

오일셰일 연구 동향

A Review on the Research and Development of Oil Shale

이흥연 (Heung Yeon Lee)* · 김선욱 (Seon Wook Kim) · 이원수 (Won Soo Lee) · 이대길 (Dae Gil Lee)

요 약 : 오일셰일이란 케로젠이라 불리는 유기물을 포함하는 세립질의 퇴적암으로 오일셰일 내에 포함되어 있는 케로젠은 적당한 온도와 압력 하에서 중질 원유와 유사한 성분을 갖는 셰일오일로 전환이 가능하다. 전 세계적으로 약 2.9조 배럴이라는 막대한 양의 오일셰일이 매장되어 있지만, 이들에 대한 개발은 아직 초기단계 수준에 머무르고 있다. 본 논문에서는 주요 오일셰일 매장지의 지질학적 특성을 소개하고, 이들 오일셰일의 최근 개발 현황과 기술 그리고 개발 가능성에 대해 정리하였다.

주요어 : 오일셰일, 케로젠, 개질공정, retorting

Abstract : Oil shale is a fine-grained sedimentary rock that includes organic matter called "kerogen". When the kerogen is heated at moderate temperature, petroleum-like liquids are produced through the kerogen. Although it has been reported that oil shale reserves are enormous in amount, totaling at least 2.9 trillion barrels of oil, a great deal of its reserves still remain untapped. This report presents the viability and recent state of oil shale development, which will further validate the feasibility of oil shale development as well as pertinent technology.

Keywords : oil shale, kerogen, upgrading process, retorting

서 언

최근 초고유가 상황의 지속과 2006년 기준 석유 가체매장량이 1조2000억 배럴(BP, 2007)로 일일 300억 배럴의 소비량으로 보았을 때 약 40여 년 후 석유 정점(oil peak)에 도달할 것으로 보이며, 이를 대비하기 위한 재래유 추가확보와 경제적, 기술적으로 회수가 어려웠던 비재래 에너지원이 주목받고 있다(Dyni, 2003; Altun *et al.*, 2006; Liang, 2006; USGS, 2006; 세종대학교, 2007; 한국석유공사, 2007). 비재래 에너지 자원이란 오일샌드(타르샌드), 오일셰일 등과 같이 전통적인 석유 개발 방법으로 회수할 수 없는 석유성분(비튜멘, 케로젠 등)을 함유한 물질을 칭한다(Dyni, 2003; Fischer, 2005; USGS, 2006). 오일셰일은 재래유와 달리 탐사단계에서 비교적 위험성이 적으며, 대부분 미국과 호주와 같은 자원 민족주의적 성향이 강하지 않은 나라들을 중심으로 전 세계에 걸쳐 광범위하게 매장되어 있다(Tables 1, 2). USGS의 2006년 보고 자료에 의하면 퇴적층 내 오일셰일의 양은 2.9조 배럴로 추정되며, 회수율을 37.5%로 보았을 때 회수 가능한 셰일오일의 양은 약 1조 배럴이다. 현재까지 확인된 원유의 양(proved reserves)이 약 1조 2000억 배럴(BP, 2007)이므로 회수 가능한 셰일오일의 양이 기존 재래유의 확인 매장량과 비슷한 수준이다(Fig. 1).

오일셰일은 기원 전부터 사용된 기록이 있으며, 북미 인디언들에게 타는 돌로 불려졌다(Walter, 1998). 1694년 스코틀랜드에서 생산한 셰일오일은 오일셰일로부터 얻어진 첫 셰일 오일이다. 중국과 에스토니아 등에서는 오일셰일 자체를 발전 부문의 연료와 열분해(ex. retorting)를 통해 셰일오일을 생산하고 있다(Dyni, 2003; Fischer, 2005; Altun *et al.*, 2006; Liang, 2006; USGS, 2006; Ots, 2007). 하지만 전체 매장량의 약 80% 가까이 분포하고 있는 미국, 호주, 그리고 캐나다와 같은 자원 민족주의적 성향이 낮은 나라에서는 이들에 대한 개발과 사용이 상대적으로 낮다는 점이 오일셰일을 개발하는데 있어 큰 이점으로 작용하리라 생각된다(Table 3).

오일셰일이란 일반적으로 유기물이 풍부한 세립질의 퇴적암(shale)으로 석유지질학적 관점에서 오일셰일은 오일이나 가스로 성숙하기 위한 충분한 열과 압력을 받지 않은 상태의 케로젠(kerogen)을 다량 함유하고 있는 원시 근원암을 일컫는다. 오일셰일에 함유되어 있는 케로젠은 500°C 내외의 고온에서 열 숙성과 분해를 통하여 기본적인 합성원유의 형태로 전환되어진다. 이때 전환된 합성원유를 셰일오일이라 하며, 오일셰일에서 생산된 셰일오일은 추가적인 개질공정을 통해 제품으로 전환된다(이용일 1993; Dyni, 2003; Altun *et al.*, 2006; Anthony, 2006; Liang, 2006; USGS, 2006). 오

*한국석유공사 석유개발연구원(Petroleum Technology Institute, Korea National Oil Corporation, 1588-14, Kwanyang-Dong, Dongan-Gu, Anyang 431-711, Korea); Corresponding author; Tel: +82-31-380-2611, E-mail: yeonlee@knoc.co.kr

Table 1. In-place shale oil resources in some place of oil shale deposits in the world (Dyni, 2003).

Country	Age	In-place shale oil resources, ×10 ⁶ bbls	In-place shale oil resources, ×10 ⁶ tons	%	Country	Age	In-place shale oil resources, ×10 ⁶ bbls	In-place shale oil resources, ×10 ⁶ tons	%
Argentina		400	57		Jordan	K	34,172	5,242	1.2
Armenia	T	305	44		Kazakhstan		2,837	400	
Australia	Pm~T	31,729	4,531	1.1	Luxembourg	J	675	97	
Austria		8	1		Madagascar		32	5	
Brasil	Pm~T	82,000	11,734	2.9	Mongolia	J	294	42	
Bulgaria		125	18		Morocco	K	53,381	8,167	2
Burma		2,000	286		New Zealand		19	3	
Canada		15,241	2,192.4	0.5	Poland		48	7	
Chile		21	3		Russia	O~C	447,322	38,770	9.5
China	T	16,000	2,290	0.5	South Africa		130	19	
Egypt	K	5,700	816		Spain		280	40	
Estonia	O	16,286	2,494	0.6	Sweden	C	6,114	875	
France		7,000	1,002		Thailand	T	6,401	916	
Germany		2,000	286		Turkey	T	1,985	284	
Hungary		56	8		Ukraine				
Iraq	K				United States	D~M	2,118,228	303,566	74
Israel		4,000	550		Zaire		100,000	14,310	3.5
Italy		73,000	10,446	2.5	Total		2,859,090	410,600	100

Table 2. Fluctuation of the estimated World's oil shale deposits (Laherrere, 2005)

1973		1978		1999		2002		2003		2005	
IFP	%	BP	%	WEC	%	WEC	%	USGS	%	USDOE	%
US	66	US	63	US	61	US	78	US	70	US	72
Brasil	24	Brasil	23	Australia	17	Russia	7.4	Russia	15	Brasil	5.4
USSR	3.4	USSR	3.3	Jordan	11	Brasil	2.5	Zaire	3.3	Jordan	4.2
Congo	3.0	Zaire	2.9	Brasil	4.5	Jordan	1.0	Brasil	2.7	Morocco	3.5
Canada	1.3			Ukraine	3.0	Australia	1.0	Italy	2.4	Australia	2.1
Italy	1.1			Morocco	2.7	Estonia	0.5	Morocco	1.8	China	1.5
China	0.8			Thailand	0.4	China	0.5	Jordan	1.1	Estonia	1.1
Sweden	0.1			Israel	0.3	France	0.2	Australia	1.0	Israel	0.3
Germany	0.1			Turkey	0.1			Estonia	0.5		
Burma	0.1							China	0.5		
								Canada	0.5		
								France	0.2		

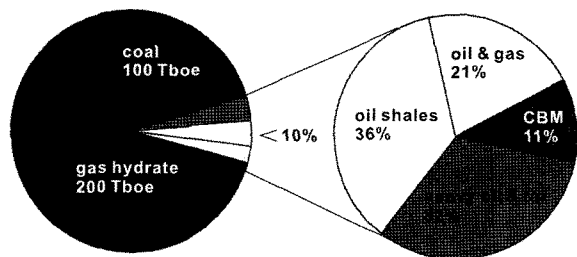


Fig. 1. Comparison of in-place hydrocarbon estimated resources between conventional and unconventional fuels in the world. Abbreviation: CBM - Coal Bed Methane, Tboe - trillion barrel of oil equivalent (data from Shell).

Table 3. Oil shale resources & production in 2002 (Laherrere, 2005)

end 2002	% production	% reserves
Estonia	48	0.5
Brasil	27	2.5
China	17	0.5
Australia	8	1.0
USA	0	78
Russia	0	7
Jordan	0	1.0
France	0	0.2
WORLD	100	100

Table 4. Differences and properties among oil shale, coal, and oil sand (¹Dyni, 2003, 2006; ²세종대학교, 2007; ³Ots, 2007)

종류	¹ 석탄	¹ 오일셰일	² 오일샌드
무기물 함량	40% 이하	60~90%	75~80%
유기물 기원	관속식물(육상식물)	조류, 화분 포자 등 육상 및 해상 미생물	조류, 화분 포자 등 육상 및 해상 미생물
성숙단계 및 유기물상태	석탄	미성숙 단계의 유기화합물 (Kerogen)	박테리아와 같은 미생물에 의한 원유의 초중질화 (Bitumen)
³ H/C	0.3~0.4	1.5	1.4~1.6
합성원유 전환	석탄의 가스화를 통한 합성가스 제조 후, Fischer-Tropsch 반응을 거쳐 합성원유 생산(Coal to Liquid)	Retorting을 통해 얻은 셰일오일의 개질을 통해 합성원유 생산	비튜멘의 개질을 통해 합성원유 생산

일셰일 개발은 기존 화석에너지와는 차별화된 생산 기술이 필요하며, 기존 화석에너지와 같은 원유 상태로 개발하기 위해서는 추가적인 고도화 화학공정 설비가 필수적이다.

비재래 에너지 자원으로서의 오일셰일에 함유된 케로젠은 부식질 석탄(humic coal)과 오일샌드에 함유된 비튜멘(Bitumen)과는 차이가 있으며(Table 4), 합성원유로의 전환 시 각각의 특성에 맞는 화학공정이 필요하다.

미국은 오일셰일 퇴적층(shale reserves)이 가장 많이 부존되어 있는 국가로 전 세계 매장량의 약 70%가 분포하고 있다(Table 1). 미국 서부에 분포하는 그린리버층(Green River Formation)을 중심으로 미 의회와 석유업체의 적극적인 개발 움직임이 일고 있다(USGS, 2006). 전 세계적으로 석유자원에 대한 지속적인 개발 경쟁 속에서 석유에너지 자원의 97%를 수입에 의존하고 있는 자원빈국인 우리나라의 실정에서 석유자원의 확보를 위해 비재래유에 대한 기술개발과 해외광구에 대한 조사가 이루어져야 할 것이다.

본 론

오일셰일의 특성

유기물의 기원

오일셰일을 구성하는 유기물은 호수, 바다 그리고 육상식물 세포의 잔존물로 조류(藻類), 포자, 화분, 나무껍질, 초목 혹은 나무의 조각 등으로 구성되어 있다. 이들 물질의 주요 구성 원소는 탄소, 수소, 산소, 질소, 그리고 황 등으로 이루어져 있다. 몇몇 유기 잔존물은 그들의 속, 종을 확인할 수 있을 정도로 충분한 생물학적 구조를 유지하기도 하지만, 종을 확인할 수 있는 정도의 구조를 가지지 않는 유기물의 경우 비정질(amorphous)로 기술하는 것이 일반적이다(Dyni, 2003; USGS, 2006). 이들 비정질 유기물은 보통 퇴화된 조류 혹은 박테리아의 잔존물로 생각되며, 식물수지와 왁스 또한 오일셰일 내 유기물을 구성하는 구성성분이다.

오일셰일의 분류

오일셰일은 지난 100여 년 동안 다양한 이름(예: cannel coal, boghead coal, alum shale, stellarite, alvertite,

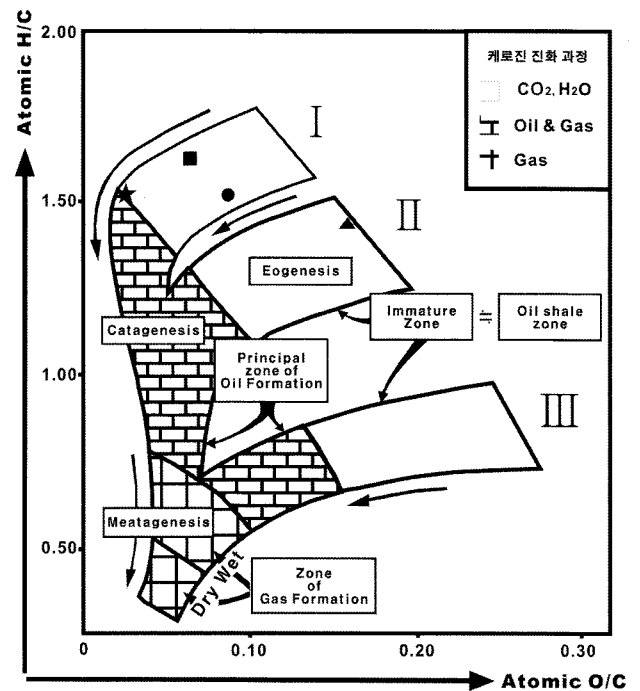


Fig. 2. Classification of kerogen types from various oil shale samples (Table 5) according to van Krevelen diagram.

kerosene shale, bituminite, gas coal, algal coal, torbanite, kukersite, and others)으로 불려졌다(Dyni, 2003; USGS, 2006). 만약 오일셰일이 충분한 열과 압력 하에서 성숙을 받았다면 오일셰일이 석유와 천연가스를 생성시킬 수 있는 근원암이 되었을 것이다(이용일, 1993; Dyni, 2003; Altun *et al.*, 2006; USGS, 2006) (Fig. 2).

오일셰일은 오일셰일이 퇴적될 당시의 퇴적환경, 유기물의 암석학적 특징, 그리고 오일셰일을 구성하는 유기물의 기원을 통해 분류가 가능하다. Hutton(1987, 1991)은 오일셰일을 분류하는데 있어 유용한 방법을 제시하였는데, Hutton이 제시한 분류법은 오일 셰일에서 유래된 탄화수소의 화학적 성질을 통해 오일셰일 내에 존재하는 유기물의 기원을 비교하는 방법으로 석탄 용어에서 사용되던 암석학적 용어를 사용하여 Fig. 3과 같은 도표를 작성하였다. Hutton(1991)은 유

Table 5. Properties of some important oil shale deposits (Alton *et al.*, 2006).

국가	지역	시대	케로젠 타입	오일셰일 유기탄소, %	케로젠 (원소비)		개질공정			셰일오일			
					H/C	O/C	산출량, %	전환비율 ¹ %	밀도 (15°C)	H/C	N, %	S, %	
호주	Glen Davis	페름기	I	★	40	1.6	0.03	31	66	0.89	1.7	0.5	0.6
호주	Tasmania	페름기	I	●	81	1.5	0.09	75	78				
브라질	Irati	페름기	I-II			1.2	0.05	7.4		0.94	1.6	0.8	1.0-1.7
브라질	Tremembe-Taubate	페름기	-		13-16.5	1.6		6.8-11.5	45-59	0.92	1.7	1.1	0.7
캐나다	Noca Scotia	페름기	-		8-26	1.2		3.6-19	40-60	0.88			
중국	Fushun	제3기	-		7.9			3	33	0.92	1.5		
에스토니아	Estonia Deposit	오르도비스기	II	▲	77	1.4-1.5	0.16-0.20	22	66	0.97	1.4	0.1	1.1
프랑스	Autun, St Hilarie	페름기	I		8-22	1.4-1.5	0.03	5-10	45-55	0.89-0.93	1.6	0.6-0.9	0.5-0.6
프랑스	Crevenay, Severac	쥐라기	II		5-10	1.3	0.08-0.10	4-5	60	0.91-0.95	1.4-1.5	0.5-1.0	3.0-3.5
남아공	Ermelo	페름기	-		44-52	1.35		18-35	34-60	0.93	1.6		0.6
스페인	Puertollano	페름기	-		26	1.4		18	57	0.90		0.7	0.4
스웨덴	Kvanntorp	하부 고생대	-		19			6	26	0.98	1.3	0.7	1.7
영국	Scotland		I		12	1.5	0.05	8	56	0.88		0.8	0.4
미국	Alaska	쥐라기	I		25-55	1.6	0.10	0.4-0.5	28-57	0.80			
미국	Colorado	에오세	I	■	11-16	1.55	0.05-0.10	9-13	70	0.9-0.94	1.65	1.8-2.1	0.6-0.8

¹Conversion to oil based on organic carbon.

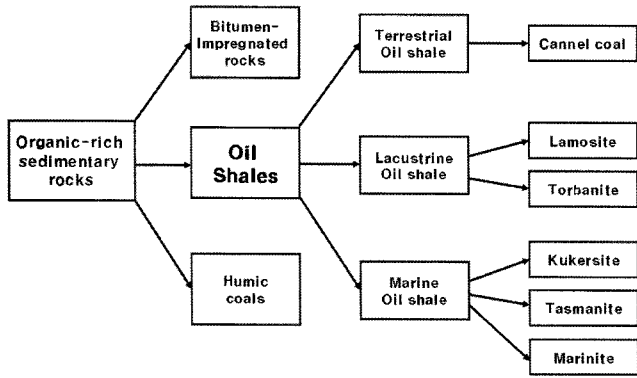


Fig. 3. Classification of oil shales (Altun et al., 2006).

기질이 풍부한 퇴적암을 부식질 석탄과 석회질 셰일, 비튜멘을 포함하는 암석(타르 샌드와 저류암), 그리고 오일셰일 3개 분류군으로 나누었다. 다시 오일셰일은 그들의 퇴적환경에 따라 육지, 호수, 그리고 바다 등 3개의 분류군으로 나뉜다 (Fig. 3).

육지기원 오일셰일(terrestrial oil shales)은 포자(spores), 밀랍겉질(waxy cuticles), 그리고 관속식물 뿌리의 코르키질 조직과 같이 지질(脂質)이 풍부한 유기물로 구성되어 있으며, 이들은 일반적으로 석탄을 형성하는 층에서 함께 발견된다 (Dyini, 2003; Altun et al., 2006; Qian et al., 2006). 호수기원 오일셰일(lacustrine oil shales)은 민물, 기수, 그리고 염도가 높은 호수에서 서식하는 조류 기원의 지질이 풍부한 유기물로 구성되어 있다. 마지막으로 해양기원 오일셰일(marine oil shales)은 해양 조류와 기원이 불분명한 원생생물인 아크리타크(acrit archs), 그리고 해양 외편모충류 등에서 기원한 지질이 풍부한 유기물로 구성되어 있다.

Hutton(1987, 1991)은 퇴적환경에 의해 분류된 3개의 분류군을 다시 수로석탄(cannel coal), 라모사이트(lamosite), 마리나이트(marinite), 토르바나이트(torbanite), 타스마나이트(tasmanite), 그리고 쿠케르사이트(kukersite) 등 6개의 세부항목으로 분류하였다. 그 중 마리나이트와 라모사이트라 불리는 퇴적상이 일반적이며 가장 잘 발달된 퇴적층이다(Dyini, 2003). 수로석탄은 육상의 관속식물 기원의 수지, 화분, 왁스, 코르키(corky) 물질로 구성되며, 암색은 주로 갈색에서 검정색이다. 수로석탄은 토탄을 형성하는 습지 내 산소가 부족한 연못 혹은 얇은 호수환경 하에서 만들어지는 것으로 알려져 있다. 수로석탄은 다른 석탄(coal)퇴적층의 상부 혹은 하부에 같이 나타나는 것이 일반적이다. 라모사이트의 암색은 주로 옅은 갈색, 회갈색에서 암갈색, 검정색을 띠며, 주요 구성물은 호수 플랑크톤 조류(藻類) 기원의 라말기나이트(lamalginate)이다. 그 외 부수적인 구성물로는 비트리나이트(vitrinite), 이너티나이트(inertinite), 테랄기나이트(telalginate), 그리고 비튜멘(bitumen) 등이다. 미국 서부의 그린리버 오일셰일층과 호주 동부 퀸스랜드 내 제3기 호수 퇴적층이 라모사이트로 이루어져 있다. 마리나이트는 주로 회색에서 암회

색 그리고 검정색의 해양기원 오일셰일로 주요 유기 구성성분은 비트리나이트, 테랄기나이트, 비튜멘의 혼합물인 해양 식물성 플랑크톤 기원의 라말기나이트와 비튜미나이트(bituminite)이다. 마리나이트는 주로 과량과 조류의 영향이 제한된 넓고 얇은 바다 혹은 내륙해와 같은 대륙 연안에서 퇴적된다. 이들 퇴적층은 미국 동부의 데본기에서 미시시피 시기의 데본기 블랙셰일(Devonian Black Shale)이 가장 전형적이며, 수천 km² 면적에 얇은 퇴적층을 갖는 것이 특징이다. 토르바나이트, 타스마나이트, 그리고 쿠케르사이트는 각각이 산출되는 지역명에서 유래한 암석명으로 지역적인 조류 기원물질로 구성되어 있다. 토르바나이트는 스코틀랜드 Torbane에서 유래된 검은색 오일셰일이다. 토르바나이트의 유기물은 지질이 풍부한 *Botryococcus*와 민물에서 기수환경의 호수 조류 기원의 테랄기나이트이다. 그 외 비트리나이트와 이너티나이트로 구성되어 있다. 타스마나이트는 Tasmania 내 오일셰일 퇴적층에서 유래한다. 타스마나이트의 암색은 갈색에서 검정색 오일셰일로, 유기물은 주로 적은 양의 비트리나이트, 라말기나이트, 그리고 이너티나이트와 함께 산출되며 주로 해양 기원의 단세포 생물인 타스마나이트(tasmanitid)에서 기원한 테랄기나이트로 구성되어 있다. 쿠케르사이트는 에스토니아의 Kohtla-Järve 근방 Kukruse Manor에서 유래한 암석명이다. 쿠케르사이트는 연한 갈색의 해양 오일셰일로 주요한 유기 구성성분은 녹조류인 *Gloeocapsomorpha prisca*에서 유래된 테랄리나이트이다. 오르도비스기의 에스토니아와 레닌그라드 오일셰일 퇴적층이 쿠케르사이트이다.

오일셰일 등급 결정

오일셰일의 등급 결정은 열량검사, Fischer 분석 등을 통해 결정될 수 있다(Dyini, 2003). 열량검사는 오일셰일 자체를 태워 나오는 발열량을 통해 결정된다. 오일셰일의 발열량은 일반적으로 3,000~4,000 kcal/kg이며, 석탄(약 5,000~7,000 kcal/kg)과 석유(10,000~11,000 kcal/kg)의 발열량보다 낮은 발열량 값을 갖는다. Fischer 분석은 산출된 셰일오일과 합성 가스 그리고 부산물의 양으로 등급이 결정되며, 일반적으로 산출되는 오일의 양이 많을 때 높은 등급의 오일셰일 퇴적층이라 칭한다. 오일셰일에서 산출된 셰일오일과 기존 액체 연료와의 특성 차이는 Table 6과 같다.

Table 6. Comparison of properties between shale oil and principal liquid fuels

Property	Shale Oil	Crude Oil	Diesel	Heavy
Density	982	857	835	967
Sulfur, wt%	8.3-9	1.7-2	0.9-1.1	3.5-4.0
Pour point, °C	21	-30	-6	3
Flash point, °C	93	-	65	80
Heating value (low) MJ kg	38.8	42	42.8	40.7

오일셰일의 분포

오일셰일은 전 세계에 걸쳐 약 600개 지역에 분포(EASAC, 2007; Ots, 2007)하고 있으며, USGS(2006)는 전 세계적으로 약 4,110억 톤(약 2.9조 배럴)의 오일셰일 자원이 매장되어 있다고 보고하였다(Table 1). 하지만 이 양은 현재까지 조사된 양이며, 아직 조사되지 않았거나 밝혀지지 않은 지역을 포함한다면 보다 많은 양의 오일셰일 퇴적층이 존재할 것으로 생각된다. 또한, 다음과 같은 경우에 의해 정확한 매장량 추산이 어려운데 첫째, 오일셰일 매장량을 알려도 오일셰일에 포함된 셰일오일의 함량은 매장지에 따라 크게 다르다. 두 번째, 나라별로 회수가 가능한 부분만을 따로 고려하지 않고 전체 케로젠(in-place kerogen resources) 양만을 발표한 경우가 많다. 세 번째, 셰일오일 회수기술은 계속 발전하고 있으므로 현재 생산 가능한 자원량을 의미하는 “매장량”은 계속 늘어날 수밖에 없다(Dyni, 2003; Altun *et al.*, 2006) (Table 2). 본 논문에서는 이러한 혼란을 피하기 위하여 셰일오일 매장량을 오일셰일 매장량(Shale reserves: 기술적으로 탐사가능하고 현재 상황에서 경제적으로 셰일오일을 생산할 수 있는 오일셰일 원석의 양), 가채매장량(Kerogen reserves: 현재 기술과 경제적으로 추출할 수 있는 케로젠의 양), 그리고 총 매장량(Kerogen in place: 기술적, 경제적 제한에 상관없이 알려진 케로젠의 양)과 같이 세 범주로 분류하였으며, 또한 전 세계 오일셰일의 매장량을 Dyni(2003)에서 조사한 자료를 기준으로 하였다(Table 1).

호주

호주 내 분포하고 있는 오일셰일 매장량은 약 580억 톤이며, 가채매장량(kerogen reserves)은 240억 배럴 정도로 추정된다(Crisp *et al.*, 1987; Dyni 2003). 호주 오일셰일은 캄브리아기에서 제3기에 걸쳐 퇴적되었으며, 주요 매장지는 동쪽의 Queensland, New South Wales, South Australia, Victoria, 그리고 Tasmania 지역이다(Dyni, 2003; Schmidt, 2003; USGS, 2006). 이들 중 가장 경제성이 있는 지역은 Queensland에 위치한 Rundle, Stuart, 그리고 Condor 지역으로 이들은 제3기 호수환경에서 퇴적된 퇴적층이다(Dyni 2003). 백악기 초기의 오일셰일층인 Toolebuc은 Queensland 지역의 대부분을 차지한다. New South Wales 지방의 Joadja Creek와 Glen Davis 지역의 토르바나이트(torbanite)와 Tasmania 지역의 타스마나이트(tasmanite) 퇴적층에서 1860년에서 1952년까지 약 2,800만 배럴의 셰일오일이 생산되었다(Crisp *et al.*, 1987). 1973~1974년 급격한 오일 가격의 상승으로 동부 Queensland 지방의 Rundle, Condor, Daringa, Stuart, Byfield, Mt. Coolon, Yaamba, Nagoorin, 그리고 Yaamba에서 활발한 탐사가 진행되었다. 하지만 1986년 오일 가격의 급격한 하락으로 이들 지역에 대한 오일셰일 탐사가 감소하게 되었다(Crisp *et al.*, 1987). 이들 지역의 퇴적층은 열곡 내 담수호에서 퇴적된 라모사이트이며 주로 석탄을 형성하는 늪지와 함께 나타난다. 광물구성은 석영, 점

토광물 그리고 능철광, 탄산염광물, 황철석 등으로 이루어져 있다(Dyni, 2003; USGS, 2006). 약 30억 배럴의 오일셰일이 매장되어 있는 것으로 추정되는 Stuart 퇴적층의 경우 Southern Pacific Petroleum과 Central Pacific Minerals에 의해 개발되어, 2003년 2월 1,160,000톤의 오일셰일에서 702,000배럴의 셰일오일을 Taciuk retorting 공정을 통해 생산한 기록이 있다(Schmidt, 2003). 하지만 현재 환경단체와 회사의 파산으로 인해 오일셰일 개발이 잠정 중단되었다(Laherrere, 2005).

브라질

브라질에서는 데본기에서 제3기 동안 쌓인 9개 오일셰일층이 보고되었다(Padula, 1969). 그 중 제3기 호수환경에서 퇴적된 Sao Paulo 북쪽의 Paraiba Valley와 페름기에 퇴적된 Irati 층이 가장 대표적이다. Paraiba Valley는 총 86 km² 면적에 20억 배럴이 매장(kerogen resources)되어 있는 것으로 추정된다. Irati 층은 접근성, 등급 그리고 광범위한 분포 등에 의해 가장 경제성이 높은 지역으로 평가된다. Irati 층은 상파울로 북동쪽에서 남쪽방향으로 1,700 km 가량 그리고 Rio Grande do Sul 동쪽 경계부와 우루과이 북쪽까지 노출되어 있다(Dyni, 2003). Irati 오일셰일의 암색은 암회색, 갈색, 그리고 검정색이며, 상당히 세립의 엽층을 이루고 있다. 점토광물의 양은 60-70% 가량이며, 유기물 함량은 약 13%이고, Fischer 분석에 의한 셰일오일의 산출량은 7.6%이다(Padula, 1969; Dyni, 2003). 셰일오일의 지화학 분석에 의한 Irati 층의 퇴적환경은 조류와 미생물이 주를 이루는 담수-기수 호수환경이라는 해석과(Afonso *et al.*, 1994) 부분적으로 단절된 내륙해 분지(Paran basin) 퇴적층이라 해석되기도 한다(Padula, 1969).

캐나다

캐나다 오일셰일은 오르도비스기에서 백악기 동안 호수와 해양환경에서 형성되었다(Dyni, 2003). 총 19개의 오일셰일 퇴적층이 확인되었으며(Macauley, 1981; Davies and Nassichuk, 1988) 가장 경제성이 있는 개발 유망 지역으로는 New Brunswick Albert 층을 들 수 있다. 미시시피시기에 쌓인 라모사이트 퇴적층으로 구성된 Albert 오일셰일의 매장량은 약 2.7억 배럴로 평가된다(Macauley *et al.*, 1984). Albert 오일셰일은 돌로마이트질 이회암, 엽층 이회암과 점토질 이회암이 교호하고 있으며, 주요 구성광물은 돌로마이트, 방해석, 미량의 능철석이다. 규산질 성분은 석영, 장석, 일라이트, 적은 양의 스�멕타이트와 아날시메(analcime)를 포함하고 있다. 돌로마이트와 아날시메 그리고 할라이트(소금)의 증발상이 오일셰일층 위에 존재하는데, 이는 오일셰일층이 알카리성 염수호에서 퇴적되었음을 지시한다(Dyni, 2003). 데본기에 쌓인 Kettle Point 층과 오르도비스기에 쌓인 남부 온타리오의 Collingwood 셰일은 마리아나이트로 이들 오일셰일로부터 산출되는 오일의 양은 약 40 l/ton으로 비교적 적은 양이지만,

하이드로레토르팅(hydroretorting) 방법을 적용하면 두 배 정도의 오일을 생산할 수 있다고 보고되고 있다(Dyni, 2003).

중국

OAPEC-IFP 2005 발표 자료에 따르면 중국은 오일셰일을 통해 셰일오일과 화학약품을 가장 많이 생산하는 나라이다. 중국의 주요 오일셰일 매장지는 Fushun과 Maoming이다. 중국은 1930년에 Fushun에서 Fushun Refinery를 통해 처음으로 상업적인 의미를 갖는 셰일오일을 생산하였다(Dyni, 2003; Liang, 2006; Qian *et al.*, 2006). 2006년 기준으로 동 지역에서 35톤의 오일셰일에서 평균 1톤의 셰일오일을 생산하였으며, 200여 기의 레토르트 반응기를 통해 연간 180만 배럴의 셰일오일을 생산 중에 있다(Liang, 2006). Fushun은 중국 내에서 석탄 채굴이 활발히 이루어지는 곳으로, 오일셰일은 석탄 채굴이 이루어지는 과정 중 부산물로 생산되고 있다. 이는 오일셰일 채굴비 절감을 통해 셰일오일 생산비 절감효과를 얻는다. 이를 통해 Fushun지역에서는 처음 셰일오일이 생산된 이래 추가적인 투자를 통해 셰일오일을 활발히 생산하고 있다(Altun *et al.*, 2006). 반면에 Maoming에서는 1963년 셰일오일 생산이 시작되었다. 현재 Maoming 지역에서는 셰일오일 생산이 중단되었으며, 단지 발전용 연료로 사용 중에 있다(Qian *et al.*, 2006). Fushun 오일셰일과 석탄층은 제3기 에오세에 호수환경에서 퇴적되었으며, 동 지역 인근에 약 2.6억 톤이 매장되어 있는 것으로 평가되고 있다. 채굴할 수 있는 비율을 90%로 보았을 때 채굴 가능한 오일셰일 원석의 양은 약 2.35억 톤으로 평가된다. 중국 내 총 매장량은 약 360억 톤으로 추정하고 있다(Dyni, 2003).

에스토니아

에스토니아에서 오일셰일 개발은 1차 세계대전으로 인한 연료부족으로 1918년에 시작되었다. 오일셰일에 대한 개발은 소비에트 정권시기에 크게 증가하여 1980년을 정점으로 연간 31.4백만 톤의 오일셰일이 채굴되었다(Dyni, 2003). 하지만 에스토니아 오일셰일 산업은 하향곡면에 처해 있으며, EU와의 이산화탄소 배출권 등 환경문제와 생산할 수 있는 오일셰일량의 고갈, 그리고 경제적인 이유로 2025년 경 오일셰일에 대한 개발이 중단될 것으로 예상되고 있다(EASAC, 2007). 채굴된 오일셰일 중 81%는 전기 생산을 위한 연료로 사용되었으며, 16%는 합성원유 생산에 사용됐고, 나머지 부분은 부산물 생산에 사용되었다(Dyni, 2003). 에스토니아의 오일셰일은 오르도비스시기에 퇴적된 쿠케르사이트(kukersite) 층으로 에스토니아의 북동쪽에 위치하고 있다. 이들 쿠케르사이트층은 각각 에스토니아층(Estonia deposit)과 타파층(Tapa deposit)으로 나뉜다. 유기물 함량이 가장 높은 층은 Kõrgekallas와 Viivikonna층으로 유기물 함량은 40-45%이며, 평균 오일 산출량은 66% 정도로 에스토니아 오일셰일 퇴적층 중 가장 높은 등급이다(Bauert, 1994; Altun *et al.*, 2006). 에스토니아 오일셰일 퇴적층은 조간대와 매우 얇은 하

부조간대 사이에서 퇴적된 것으로 해석되며 유기물은 주로 녹조류로 이루어져 있다. 2003년 현재 약 2.3억 톤의 오일셰일이 매장되어 있는 것으로 판단되며(Dyni, 2003), 채굴 가능한 오일셰일층은 석회질의 단일 층으로 층후는 2.5~3 m, 7~100 m 심도로 분포하고 있다(Altun *et al.*, 2006).

요르단

요르단에는 26개의 오일셰일 매장지가 있으며 총 매장량은 약 340억 배럴이다. 주요 매장지는 Juref ed Darawish, Sultani, Wadi Maghar, El Lajjun, Attarat Umm Ghudran, Khan ez Zabib, Siwaga, 그리고 Wadi Thamad 층이다. 이들 8개 퇴적층은 사해에서 20-75 km 떨어진 서중부 요르단 내에 위치하고 있다. 요르단 오일셰일 퇴적층은 백악기 후기에서 제3기 초기에 걸쳐 퇴적된 마리아나이트로 얇은 바다와 호수환경에서 퇴적되었다. 중앙 요르단 내 오일셰일의 암색은 전형적으로 갈색, 회색 또는 검은색이며 풍화시 연한 푸른회색을 띤다. 요르단 오일셰일 중 El Lajjun 오일셰일의 광물구성성분은 주로 방해석, 석영, 고령석, 그리고 인회석으로 구성되며, 그 외 돌로마이트, 장석, 황철석, 일라이트, 침철석, 그리고 석고 등으로 구성되어 있다(Dyni, 2003; Jamal, 2006).

미국

선캠브리아기에서 제 3기 동안에 걸쳐 퇴적된 막대한 양의 오일셰일 퇴적층이 미국에 분포하고 있다. 약간의 변화가 있지만 전 세계 매장량의 약 70% 이상이 매장되어 있는 것으로 알려져 있다. 대표적인 미국 내 오일셰일 퇴적층으로는 서부 콜로라도, 와이오밍, 그리고 유타 일대에 분포하는 그린리버층과 데본기에서 미시시피시기에 퇴적된 동부의 블랙 셰일(Devonian Black Shale)이다(Mathews, 1983; Dyni, 2003). 그 외 펜실베이니아 시기의 석탄층과 함께 산출되는 오일셰일 층이 동부에 분포하고 있으며, Nevada, Montana, Alaska, Kansas, 그리고 그 외 지역에 분포하고 있지만 이들 오일셰일은 규모가 너무 작거나, 혹은 등급이 낮아 체계적인 조사가 이루어지지 않은 지역들이다(Russell, 1990) (Fig. 4).

그린리버층은 초기에서 중기 에오세에 두 개의 커다란 호수에서 퇴적된 호수퇴적층으로 총 면적이 65,000 km²에 이른다(Fig. 4). 그린리버층은 콜로라도의 Piceance Creek 분지, 유타의 Uinta 분지, 그리고 와이오밍의 그린리버분지(Green River Basin)와 Washakie 분지로 구성되어 있다(Fig. 4). 와이오밍의 그린리버분지가 가장 넓은 범위를 차지하지만 Piceance Creek과 Uinta 분지의 오일셰일 매장량이 가장 많으며 또한 회수하기 쉬운 것으로 평가되고 있다(Altun *et al.*, 2006). 그린리버층이 퇴적된 기간은 약 백만년으로 당시 기후는 온대에서 아열대기후에 속했던 것으로 해석된다. 그린리버층에서는 육지 기원의 사암과 실트암층을 수반하는 넓게 퍼진 헛바닥 모양(intertonguing)의 이회암질 호성층이 나타나는데, 이는 호수에 유입하는 강의 유량 변동으로 호수의 확

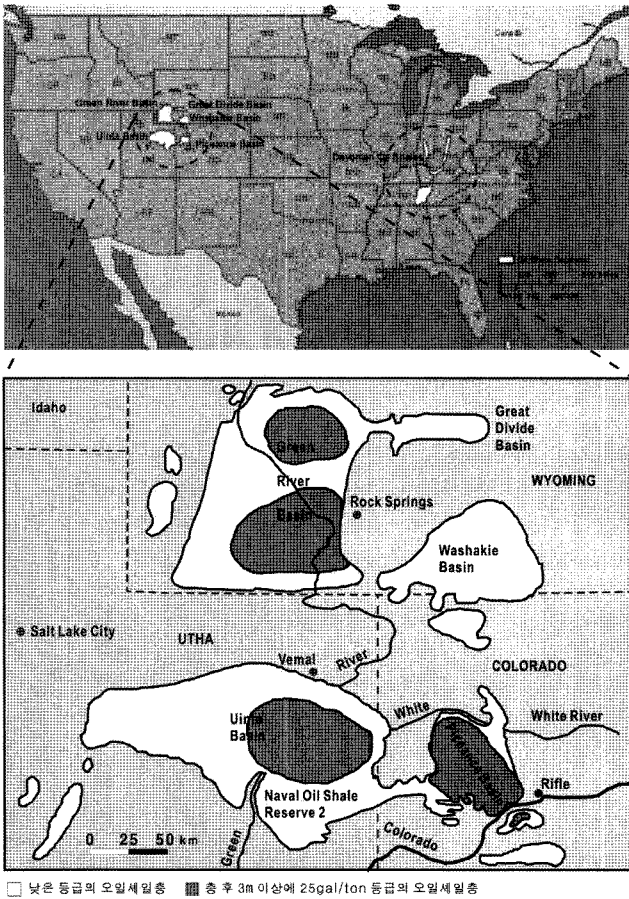


Fig. 4. top: Location map of Green River Formation and Devonian Black Shale, bottom: distribution map of subdivided basin in the Green River Formation (USGS, 2006).

장과 수축을 일어났다는 것을 밝혀주며(Dyni, 2003; USGS, 2006), 건기와 우기가 있었음을 지시한다. 건기에 그린리버 퇴적분지는 수축하였으며, 염도와 알칼리성이 증가한 것으로 보이며, 이는 그린리버층 최상부에 나타나는 나콜석(nahcolite), 암염(halite), 그리고 중탄산소다석(trona)의 집적으로 확인할 수 있다. 이와 같이 에오세 시기의 그린리버 호수의 따뜻한 알칼리성의 물은 청녹조류가 충분히 성장할 수

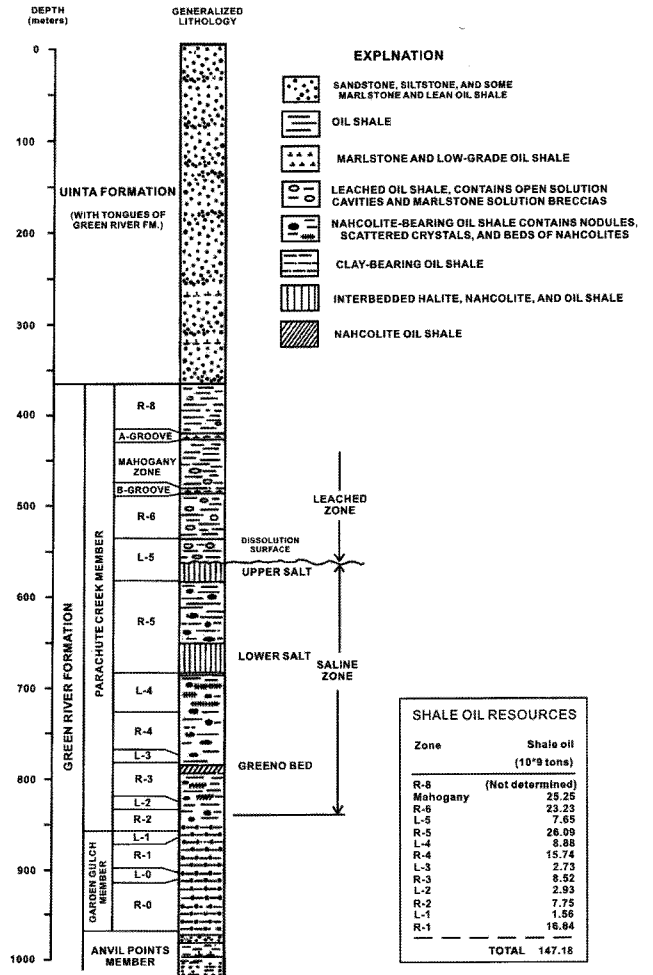


Fig. 5. Generalized stratigraphic section of the Green River Formation and associated rocks in the north-central part of the Piceance Creek Basin, northwest Colorado (data from Cole and Daub, 1991, Fig. 2) and the shale oil resource data (Pitman *et al.*, 1989).

있는 좋은 환경을 제공했던 것으로 해석된다(Dyni, 2003). 콜로라도의 Piceance Creek 분지는 그린리버층 중 가장 체계적으로 연구가 진행된 지역으로(Fig. 5), 이 지역의 오일셰

Table 7. Comparison of properties between Green River Formation and Devonian Black Shale in U.S.A. (Dyni, 2003; Altun *et al.*, 2006)

지역 및 층서	그린리버층(서부)	데본기 오일셰일(동부)
시대	초기 - 중기 에오세	데본기 후기~미시시피기
퇴적환경	호수 (큰 호수 ▶ 건조환경 ▶ 최건조기)	대륙연안 얕은 바다
주요 매장지 및 매장량	콜로라도 - Piceance Creek 분지(1조 배럴) 유타 - Uinta 분지(310억 배럴) 와이오밍 - Green River 분지(2,500억 배럴)	오하이오, 켄터키, 인디애나 주 등 430억 배럴
케로젠 종류	Type - I	-
매장 위치	Fig. 4	Fig. 4
유기물 기원	따뜻한 알칼리성 호수 기원의 블루 - 그린조류	비정질 유기물, 타스마나이트, Botryococcus, 그리고 Foerstia, 코노돈트, 복족류 등

일 추정 매장량은 약 1조 배럴이다(Pitman *et al.*, 1989). 유타의 Uinta분지의 매장량은 310억 배럴, 그리고 와이오밍 내 그린리버 분지에는 약 2,500억 배럴의 셰일오일이 매장되어 있는 것으로 보고되고 있다.

미국 동부에 위치하는 데본기 오일셰일은 후기 데본기에서 초기 미시시피시기에 얇은 해양환경에서 퇴적되었다(Dyni, 2003; Altun *et al.*, 2006). 데본기 오일셰일은 미국 미시시피강 동부에 위치하고 있으며(Fig. 4), 이들 지역은 데본기 당시 상당히 넓고 얇은 바다였던 것으로 판단된다. 데본기 오일셰일층과 그린리버층은 그들의 퇴적환경만큼이나 유기물의 기원과 성분 면에서 다소 차이를 보인다(Table 7). 데본기 오일셰일 내 유기물은 주로 비정질(amorphous)로 이루어져 있으며, 일부 *Tasmanites*, *Botryococcus*, 그리고 *Foersteria* 등으로 구성되어 있다. 오일셰일 내 유기탄소 함량을 10% 내외, 상부층의 두께는 200 m 이하, 그리고 셰일층의 두께를 3 m 이상으로 보았을 때, 데본기 오일셰일의 양은 약 4,230억 배럴로 추정된다(Dyni, 2003).

러시아

러시아에는 적어도 80개 이상의 오일셰일 퇴적층이 분포하고 있는 것으로 알려져 있다. 레닌그라드 구역 내 쿠케르사이트 오일셰일은 에스토니아와 같이 발전용 전기생산 연료로 사용된 사례가 있다(Dyni, 2003). 레닌그라드 오일셰일 매장지는 발틱 셰일 분지의 동쪽 끝에 위치하며 Slantsevsky와 Kingiseppsky 지구의 경계 내에 위치한다. 채굴 가능한 오일셰일층의 두께는 1.52~1.85 m이다. 피복층(overburden) 두께는 매장지의 북쪽 부분에서는 14 m이고 남쪽 부분에서는 120 m에 이른다. 지하강도에 의하여 개발된 매장지의 피복층 두께는 100~120 m이다. 개발된 매장지역에 남아 있는 잔여 오일셰일 자원량은 1억7천만 톤이다. 경제적으로 채굴할 수 있는 매장량은 지하채굴 시의 손실을 감안하여 9,670만 톤 정도이다. 아직 개발되지 않은 오일셰일의 매장량은 10억 톤으로 추정된다(한국석유공사, 2007).

오일셰일로부터 합성 원유 생산

생산 공정 소개

오일셰일로부터 셰일오일을 회수하고 이를 연료나 기타 자원으로 사용하기 위한 다양한 기술들이 과거 60여 년간 개발되어 왔다. 오일셰일로부터 합성 원유를 생산하는 과정은 Fig. 5에 표현된 공정을 통해 이루어진다.

셰일오일을 생산하는 기법은 크게 surface process와 in-situ process로 구분된다. Surface process는 오일셰일을 직접 채굴하여 분쇄과정을 거친 후, 열분해 과정을 통해 셰일오일이 얻어지는 공정이며, in-situ process는 채굴과정과 분쇄과정 없이 오일셰일이 묻혀 있는 지하에 직접 열을 공급하여 셰일오일이 얻어지는 공정을 말한다. Surface process는 미국의 유타주, 중국, 에스토니아와 같이 오일셰일이 깊게 묻혀 있지 않은 곳에서 적용되며, 반면 in-situ process는 미국 콜

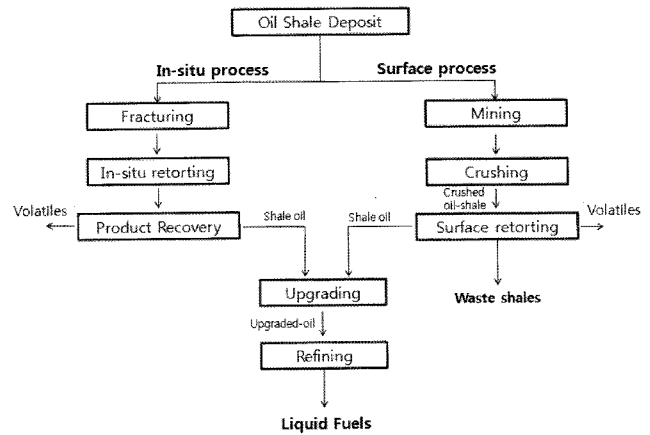


Fig. 6. Generalized processes for conversion of oil shale to SCO.

로라도주와 같이 오일셰일이 깊이 묻혀 있는 곳에 적용된다. In-situ process는 surface process와는 달리 외부환경 조건에 둔감하고 환경오염을 최소화시킬 수 있는 장점이 있지만, 막대한 기술 자본과 에너지를 필요로 하고, 현재까지도 상용화에 대한 불확실성이 높은 편이어서 지속적인 연구 개발이 필요한 분야이다.

Surface process

갱내 채굴(underground mining)과 노천 채굴(surface mining)로 얻어진 오일셰일은 분쇄과정을 거치게 된다. 분쇄과정을 거친 오일셰일은 445°C~500°C로 가열되면서 케로젠의 화학적 분해가 유도되어 셰일오일과 가스 오일 등을 생산하게 된다(Fig. 6). 열분해로부터 오일셰일로부터 셰일오일이 생산되는 과정을 retorting이라 하며, retorting이 일어나는 반응기를 retort라고 한다. Retorting 공정에 대한 내용은 retorting 공정 기술 개발에서 구체적으로 언급하였다.

In-situ process

In-situ process 공정은 surface process와 달리 채굴과 분쇄과정 없이 지하에서 직접 오일을 회수하는 방식이다. 이를 위해서는 먼저 지하수층의 물을 제거하고 오일셰일에 균열을 형성시킨다. 균열을 형성시킬 때 보통 자연 유압 파열식 시추(Natural-hydraulic-explosive-drilling) 방식을 주로 사용한다. 지하수 제거에서부터 균열 형성까지의 과정을 fracturing이라고 하며, 본 과정으로부터 형성된 균열 사이에 고열의 유체가 흐르게 되어 retorting 과정을 통해 셰일오일과 가스들이 지하에서 생산되게 된다.

Retorting 공정 기술 개발

Surface retorting

Surface retorting은 채굴 및 분쇄과정을 거친 오일셰일 중의 케로젠을 열분해하여 기체와 셰일오일로 전환하는 공정이다. Surface retorting 공정으로 UNION B, GCR, TOSCO II, ATP 공정 등이 있다(Table 8).

Table 8. Description of surface retorting

공정명	UNION B	GCR	TOSCO II	ATP
개발사	UNOCAL	US bureau of Mines	TOSCO	ARC
가열방식	반응가스-세일접촉	반응가스-세일접촉	전용매체-세일접촉	폐세일-세일접촉
반응기 형태	수직로	수직로	로타리 킬른	로타리 킬른
특징	조업상의 문제로 1991년 조업중단	Paraho, Petrosix 반응기 시스템의 원형	- 오일회수율 우수 - ExxonMobil Colony프로젝트에 적용	- 오일회수율 우수 - 에너지효율 우수 - 호주/에스토니아에 기술수출

UNION B 공정은 UNICAL에서 개발한 공정으로써, 오일 세일이 하부에서 상부로 올라가고 반응기체는 아래로 흐르게 이루어져 있다. 열분해에 필요한 열은 폐 세일의 연소반응으로부터 얻게 되고, 열전달은 반응기 내 가열된 기체와 고체(오일세일, 폐 세일)간의 접촉에 의해 이루어진다. 생성된 세일오일은 투입되는 오일 세일과의 접촉으로 인해 반응기 아랫부분에서 응축된다. 반응기 내부에서 오일 응축이 일어나게 됨으로써 냉각시스템이 따로 필요없다. 이 기술을 통해 1980년부터 1991년까지 총 450만 배럴의 오일을 생산하였다. 원래 하루 9천 배럴의 크기로 플랜트를 설계하였으나, 조업상의 문제로 반응기 용량의 50% 이상을 채운 채 조업을 중단하였다.

UNION B 공정의 단점을 보완하여 개선된 공정인 GCR 공정은 석탄가스화 기술을 도입하여 반응시스템을 설계하였다. UNION B 공정과 반대로 오일세일은 아래 방향으로 이동하고 하부에서 공기를 투입하여 폐세일 내 미반응 오일세일을 연소시키게 되고, 이 때 발생된 연소열은 retorting 열 원으로써 사용된다. 생성된 세일오일은 UNION B와 같은 원리로 새로 투입되는 오일 세일과의 열교환이 이루어져, 생성된 세일오일이 반응기 내에서 자연적으로 응축되어 응축용 냉각수가 불필요하다는 장점이 있다. 이와 더불어 투입되는 오일세일은 생성된 세일오일과 열교환이 이루어져 retorting 공정의 에너지 효율을 증진시킬 수 있다. 브라질에서는 GCR 공정을 통해 1999년까지 19만 5천 톤의 세일오일을 생산하였다.

TOSCO II 공정은 UNION B와 GCR 공정보다 세일오일 회수율이 우수하며, 반응기는 로타리킬른 타입으로 구성되어 있다. 본 공정기술은 GCR 및 UNION B와 마찬가지로 폐 세일의 연소열을 열분해 열공급원으로 활용되며, 열공급이 원활하게 이루어지도록 세라믹 불을 사용한다. 하단부에 분리스크린이 설치되어 있어 세일오일과 폐세일 처리가 용이하다. 이러한 장점들에 힘입어 Exxon Mobil은 Colony 프로젝트에 TOSCO II 공정을 적용하려 했으나, 유가 하락과 플랜트 건설비용에 대한 부담으로 인해 프로젝트가 수행도중 중단되었다. TOSCO II 공정은 타공정에 비해 오일 회수율은 우수하나 에너지 효율이 낮아, 공정 체계 개선을 위한 추가적인 연구가 필요하다.

ATP 공정은 ARC(Alberta Research Council)에서 개발된

기술로서, surface retorting 기술 중 가장 진보된 형태이다. 반응기 형태는 수평형 회전 실린더가 도입된 로타리킬른 타입이다. 약 125°C로 부분 건조된 오일세일이 예열 구역을 거치게 되면서 약 250°C까지 가열되고, 가열되는 과정에서 세일 내 존재하는 잔류 수분들이 제거된다. 그 후, 예열된 세일이 500°C에서 열분해가 일어나게 되어 세일오일과 비응축성 기체들이 생성되게 된다. 여기서 예열과 열분해에 필요한 열은 폐 세일 내 잔류 탄소의 연소반응을 통해 공급받게 된다. ATP 하단부에는 오일 회수 및 배출물 처리구역이 존재하게 되는데, 여기서 주 생성물과 부산물이 분리된다. ATP 공정은 반응기 내에서 가스 재순환과 가열 매체인 오일세일의 순환에 의해 직, 간접적으로 열이 전달되는 시스템으로 구성되어 있어 에너지 효율이 높고, 오일 생산성이 우수한 편이다. 폐 세일내의 탄소 함량이 3% 이하로 폐 세일의 환경 친화적인 매립이 가능하다. 또한, 공정 체계가 간단하고 공정 용수 요구량을 최소화할 수 있는 장점도 있다. ATP 공정은 호주의 스튜어트 프로젝트와 에스토니아의 VGT 프로젝트에 적용되었다.

Surface retorting 공정의 반응기에서 오일세일이 체류하는 시간은 대략 30분이다. 이를 고려하여 하루 최소 5만 배럴의 오일을 생산하기 위해서는 1,500톤의 오일세일을 동시에 담을 수 있는 반응기가 설계되어야 하는데, 이는 현재 기술 수준을 넘어선 것으로 생산 방식의 변화가 필요하다. 따라서 소규모 반응기를 이용한 모듈화를 통해 생산량 한계를 극복하여야 한다.

Retorting 공정은 케로젠 열분해 반응이므로, 비응축성 기체와 코크 생성물, 그리고 고분자 체인 형성 가능성이 높은 올레핀 화합물의 생성 선택도가 낮아지는 방향으로 공정이 설계되어야 한다. 또한, 생산된 세일오일이 개질공정(upgrading process)으로 이송되는 중에, 세일오일 속의 올레핀 화합물의 불포화 탄화수소에 의한 고분자 체인이 형성되어 제품의 질이 떨어질 수 있으므로, 적절한 외부 조건을 설정하고 개질(upgrading) 플랜트로 신속히 전달될 수 있는 이송 시스템을 설계해야 한다. 그리고 열 공급 속도를 적절히 조절하여 고품질의 세일오일이 얻어질 수 있는 최적의 공정 운전 조건 설정이 필요하다. Retorting 과정에서의 오일 회수율 증진을 위해 미국 특허 6709573(Smith, 1997), 5096569(Maa et al., 1992)에서는 stripping 공정을 도입하였고, 미국

특히 5360537(Strumskis, 1993)에서는 과연소 방지 방식으로 부터 열효율 개선을 위한 방안을 제시하였으며, 미국 특허 0194292에서는 첨가제 사용 방식을 제안하였다.

폐 셰일 연소 과정 중에 황산화물, 질소산화물 그리고 다량의 이산화탄소가 배출되기 때문에 대기 환경 규제에 적절히 대응하기 어려운 점이 있다. 황산화물과 질소산화물 처리 공정은 개발되어진 여러 기술이 존재하여 정유공장, 석유 화학 공장에서 적절히 사용되고 있다. 하지만, 이산화탄소의 경우는 처리과정에 대한 기술 개발이 현재 진행 상태에 있고, 배출 규제가 갈수록 까다로워지고 있기 때문에, 이산화탄소 배출량을 저감시킬 수 있는 적절한 방안을 모색해야 한다. 미국 특허 6464860(Peterson, 2000)에서는 cyclic combustion reaction 공정을 개발하여 이산화탄소를 활용하면서, retorting 열 공급효과를 극대화 시켜 오일 회수율을 증진시키는 방식이 제시되었다. 이는 이산화탄소가 오일 셰일과 고온에서 반응하여 일산화탄소를 생성시키고, 생성된 일산화탄소를 산소나 공기로 연소시켜 발생된 열을 공정에 활용하는 것으로 구성된 기술이다. 이 외에 수소를 연소시켜 발생된 열을 retorting에 활용하는 방식도 모색되고 있다. 수소 연소과정은 산소와 반응하여 물이 생성되는 과정이기 때문에, 대기 환경에 크게 영향을 주지 않으며, 열역학적으로 보면 수소 연소 열이 탄화수소나 탄소의 연소열보다 더 크기 때문에 공정 효율 측면과 환경오염 측면에서도 유리한 면이 많다.

폐 셰일을 매립하는 과정에서도 토양 오염 및 수질오염 등이 유발될 수 있기 때문에, 셰일 내에 형성된 여러 발암성 물질들과 무기 화합물 등과 같은 여러 부산물 회수 방법에 관해서도 적절히 고안되어야 한다.

In-situ retorting

In-situ retorting은 오일셰일의 직접적인 지중 전환공정으로, 오일셰일의 부존층에 직접 열을 공급하여 셰일오일을 추출하는 공정이다(Table 9).

1960년대 미국에서 수행된 TIS(True-in-situ) 기법은 지하의 오일셰일 층에 균열을 발생시킨 후, 고열의 유체를 오일셰일 층에 투입하거나 지하에서 연소반응을 유도하여 열분해를 수행하는 것이다. 가열유체로는 천연가스가 주로 사용되는데 내

부에 있는 물을 끌어 올리는 과정에서 오일과 가스가 함께 분출된다. 이 때 생성된 기체는 오일로부터 분리된 후 다시 가열되거나 재투입되어 에너지 효율을 증진시키는데 이용된다. TIS 공법은 폐 셰일 처리가 용이하고 고품질 오일 회수가 가능하다는 장점을 가지지만, 오일 회수율은 surface retorting 보다 낮다. 오일셰일 내 형성된 균열 부위가 균일하지 못해 가열되어야 할 부분에 열 공급이 제대로 되지 않고, 균열이 이루어진 오일셰일 구조상의 문제로 인해 생성된 셰일오일 유출의 어려움 때문이다. 또한 생성된 많은 양의 셰일오일이 폐 셰일 사이에 스며들어 외부로 분출되지 못하는 것도 회수율 향상에 걸림돌이 되고 있다.

MIS(Modified-In-Situ) 기법은 채굴과정과 TIS 기법을 접목한 기법으로서, TIS의 단점인 낮은 오일 회수율을 극복할 수 있도록 되어있다. 공정 과정을 살펴보면, 우선 오일셰일이 매장되어 있는 하부에 굴을 파고 retorting하고자 하는 위치까지 수직방향으로 구멍을 내고, 화약과 같은 폭발장치를 이용하여 굴뚝 모양의 retorting 영역을 형성시킨다. 그 다음, 형성된 굴의 입구를 막고 상부에 공기 및 연료가스를 주입하여 오일셰일 열분해가 이루어짐으로써 셰일오일이 생산되어진다. 이 때 하부에 생성된 폐 셰일의 잔류 탄소는 연소 반응에 참여하여 가열원으로 재활용된다. 그리고 MIS 공법에서 오일 회수율을 좀 더 향상시키기 위해 retorting 방향을 수직 방향이 아닌 수평방향으로 조정하거나, 오일셰일 속의 용해염을 녹여 셰일 사이에 공간을 확보하는 방법이 제안되기도 하였지만, 지하 공간에서 공정이 이루어지다 보니 열분해 반응과 열전달 조절 문제가 쉽사리 해결되지 못했다.

ICP 기법은 Shell사에서 개발한 공정으로 1981년부터 연구개발이 진행되어, 2006년 현재 기준으로 현장 테스트 단계까지 도달된 기술이다. ICP가 TIS나 MIS 공정과의 다른 차이는 열원 확보 방식이 연소반응이 아닌 전기에너지를 사용한다는 것이다. 1 에이커당 15~25개의 구멍을 뚫고 2,000 피트 깊이까지 전기 열선을 설치한 후 3년에서 4년 정도 가열하여 지하 온도를 316도에서 600도로 상승시켜, 케로젠이 열분해된다(Fig. 7). ICP 공정에서 전기 에너지로부터 얻어지는 열효율은 74% 정도이다. 열 공급 효과도 매우 높은 편이므로, 매장지 내 열분포가 균일하게 형성됨에 따라 열전달

Table 9. Description of in-situ retorting

공정명	True In-Situ (TIS)	Modified In-Situ (MIS)	In-situ Conversion Process (ICP)
개발사	Geokinetics INC, Equity Oil	Gulf, Occidental Oil Shale	Shell
개발년도	1960년대 이전	1990년대 이전	1981년 ~
열공급 원	heated-steam, 연소반응 (연소열)	연소반응 (연소열)	전기에너지 (전열방식)
특징	- 폐 셰일 처리용이 - 고품질 오일 생산	- 채굴 및 MIS공법 복합도입 - TIS보다 높은 오일 회수율	- 고품질 오일 생산 - 지하수 방지 - 대기 및 수질 오염 방지 - 열효율 개선 (75% 달성)
개선 항목	- 낮은 오일 회수율 - 낮은 열 전달율	- 반응 및 열전달 조절이 어려움	- 매우 자본 집약적임 - 기술의 불확실성이 높음

제어 문제는 거의 발생되지 않고, 다른 in-situ 공정들보다 더 깊은 곳까지 접근할 수 있어 면적당 오일 회수율이 우수하다. ICP 열 공급은 전기에너지로 이루어지기 때문에 갱내 승온 속도가 낮은 편이어서 오일 생산시간이 길지만, 열분해 반응이 점진적으로 일어나게 되어 생산된 오일 품질의 우수성이 향상되어 개질공정이 거의 불필요하여 후단 처리과정이 간소해지게 되어 공정비용을 줄일 수 있게 된다. 대기오염과 지하수 오염과 같은 환경 문제에서도 자유로운 편이다. 열 공급과정에서 연소과정이 아닌 전기에너지를 사용하기 때문에 연소 과정 중에 발생하는 이산화탄소, 황산화물, 질소 산화물 등의 대기 오염 물질의 방출량을 최소화시킬 수 있으며, 전기가열 지역 주위에 영하 45도로 유지되는 얼음벽이 설치되었기 때문에 지반 냉각(ground freezing)이 유도되어 지하수 차단 및 오염을 방지할 수 있다. 그리고 용수 사용량과 폐석 매립지 규모가 최소화될 수 있다. ICP 기술의 여러 장점들만을 놓고 볼 때, 오일세일 상용화의 무한 가능성을 엿볼 수 있지만, 현재 여건으로는 공정 실현화에 어려움이 많다. 특히, 투자 측면에서 보면 ICP의 기술 개발비용이나 설비 비용 등이 매우 높은 자본집약적인 공정이다. 게다가, ICP 기술은 대규모 스케일에서 공정 적용사례가 없어 공정 실현화가 가능한지의 여부도 불분명하고, 최소 3~4년의 가열 시간이 필요하며 투자액을 회수하기까지 상당 시간이 소요되기 때문에 투자자 입장에서 보면 ICP 기술은 투자회피 대상으로 여겨질 수밖에 없는 상황이다. 따라서 ICP의 공정 실현화를 위해서는 우선적으로 기술의 불확실성을 최소화시키는데 주력해야 한다. 그러기 위해서는 먼저 지하층의 가열 시간을 줄이고, 각 공정 단계에 드는 비용을 최소화 시켜야 한다. 그리고 전체 공정 비용과 규모의 경제를 고려하여 하루 평균 10만 배럴 이상의 생산규모를 유지할 수 있는 장치 설계를 확보하여 생산단가를 적절히 조절해야 할 것이다.

ICP 공정에서 개선시켜야 할 부분을 고려하여 많은 연구가 진행되고 있다. 2005년 공개된 미국 특허 07320364 (Fairbanks, 2005)에서는 ICP 공정에서 가열이 이루어진 지반의 열전달 환류 현상을 방지함으로써 공정 효율을 증진시킨 내용을 공개하였다. 2007년 또 다른 미국 특허 0805906에서는 ICP 공정의 가열원으로써 기존의 전기에너지 대신 마이크로 파동에너지(microwave energy)를 도입하여 오일 생산 효율을 증진시켰다고 보고하는 등의 많은 연구가 이루어지고 있다. 그리고 Shell사 뿐만이 아니라 Exxon Mobil사에서도 새로운 기법의 in-situ retorting 공정을 개발하여 실용화 방향으로 연구 중에 있다. 이 공정은 과거 TIS 공정을 다소 개선시킨 것으로서 균열이 생성된 곳에 전기 전도성 물질을 삽입하여 전기 가열을 통해 오일 생산이 이루어진다는 것이 핵심 기술이다. 여기서 사용되는 전도성 물질은 석회암류 석유코크스가 주로 사용되어 세일오일 물성에 영향을 주지 않는다. 그리고 감압 조건에서도 탄화수소를 강제적으로 배출시킬 수 있어 생산 효율 측면에서도 유용하다. 소규모 스케일에서만 공정연구가 이루어졌고 대규모 공정에서는 적용된

사례가 없어 본 기술에 대한 확신이 높지 않다. 하지만, 모델링 결과를 보면, 전도매체를 이용한 열전도 모델은 효율적인 열전달이 가능함을 보여주고 있다. Exxon Mobile사에서 개발한 기술은 70% 이상의 석유 전환율을 달성할 수 있어 두껍고 풍부한 양을 가진 지역의 오일세일에 적절히 이용될 수 있어, 상용화 가능성이 충분한 기술로 평가되고 있다.

신개념 오일세일 공정 기술

Surface retorting이나 in-situ retorting의 기술적 장애요인을 보완하기 위한 신 개념 공정들이 제시되고 있다. 개발 방향은 retorting 과정에서의 반응온도를 낮추거나, 승온속도를 빠르게 하고, 수소 공여제나 용매를 도입하는 방향으로 연구가 진행되고 있다. 개발된 기술들 중에 JSG-A(John S. Rendall General Partner)사의 열용용(thermal solution) 기술은 열 공급으로부터 오일을 회수하는 기존 방식과 달리 오일을 용매로 회수하고, 이 후 열수를 가하여 폐 세일을 분리한 다음, 무기성 부산물을 따로 회수하는 시스템으로 구성되어 있으며, 현재 스케일업 연구가 진행 중이다(Bartis *et al.*, 2005). 실험실 수준의 연구를 통해, 오일 품질을 떨어뜨릴 수 있는 올레핀의 생성 선택도가 최소화되는 동시에 Fischer assay 150%가 가능할 정도로 오일 회수율이 극대화되는 결과를 얻었다. 또한 열수로부터 고가 무기성 부산물을 회수함으로써 경제적 효과가 상승되고, 폐 세일 처리 양이 줄어들게 되어 환경처리 측면에서도 부담스럽지 않아 실용화에 유리한 공정으로 평가되고 있다.

개질(Upgrading) 공정

생산된 세일오일은 점성이 높은 중질 원유로서 이송에 드는 비용이 높아 수유지로의 운송과정이 경제적이지 못하다.

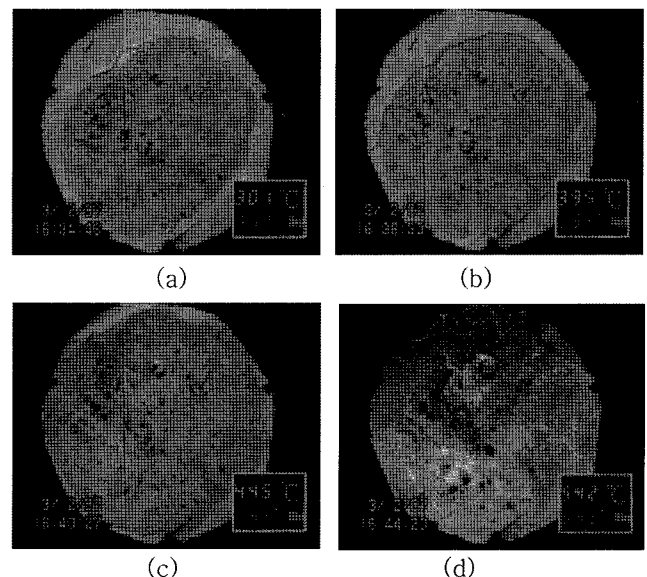


Fig. 7. Steps of oil-shale retorting at 301°C (a), 395°C (b), 445°C (c) and 542°C (d) (<http://kr.youtube.com/watch?v=lrweeUQRr00>).

또한 황, 질소, 산소 원자가 함유된 탄화수소 화합물과 수은과 같은 금속 성분이 오일 속에 상당량 존재하는데, 이는 정유 시설의 공정 조업 효율을 감소시키게 되는 원인이 된다. 셰일오일 속에 함유된 불순물들을 제거하고, 경질 합성원유로 전환시켜 제품 품질이 개선되도록 하기 위해서는 화학적 처리공정이 필요한데, 이를 개질공정(upgrading process)이라 한다(Fig. 8). 개질 공정을 거치게 되면 생산된 경질 합성원유는 이송이 용이하여 운송비가 절감되는 것은 물론이고, 불순물 농도가 줄어들게 되어 엄격한 대기 오염 규제에 적절히 대응할 수 있으며, 수소첨가 처리 공정을 거칠 때 반응조건이 온화해져서 공정 효율성을 높일 수 있게 된다. 그리고 불순물 제거 과정에서 생성되는 피리딘, 레코시놀과 같은 것들은 농약, 세제, 계면활성제, 항상제 등의 합성을 위한 물질로서 고부가가치 화학제품이라 볼 수 있다. 피리딘과 레코시놀은 모두 2006년 기준 배럴당 60~600불 정도의 가격을 형성하고 있기 때문에 제품 판매 경로가 형성된다면 전체 공정의 경제성이 크게 향상될 수 있다.

오일세일 개발 전망

Surface process로 하루 5만 배럴 규모의 플랜트를 건설하기 위해 필요한 비용은 2005년 기준으로 50~70억 달러로 보고 있다(Bartis et al., 2005). 또한, 조업과정, 운영 및 유지에 필요한 비용은 2005년 기준으로 배럴당 17~23달러로 평가되고 있다(Bartis et al., 2005). 이 같은 여건에 비추어 볼 때 유가가 배럴당 90달러 이상은 유지되어야 경제성을 만족시킬 수 있다는 결론이 나온다. 이것은 건설 직후 플랜트 운전이 시작되었을 때를 기준으로 산출된 것이다. 보통 플랜트 건설이 이루어졌을 때 당장의 수익성은 없더라도 조업이 진행됨에 따라 원가 절감효과가 커지게 되므로 플랜트 건설의 타당성이 부여되는 경우가 많다. RAND에서도 12년간 5억 배럴의 셰일오일을 생산한 이후부터 최대 50%까지의 생산 비용 절감이 가능한 것으로 보고 있다. 생산이 지속적으로 이루어지게 되면 추가 하락도 예상할 수 있다. 이 결과는 Colony, Union 프로젝트 결과에 의한 것임을 감안하여야 한다. 또한, 현재까지 이루어진 기술진보를 고려하고, 동시에 엄격해진 환경규제로 인한 환경처리 비용 상승도 고려해서 본 공정의 적합여부를 판단해야 할 것이다.

Surface process와 비교해 볼 때, ICP 공정은 채굴비용이 들지 않고, 셰일오일의 품질이 우수하여 upgrading 공정비용이 대폭 감소되고, 환경복원 비용이 낮은 것이 장점으로 surface process보다 경쟁력 있는 공정임을 알 수 있다. Shell은 유가가 배럴당 25달러 정도에서도 ICP 공정이 충분히 경쟁력이 있는 것으로 보고 있다(Bartis et al., 2005). ICP 공정에서는 retorting이 마무리되면, 스팀을 주입하여 잔존 탄화수소를 완전히 회수, 제거하고 나머지 열을 회수하고, 회수된 열은 전력 생산에 사용할 수 있게 된다. 이산화탄소 처리비용은 차후 발전비용을 30% 정도 상승시킬 수 있으며

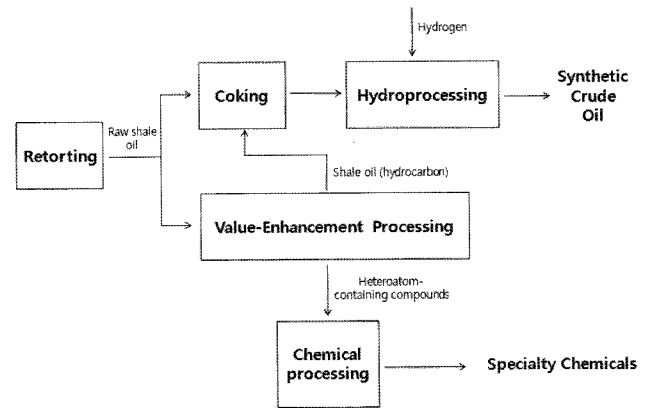


Fig. 8. Upgrading process of shale-oil to SCO and other chemicals.

로 실제 효과는 원가의 15% 정도 반영될 것이다. 따라서 ICP 공정은 유가가 배럴당 30달러 정도에서도 가격경쟁력을 가질 수 있을 것이라 평가되고 있다.

하나의 산업이 정착되는 과정은 여러 위험 요소가 동반되기 마련이기에 공장을 세우기 전 명확하고 철저한 분석이 이루어져야 한다. 오일세일 활성화를 위해서는 surface process 기술의 낮은 경제성, in-situ process가 갖는 단점인 막대한 초기 투자나 잘 구축된 인프라가 요구된다는 부담을 극복할 수 있고, 경제적이며 효율적인 케로젠 회수 기술 개발이 이루어져야 한다. 또한 에너지 소비를 최소화하기 위해 생성된 비용축성 가스와 잔존 탄소가 함유된 폐 셰일을 적절히 활용할 수 있는 고효율 공정의 개발이 매우 중요하다. 공정 중에 발생하는 이산화탄소를 활성화시켜 연소과정에 적용하는 등의 현재까지 개발된 기술들과 최근 엄격해진 환경규제로 인한 환경처리 비용 상승도 함께 고려되어야 한다.

1857년부터 1962년까지 셰일오일을 생산하던 스코틀랜드와 1960년대 실험용 플랜트까지 건설하여 오일세일 개발 투자에 앞장섰던 미국의 경우 막대한 개발비용과 환경 파괴 가능성으로 인해 별다른 성과를 거두지 못하였다. 2006년부터 시작된 고유가 행진으로 인해 배럴당 100~120달러로의 유가 폭등이 지속될 때에는, 오일세일의 개발 타당성이 재차 인식되어 새로운 석유에너지 공급원으로써 부각되었다. Shell, Chevron과 같은 오일 메이저 기업을 중심으로 오일세일 기술 개발에 많은 관심을 보이며 오일 세일 개발에 적극적으로 참여하려는 분위기로 흘러갔으나, 최근 유가 폭락으로 인해 또 다시 기술개발 붐이 저하되고 있어 개발 속도가 점점 저하되고 있는 실정이다. 최근 보도된 기사에 의하면, 미국의 오일세일 개발 타당성을 분석한 RAND사에서 오일세일에 관한 기술 개발 분석 등의 연구를 더 이상 수행하지 않을 것임을 발표하였다. 이는 유가 폭락뿐만 아니라 기술 개발 투자비가 매우 높은 반면 기술에 대한 불확실성이 높은 것이 가장 큰 이유일 것이다. 이와 더불어 대부분 나라에서도 오일세일 개발에 대한 시각이 부정적인 방향으로 흘러가고 있는 것도 사실이다.

결 론

현재 우리가 사용하는 경질원유의 추정 매장량은 2006년 기준으로 약 1조 배럴 정도로 알려져 있는데, 2010년이나 2030년 무렵에 원유 생산이 정점에 도달한 후 점차 감소할 것이라고 예측되고 있다. 또한 불안정한 국제 정세와 중국 및 인도 등 개발도상국의 급격한 석유 소비량 증가로 석유 가격이 가파르게 상승한 반면, 이를 뒷받침할 추가 유전개발은 이루어지지 않고 있기 때문에 잠재력이 충분히 내재된 오일셰일의 개발 경제성이 높아질 것으로 예상된다. 당장의 수익성을 크게 기대할 수는 없는 개발 사업이지만, 고유가 대비책으로서 오일셰일 기술 개발은 끊임없이 진행되어야 할 것이다. 또한 우리의 경우 고품질 오일셰일이 부존 하는 지역을 확보하는 과정도 중요하기 때문에 다른 국가와의 경쟁에 대응할 수 있는 기술과 경쟁력을 확보할 필요가 있다.

참고문헌

- 이용일, 1993, 석유지질학, 민음사, 310p.
- 세종대학교, 2007, 박충 오일샌드 개발을 위한 공법분석 및 기술 동향 조사, 138p.
- 한국석유공사, 2007, 오일셰일 개발 기초연구, 103p.
- Afonso, J.C., Schmal, M. and Cardoso, J.M., 1994. Hydrocarbon distribution in the Iratí shale oil. *Fuel*, 73, 363-366.
- Altun, N.E., Hicyilmaz, C., Hwang, J.-Y., Suat Bagci, A. and Kok, M.N., 2006, Oil shales in the world and Turkey; reserves, current situation and future prospects: A review. *Oil Shale*, 23, 211-227.
- Anthony, A., 2006, Oil Shale: History, Incentives, and Policy. Congressional Research Service. 32p.
- Bartis, J.T., LaTourrette, T., Dixon, L., Peterson, D.J. and Cecchine, G., 2005, RAND report, Oil Shale Development in the United States.
- Bauert, H., 1994, The Baltic oil shale basin: an overview, Proc. 1993 Eastern Oil Shale Symposium, University of Kentucky, Institute for Mining and Minerals Research, p.411-421.
- BP, 2007, Statistical Review of World Energy.
- Cole, R.D. and Daub, G.J., 1991, Methane occurrences and potential resources in the lower Parachute Creek Member of Green River Formation, Piceance Creek Basin, Colorado, 24th Oil Shale Symposium Proceeding. Colorado School of Mines Quarterly, 83, p.1-7.
- Crisp, P.T., Ellis, J., Hutton, A.C., Korth, J., Martin, F.A. and Saxby, J.D., 1987, Australian oil shales: a compendium of geological and chemical data, North Ryde, NSW, Australia, CSIRO Inst. Energy and Earth Sciences, Div. of fossil fuels, 109p.
- Davies, G.R. and Nassichuk, W.W., 1988, An early Carboniferous (Visean) lacustrine oil shale in Canadian Arctic Archipelago, *Bull. American Association of Geologist*, 72, 8-20.
- Dyni, J.R., 2003, Geology and resources of some world oil-shale deposits. *Oil Shale*, 20, 193-252.
- EASAC (European Academies Science Advisory Council), 2007, A study on the EU oil shale industry - viewed in the light of the Estonian experience, 65p.
- Fairbanks, M.D., 2005, US Patent 07320364, Inhibiting reflux in a heated well of an in situ conversion system.
- Fischer, P., 2005, Hopes for shale oil are revived, *world oil magazine*, 226 No. 8.
- <http://kr.youtube.com/watch?v=lrweeUQRr00>
- Hutton, A.C., 1987, Petrographic classification of oil shales. *International Journal of Coal Geology*, 8, 203-231.
- Hutton, A.C., 1991., Classification, organic petrography and geochemistry of oil shale, Proc. Eastern Oil Shale Symposium, University of Kentucky, Institute for mining and Minerals Research, Lexington, p.163-172.
- Jamal, A., 2006, Jordan Oil Shale, Availability, Distribution, and Investment Opportunity. Conference on Oils Shale, "Recent Trends in Oil Shale", 7-9 November 2006, Amman, Jordan, 20p.
- Laherrere, J., 2005, Review on oil shale data, Hubbert Peak, 10p.
- Liang, Y., 2006, Current status of oil shale industry in Fushun, China, International Oil Shale Conference: "Recent Trends in Oil Shale", 7-9 Nov. 2006, Amman Jordan.
- Maa, P.S., Chianelli, and Russell, R., 1992, US Patent 5096569, Catalytic hydrolysis of carbonaceous material with char recycle.
- Macauley, G., 1981, Geology of the oil shale deposits of Canada, Geological Survey of Canada Open File Report OF 754, 155p.
- Macauley, G., Ball, F.D. and Powell, T.G., 1984, A review of the Carboniferous Albert Formation oil shale. New Brunswick. *Canadian Petroleum Geol. Bull.*, 32, 27-37.
- Mathews, R.D., 1983, Devonian-Mississippian oil shale resource of the United States. In: Gary, J.H., (ed.), 16th Oil Shale Symposium Proceedings, Colorado School of Mines Press, p.14-25.
- Ots, A., 2007, Estonian oil shale properties and utilization in power plants. *Envrgetika*, 55, 8-18.
- Padula, V.T., 1969, Oil shale of Permian Iratí Formation, Brasil. *Bull. American Association Petroleum Geologist*, 53, 211-223.
- Peterson, O.V., 2000, US Patent 6464860, Process apparatus for regenerating carbon monoxide and heating steel.
- Pitman, J.K., Pierce, F.W. and Grundy, W.D., 1989, Thickness, oil-yield, and kriged resource estimates for the Eocene Green River Formation, Piceance Creek Basin, Colorado, U.S. Geological Survey Oil and Gas Investigations Chart OC-132.
- Qian, J., Wang, J. and Li, S., 2006, Oil shale activity in China, 26th Oil Shale Symposium Colorado School of Mines, 3p.
- Russell, P.L., 1990, Oil shales of the world, their origin, occurrence and exploitation, Pergamon Press, New York. 753p.
- Schmidt, S., 2003, New directions for shale oil: path to a secure new oil supply well into this century[on the example of Australia]. *Oil Shale*, 20, 333-346.
- Smith, A.L., 2004, US Patent 6709573, Process for the recovery of hydrocarbon fractions from hydrocarbonaceous solids
- Strumskis, L., 1993, US Patent, Apparatus and method for retorting oil shale and like materials, 5360537.

USGS (U.S. Geological Survey), 2006, Geology and Resources of some World oil-shale deposits. Scientific Investigations Report 2005-5294 by Dyni, J.R.

Walter, Y., 1998, Shale Oil: The Elusive Energy. Hubbert Center

Newsletter, 8p.

(2008. 4. 18. 원고접수)

(2008. 7. 2. 수정본 채택)