL 60%, ICL 33~36%로 DCL이 24~27% 높게 나타난다. 생산되는 액화연료유의 경우 DCL은 디젤의 생산량이 높게 나타났고 ICL의 경우 디젤과 납사가 비슷한 비율로 생산되는 것으로 나타났다. DCL과 ICL에서 생산되는 제품의 품질은 디젤의 경우 유황, N, 방향물질이 제거된 고품질의 제품이 생산되고, 납사의 경우 ICL에서 생산되는 납사가 DCL의 납사제품보다 저품질로 나타났다. 또한 DCL의 경우 추가로 LPG를 생산할 수 있어 추가적인 수익이 발생한다.

전력사용면에 있어서 DCL은 순수한 소비 공정이며, ICL의 경우 잉여전력이 생산되어 전력 판매의 부수입이 일어난다. 따라서 DCL과 ICL의 hybrid 공정의 경우 ICL에서 생산된 전력을 DCL에서 사용하여 원가절감의 효과를 이룰 수 있다.

최근의 중국 및 미국 등에 건설 중이거나 계획 중인 CTL 공정의 총 투자비용은 ICL이 DCL보다 약 22~29% 높은 투자비용을 가지는 것으로 평가되고 있다. 본 연구에서도 직간접석탄액화 공정별 투자비율이 DCL:ICL=1.0:1.25로 나타나 국외의 다른 CTL 공정과 같은 결과를 보이고 있다. 이러한 ICL 공정의 총 투자비의 상승원인은 DCL에 비해 가스화 설비, 전력설비 등의 추가로 인한 것이며, 이와 같은 투자비 상승으로 인해 IRR(DCL:13.27%, ICL:12.68%)과 원금상환기간(DCL:6.6년, ICL:6.8년)이 DCL에 비해 저조하게 나타났다.

5. 결 론

직간접석탄액화 공정의 경제성을 분석하기 위하여 주요 제품 생산량이 50,000 BPD의 석탄액화공정을 선정하여 공정에 적합한 검토기준을 세워 비용 및 매출액등을 산정하였다. 또한 민감도 분석을 실시하여 석탄액화공정에 대한 주요 변수들의 가격 변동에 의한 경제성을 분석하였다.

각 공정별 투자비율은 DCL:ICL=1.0:1.25로 나타났으며, 내부수

익률의 경우, 기본조건에서 각각 DCL 13.27%, ICL 12.68%로 나타났다. 원금상환기간의 경우 ICL이 0.2년 더 소요되는 것으로 분석되었다. 각 항목별 민감도 분석 결과, 원료석탄 가격과 생산 제품 판매가에 가장 크게 영향을 받는 것으로 나타났으며, 총 사업비, 원료석탄가격 등의 순으로 민감도가 큰 것으로 나타났다. 이와 같은 분석결과를 종합해 보면, 본 직간접석탄액화 플랜트의 채산성은 안정된 원자재가격과 환율의 안정 그리고 액화유 판매가격이 유지될 때 극대화되는 것으로 판단되었다.

감 사

본 논문은 한국에너지기술연구원의 연구비지원에 의하여 연구되었으며 이에 감사드립니다.

참고문헌

1. U. S. DOE, Energy Information Administration, "Annual Energy Outlook 2007 with Projections to 2030;" (2007) (<http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/coal.html>).
2. Japan, New Energy and Industrial Technology Development Organization, "Clean Coal Technologies in Japan;" (<http://www.nedo.go.jp/sekitan/cct/>).
3. Schindler, H. D., "Coal Liquefaction. A Research Needs Assessment Technical Background;" DOE/Er-0400, vol. II(1989).
4. Coal Research Establishment, Annual Report, p. 281(1987/1988).
5. Park, J. W., Park, C. H., Kim, H. J., Jung, H. and Han, C., "Trends of Direct/Indirect Coal Liquefaction Technologies;" *Korean Chem. Eng. Res.*, **46**(2), 248-257(2008).
6. Gulf professional publishing, "Conceptual Cost Estimating Manual 2nd Edition;" (1996).
7. Comolli, A. G., "Direct Liquefaction Proof of Concept Program;" Hydrocarbon Technologies inc.(1996).
8. Schindler, H. D., Chen, J. M. and Potts, J. D., "Integrated Two Stage Liquefaction;" Final Technical Report DOE Contract DEAC22-79ET14804, June(1983).
9. Headwaters energy services, "Coal-to-liquid Technology Options;" June 10(2007).
10. Steynberg, A., "Overview of Sasol CTL Technologies & Recent Activities;" The Montana Symposium Energy Future of the West (2005).
11. DOE/NETL, "Baseline Technical and Economic Assessment of a Commercial Scale Fischer-Tropsch Liquids Facility;" (2007).
12. Park, J. W., Kweon, Y. J., Kim, H. J., Jung, H. and Han, C., "Economic Evaluations of Direct Coal Liquefaction Processes;" *Korean Chem. Eng. Res.*, **47**(1), 127-132(2009).