

캐나다 아사바스카 오일샌드 지질특성 Geology of Athabasca Oil Sands in Canada

권 이 균 (Yi Kyun Kwon)*

요 약 : 오일샌드는 비재래형(unconventional) 석유자원의 하나로서 비투멘(bitumen), 물, 점토, 모래의 혼합물이다. 오일샌드 비투멘은 API 비중이 8-14°이고 점도가 10,000 cP 이상인, 매우 무겁고 점성이 큰 탄화수소 자원으로서 일반적으로 지표나 천부퇴적층에서 유동성을 갖지 않는다. 오일샌드 비투멘은 주로 캐나다 앨버타주와 사스캐추완주에 분포하고 있으며, 캐나다에만 원시부존량이 1조 7천억 배럴, 확인매장량이 1천 7백억 배럴에 달한다. 대부분은 앨버타주 포트 맥머레이(Fort McMurray) 인근의 아사바스카(Athabasca), 콜드레이크(Cold Lake), 피스리버(Peace River) 지역에 매장되어 있다. 캐나다 오일샌드 저류지층은 아사바스카 지역의 맥머레이층(McMurray Fm)과 클리어워터층(Clearwater Fm), 콜드레이크 지역의 맥머레이층(McMurray Fm), 클리어워터층(Clearwater Fm), 그랜드래피드층(Grand Rapid Fm), 피스리버 지역의 블루스카이층(Bluesky Fm)과 게팅층(Gething Fm)이다. 이들 지층은 하부 백악기 지층으로서 중생대 초-중기에 발생한 북미판과 태평양판의 충돌과 그로 인한 대륙전면분지(foreland basin)의 형성과정에서 퇴적되었다. 본지의 기반암은 복잡한 지형을 갖는 고생대 탄산염암이며, 그 위에 북미대륙 북쪽의 보레알해(Boreal Sea)로부터 현재의 북미대륙 서부를 남북으로 관통하는 전기백악기내해로(Early Cretaceous Interior Seaway)를 따라 해침이 발생하면서 오일샌드 저류지층이 형성되었다. 세 개의 주요 오일샌드 분포지역 가운데 80% 이상의 오일샌드를 매장하고 있는 아사바스카 지역의 저류지층인 맥머레이층과 크리어워터층의 최하부층원인 와비스코 층원(Wabiskaw Mbr)은 전기 백악기 시기의 해침층서를 잘 반영하고 있다. 맥머레이층 하부에는 하성기원의 퇴적층이 발달하고, 상부로 가면서 점차로 조석기원의 천해 퇴적층이 우세해지며, 와비스코 층원에 와서는 외해 세립질 퇴적층이 광역적으로 분포한다. 이러한 해침기원의 상향 세립화 경향은 아사바스카 오일샌드 부존지역에서 일반적으로 관찰된다. 오일샌드 부존지층은 일반적으로 불균질 저류층이며, 주요 저류층은 하성퇴적층이나 에스츄어리(estuary) 기원의 퇴적층에 발달한 하도-포인트바 복합체(channel-pont bar complex)이다. 이러한 하도-포인트바 복합체는 범람원 및 조수평원 세립질 퇴적층이나 만-층진(bay-fill) 퇴적층과 함께 맥머레이층을 형성한다. 맥머레이층 상부에 오는 와비스코 층원은 주로 외해 세립질 퇴적층으로 이루어져 있으나, 맥머레이층을 대규모로 침식하는 하도사암층이 지역적으로 발달하기도 한다. 캐나다에서 오일샌드는 주로 노천채굴(surface mining)과 심부열회수(in-situ thermal recovery) 방식으로 생산한다. 50 m 미만의 심도에 묻혀있는 오일샌드는 노천채굴 방식으로 회수하여 비투멘 추출(extraction)과 개질(upgrading)과정을 거쳐 합성원유(synthetic crude oil)로 생산된다. 반면에 150-450 m 심도에 묻혀있는 오일샌드는 주로 심부열회수 방식으로 비투멘을 회수하여 비교적 간단한 비투멘 블렌딩(blending)과정을 통해 유동성을 증가시켜 정유시설로 운반한다. 심부열회수 방식으로 오일샌드를 개발할 경우 주로 스팀주입중력법(SAGD: Steam Assisted Gravity Drainage)이나 주기적스팀강화법(CSS: Cyclic Steam Stimulation)이 사용된다. 이러한 방법들은 저류층에 스팀을 주입하여 저류층 내의 온도를 상승 시킴으로써 비투멘의 유동성을 증가시켜 회수하는 기술을 사용한다. 따라서 오일샌드 저류층 내부의 스팀전파효율을 결정하는 저류지층의 주요 지질특성에 대한 이해가 선행되어야 효과적인 생산실제와 효율적인 생산을 수행할 수 있다. 오일샌드 생산에 영향을 미치는 저류층의 주요 지질특성에는 (1) 비투멘 샌드층의 두께(payload) 및 연결성(connectivity), (2) 비투멘 함량, (3) 저류지역 지질구조, (4) 이질배플(mud baffle)이나 이질프러그(mud plug)의 분포, (5) 비투멘 샌드층에 협재하는 이질퇴적층의 두께 및 수평연장성(lateral continuity), (6) 수포화층(water-saturated sand)의 분포, (7) 가스포화층(gas-saturated sand)의 분포, (8) 포인트바의 성장방향성, (9) 속성층(diagenetic layer)의 분포, (10) 비투멘 샌드층의 조직특성 변화 등이 있다. 이러한 지질특성에 대한 고해상의 분석을 통해 보다 효과적인 오일샌드 개발이 달성될 수 있을 것이다.

주요어 : 오일샌드, 비투멘, 아사바스카, 맥머레이층, 하도-포인트바 저류층

Abstract : As conventional oil and gas reservoirs become depleted, interests for oil sands has rapidly increased in the last decade. Oil sands are mixture of bitumen, water, and host sediments of sand and clay. Most oil sand is unconsolidated sand that is held together by bitumen. Bitumen has hydrocarbon in situ viscosity of >10,000 centipoises (cP) at reservoir condition and has API gravity between 8-14°. The largest oil sand deposits are in Alberta and Saskatchewan, Canada.

*한국지질자원연구원 석유해저연구본부 (Korea Institute of Geoscience and Mineral Resources Petroleum and Marine Research Division, Daejeon 305-350, Korea) Tel.: +82-42-868-3394, E-mail: kyk70@kigam.re.kr

The reserves are approximated at 1.7 trillion barrels of initial oil-in-place and 173 billion barrels of remaining established reserves. Alberta has a number of oil sands deposits which are grouped into three oil sand development areas - the Athabasca, Cold Lake, and Peace River, with the largest current bitumen production from Athabasca. Principal oil sands deposits consist of the McMurray Fm and Wabiskaw Mbr in Athabasca area, the Gething and Bluesky formations in Peace River area, and relatively thin multi-reservoir deposits of McMurray, Clearwater, and Grand Rapid formations in Cold Lake area. The reservoir sediments were deposited in the foreland basin (Western Canada Sedimentary Basin) formed by collision between the Pacific and North America plates and the subsequent thrusting movements in the Mesozoic. The deposits are underlain by basement rocks of Paleozoic carbonates with highly variable topography. The oil sands deposits were formed during the Early Cretaceous transgression which occurred along the Cretaceous Interior Seaway in North America. The oil-sands-hosting McMurray and Wabiskaw deposits in the Athabasca area consist of the lower fluvial and the upper estuarine-offshore sediments, reflecting the broad and overall transgression. The deposits are characterized by facies heterogeneity of channelized reservoir sands and non-reservoir muds. Main reservoir bodies of the McMurray Formation are fluvial and estuarine channel-point bar complexes which are interbedded with fine-grained deposits formed in floodplain, tidal flat, and estuarine bay. The Wabiskaw deposits (basal member of the Clearwater Formation) commonly comprise sheet-shaped offshore muds and sands, but occasionally show deep-incision into the McMurray deposits, forming channelized reservoir sand bodies of oil sands. In Canada, bitumen of oil sands deposits is produced by surface mining or in-situ thermal recovery processes. Bitumen sands recovered by surface mining are changed into synthetic crude oil through extraction and upgrading processes. On the other hand, bitumen produced by in-situ thermal recovery is transported to refinery only through bitumen blending process. The in-situ thermal recovery technology is represented by Steam-Assisted Gravity Drainage and Cyclic Steam Stimulation. These technologies are based on steam injection into bitumen sand reservoirs for increase in reservoir in-situ temperature and in bitumen mobility. In oil sands reservoirs, efficiency for steam propagation is controlled mainly by reservoir geology. Accordingly, understanding of geological factors and characteristics of oil sands reservoir deposits is prerequisite for well-designed development planning and effective bitumen production. As significant geological factors and characteristics in oil sands reservoir deposits, this study suggests (1) pay of bitumen sands and connectivity, (2) bitumen content and saturation, (3) geologic structure, (4) distribution of mud baffles and plugs, (5) thickness and lateral continuity of mud interbeds, (6) distribution of water-saturated sands, (7) distribution of gas-saturated sands, (8) direction of lateral accretion of point bar, (9) distribution of diagenetic layers and nodules, and (10) texture and fabric change within reservoir sand body.

Keywords : oil sand, bitumen, Athabasca, McMurray Fm, channel-point bar reservoir

서 론

오일샌드는 모래, 비투멘, 점토퇴적물, 물의 혼합체로서 비중과 점성이 매우 큰 석유자원이다. 캐나다 앨버타주에 주로 매장되어 있는 오일샌드 비투멘은 오랜 시간에 걸친 생분해 작용에 의해 형성되었으며, 통상적으로 비투멘 함량이 1-18%, API 비중이 8-14°, 점성도가 10,000 cp 이상인 특징을 가지고 있다(Hein, 2006). 오일샌드는 캐나다, 베네주엘라, 콩고, 미국 등에 대규모로 매장되어 있다. 오일샌드는 초중질유(extra-heavy oil) 및 비투멘(bitumen)을 총칭하는 용어로 사용되어 경우에 따라 베네주엘라 등에 매장된 초중질유와 캐나다의 비투멘을 모두 오일샌드라고 부르기도 하지만, 최근에는 캐나다 앨버타주에 매장된 비투멘만을 오일샌드라고 한다. 오일샌드 비투멘은 캐나다에 1조 7천억 배럴이 매장되어 있으며, 확인매장량은 1천 7백억 배럴로 추산되고 있다(Hinkle and Batzle, 2006). 캐나다 앨버타주의 오일샌드 매장량은 전 세계 석유매장량의 13%를 차지할 정도로 막대한 양이다.

오일샌드의 개발 및 상업생산은 2000년대에 들어서면서 본격화되었다. 오일샌드는 비투멘 부존에 대한 정보가 이미 대부분 확인되어 있기 때문에 매우 적은 탐사비용으로 개발할 수 있는 장점을 갖지만, 비투멘의 높은 점성도로 인한 비유동성은 비투멘 생산회수를 위해 막대한 초기투자비용과

생산비용이 들게 한다. 게다가 비투멘의 가격은 재래형(conventional) 오일의 가격과 비교해 40-50%에 불과해 가격 경쟁력이 떨어지는 약점을 가지고 있다. 따라서 석유가격이 50달러 미만이었던 1990년대 중반까지도 상업적인 생산에 회의적인 석유회사가 대부분이었고, 아사바스카 지역의 포트 맥머레이 인근의 노천채굴이 가능한 지역에서만 오일샌드 개발이 부분적으로 이루어지고 있었다(AEUB, 2007).

이러한 상황은 최근 석유가격이 점차적으로 상승하고 이에 따라 비투멘 가격도 상승하면서 변화하기 시작했다. 석유가격이 100달러에 육박하게 되면서 비투멘 가격도 40달러 이상에서 거래되기 시작하였다. 또한 주요 석유회사들이 오일샌드 개발에 참여하면서 오일샌드 비투멘 회수기법이 발달하고 생산효율이 높아지면서 오일샌드 개발은 현실화 되었고, 현재는 캐나다, 미국, 유럽의 대규모 석유회사 뿐만 아니라, 일본, 중국, 인도 등의 석유회사들도 앞다투어 오일샌드 개발에 나서고 있다.

캐나다에서 오일샌드는 주로 노천채굴과 심부열회수 방식으로 생산한다. 캐나다 앨버타주의 오일샌드 비투멘은 약 80% 정도가 심부열회수 방식으로 개발할 수 있는 심도에 묻혀 있으며, 현재 생산되는 비투멘의 양은 노천채굴 방식이 약 70%, 심부열회수 방식이 약 30%이나, 2015년에는 두 방식에 의한 생산량이 비슷해질 것으로 예측되고 있다(AEUB, 2007). 심부열회수 방식으로 오일샌드를 개발할 경

우 주로 저류층에 스팀을 주입하여 저류층 내의 온도를 상승 시킴으로써 비투멘의 유동성을 증가시켜 회수하는 스팀주입 중력법이나 주기적스팀강화법이 사용된다. 따라서 오일샌드 저류층 내부의 스팀전파효율을 결정하는 저류층의 주요 지질특성에 대한 이해가 선행되어야 효과적인 생산설계와 효율적인 생산을 수행할 수 있다.

오일샌드 저류층에 대한 주요 지질특성을 이해하기 위해서, 본 연구는 캐나다 오일샌드 부존지층의 형성과정과 퇴적층서적 특성을 요약하고, 현재 사용되는 오일샌드 비투멘 회

수기법에 영향을 미치는 지질요소 및 특성을 소개하고자 한다. 이러한 연구는 오일샌드 개발에 핵심이 되는 고해상도 저류층 지질특성화 연구의 기초를 제공할 것이다.

캐나다 오일샌드 부존지역 지질개요

캐나다 앨버타주의 오일샌드는 포트 맥머레이를 중심으로 포트 맥머레이 근방의 아사바스카, 서쪽의 피스리버, 남쪽의 콜드레이크 등 3개 지역에 매장되어 있다(Fig. 1). 각 지역의

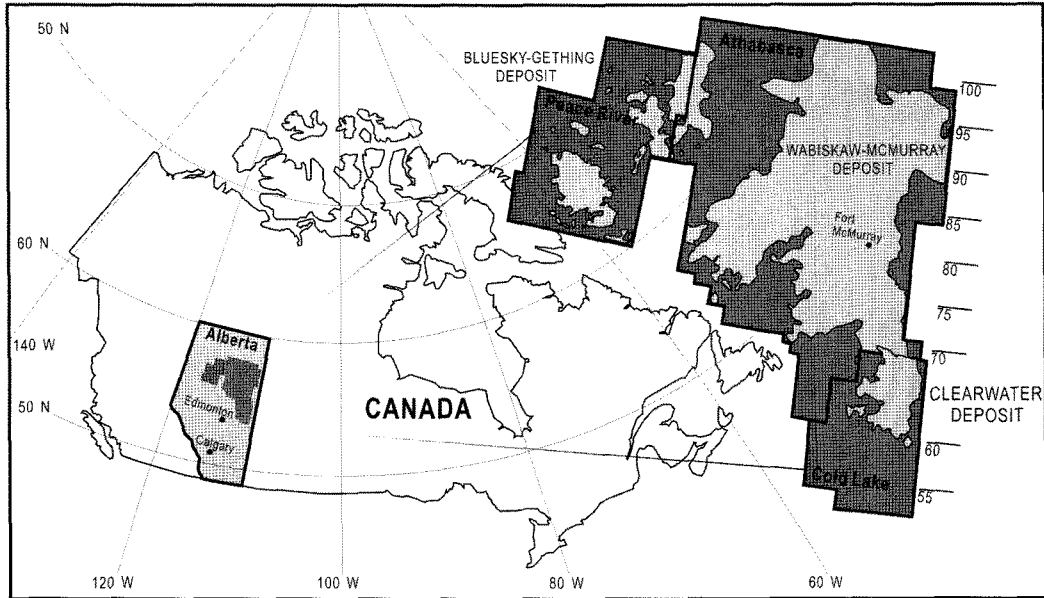


Fig. 1. Location of three major oil sands development areas (Athabasca, Peace River, and Cold Lake).

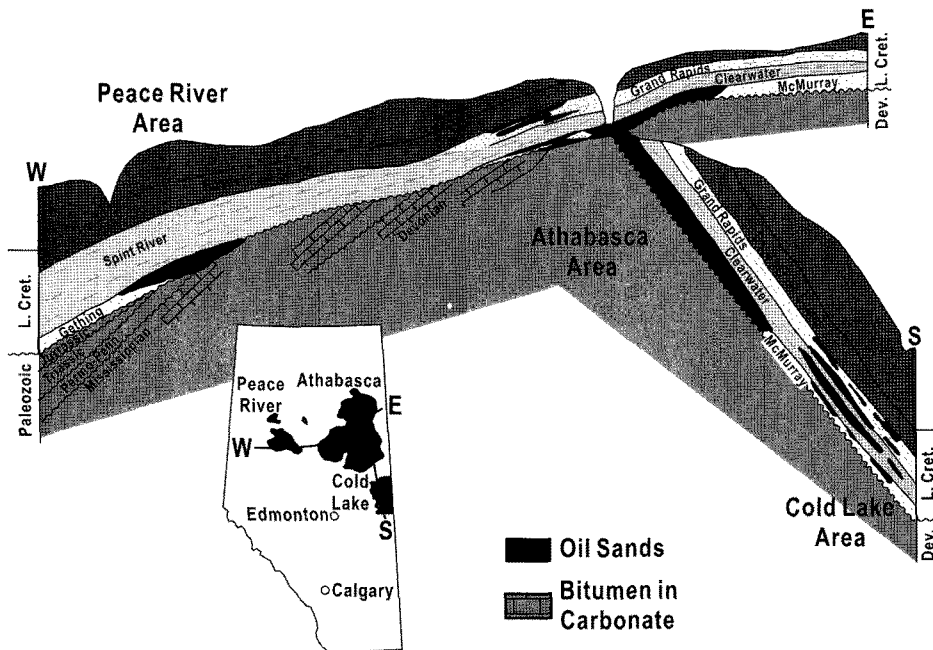


Fig. 2. Sketch of principal oil-sand-bearing deposits and reservoirs in the Athabasca, Peace River, and Cold Lake areas (Modified from Whiteman *et al.*, 1995).

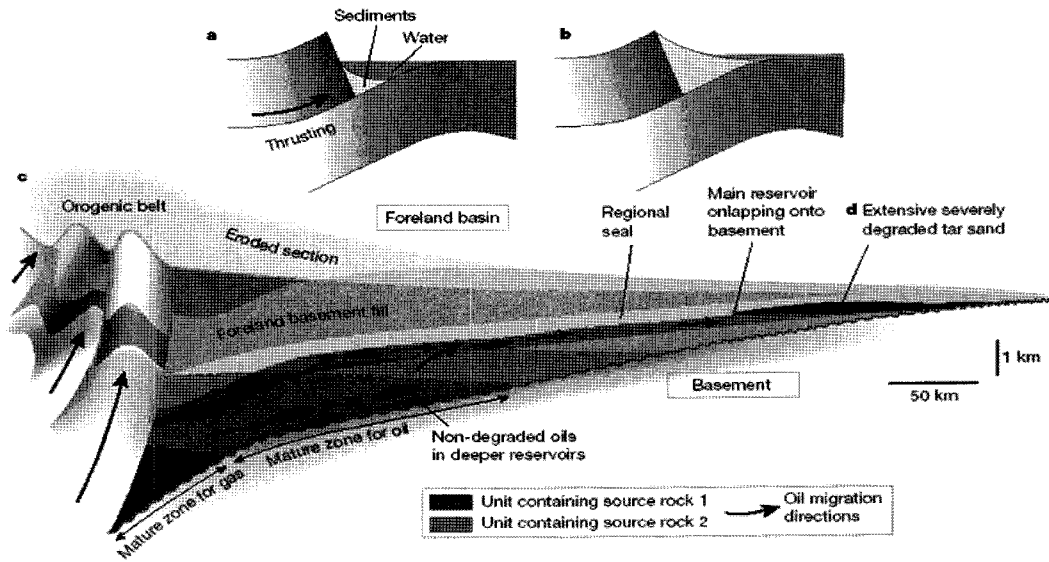


Fig. 3. Foreland basin petroleum systems as major heavy oil provinces. Oil sand bitumen was formed by biodegradation of hydrocarbons, and accumulated in the flanks of foreland basin through long migration (Modified from Head *et al.*, 2003).

주요 오일샌드 저류층은 그 분포나 특징이 조금씩 다르다. 가장 많은 매장량과 활발한 개발이 이루어지고 있는 아사바스카 지역은 맥머레이층과 클리어워터층의 최하부 층원인 와비스코 층원이 주요한 저류층이다(Fig. 2; Hein and Cotterill, 2006). 반면에 그 서쪽의 피스리버 지역은 블루스카이층과 게팅층이 주요 저류층이며, 폴드레이크 지역은 판상의 저류층이 맥머레이층, 클리어워터층, 그랜드래피드층에 상대적으로 얇게 분포하고 있다(Fig. 2). 이 가운데 전체 매장량의 약 80%의 비투멘이 아사바스카 지역에 매장되어 있다. 본 연구에서는 전체의 약 80%를 매장하고 있는 아사바스카 지역의 맥머레이층을 대상으로 주요 지질특성을 분석하였다.

캐나다 앨버타주 오일샌드 주요 저류층인 전기 백악기 퇴적층(맥머레이층, 클리어워터층, 블루스카이층, 게팅층, 그랜드래피드층)은 중생대 시기의 태평양판과 북미판의 충돌이 야기한 대규모 조산운동에 의해 로키산맥과 대륙전면분지로서 서부캐나다퇴적분지(Western Canada Sedimentary Basin)가 형성되면서 현재 앨버타주 지역에 주로 퇴적되었다(Fig. 3; Hein and Cotterill, 2006). 이 지층은 백악기 이전의 데본기와 석탄기에 퇴적된 탄산염암을 부정합으로 덮고 있다. 신생대 3기에 와서 기반암을 구성하는 이 고생대 탄산염암에 협재된 엑쇼우셰일(Exshaw Shale)이나 바켄층(Bakken Fm)을 근원암으로 하여 형성된 탄화수소가 현재 앨버타주 포트 맥머레이 근처로 수백 킬로미터를 이동하면서 약 3천5백만년 동안의 미생물 활동에 의한 생분해작용으로 중질화되어 현재의 비투멘이 형성되었다(Fig. 3).

아사바스카 지역의 지질특성을 살펴보면 선캠브리아기 기반암 위에 캠브리아기 지층이 로키산맥 인근에 분포하며, 그 위를 데본기와 석탄기의 탄산염암 퇴적암이 부정합적으로 덮고 있다(Fig. 3). 이들 데본기-석탄기 지층은 하부 엘크포인트층군(Lower Elk Point Group)과 상부 엘크포인트층군

(Upper Elk Point Group), 비버힐레이크층군(Beaver Hill Lake Group)으로 구성된다(Hein and Cotterill, 2006; AEUB, 2003). 이 탄산염암 퇴적암층이 북미판을 덮고 있던 시대가 끝나고 중생대에 이르러 태평양판이 북미판과 충돌하면서, 이들 탄산염암 지층이 대규모 조산운동에 의해 변형되기 시작하였다(Fig. 3). 대륙충돌에 의한 횡압력으로 발생한 스러스트 단층이 기존의 탄산염암층을 변형하여 지층경사가 거의 수직에 가까운 스러스트 복합체(로키산맥)를 형성하였다. 이 복합체의 하중으로 인해 로키산맥의 동쪽에 위치한 캐나다순상지(Canadian Shields)와 고생대 탄산염 퇴적층은 점점 침강하여 대륙전면분지가 형성되기 시작하였다. 이 대륙전면분지를 서부캐나다퇴적분지라고 부르며, 형성 초기에는 육성기원의 하성 혹은 호성퇴적층이 주로 발달하였고, 침강이 계속되면서 북쪽의 보레알해(Boreal Sea)로부터 해수가 유입되어 해성퇴적층이 우세하게 발달하게 되었다(Fig. 4; Ranger and Gingras, 2002). 이렇게 형성된 전기 백악기 지층이 맥머레이층, 클리어워터층, 블루스카이층, 게팅층, 그랜드래피드층이다(Fig. 2).

전기 백악기 시기에 발생한 서부캐나다퇴적분지의 대규모 해침은 주로 북쪽에 위치한 보레알해로부터 해수의 유입에 의해 이루어졌다(Fig. 4). 해침은 전기백악기내해로를 형성하며 이루어졌고, 북서-남동 방향으로 발달한 고지형대로 분리된 에드몬턴 계곡(Edmonton Valley)과 아시니보아 계곡(Assiniboia Valley)을 따라 발생하였다(Fig. 4; Hein *et al.*, 2001). 에드몬턴 계곡에는 스피릿리버 하천(Spirit river channel)과 에드몬턴 하천이 북서-남동방향으로 발달하였고, 아시니보아 계곡에는 세인트 파울 하천(St. Paul channel)이 북서-남동 방향으로 발달하였다(Fig. 5). 따라서 해침 초기에는 에드몬턴 계곡과 아시니보아 계곡의 남동부는 주로 하성 및 호성 퇴적체로 충전되었고, 앨버타주 북동부의 포트 맥머

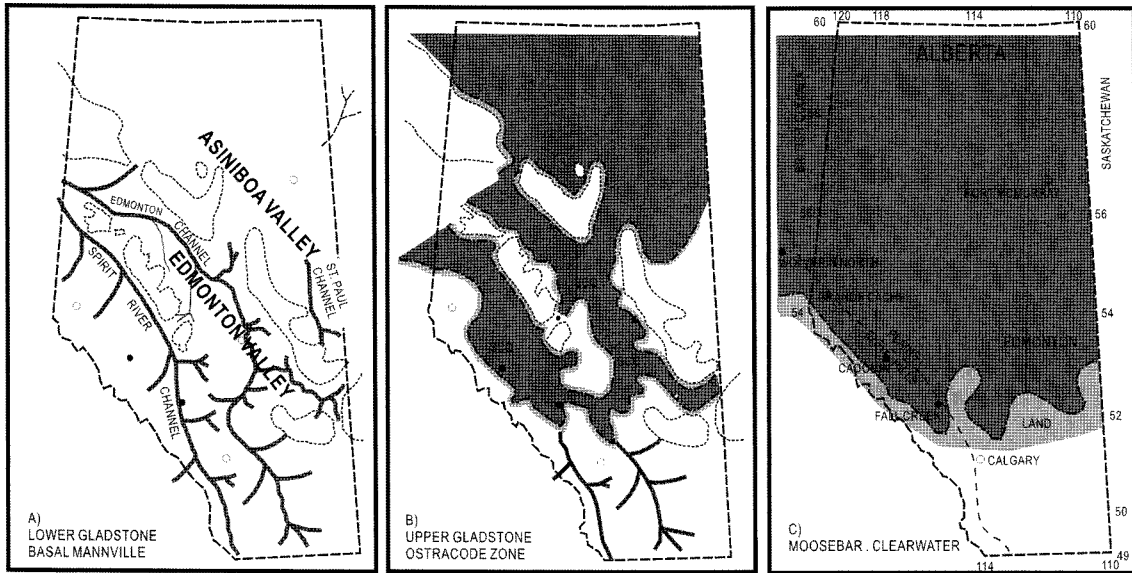


Fig. 4. Paleo-geographic evolution of the Mannville Group during the Early Cretaceous. (Modified from McLean and Wall, 1981).

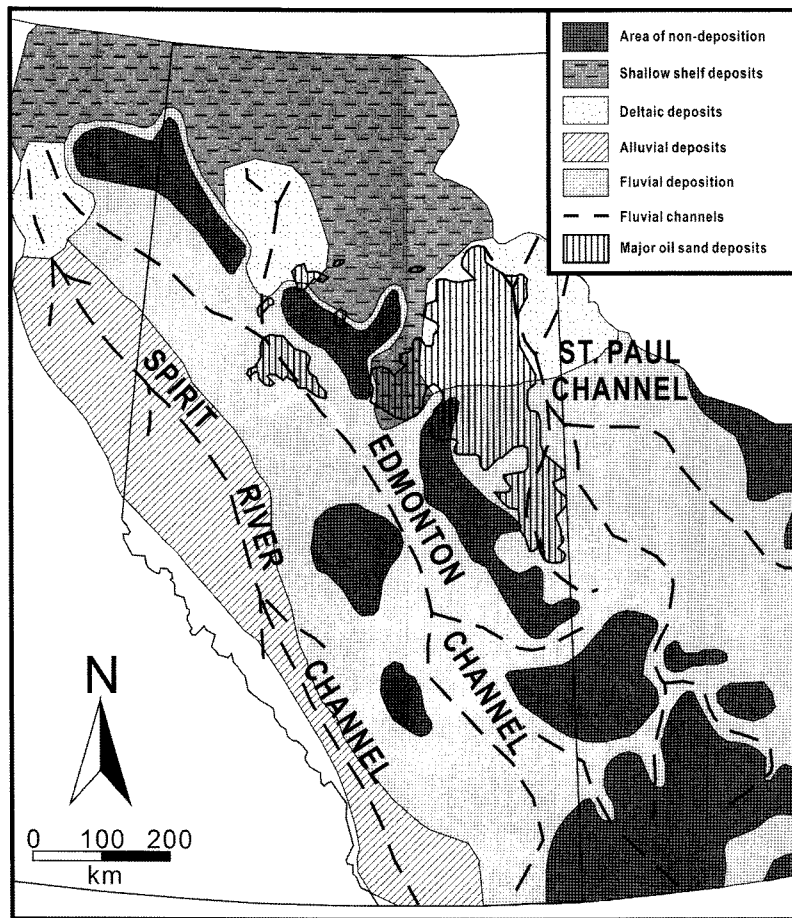


Fig. 5. Paleogeography of Alberta in the Early Cretaceous.

레이 근처에 위치한 에드몬턴 계곡과 아시니보아 계곡의 연결부에 대규모 에스츄어리-하천퇴적체가 포트 맥머레이 삼각주를 이루며 형성되었다(Fig. 5; AEUB, 2003, 2004). 현재

아사바스카 오일샌드의 주요 저류층은 아시니보아 계곡을 따라 흘렀던 세인트 파울(St. Paul) 고하천의 지류 인근에 분포하고 있다(Fig. 5; AEUB, 2004).

아사바스카 오일샌드 저류층 지질층서

캐나다 앨버타주 아사바스카 오일샌드의 전기백악기 저류층인 맥머레이층은 맨빌층군(Mannville Group)의 최하부층으로서 고생대 데본기의 탄산염암층을 부정합적으로 덮고 있다(Fig. 6; Carrigy, 1959). 맥머레이층은 하성퇴적층에서 에스츄어리 퇴적층까지 천해 해침과정에서 형성된 퇴적층서를 보이며, 일반적으로 하부에 망상하천 퇴적계와 중부와 상부의 에스츄어리-천해 퇴적계로 구성되어 있다(Carrigy, 1966; Ranger and Pemberton, 1997; Hein and Cotterill, 2006).

맥머레이층의 지질층서에 대한 분석결과를 좀더 자세히 살펴보면, 전통적인 해석인 하부, 중부, 상부의 맥머레이층으로 구분하여 맥머레이 층서를 설명하는 입장(Mellon, 1967; Carrigy, 1959, 1966)과 최근에 강조되는 하부와 상부로 구분하여 기술하는 입장(Burden, 1984; Whiteman and Pemberton, 1997; Hein *et al.*, 2000)이 나뉘어진다. 두가지

입장의 주요한 차이는 전통적인 해석에서의 중부와 상부 층서단위의 구분이 지질학적으로 가능한지 여부에 기인한다. 개념적으로 중부는 에스츄어리 퇴적체, 상부는 에스츄어리-근해(offshore) 퇴적체로 나뉘어 지지만, 실제 두개의 퇴적체를 구분하는 것은 기술적으로 쉽지 않은 경우가 더 많다. 따라서 최근에는 맥머레이층을 하부의 하성퇴적체와 상부의 에스츄어리 퇴적체로 단순화하여 기술하는 경향이 많아지고 있다(Hein and Cotterill, 2006).

오일샌드 저류층은 망상하천 퇴적계나 에스츄어리 퇴적계에 모두 발달하며, 두 퇴적계의 저류층이 세립의 호성퇴적층이나 조간대 퇴적층에 의해 분리되지 않고 중첩되어 있을 때 주요한 양질의 저류층을 형성한다. 또한 맥머레이층 하부에 저지형대를 따라 발달한 기저 수포화층(bottom water-saturated sand)이 존재하거나 맥머레이층 상부에 가스포화층(Top gas-saturated sand)이 존재하는 경우에는 두꺼운 비투멘 샌드층이 존재하더라도 개발가능한 양질의 저류층이 되지 못한다(Fig. 7). 맥머레이층의 경우 기저부에 수포화층과 최상부의 가스포화층이 발달하는 경우가 많아 저류층 평가나 생산설계 단계에서 반드시 고려해야 한다.

아사바스카 오일샌드 저류층 순차층서 해석

캐나다 오일샌드 부존 맥머레이층의 순차층서 해석은 Fig. 8에 표현되어 있다. 이러한 순차층서적 해석에서는 전통적인 해석에서의 하부 맥머레이층을 맥머레이-C, 중부 맥머레이층

PERIOD	STRATIGRAPHY	LITHOLOGY	
QUATERNARY and TERTIARY	OVERBURDEN	SAND, SILT, CLAY, TILL	
CRETACEOUS	COLORADO GROUP	SHALE	
	GRAND RAPIDS FORMATION	SANDSTONE	
	MANNVILLE GROUP	CLEARWATER FORMATION	SHALE
		MCMURRAY FORMATION	SANDSTONE, SILTSTONE, SHALE
DEVONIAN	BEAVERHILL LAKE GROUP	BITUMEN-SATURATED SAND, BITUMEN-FREE SAND	
	UPPER ELK POINT GROUP	SHALE, LIMESTONE	
		SHALE, SALT ANHYDRITE	
	LOWER ELK POINT GROUP	CARBONATES, HALITE SHALE, ANHYDRITE, LIMESTONE	

Fig. 6. Lithostratigraphy in the Athabasca area, Alberta, Canada. (Modified from Bachu *et al.*, 1996).

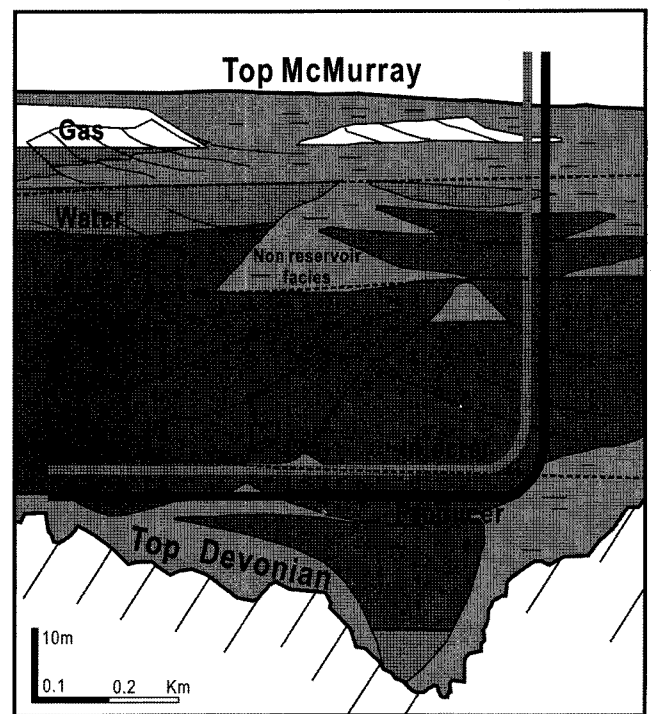


Fig. 7. Schematic sketch of the vertical stacking patterns of the McMurray Formation and optimal location of horizontal wells for SAGD.

을 맥머레이-B, 상부 맥머레이층을 맥머레이-A 순차층으로 구분한다(e.g., Hein *et al.*, 2000).

맥머레이-C 순차층은 복잡한 지형구배를 보이는 고생대 테본기-석탄기 탄산염암을 부정합적으로 덮고 있다. 기반암 고지대에서는 상대적으로 얇고, 저지대에서는 두꺼운 층후를 갖는다. 전형적인 하성퇴적층으로서 망상하천 복합체가 주요 구성요소이다. 맥머레이-C 순차층은 전통적인 해석에서의 하부 맥머레이층에 해당한다. 저류층의 두께로 보면 기반암 저지대에서 중상부의 에스츄어리 저류층의 저류층과 비교하여 비슷한 규모에 달하지만, 기반암 고지대에서는 매우 얇게 분포하거나 분포하지 않는 경우도 있다(Fig. 8). 맥머레이-C 순차

층은 기반암 저지대의 경우 기저부가 수포화층으로 되어있는 경우가 많아서 중부나 상부의 저류층보다 불량한 저류층 특성을 보이는 경우가 많다.

하성기원의 맥머레이-C 순차층은 맥머레이-B 순차층의 최하부에 분포하는 맥머레이-B2 이암체에 의해 덮여있는 경우가 많다(Fig. 8). 따라서 하부의 하성 기원의 맥머레이 퇴적층은 중부나 상부의 에스츄어리 기원의 퇴적층과 맥머레이-B2 이암체에 의해 분리되어 있다(Fig. 8). 만약 맥머레이-B2 이암체가 매우 얇거나 침식 등에 의해 존재하지 않을 때, 하부의 하성 기원 비투멘 저류층과 중부나 상부의 비투멘 저류층이 중첩되어 매우 두껍고 양질의 저류층을 형성할 수 있

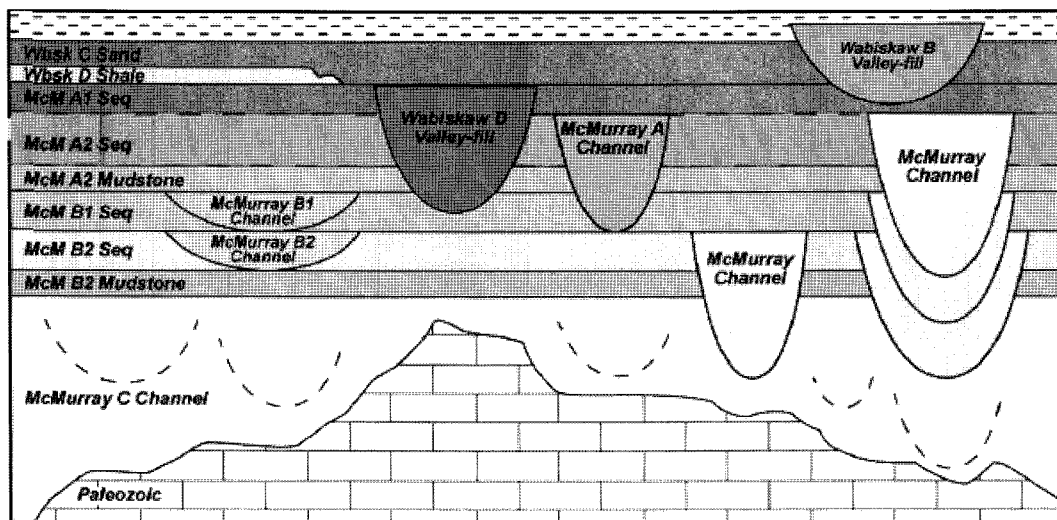


Fig. 8. Sequence stratigraphic scheme and sequence development of the McMurray-Wabiskaw deposits (Modified from Wynne *et al.*, 1994).

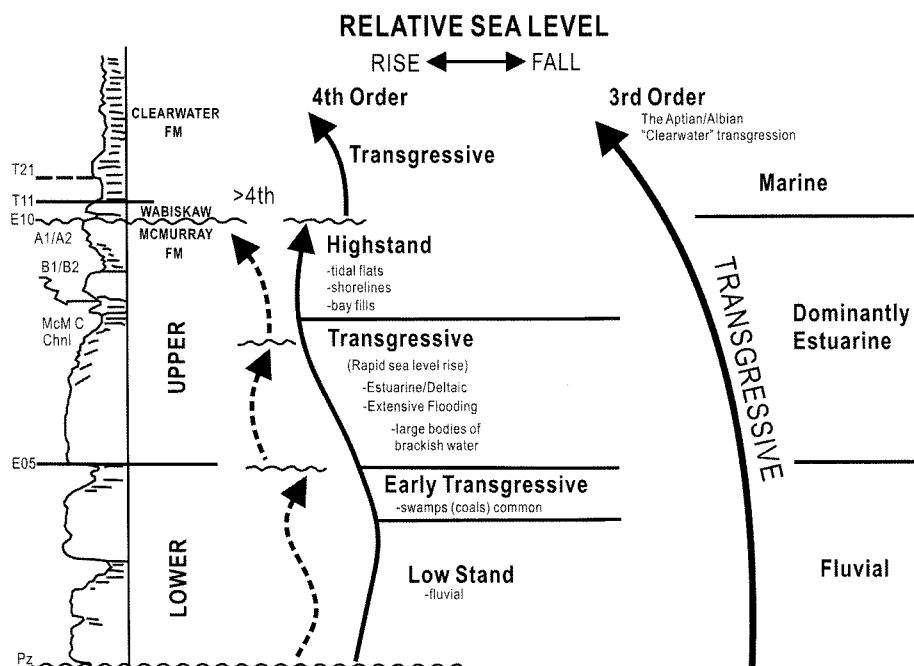


Fig. 9. Sequence stratigraphic interpretation of the McMurray-Wabiskaw deposits (Modified from Flach and Hein, 2001).

다. 이러한 맥머레이-B2 이암체는 호성퇴적체이거나 에스츄어리의 세립질 조건대퇴적체인 것이 일반적이다. 맥머레이-B2 이암체 위에는 에스츄어리 하도-포인트바 퇴적체가 복합되어 있는 맥머레이-B1과 맥머레이-B2 퇴적층(하도 복합체)이 분포한다(Fig. 8). 맥머레이-B1과 -B2 복합체가 별개의 순차층인가 하는 것은 판단하기 어려운 문제이나, 저류층의 관점에서 볼 때 아사바스카 전역에서 주요한 저류층을 형성하는 핵심 저류지층이다.

이러한 에스츄어리 기원의 맥머레이-B 순차층을 맥머레이-A 순차층이 덮고 있다(Fig. 8). 맥머레이-A 순차층의 최하부는 맥머레이-A2 이암체로 구성되는데, 이 이암체도 오일샌드 저류층을 분리하는 역할을 한다. 주로 만-충진 퇴적체가 이암체를 구성하고 하부의 에스츄어리 하도-포인트바 복합체와 상부의 에스츄어리-근해 퇴적체를 구분하는 기준이 된다. 맥머레이-A2 이암체를 피복하거나 침식하고 있는 맥머레이-A2와 맥머레이-A1 퇴적층은 근해-에스츄어리 하도-포인트바 복합체이거나 조석기원 사주 퇴적체인 경우가 많다(Fig. 8). 이러한 맥머레이-A 순차층의 저류층은 하부의 저류층과 비교해 상대적으로 세립질인 경향이 있다.

맥머레이층은 상부의 클리어워터층의 최하부 층원인 와비스코 층원에 덮여 있다(Fig. 8). 와비스코 층원의 하도-충진 퇴적체 혹은 곡-충진 퇴적체인 와비스코-D 하도 퇴적층은 사실상 맥머레이-A 하도-충진 퇴적체와 구분이 매우 힘들며, 많은 경우에 비투멘을 함유하고 있다. 따라서 와비스코-D 퇴적층은 주요한 오일샌드 비투멘의 저류층으로 간주된다. 또한 와비스코-C 사암체나 와비스코-B 하도-충진 혹은 곡-충진 퇴적체도 비투멘의 저류층인 경우가 있다. 와비스코 층원은 맥머레이층에 비해 외해역 퇴적상으로 구성되며, 저류층의 두께가 상대적으로 얇으나 수평연장성은 맥머레이층의 저류층에 비해 양호한 경향을 보인다.

앞에 설명한 맥머레이-C, 맥머레이-B, 맥머레이-A 순차층과 와비스코 층원은 모두 세립질 이암체에 의해 구분되는 경우가 많다(Fig. 8). 이러한 이암체는 해수면 변동과정의 해침(transgressive) 퇴적체로서 해석되며, 따라서 맥머레이층은 3차 규모의 해침국면에서 이에 중첩된 4차 규모의 해수면 변동에 의한 순차층의 중첩으로 이루어 졌다고 해석되고 있다(Fig. 9; Flach and Hein, 2001). 이 해석에 따르면 와비스코 층원부터는 새로운 4차 규모의 순차층이 시작된 것으로 해석할 수 있다(Fig. 9).

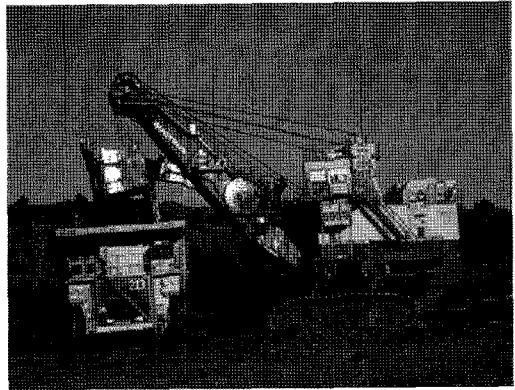
맥머레이층은 일반적으로 Pz로 기술하는 고생대 탄산염암과의 분명한 부정합적 경계를 하부경계로 하고, E10이라고 기술하는 분명한 침식면을 경계로 상부 클리어워터층의 와비스코 층원과 구분된다 (Fig. 9; Flach and Hein, 2001).

최근의 층서 경향과 같이 맥머레이층을 하부와 상부로 구분할 때, 하부와 상부는 E5라고 알려진 해수면 상승과정에서 생기는 침식면에 의해 구분되며, 이 경계면은 육지기원의 하성 퇴적체와 해양기원의 에스츄어리 퇴적체를 구분하는 경계가 되기도 한다(Fig. 9).

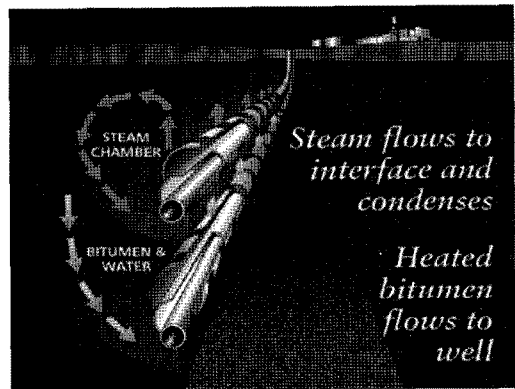
오일샌드 생산기법

캐나다 오일샌드가 주로 매장된 지역은 포트 맥머레이 인근이며, 표층에서부터 약 500 m 심도의 지층까지 분포하고 있다. 매장된 심도에 따라 75 m 미만의 얇은 심도에 묻혀있는 오일샌드는 노천채굴 방식으로 회수하여 비투멘 추출과 개질과정을 거쳐 합성원유로 생산된다(신, 2007; Shin, 2008). 반면에 150-450 m 심도에 묻혀있는 오일샌드는 주로 심부열 회수 방식으로 비투멘을 회수하여 비교적 간단한 비투멘 블

a. Surface Mining



b. Steam-Assisted Gravity Drainage



c. Cyclic Steam Stimulation

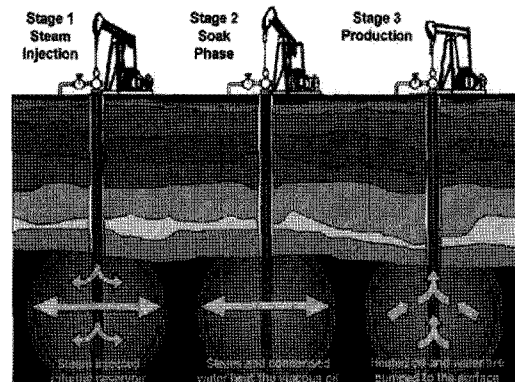


Fig. 10. Recovery processes of oil sands. a. Surface open-pit mining, b. Steam-assisted gravity drainage, c. Cyclic steam stimulation.

렌딩 과정을 통해 유동성을 증가시켜 정유시설로 운반한다(신, 2007).

현재 캐나다 앨버타주에서 노천채굴 방식의 썬크루드(Syncrude), 썬코어(Suncor), 알비안(Albian-Shell) 광구 등과 심부열회수 방식의 썬몬트(Surmont), 크리스티나레이크(Christina lake), 포스터크릭(Foster Creek), 맥케이리버(McKay River), 피스리버(Peace River), 조슬린(Joslyn), 파이어백(Firebag) 광구 등에서 생산이 이루어지고 있다. 또한 예외적으로 펠리칸레이크(Pelican Lake) 광구 등에서 일차생산 기법으로 생산이 이루어지고 있다.

노천채굴 방식의 오일샌드 비투멘의 회수법은 가장 오래된 방식의 개발방식으로서 맥머레이층이 표층 근처에 노출되어 있는 포트 맥머레이 인근의 광구에서 주로 사용되고 있다(Fig. 10a). 일반적으로 초대형 굴삭기가 대형 트럭에 오일샌드를 채굴하여 담는데, 트럭 한 대에 약 400 ton의 오일샌드가 실린다. 이 현대의 트럭에서 보통 200배럴의 비투멘이 생산되므로 평균 2 ton의 오일샌드에서 1배럴의 비투멘이 생산된다고 볼 수 있다.

대형 분리탑에서 비투멘 포말(froth)과 미들링 및 모래로 분리되며, 분리된 비투멘은 코킹(Coking)이나 하이드로크래킹(Hydro-cracking)의 방법으로 개질과정을 거친다. 코킹이란 비투멘에서 탄소를 제거하는 방식으로 개질하는 방식인데 개질 전 비투멘 양의 85%의 합성원유가 생산된다. 반면에 하이드로크래킹 방법은 수소를 첨가하는 방식인데 개질 전 비투멘 양의 103%의 합성원유가 생산된다. 코킹의 방법은 썬크루드나 썬코어 광구에서 사용되며, 하이드로크래킹의 방법은 알비안 광구에서 사용되고 있다(신, 2007).

심부열회수 방식의 비투멘 회수기법은 스팀주입증력법과 주기적스팀강화법으로 나뉘어진다. 스팀주입증력법은 두개의 수평정을 사용하는 오일샌드 회수법이다(Fig. 10b). 스팀주입정과 생산정을 설치하는데 보통은 생산정을 스팀주입정의 5 m 정도 아래에 위치시킨다. 생산정 하부의 비투멘은 생산할 수 없기 때문에 저류층의 최하부에 수평정을 설치하고자 노력하며, 연속적으로 스팀을 주입하고 연속적으로 비투멘을 생산할 수 있다.

스팀주입증력법을 사용해 비투멘을 생산할 때, 스팀주입정과 생산정 사이에 충분한 열유통(heat communication)이 확립되어야 하며, 스팀의 열효율성을 높이기 위해 스팀을 저류층에 묶어두는 것이 필요하다. 보통 유통시간(communication time)이라고 부르는 예비가열 기간동안에는 스팀주입정과 생산정에 모두 스팀을 주입하며, 이 유통시간이 짧을수록 광구의 경제성이 좋아진다(신, 2007; Shin 2008). 일반적으로 유통시간이 수개월을 넘지 않아야 한다. 만약, 스팀주입정과 생산정 사이에 수직투수율이 불량한 퇴적층이 존재할 경우에 이 유통시간이 매우 길어질 수 있는데, 이런 경우 유통시간이 길어지는 것보다 수평정의 위치를 수직투수율이 불량한 지층을 피해서 그 상부에 위치시키는 것이 일반적으로 생산 효율을 높여준다(Shin, 2008).

신현돈(2007)에 따르면, 저류층 내에 스팀을 묶어두는 것은 생산정을 통해 회수되는 유체의 온도를 물의 끓는점보다 낮게 유지하는 방법을 말하는데, 최적의 스팀주입증력법 운영은 생산되는 유체가 생산정 상부에 쌓이도록 방지하여 생산력을 방해해서도 안 되고, 또한 주입된 스팀을 직접 생산정으로 흘러들어가게 해서도 안 된다. 즉, 생산정의 온도를 주입되는 스팀의 온도보다 일정한 온도만큼 낮게 하여 생산정으로 스팀이 유입되지 않도록 막는 것이 바람직하다(Edmunds, 2000)

스팀주입증력법은 양호한 저류층에서 50% 이상의 비교적 높은 최종회수율을 얻을 수 있으며, 비투멘 포화율이 높고 저류층이 두꺼운 지역에서 효과적이기 때문에 아사바스카 지역에서 현재 활발히 이용되고 있다.

주기적스팀강화법은 수직정 하나로 오일샌드 비투멘을 회수하는 방식으로서 하나의 수직공을 스팀주입정과 생산정으로 동시에 이용하는 방식이다(Fig. 10c). 보통 1-2개월 동안 스팀을 주입하고 1-2주 동안 잠금과정을 거친 후 수 개월 동안 생산하는 과정을 반복한다(신, 2007). 보통 주기가 반복되면서 평균 생산량은 감소하고 주기의 기간은 늘어나기 때문에 스팀주입증력법에 비해 회수효율이 떨어진다. 이 방법은 보통 5-10 m 이상의 저류층 두께와 1,000 m 이하의 저류층 심도에서 사용하기에 적합하며, 캐나다에서는 상대적으로 심도가 깊은 쿨드레이크 지역에서 많이 이용되고 있다. 또한 이 방법은 일일생산량(CDOR: Calendar Day Oil Rate)은 높지만 최종회수율이 낮기(최대 25%)때문에 스팀주입증력법과 같은 다른 회수방법에 뒤이어 적용하면 최종회수율을 높일 수도 있다(Polikar and Redford, 1995; 신, 2007).

오일샌드 저류층 주요 지질특성 및 결론

캐나다 오일샌드는 캐나다 앨버타주 포트 맥머레이 인근의 아사바스카, 피스리버, 쿨드레이크 지역에 매장되어 있으며 원시부존량이 1조 7천억 배럴에 달한다. 주요 오일샌드 저류층은 전기 고생대 하성-에스츄어리 환경에서 형성된 하도-포인트바 사암층이다.

아사바스카 지역의 맥머레이층은 가장 대표적인 오일샌드 저류층으로서 대륙전면분지인 서부캐나다퇴적분지의 형성과 관련된 대규모 해침과정에서 형성되었다. 하부의 하성 기원 퇴적체를 상부의 에스츄어리 및 근해 퇴적체가 덮고 있는 전형적인 해침층서를 보인다.

오일샌드 비투멘을 개발하기 위해서 천부의 저류층은 노천 채굴 방식을 사용하나, 전체 부존량의 80% 이상에 해당하는 심도 150 m 이상의 저류층에서 심부열회수 방식이 사용되어야 한다. 심부열회수 방식으로 오일샌드를 개발할 경우 저류층에 스팀을 주입하여 저류층 내의 온도를 상승시킴으로써 비투멘의 유동성을 증가시켜 회수하는 기술을 사용한다. 따라서 오일샌드 저류층 내부의 스팀전파효율을 결정하는 저류층의 주요 지질특성에 대한 이해가 선행되어야 효과적인

생산설계와 효율적인 생산을 수행할 수 있다.

오일샌드 생산에 영향을 미치는 저류층의 주요 지질특성에는 (1) 비투멘 샌드층의 두께 및 연결성, (2) 비투멘 함량, (3) 저류지역 지질구조, (4) 이질베플이나 이질프러그의 분포, (5) 비투멘 샌드층에 협재하는 이질퇴적층의 두께 및 수평연장성, (6) 수포화층의 분포, (7) 가스포화층의 분포, (8) 포인트바의 성장방향성, (9) 속성층의 분포, (10) 비투멘 샌드층의 조직특성 변화 등이 있다.

비투멘 샌드층의 두께 및 연결성과 비투멘 함량은 심부열회수 방식의 개발을 수행할 때 가장 중요한 저류층의 지질요소이다. 저류층의 두께가 20 m 이상이 되어야 충분한 경제성을 확보할 수 있으며 저류층의 연결성이 확보되어야 스템챔버의 형성이 효과적이다. 비투멘 함량 및 포화도 역시 생산효율성과 직결되는 요소이다. 보통 1-18% 정도의 비투멘 함량을 보인다.

저류지역의 지질구조는 석유개발에 있어 항상 중요한 요소가 된다. 특히 캐나다 앨버타주의 오일샌드 개발에 있어서 육상 유전의 단점인 탄성과 탐사자료의 부족이 지질구조 파악에 어려움을 야기시킬 수 있다. 예측하지 못한 지질구조는 저류층의 연결성에 영향을 미칠 수 있고, 생산공의 안정적인 운영에 방해가 되기도 한다.

심부열회수 방식으로 오일샌드를 개발할 때 수직투수율을 낮추는 가장 중요한 요소가 이질베플, 이질프러그, 이질협재층이다. 오일샌드 저류층과 같이 에스츄어리-천해 퇴적층의 경우 조석기원의 불균질 저류층을 형성하는 경우가 많으며, 불균질 저류층에서 세립질 퇴적층은 효율적인 생산을 방해하고 저류층의 품위를 낮추는 역할을 한다. 스템주입증력법을 사용해 오일샌드 비투멘을 회수할 때, 이러한 이질퇴적층이 스템챔버의 형성을 방해하는데, 이질층의 두께 보다는 수평연장성에 영향을 많이 받는 것으로 알려져 있다. 연장성이 좋은 이질퇴적층이 스템주입공과 생산정 사이에 존재하면 두께가 얇더라도 생산에 치명적인 차질을 야기하게 된다. 이질퇴적층 외에도 시더라이트나 파이라이트와 같은 속성퇴적층이 저류층 내에 형성되면 이질협재층과 같은 수직투수율을 낮추는 역할을 한다. 따라서 속성층의 존재 및 수평연장성도 생산설계시 고려되어야 한다.

수포화층 및 가스포화층 역시 오일샌드 비투멘의 심부열회수 과정에서 생산에 차질을 가져올 수 있다. 맥머레이층 기저부에 주로 발달하는 수포화층은 개발 가능한 비투멘 샌드층의 두께를 실질적으로 감소시킨다. 생산정은 수포화층을 반드시 피해야 하기 때문에 보통 수포화층으로부터 최소 2-3 m 상부에 위치시킨다. 가스포화층 역시 안정성 문제 외에도 스템챔버 형성을 방해하고 스템효율을 낮추기 때문에 생산설계시 피해야 할 지질요소로 간주된다.

마지막으로 하도퇴적층 내의 조직특성의 변화나 포인트바의 성장 방향성도 생산에 미치는 효과가 매우 크다. 특히 저류층의 퇴적물 입도가 상향조립화 하는 경우와 상향세립화 하는 경우에 생산효율이 크게 차이가 나게 된다. 일반적으로

상향세립화하는 경우에 이상적인 생산이 이루어질 수 있다. 포인트바의 성장방향성과 수평정의 배치에 대한 연구는 현재 활발하게 진행되고 있다. 개별 포인트바의 성장방향성이 주요 하도저류층의 발달방향과 일치하지 않기 때문에 개별 포인트바 단위에서 분석하기 보다 전체 저류층 시스템 안에서 분석되어야 한다.

앞에서 살펴본 지질특성들이 잘 반영된 오일샌드 유전평가나 생산설계가 이루어져야 효과적인 개발을 달성할 수 있을 것이다. 최근에 오일샌드 개발지역이 확대되고 개발경쟁이 심화되면서, 이를 위한 고해상 지질특성화 연구가 오일샌드 개발에 핵심 당면과제로 대두되고 있다.

사 사

본 연구는 지식경제부 지원으로 이루어졌으며, 논문의 발간과정에서 건설적인 검토와 조언을 해주신 신현돈 박사님과 최경식 교수님께 감사드립니다. 또한 논문의 완성도를 높이는데 기여해주신 엄인권, 김대석, 최재용 연구원에게도 감사드립니다.

참고문헌

- 신현돈, 2007. 오일샌드 개발생산을 위한 지하회수법 및 사업의 경제성. 석유, 23, 99-122.
- Alberta Energy and Utilities Board (AEUB), 2003, Athabasca Wabiskaw-McMurray Regional Geological Study. Alberta Energy and Utilities Board Report, 197p.
- Alberta Energy and Utilities Board (AEUB), 2004, Active oil sands schemes map: Statistical Series, ST-44.
- Alberta Energy and Utilities Board (AEUB), 2007, Alberta's Energy Reserves 2006 and Supply/Demand Outlook 2007-2016, ST98-2007.
- Bachu, S., Underschlutz, J.R., McPhee, D. and Cotterill, D.K., 1996, Regional geology and hydrostratigraphy in northeast Alberta. AEUB Open File Report 96-16, 161p.
- Burden, E.T., 1984, Terrestrial palynomorph biostratigraphy of the lower part of the Mannville Group (Lower Cretaceous), Alberta and Montana. In: Stott, D.F. and Glass, D.J. (eds.), The Mesozoic of middle North America. *Canadian Society of Petroleum Geologists Memoir* 9, 249-269.
- Carrigy, M.A., 1959, Geology of the McMurray Formation, Part III. General geology of the McMurray area. Alberta Research Council, Bulletin 014, 32p.
- Carrigy, M.A., 1966, Lithology of the Athabasca oil sands. Alberta Research Council, Earth Science Report 65-03, 48p.
- Edmunds, N.R., 2000, Investigation of SAGD Steam Trap Control in two or three dimensions. *J. Can. Pet. Tech.*, 39, 30-40.
- Flach, P.D. and Hein, F.J., 2001, Outcrop-core correlation of channel and non-channel facies, McMurray Formation, Fort MacKay area, NE Alberta. Rock the Foundation Conference, Proc. Can. Soc. Petroleum Geologists, p.132-133.

- Head, I.M., Jones, D.M. and Larter, S.R., 2003, Biological activity in the deep subsurface and the origin of heavy oil. *Nature*, 426, 344-352.
- Hein, F.J., 2006, Heavy oil and oil sands in North America: An overview and summary of contributions. *Natural Resources Research*, 15, 67-84.
- Hein, F.J., Cotterill, D.K. and Berhane, H., 2000, An atlas of lithofacies of the McMurray Formation, Athabasca oil sands deposit, northeastern Alberta: surface and subsurface. AEUB/AGS Earth Sciences Report 2000-07, 216p.
- Hein, F.J., Langenberg, C.W., Kidston, C., Berhane, H., Berezniuk, T. and Cotterill, D.K., 2001, A comprehensive field guide for facies characterization of the Athabasca oil sands, Northeast Alberta. AEUB/AGS Special Report 13, 335p.
- Hein, F.J. and Cotterill, D.K., 2006, The Athabasca oil sands-a regional geological perspective, Fort McMurray area, Alberta, Canada. *Natural Resources Research*, 15, 85-102.
- Hinkle, A. and Batzle, M., 2006, Heavy oils: a worldwide overview. *The Leading Edge*, 25, 742-749.
- McLean, J.R. and Wall, J.H., 1981, The Early Cretaceous Moosebar sea in Alberta. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 29, 334-377.
- Mellon, G.B., 1967, Stratigraphy and Petrography of the Lower Cretaceous Blairmore and Mannville Groups, Alberta Foothills and Plains. Alberta Research Council, Alberta Geological Survey Bulletin 21, 270p.
- Polikar, M. and Redford, D.A., 1995, Evolution of steam-based technology for the recovery of Canadian heavy oil reservoirs. *J. Can. Pet. Tech.*, 34, 33-40.
- Ranger, M. and Pemberton, S.G., 1997, Elements of a stratigraphic framework for the McMurray Formation in south Athabasca area, Alberta. In: Pemberton, S.G. and James, D.P. (eds.), *Petroleum Geology of the Cretaceous Mannville Group, Western Canada*. Canadian Society of Petroleum Geologists Memoir 18, p.263-291.
- Ranger, M. and Gingras, M.K., 2002, Geology of the Athabasca oil sands: Field guide and overview, 134p.
- Shin, H.D., 2007, Alberta oil sands and recovery technology. 2007 Korea-Canada international workshop for Athabasca oil sand and its modern analogs in the western coasts of Korea 1.
- Shin, H.D., 2008, The Present and Future of Oil Sand Development. 2008 Symposium of Oil Sand Development.
- Wightman, D.M. and Pemberton, S.G., 1997, The Lower Cretaceous (Aptian) McMurray Formation: an Overview of the McMurray Area, Northeastern Alberta. In: Pemberton, G.S. and James, D.P. (eds.), *Petroleum Geology of the Cretaceous Lower Manville Group, Western Canada*. *Canadian Society of Petroleum Geologists Memoir*, 18, 312-344.
- Whiteman, D.M., Attalla, M.N., Wynne, D.A., Strobl, R.S., Berhane, H., Cotterill, D.K. and Berezniuk, T., 1995, Alberta energy: AOSTRA Tech. Publ. Series 10, 220p.
- Wynne, D.A., Attalla, M., Berhane, H., Brulotte, M., Cotterill, D.K., Strobl, R., and Whiteman, D.M., 1994, Athabasca oil sands database: McMurray/Wabiskaw Deposit: AEUB/AGS, Open File Report 1994-14, 44p.

(2008. 7. 8. 원고접수)

(2008. 9. 26. 수정본 채택)