

석유수요의 輕質化와 시설 고도화



許東秀
(湖南精油 부사장)

I. 머리말

두번에 걸친 석유위기는 우리나라 에너지 수요구조와 석유제품 수요구조에 많은 변화를 가져왔다. 전반적으로 총에너지 중 石油가 차지하는 비중이 점차 줄어드는 가운데 輕質제품과 重質제품의 수급불균형 문제가 야기되게 되었다. 이러한 시점에서 정부나 정유업계 및 관련기관이 함께 석유수요구조의 변화와 대응방안에 대하여 논의하는 것은 매우 시기 적절한 일로 생각된다.

여기서는 석유수요 경질화와 그의 대응방안 중 특히 정유시설 고도화와 관련된 문제들을 살펴보고 몇가지 제언을 하고자 한다.

1. 韓國의 정유산업이 당면한 문제점

제2차 석유위기 이후 정부의 강력한 脫石油정책은 석유제품 수요의 균형적 감소보다는 주로 發電 및 산업부문에서 B-C油의 대체를 강력히 촉진하는 脫B-C油 정책 쪽으로 추진됨으로써 LPG, 휘발유, 경유등의 소비는 늘고 있는 반면, B-C油의 소비는 급격히 줄어드는 등 석유제품 수요의 輕質化 현상과 이로 인한 석유제품 수급의 불균형을 야기시켰다.

그 결과 1981년에는 重質제품과 輕質제품의 구성비가 52대48이던 것이 1986년에는 34대66으로 역전되었고, 1991년에는 29대71까지 벌어질 전망이다.

또한 환경오염과 공해문제에 대한 대응책으로 정부는 종전 4.0%이던 B-C油의 유향 함량을 점차적으로 1.0%까지 낮추도록 하고 그 사용의무를 확대해 나가고 있다.

이러한 상황은 정유사로 하여금 막대한 시설비가 소요

〈表 - 1〉 석유제품 소비구조의 輕質化 추이

(單位：百萬배럴, %)

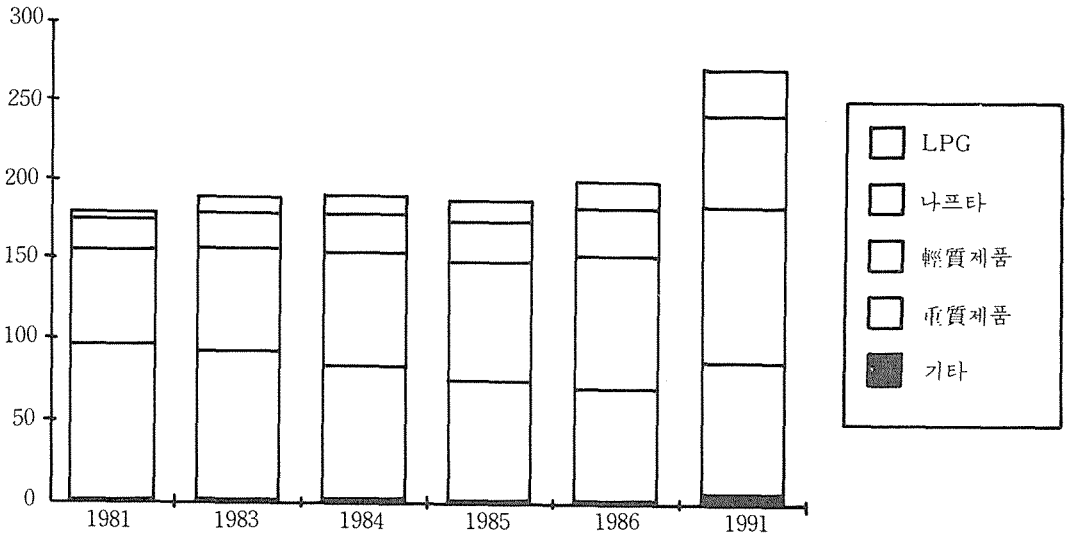
	1981	1983	1984	1985	1986	1991	1981-1991 (증감률, %)
L P G	5.0(2.8)	9.9(5.2)	12.2(6.4)	14.2(7.5)	17.6(8.8)	29.7(11.0)	19.5
나 프 타	20.6(11.4)	22.9(12.1)	25.1(13.1)	26.2(13.8)	29.7(14.8)	56.7(20.9)	~10.7
輕質製品	57.9(32.1)	63.8(33.7)	70.0(36.6)	73.6(38.9)	82.1(40.9)	99.1(36.5)	5.5
重質製品	94.4(52.4)	89.8(47.4)	80.4(42.1)	71.8(38.0)	67.9(33.8)	78.7(29.0)	-1.8
기 타	2.2(1.2)	2.9(1.6)	3.4(1.8)	3.3(1.7)	3.3(1.7)	7.0(2.6)	12.3
計	180.1(100)	189.3(100)	191.1(100)	189.2(100)	200.6(100)	271.2(100)	4.2

註：기타제품은 솔벤트, 아스팔트 등을 말함.

〈資料〉 1981-1986, 한국석유개발공사 “석유류소비실적”
1991, 에너지경제연구원 “한국의 에너지미래”(1987. 8)

〈그림 - 1〉 석유제품별 소비추이

(백만배럴)



〈表 - 2〉 B-C油의 低硫黃化 추이

(단위：%)

	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1991
저유황 B-C油	5	26	33	39	47	54	54
고유황 B-C油	95	74	67	61	53	46	46
計	100	100	100	100	100	100	100

註：湖南精油 자체통계 및 예측

되는 施設高度化 즉 중질유분해시설 및 탈황시설에 대한 투자문제에 직면케 하였고, 이는 현재 국내정유산업이 당면한 중요한 문제점 중의 하나로 대두되었다.

2. 國內의 重質油 분해시설 현황 및 정부의 추진방안

우리나라의 重質油 분해시설은 1985년 3월 가동을 개

〈表-3〉 韓國의 重質油분해시설 현황

	시 설 내 역	제 품 수 율	투 자 비	가동연도
湖 南 精 油	비스브레이커 : 33,000B/D	가 스 : 8.3% 나 프 타 : 4.4% 경 유 : 15.2% B-C 油 : 72.1%	2,200만달러	1985
極 東 石 油	감압증류시설 : 34,000B/D 수첨분해시설 : 22,000B/D 딜레이드코오카 : 19,000B/D 수소제조시설 : 54백만입방피트 / 일	L P G : 7.5% 나 프 타 : 18.8% 등 유 : 15.8% 경 유 : 53.8% B-C 油 : 0.0% 코오크스 : 1,100톤 / 일	3.36억달러	1988 (예정)

시한 湖南精油의 비스브레이커가 그 효시였으며, 현재로서도 유일한 시설이다.

湖南精油의 비스브레이커는 중질연료인 상압잔사유와 감압잔사유 등 고점도의 중질유를 하루 33,000배럴을 열분해하여 이중 약 30%를 경질유분으로 회수하고 잔사유도 점도를 저하시키는 공정으로 주요내용은 〈표-3〉과 같다.

이후 瑞山에 건설중인 極東石油가 하루 34,000배럴의 본격적인 重質油 분해시설 설치에 착수하여 1988년중 가동예정으로 있다.

정부는 1987년 3월 「重質油분해 및 脫黃시설 설치추진」 방안을 수립 각 정유사에 통보하였다.

이에 따르면 중질유 분해시설 기준으로 1987~1989년에 1차로 油公과 京仁에너지가 각각 하루 3만배럴과 1만배럴, 1989~1991년에 2차로 雙龍精油가 하루 1만배럴, 마지막으로 1991~1993년에 湖南精油가 하루 3만배럴규모로 설치를 완료하여 極東石油가 서산에 건설중인 하루 34,000배럴규모의 시설과 더불어 1993년까지는 국내정유 5사 모두가 총 14만7천B/D규모의 분해설비를 갖추게 되며, 탈황시설도 같은 기간동안 총 10만B/D규모의 설비를 갖추는 것으로 되어있다.

그러나 정부의 이러한 방안은 세계 原油시장 동향 및 석유류 제품 수급전망 등 제요인에 따라 투자의 타당성 및 경제성이 크게 좌우되는 바 궁극적으로는 중질유 분해시설 투자를 해야 한다고 보았을 때 과연 어느 시기가 최적투자 기회인지 다각도로 면밀히 따져보아야 할

것으로 생각된다.

〈表-4〉 정부의 重質油분해 및 脫黃시설 설치추진계획

	시 설 내 역	건설기간	투자소요 (억원)
油 公	분해시설 3만B/D 탈황시설 3만B/D	1987-1989	3,600
京 仁 에 너 지	분해시설 1만B/D 탈황시설 2만B/D	1987-1989	2,230
雙 龍 精 油	분해시설 1만B/D 탈황시설 2만B/D	1989-1991	2,230
湖 南 精 油	분해시설 3만B/D 탈황시설 3만B/D	1991-1993	3,600
計	분해시설 8만B/D 탈황시설 10만B/D	1987-1993	11,660

II. 施設高度化의 필요성

1. 개 요

重質油 분해시설의 설치에 대한 필요성은 原油의 重質化 및 석유제품 수요의 輕質化에서 그 근원적인 원인을 찾을 수 있다. 이러한 현상은 비단 우리나라 뿐만 아니고 전세계적인 현상으로서 80년대초에 이미 주요 석유제품 소비국들이 경질제품과 중질제품 수급 불균형에 대처하기 위해 앞다투어 이에 대한 투자를 한 바 있으며, 현

재는 설비 과잉으로 주춤해진 상태에 있다.

본고는 우선 우리나라의 輕質제품 및 重質제품의 수급 불균형에 대해 언급하고 해외시장 동향에 대해서 고찰하고자 한다.

2. 輕質제품의 수요증가 및 정부의 脫石油 정책

국내의 석유제품 수요구조는 앞서 「韓國의 정유산업이 당면한 문제점」에서 언급된 바와같이, 제품간의 균형적인 수요 보다는 상대적으로 경질제품의 수요가 증가하고 중질제품의 수요가 둔화 내지 감소되는 불균형적 현상으로 나타날 것으로 전망되고 있다.

1981년에서 1991년까지의 석유제품 소비실적 및 전망 (<표-1> 참조)에 의하면 LPG, 나프타, 경질제품의 수요

증가가 각각 19.5%, 10.7%, 5.5%로 증가되는 반면, 중질제품의 수요증가는 오히려 1.8% 감소하는 것으로 나타났다.

이러한 불균형적 수요구조는 정부의 脫石油정책과 깊은 연관성을 가진다. 1.2차 석유위기를 겪으면서 정부는 강력한 탈석유정책을 펴 그 결과 총에너지중 石油의존도는 1975년도의 57%에서 1991년도에는 46%, 2010년도에는 43%까지 감소할 것으로 전망된다.

그러나 정부의 강력한 脫石油정책도, 경질제품의 수요가 주로 他에너지원에 의한 대체가 어려운 수송부문과 가정·상업부문에 집중되어 있기 때문에, 주로 산업 및 발전부문에서 시행될 수밖에 없었고, 그 결과 석유제품간의 균형적인 감소보다는 B-C油를 중심으로 한 중질제품의 수요를 타에너지원으로 급속히 대체하는 脫B-C油

(表 - 5) 에너지源別 수요

(단위 : T·TOE, %)

	1975	1980	1986	1991	2001	2010	1987-2010 연증가율, %
石油	15,638 (56.8)	26,830 (61.1)	28,498 (46.7)	38,137 (46.5)	57,917 (47.0)	70,800 (42.7)	3.9
유연탄	519 (1.9)	3,321 (7.6)	10,092 (16.5)	13,304 (16.2)	33,744 (27.3)	51,496 (31.0)	7.0
무연탄	7,556 (27.4)	9,878 (22.5)	12,842 (21.1)	12,771 (15.6)	7,503 (6.1)	5,093 (3.1)	- 3.8
신·재생에너지등	3,420 (12.4)	2,517 (5.7)	1,480 (2.4)	1,550 (1.9)	1,567 (1.3)	2,675 (1.6)	2.5
L N G	-	-	69 (0.1)	2,562 (3.1)	2,600 (2.1)	6,500 (3.9)	20.9
원자력	-	869 (2.0)	7,078 (11.6)	12,509 (15.2)	18,422 (14.9)	27,292 (16.4)	5.8
수력	421 (1.5)	496 (1.1)	1,005 (1.6)	1,190 (1.5)	1,629 (1.3)	2,176 (1.3)	3.3
計	27,553 (100)	43,911 (100)	61,065 (100)	82,022 (100)	123,382 (100)	166,033 (100)	4.3

<資料> 에너지경제연구원 「한국의 에너지미래」(1987. 8)

(表 - 6) 발전원별 發電연료 소비량

(단위 : T·TOE)

	1975	1978	1982	1984	1986	1991	2010
石油	4,313 (85.4)	7,063 (84.4)	8,024 (78.8)	6,025 (47.3)	3,218 (20.4)	3,010 (12.9)	1,221 (1.9)
石炭	315 (6.2)	269 (3.2)	720 (7.1)	3,162 (24.8)	4,445 (28.1)	4,577 (19.7)	34,291 (52.1)
원자력	-	581 (6.9)	944 (9.3)	2,948 (23.2)	7,078 (44.8)	12,509 (53.7)	27,292 (41.5)
수력	421 (8.4)	452 (5.5)	501 (4.9)	600 (4.7)	1,005 (6.4)	1,190 (5.1)	2,176 (3.3)
L N G	-	-	-	-	59 (0.4)	2,006 (8.6)	789 (1.2)
計	5,049 (100)	8,365 (100)	10,189 (100)	12,735 (100)	15,805 (100)	23,292 (100)	65,769 (100)

<資料> 동력자원부, 에너지경제연구원 「에너지 통계연보」(1987)

에너지경제연구원 「한국의 에너지미래」(1987. 8)

정책이 될 수 밖에 없었다.

또한 경제성장에 따른 수송물동량의 증가와 국민소득 수준의 향상에 따른 고급화에 힘입어 정질제품의 수요는 계속 증가할 것으로 예상되어 석유제품수요의 경질화 현상과 그에 따른 제품간 수급 불균형은 더욱 커질 전망이다.

脫B-C油 정책은 주로 公企業인 韓電의 발전연료 전환을 중심으로 이루어졌는데, 발전원별 구성비를 보면, 1970년대 중반까지는 주로 석유발전에 의존하였으나, 1978년에 원자력발전, 1983년에 유연탄 발전이 시작되면서 석유발전 비중은 크게 감소하여 석유발전 비중이 1986년에 20.4%이던 것이 1991년에는 12.9%로, 2010년에는 1.9%까지 떨어질 전망이다.

發電부분에서의 脫B-C油정책은 두 차례의 석유위기로 인한 原油확보에 대한 불안과 석유가격의 상대적 인고가 현상으로 80년대 초반부터 매우 급속히 추진되었는데, 현재는 원유가의 급격한 하락과 공급자중심시장에서 구매자중심시장으로 석유시장 구조가 바뀌는 등 정부의 탈석유 정책이 시작되던 당시의 예상과는 현격히 다른 양상을 보이고 있고, 이러한 현상이 단기적인 불안요인에도 불구하고 당분간은 계속될 것으로 전망되므로 정부의 脫B-C油 정책은 주변환경 변화에 맞추어 탄력적으로 운용되어야 할 필요가 있다.

또한 에너지원별 發電연료의 경제성 분석에 있어서 연료비(직접비) 자체도 국가경제적인 차원에서 정부부분비용(기금, 관세등)을 제외한 국제시장가격(순의화비용)으로 공정히 비교되어야 함은 물론, 석탄 또는 원자력 발전시, 석탄수입에 따르는 기지건설과 공해처리를 위한 환경비

용 및 원자력발전소의 폐기비용 등이 적절히 비용화되어 고려되어야 공익 사업으로서의 타당한 투자분석이 될 것이다.

석유제품수요의 輕質化와 原油의 重質化라는 관점에서 볼 때 정유시설고도화 즉 중질유분해시설의 필요성은 인정되나, 이는 국내의 석유수급전망, 선진국 중질유분해시설 현황 및 투자계획중 경질원유의 국제가격 구조변화, 공급원유의 성상변화, 산유국의 석유정책방향 등을 면밀히 분석한 후 결정되어야 할 것이다.

그리고 석유제품은 연산품인 관계로 輕質제품의 수요 증가에 맞추기 위하여는 추가의 원유를 정제하여야 하고, 이 경우 다량의 B-C油가 잉여제품으로 남게되어 상당한 저가로 수출될 수 밖에 없거나, 이를 해소하기 위하여 투입原油의 경질화 및 중질분해설비 설치에 막대한 비용이 투입되어야 된다는 점 등을 고려할 때 B-C油소비의 급격한 타에너지원으로의 대체는 국가경제 및 종합에너지 정책면에서 재고되어야 하겠고, 동시에 정유산업이 주변환경 변화에 스스로 대응할 수 있는 충분한 시간적, 경제적 배려가 요망된다.

3. 세계 原油性狀의 변화추이 및 重質油분해설비 현황

석유제품수요는 점차 경질화되는데 반하여 향후 세계 원유성상은 점차 중질화할 것으로 전망되고 있는바, 원유의 비중을 나타내는 API를 볼 때 70년대말에 자유세계평균으로 33.70(아라비안 라이트 수준)이던 것이 80년대 중반에는 32.92로 0.78 감소하였고 1990년에는 32.22(아라비안 미디움 수준)로 전망되고 같은기간 동안 유

〈表 - 7〉 原油가격 전망

(單位: \$/B)

전망기관	유종별	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
DRI	세계평균	27.58	14.48	17.23	18.05	18.96	—	—	—
WEFA	OPEC평균수출가(FOB)	28.09	13.81	15.72	17.23	18.74	21.23	23.72	25.62
	WTI현물가	28.00	15.18	17.00	18.50	20.00	22.00	25.00	26.88

〈資料〉 Data Resources, Inc., International Oil Bulletin, 1987. Spring

Wharton Econometric Forecasting Associates, World Economic Outlook, 1986. 12

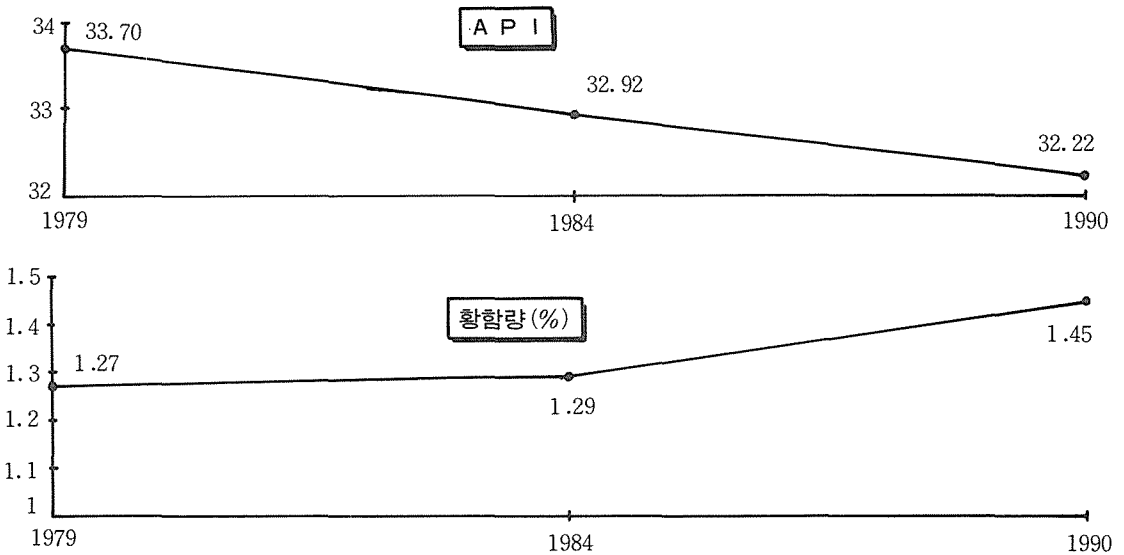
황함량도 1.27%에서 1.45%로 증가하여 원유는 점차 중질·고유황화 될 것으로 전망된다.

原油의 重質化 현상은 단순 정제 설비만으로는 늘어나는 輕質제품수요를 충족시키는데 한계가 있을 것이라는 점을 부각시켰고, 이에 따라 重質油분해시설의 필요성이 자연스럽게 대두되었다.

실제로 경질원유와 중질원유의 가격차가 확대되고, 또한 제품에서도 가격차가 확대되었던 80년대 초까지 전체적으로 분해시설에 대한 투자분이 조성되었다.

이 결과 해외 정유업체의 重質油분해능력은 과잉으로 돌아서서 경질제품과 중질제품의 가격차이가 기대보다 작아지고, 가격이 저렴한 중질원유로 수요가 이동함에

〈그림 - 2〉 세계 原油性狀의 추이 및 전망



〈資料〉 〈表-9〉와 같음

〈表 - 8〉 전세계 확인매장原油의 성상별 구성비

(單位: 십억배럴, %)

	확인매장량	重 質			輕 質 ¹⁾		
		고 유 황	저 유 황 ²⁾	計	고 유 황	저 유 황	計
아시아·태평양	19 (3.2)	9(47.4)	2(10.5)	11 (57.9)	—	8(42.1)	8(42.1)
유럽	24 (4.1)	—	—	—	—	24 (100)	24 (100)
中 東	369 (62.3)	319(86.4)	—	319(86.4)	50(13.6)	—	50(13.6)
아 프 리 카	58 (9.8)	3 (5.2)	—	3 (5.2)	2 (3.4)	53(91.4)	55(94.8)
중 남 미	78 (13.2)	78 (100)	—	78 (100)	—	—	—
北 美	44 (7.4)	20(45.5)	—	20(45.5)	1 (2.3)	23(52.2)	24(54.5)
世 界 計 (공산권제외)	592 (100)	429(72.5)	2 (0.3)	431 (72.8)	53 (9.0)	108(18.2)	161 (27.2)

註: 1) API도 33 이상

2) 황함량 0.5% 이하

〈資料〉 “Economic and Technical Analysis of Options and Strategies Facing the Korean Refining Industry”, East-West Center, 1984. 12

〈表-9〉 생산국별 原油性狀 추이 및 전망

	1979		1984		1990	
	A P I	유황함량(%)	A P I	유황함량(%)	A P I	유황함량(%)
非OPEC						
美 國	33.90	0.77	33.00	0.81	31.40	0.92
알 레 스 카	27.50	0.96	26.30	1.02	25.80	1.15
캐 나 다	37.90	0.56	37.90	0.56	37.90	0.56
멕 시 코	33.00	1.70	27.18	2.52	27.18	2.52
英 國	37.40	0.49	36.61	0.48	36.61	0.48
노 르 웨 이	37.40	0.49	41.22	0.21	41.21	0.21
이 집 트	—	—	32.50	1.44	32.50	1.44
기 타	33.40	1.51	34.65	1.51	34.65	1.51
小 計	33.90	1.02	33.70	1.16	32.11	1.30
OPEC						
이 란	32.20	1.50	32.14	1.50	32.14	1.50
이 라 크	35.20	2.02	33.90	2.08	30.76	2.53
사우디아라비아	32.40	1.97	32.28	2.06	32.15	2.08
중 럽 지 역	28.20	2.80	28.70	2.88	28.70	2.88
쿠 웨 이 트	31.30	2.50	31.20	2.50	31.20	2.50
U A E	38.00	1.08	36.88	1.28	36.88	1.28
카 타 르	38.20	1.40	38.93	1.40	38.93	1.40
베 네 수 엘 라	25.40	1.73	23.03	1.78	22.06	1.86
나 이 지 리 아	34.20	0.20	34.90	0.15	34.91	0.15
리 비 아	38.60	0.40	37.70	0.31	37.70	0.31
알 제 리	43.50	0.10	43.95	0.10	43.95	0.10
인 도 네 시 아	35.80	0.10	36.70	0.14	36.70	0.14
가 봉	30.50	1.00	29.60	1.26	29.60	1.26
에 파 도 르	30.40	0.87	30.40	0.87	30.40	0.87
小 計	33.50	1.43	32.95	1.44	32.32	1.59
합 計	33.70	1.27	32.92	1.29	32.22	1.45

〈資料〉 일본석유연맹(석유협회보 1986. 6월호에서 재인용)

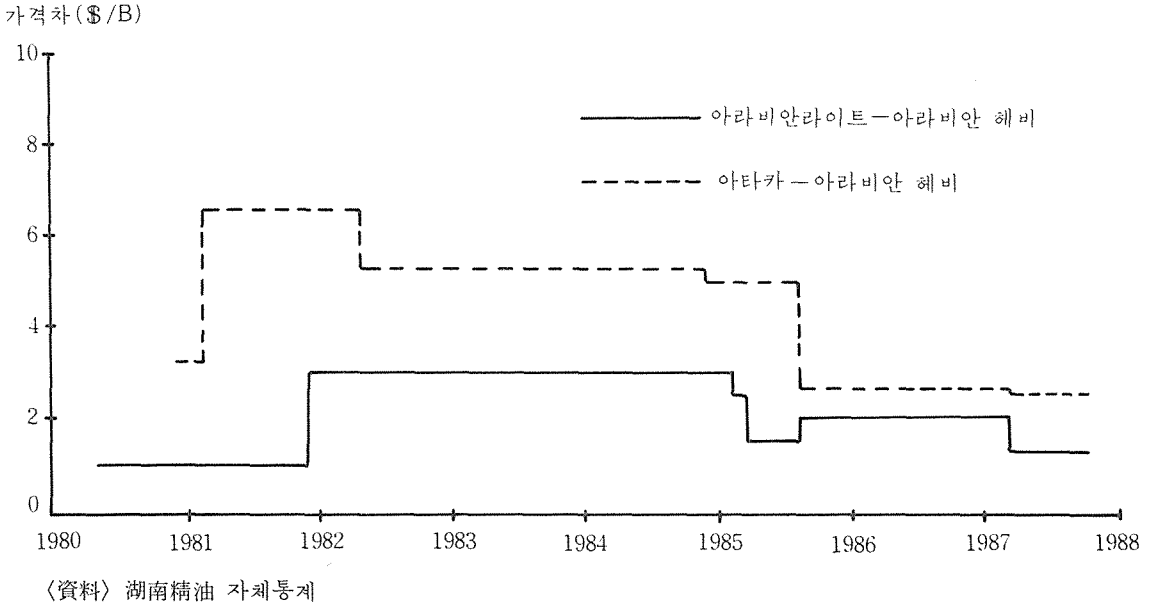
〈表-10〉 輕油와 B-C油의 가격차 추세

(單位: \$ / B)

	80. 1	84. 1	85. 1	87. 10
로테르담 기준	19.73	7.50	2.93	7.06
美國 걸프지역 기준	13.25	8.60	3.05	6.99
싱가포르 기준	26.31	5.75	5.95	6.67

〈資料〉 1980-1985 Petroleum Intelligence Weekly (1985. 1)
EUROPEAN MARKET SCAN(1987. 10. 9)
RIM PRODUCTS INTELLIGENCE DAILY(1987. 10. 16)

〈그림-3〉 輕/重質 원유간 가격차의 변화



따라 예상했던 경질원유의 부족현상도 일어나지 않고 경질원유와 중질원유의 가격차도 축소되어 중질유분해시설의 경제성이 점차 악화되게 되었다. 〈그림-3〉에서 보는 바와같이, 중·경질원유가격 차이는 80년대초의 배럴당 7달러 정도에서 점차 줄어서 현재는 2\$/B 내외까지 줄어들었고 경유와 B-C油의 제품가격차이도 〈표-10〉에서 보듯이 80년대 초의 20\$/B 내외에서 현재는 7\$/B 내외로 줄어들었으며, 이러한 상황은 당분간 지속될 전망이다.

이와같이 중질유분해시설의 과잉과 채산성 악화로 인하여 日本 등 선진제국에서는 새로운 정제시설 고도화 계획을 수정하고 있다는 점을 깊이 생각하여 볼 필요가 있다.

1986년말 현재 共産圏을 제외한 전세계의 輕質油분해시설은 열분해 490만B/D, 접촉분해 940만B/D, 그리고 수소화분해 190만B/D로서 총 분해설비용량은 1,620만B/D로 설비용량만으로 볼 때 총상업증류용량의 29.7%에 달하고 있다.

아래표는 지역별 상업증류 및 분해시설을 요약한 것이다.

〈表-11〉 지역별 상업증류 및 분해시설현황 (1986년 12월말 현재)

(單位: 千BPCD)

	상업증류	분해설비			
		열분해	접촉분해	수소화분해	분해설비합
• 아시아·태평양	10,400	471	869	196	1,536
• 유럽	13,929	1,620	1,547	252	3,419
• 中 東	3,929	237	108	387	732
• 아프리카	2,524	83	131	34	248
• 중남미	6,917	579	1,122	42	1,743
• 北 美	17,018	1,924	5,604	1,027	8,555
• 공산권	17,610	N/A	N/A	N/A	N/A
세 계 합	72,261	4,914	9,381	1,938	16,233

〈資料〉 Oil & Gas Journal(Dec. 31, 1986)에서 요약 정리

한편 가동률에 있어 과거의 추이를 살펴보면, 1981년에 83.5%이던 것이 80년대 중반에 들어 75% 전후로 저하되어 나타났다.

4. 重質油분해시설 개요

重質油(HEAVY OIL)란 좁은 의미로는 原油 정제시 나오는 잔사유 중 점도와 유황, 금속(니켈과 바나듐 등) 및 아스팔텐 함량이 너무 높고 비점(BOILING POINT)도 높은 등 성상이 불량하여 그대로는 제품으로 판매될 수 없는 것들을 말하며, 넓은 의미로는 시판되는 重油까지

포함하여 상압잔사유부터 그 이하의 모든 제품을 의미한다.

重質油를 촉매, 수소, 열 등을 이용하여 高附加가치의 경질유로 전환시키는 것을 중질유분해라고 하며, 중질유분해기술에는 수소를 사용하여 분해하는 기술(수소화분해 또는 수첨분해, HYDROCRACKING-현재 極東石油에

〈表-12〉 重質油분해시설의 종류 및 특징

	工 程 의 특 성	소요자금*	重質油분해비용, 달러 / 원로 1 배럴	건설기간
1) HYDROCRACKING	1) 수소를 첨가하여 중질유를 고온 고압에서 촉매 존재하에 경질유로 전환하는 공정으로 운전조건의 변화에 따라 다양한 제품생산이 가능하다. 2) 경유생산을 주목적으로 하는 경우 가장 좋은 공정이다. 3) 생산되는 등유, 경유는 저유황의 고품질제품이나 다량의 수소가 필요하고 투자비가 비싸다.	255 백만달러	운전비용 : 6.1 감가상각비 : 2.7 ----- 計 : 8.8	2년
2) FLUID CATALYTIC CRACKING (FCC)	1) 고온, 촉매에 의한 열분해 공정으로 중질유를 특히 휘발유와 같은 경질유로 전환하는 공정이며 휘발유가 주종을 이루는 미국에서 대부분 채택되고 있다. 2) 생산되는 경유의 세탄가가 매우 낮아서 별도의 후처리가 필요하다.	120 백만달러	운전비용 : 2.5 감가상각비 : 1.3 ----- 計 : 3.8	2년
3) VISBREAKING	1) 고점도 중질유를 열분해함으로써 점도를 낮추는 공정으로 약 30%의 전환이 이루어짐. 2) 투자비 및 운전비용이 싸고 촉매를 사용치 않아 어떤 원료유도 처리가 용이하나 경질제품수율이 낮고 생산되는 경질유의 안정성이 떨어짐.	45 백만달러	운전비용 : 0.6 감가상각비 : 0.5 ----- 計 : 1.1	1년 6개월
4) COKING	1) 아스팔트유를 고온에서 장시간 열분해하여 경질유분과 코크를 생산하는 공정 2) 생산되는 경질유의 안정성이 떨어지며 부생되는 코크의 처분방법이 확보되어야 함.	75 백만달러	운전비용 : 0.9 감가상각비 : 0.8 ----- 計 : 1.7	1년 6개월

〈註〉 1) 투입원료 30,000B/D, 1986 US GULF COAST 기준
2) HYDROCRACKER는 수소제조시설 포함.

서 건설중)과 수소를 사용치 않고 촉매에 의한 분해(접촉분해, CATALYTIC CRACKING-FCC등)와 열에 의한 분해(열분해, THERMAL CRACKING-湖油의 VISBREAKER나 極東石油가 건설중인 COKER등) 등이 있다.

Ⅲ. 最適 투자시기에 대한 고려

1. 최적 투자시기 선택에 영향을 주는 제요소

국내의 重質油 분해시설의 설치시기에 영향을 미치는 요소들은 여러형태로 나타날 것이다.

輕質원유와 重質원유의 가격 차이와 경질제품과 중질제품간의 가격차이 그리고 경질원유 및 제품수입에 있어서의 물리적 한계 등이 바로 그러한 요소로서 열거될 수 있다.

이하에서는 이와 같은 요소들에 의한 분해설비 투자시기의 결정에 관한 문제들을 다루어 보기로 한다.

먼저 輕質원유와 重質원유의 가격차 면에서 볼 때는 최소한 배럴당 6~8달러 이상은 유지되어야 하나, (그림-3)에서 보는 바와같이, 현재 배럴당 2달러 전후로서 원유의 가격차로서는 경제성 확보가 어려우며, 앞으로도 가격차가 배럴당 6달러 이상 벌어지기는 어려울 전망이다.

또한 輕質제품과 중질제품의 가격 차이는 배럴당 약 9달러가 되어야 최소한의 경제성을 확보할 수 있다고 알려져 있는데, 국제가격 상으로는 (표-10)에서 보는 바와같이, 그 차이가 7\$/B 전후로서 이 정도의 차이가 지속되는 한 경제성 확보가 어려운 실정이다.

물론 국내 제품가격 구조면에서 보면, 경질제품과 중질제품의 대표적인 B-C油와 경유의 가격차가 배럴당 10달러 정도이나, 이는 정부부문 비용에 의한 영향이 포함된 것으로 엄밀한 경제성 분석을 위해서는 자유경쟁 시장에서의 두 제품간 가격차를 근거로 하여야 하는 것이다.

따라서 국제原油 및 제품가격에 있어서 단기적인 불안요인은 있으나, 장기적으로는 안정세를 유지한다고 볼 때 원유 및 제품의 가격차로서 重質油분해시설의 경제성을 확보하기는 어렵다고 전망된다.

마지막으로 우리가 예상할 수 있는 점은 1990년대 들어서의 原油선택과 제품수입에 있어서의 수급상의 한계

면이라고 볼 수 있겠다.

아래 (표-13), (표-14)는 우리의 석유제품 수입에 영향을 미치는 중동/아프리카 지역의 정유공장의 향후 수출능력 및 아시아/태평양 지역의 제품 수급에 관한 전망을 간추린 것이다.

〈表-13〉 中東 / 아프리카지역 精油工場 수출전망

(單位: 百萬B/D)

	1985	1990	2000
• 총제품 수출량 (휘발유, 중간유분, 중질연료유)	1.40	1.90	2.90
• 아시아시장으로의 수출량 高油價時 (1986년 기준 20\$/B)			
휘 발 유	0.09	0.15	0.18
중 간 유 분	0.23	0.30	0.54
중 질 연 료 유	0.05	0.05	0.10
低油價時 (1986년 기준 12\$/B)			
휘 발 유	0.17	0.25	0.30
중 간 유 분	0.40	0.50	0.90
중 질 연 료 유	0.08	0.10	0.15

〈資料〉 The Next Oil Shock—A Planning Guide for World Energy Markets, Chase Econometrics, Inc., 1986

〈表-14〉 아시아 / 태평양지역 석유제품 수급전망

(1986년 기준 원유가 \$20/B, 중동지역수입물량 제외)

(單位: 백만B/D)

	1990	1995	2000
수 요			
휘 발 유	2.60	3.15	3.45
중 간 유 분	2.90	3.60	4.40
중 질 연 료 유	2.90	3.05	3.15
공 급			
휘 발 유	2.40	2.70	3.10
중 간 유 분	3.30	3.90	4.15
중 질 연 료 유	3.55	3.15	3.45

〈資料〉 〈表-13〉과 같음.

이 자료들에 의하면 원유가가 1986년 불변가격 기준으로 배럴당 20달러를 가정할 때 1990년대초 아시아/태평양 지역의 수급전망은 중간유분의 경우 하루 40만배럴의 공급 초과분이 존재하고 중동/아프리카 지역에서 이들 지역으로의 수출량까지 포함하면 하루 약 70만배럴의 잉여분이 존재할 것으로 전망되고 있다.

실제로 OPEC제국의 정제능력은 1980년에 600만B/D에서 1985년에는 870만B/D로 늘어나서 세계 전체 정제능력 중 OPEC 점유율이 7%에서 10%로 증가하였고, OPEC의 총수출에 대한 제품 수출비율도 1980년의 7%, 1985년의 14%에서 1990년대에는 20% 이상이 될 전망이다.

또한 石油자원의 국가별 부존 및 생산현황을 볼 때, 매장량이 100억배럴 이상이고 가채년수가 30년 이상인 국가는 멕시코를 제외하고는 모두 OPEC산유국이다. 따라서 1990년대에 들어서는 OPEC의 시장점유율 및 가격 결정력이 서서히 회복될 전망이고, 또 OPEC제국의 하루 부문진출로 석유제품 구매압력도 증가될 가능성이 있다.

이러한 전망은 重質油분해시설의 설치시기 결정에 있어서 석유시장 상황과 관련하여 매우 신중한 검토를 요구하는 것이라고 보겠다.

최근 에너지 경제연구원에서 조사한 重質油분해시설 소요전망에 의하면 1992~1996년간 3만B/D 1기, 1997~2001년까지 3만B/D 1기로서 1992년부터 2001년까지 총 6만B/D의 분해시설이 필요한 것으로 나타났다.

〈表 - 15〉 重質油분해시설 소요전망

	저 수요	기준수요	고 수요
1992-1996	—	30,000B/D 1 기	30,000B/D 1 기
1997-2001	30,000B/D 1 기	30,000B/D 1 기	30,000B/D 1 기

〈資料〉 에너지경제연구원 「한국의 에너지미래」 (1987. 8) 내용 요약.

이는 정부의 계획보다도, 최소한 3년이상 늦추어 잡는 것으로서 이와 같이 중질유분해시설 설치시기에 관하여는 보는 관점에 따라 많은 차이가 나는 것이 사실이다. 따라서 현재의 상황으로서는 해외원유 및 제품시장 여건을 최대한 활용하는 방향으로 대처해 나가도록 하여, 중

질분해시설 설치를 서두름으로써 발생될 수 있는 투자재원 활용의 비효율성을 극소화 시키는 것이 바람직할 것이다.

2. 투자시기에 따른 분해설비의 경제성 분석

분해설비의 경제성 분석은 설비 자체의 경제성 뿐만 아니라 이것이 초래하는 기회비용적 측면까지 동시에 고려하여야 한다.

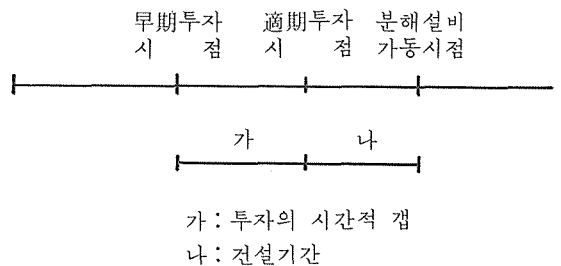
기회비용의 의미는 중질유분해설비의 설치시기의 적부에 따라 그것의 경제성에 미치는 영향이 심각하게 나타날 것이다.

이러한 관점에서 분해설비의 조기 투자가 갖는 비경제적 측면과 분해설비 자체의 경제성을 〈표-12〉의 Hydro Cracker 기준으로 투입과 산출의 구조에 의해 검토해 보기로 한다.

아래 〈그림-4〉는 重質油 분해시설의 투자시기에 관한 시간적 관점을 구체화 시킨 것이다. 분해시설의 적기투자 시점을 앞에서 언급된 제조소들을 고려하여 현실적으로 타당하다고 분석되는 시점을 적기투자시점으로 놓고 이보다 앞선 조기투자 시점을 시간축에 표시하였다.

또한 분해설비의 가동시점은 분해설비가 투자되어 약 2년간의 건설기간을 거쳐 가동되는 시기로 놓았다. 이 기간 동안에서는 앞의 여러 제약요소-원유 및 제품에 있어 경·중질유간의 가격차, 제품수입의 경제성-가 구조적으로 변화되는 양상을 보일 것이다.

〈그림 - 4〉



우선적으로 선투자의 경우는 적기투자와의 시간적 갭에 의하여 그 기간만큼에서 먼저 발생된 이자비용에 대

한 비용—이자에 대한 이자—을 추가적으로 발생시킨다.

3만B/D규모의 重質油분해설비를 앞에서 본 것처럼 3년 정도 앞서 건설할 경우 투자비 규모를 2,040억원* 정도로 잡고 건설기간을 2년으로 하여 건설 첫해와 둘째해에 각각 50%씩 투자된다고 가정 하면 다음과 같은 금융비용을 발생시킬 것이다.

· 투자첫해 : $\{2,040 \times 0.5 \times 8.25\% \times 8.25\% \times (1 + 8.25\%)\}^2 = 8.81(\text{억원})$

· 나머지2년간 : $\{2,040 \times 8.25\% \times 8.25\% \times \sum_{t=1}^2 (1 + 8.25\%)^t\} = 31.30(\text{억원})$

총 계 ***40.11(억원)

* 255백만달러를 원화 환산(환율 800W/\$)

** 87. 11. 5 LIBOR(3개월)+0.5%(스프레드)

*** 적기투자로 인한 최초 이자발생의 시점(조기투자로 인한 이자발생시점의 3년뒤)에서 본 현금가치.

위의 계산은 3년 앞서 발생된 이자비용에 대한 이자비용을 산출한 것으로 투자액중 내부자금으로 조달되는 부분도 자본비용이 산출되어야 하므로 위의 계산액에 포함시켰다.

둘째로 重質油 분해시설에 대한 막대한 투자비의 선지출로 인한 代替투자안에 대한 투자기회의 상실이다. 이는 석유화학, 에너지 절감, 공정효율화, 대체에너지개발 등의 투자사업에 대한 투자자원에 대한 고갈로 인하여 여기서 발생될 수 있는 비교 우위의 경제성을 상실함에 따른 비용적 효과를 발생시킨다.

세째 분해시설의 가동에 따라 투입 重質연료유와 산출되는 輕質제품간의 가격차에 의한 손실 발생의 경우이다. 이는 원재료로서의 B-C油가격과 전환비용의 합과, 산출되는 경질제품 가격의 차가 경제성 있는 수준까지 벌어져야 하는 것이다. 이것을 간단히 수치화 해보면 다음과 같다.

I. 투입

1. 원재료비(중질연료유)	14.85 \$/B
2. 전환비용	8.8\$/B
운전비용	6.1
감가상각비	2.7
3. 총투입비용(1+2)	23.65\$/B

II. 산 출(輕油) 21.85\$/B

III. 차 이 (1.80)\$/B

〈註〉 重質연료유 및 輕油는 RIM PRODUCTS INTELLIGENCE DAILY 1987. 11. 4일자 싱가포르 FOB 가격 기준

위의 계산에서는 수첨 분해시설의 가동에 따라 배럴당 1.80\$/B의 손실이 발생하는 것으로 나타났다. 물론 해외 시장에서의 제품가격의 변화에 따라 이 차이가 플러스가 될 수도 있으나, 이 경우에도 그 차이가 중질연료유를 원재료로서가 아니라 제품으로 바로 판매했을 때 얻어지는 마진보다 같거나 큰 경우에만 중질연료유를 분해 시설에 원재료로 투입할 것이므로, 이 두제품간의 가격차가 의미있는 수준까지 벌어지지 않는 한 重質油분해시설의 경제성 확보는 어렵게 된다.

이상과 같이 조기투자의 비경제성은 여러 형태로 나타날 수가 있는 것이다.

IV. 맺는말

현재의 석유시장상황 및 전망으로 볼 때 B-C油 소비의 급격한 대체는 국가경제 및 종합에너지 정책면에서 재고되어야 하겠고, 장기적으로 볼 때 중질유분해시설 설치의 필요성은 인정되나 이에 막대한 자본투자가 수반되고 현재도 기술에 대한 연구가 계속되고 있으므로 중질유분해시설 설치에 의한 석유제품수급에는 신중을 기하고 가능한 한 최선선택수단으로 유보해야 할 것이다.

또한 앞의 〈표-13〉과 〈표-14〉에 나타난 아시아/태평양 지역의 석유제품 수급전망 및 中東/아프리카 지역의 아시아·태평양 지역에 대한 제품수출 여력 등으로 볼 때 중질유분해시설의 건설에 소요되는 기간 약 2년 정도는 제품수출입으로 수급 불균형에 대처해 나갈 수 있을 것으로 보아지므로 앞으로도 정부나 정유사는 지속적인 검토와 준비는 해 나가되 시설고도화에 대한 필요성 또는 경제성이 확실히 있다고 판단될 때까지는 가능한 한 투자시기를 늦추는 방향으로 나가야 할 것으로 생각된다.

끝으로 이상과 같은 검토는 주로 석유류 제품을 생산하여 판매하고 있는 정유사의 관점에서 진행된 것이다. 그러므로 국민경제에 있어서의 에너지문제를 총괄적으로 다루고 있는 정부와는 그 견해를 어느 정도 달리할 수도 있을 것이다.

이러한 관점에서 지금껏 논의되어온 것들이 정부의 전반적인 에너지 정책에 하나의 건의안으로 받아들여지기를 바라면서 이상의 논의를 마치고자 한다. □