

캐나다 데본기 비투멘 탄산염암의 무기 및 유기 지화학적 특성 연구

최지영^{1,2} · 김지훈^{1,3} · 길영우¹ · 이성동⁴ · 박명호^{4*}

¹한국지질자원연구원, ²한국해양대학교 해양환경 · 생명과학부

³오레곤 주립대학교 해양대기과학대학, ⁴한국석유공사 석유개발연구원

Inorganic and Organic Geochemical Characteristics of Devonian Bitumen Carbonate in Alberta, Canada

Jiyoung Choi^{1,2}, Ji-Hoon Kim^{1,3}, Yong-Woo Kil¹, Sung-Dong Lee⁴ and Myong-Ho Park^{4*}

¹Korea Institute of Geoscience and Mineral Resources, Daejeon 305-350, Korea

²Division of Marine Environment & Bioscience, Korea Maritime University, Busan, 606-791, Korea

³College of Oceanic and Atmospheric Sciences, Oregon State University, Corvallis OR 97331, USA

⁴E&P Technology Institute, Korea National Oil Corporation, Anyang, Gyeonggi-do 431-711, Korea

Inorganic and organic geochemical characteristics of Devonian bitumen carbonates in Alberta were studied using two drilling cores, Saleski 03-34-88-20w4 and Saleski 08-01-88-20w4, taken from the Core Research Center of Canada. The results of elements analyses showed high Total Inorganic Carbon, low Total Nitrogen and Total Sulfur, and Rock-Eval pyrolysis showed double CO₂ peaks in the oxidation part. These mean that the Devonian bitumen carbonates are mainly composed of dolomite formed by diagenesis, and its crystal texture is dominantly subhedral to anhedral but often euhedral. Bitumen contents were 3.6~19.0% in Saleski 3-34-88-20w4 and 5.0~16.4% in Saleski 08-01-88-20w4, respectively. As samples color become dark, bitumen and Total Organic Carbon contents are generally increasing in two cores. The results of biomarker analyses showed that the contents of resins and asphaltenes were 5~28% higher than those of saturated hydrocarbon, inferring that the bitumen has been heavily biodegraded. According to the results of carbon isotope analyses in each component of bitumen, asphaltenes had highest values and the others had constant values. However, their values were varied in the range of normal crude oil (-18~-30‰).

Key words : carbonate bitumen, geochemistry, biomarker, Devonian, Alberta

이 연구는 캐나다 Core Research Center 시추코어 Saleski 03-34-88-20w4와 Saleski 08-01-88-20w4를 이용하여 Rock-Eval 열분석, 원소분석, 바이오마커 (biomarker) 분석을 실시하여 비투멘을 함유한 캐나다 앨버타주 데본기 탄산염암의 무기 및 유기 지화학적 특성을 규명하고, 탄산염 저류층에 대한 지화학적 기초자료를 구축하는데 목적이 있다. 대부분 분석된 시료의 총무기탄소 함량은 높고 총질소와 총황의 함량은 매우 낮게 나타났으며 Rock-Eval 열분석 결과는 산화부분에서 돌로마이트를 많이 함유할 때 나타나는 이산화탄소 이중 피크가 관찰되었다. 이러한 결과는 비투멘을 함유한 퇴적암이 숙성작용에 의해 형성된 돌로마이트로 주로 구성된 탄산염암임을 의미한다. 비투멘을 함유한 돌로마이트는 대부분 반자형 내지 타형의 결정구조를 보이며, 간혹 자형의 결정체를 띠기도 한다. 유기용매를 이용한 비투멘 추출 결과, Saleski 03-34-88-20w4는 3.6~19.0%, Saleski 08-01-88-20w4는 5.0~16.4%의 비투멘 함량분포를 보였다. 일반적으로 두 코어에서 시료의 색상이 어두울수록 비투멘과 총유기탄소의 함유량이 높게 나타났다. 바이오마커 분석 결과, 레진 (resins)과 아스팔텐 (asphaltenes)의 함유량이 포화 탄화수소 (saturated hydrocarbon)의 함유량보다 5~28% 높게 나타났다. 이러한 분석 결과는 비투멘이 강한 생분해작용 (biodegradation)을 받았음을 의미한다. 비투멘의 각 성분에 대한 탄소 동위원소 분석결과, 아스팔텐에서 가장 높은 탄소 동위원소 비를 보이고 포화 탄화수소에서 가장 낮은 탄소 동위원소 비를 보였지만 각 성분의 분석값은 거의 일정하였다. 일반적으로 모든 원유에서

*Corresponding author: myongho@knoc.co.kr

탄소 동위원소 비는 -18~30‰의 좁은 범위를 가지며, 시추코어 Saleski 03-34-88-20w4와 Saleski 08-01-88-20w4의 분석값도 이 범위 안에서 변화였다.

주요어 : 탄산염암 비투멘, 지화학, 바이오마커, 데본기, 앨버타

1. 서 론

현재까지 알려진 세계 오일 부존량 (약 9~13조 배럴)에서 약 70%는 초중질유와 비투멘을 포함한 중질유이며, 이 중 약 1/3은 탄산염암에 부존되어 있는 것으로 알려져 있다 (Briggs *et al.*, 1998). 대표적인 주요 탄산염암 퇴적체는 캐나다 앨버타와 베네수엘라 오리노코강에 위치하며, 그 중에서도 캐나다 북동 앨버타의 아싸바스카 (Athabasca)가 가장 큰 탄산염암 퇴적체를 포함하고 있다. 2007년을 기준으로 11개국에서 17개의 탄산염암 저류층을 대상으로 연구가 진행되고 있다 (Potter, 2007; Park *et al.*, 2010). 현재까지 이러한 막대한 양의 탄산염암 중질유전이 개발되지 못했던 이유는 지속적인 저유가 및 탄산염암의 비균질/불규칙성으로 인해 중질유 생산에 대한 기술적 어려움에 의해 경제적으로 이익 창출이 어려웠기 때문이다. 그러나 최근 고유가 시대가 지속됨에 따라 전 세계 주요 석유회사는 막대한 부존량을 가지고 있고 에너지원으로 큰 잠재력을 가지고 있는 탄산염암 중질유전에 대한 생산 신기술 투자를 늘리고 있다. 이러한 시기에 우리나라도 탄산염 저류암에 관심을 집중하여 미래 석유자원 탐사에서 선진국과 동등한 위치의 탄산염 저류암 개발 기술력 확보의 필요성이 인식되어 한국석유공사 주도 하에 캐나다 앨버타주 탄산염 비투멘 및 오일샌드에 대한 연구를 시작하였다 (Park *et al.*, 2010; KNOC, 2010).

이 연구의 주요 목적은 캐나다 CRC (Core Research Center) 시추코어의 무기 및 유기 지화학적 특징을 규명하고, 획득한 지화학 자료를 바탕으로 문헌에서 기존에 보고된 자료 (Vandeginste *et al.*, 2006, 2009; Köster *et al.*, 2008) 및 캐나다 데본기 Cairn층 탄산염 저류암 (Park *et al.*, 2010)과 비교 연구함으로써 앨버타주의 데본기 탄산염암 저류층에 대한 석유탐사용 지화학적 기초 자료를 구축하는 것이다. 이러한 목적을 위해 캐나다 CRC에서 비투멘 탄산염암을 많이 함유하고 있는 두 개의 시추코어 (Saleski 03-34-88-20w4, Saleski 08-01-88-20w4)를 선정하였다. 비투멘 탄산염암의 전암시료 및 유기용매를 이용하여 추출한 비투멘에 대한 Rock-Eval 열분석, 원소분석 (CNS),

바이오마커 분석 등의 지화학 분석을 실시하였다.

2. 지질 및 연구지역

2.1. 광역지질

Grosmont층은 상부 데본기까지 비투멘을 함유한 탄산염 복합체로서 북부 앨버타의 길이 500 km와 너비 150 km 지역에 분포하고, 백악기 아싸바스카 와비스코-맥머레이 (Wabiskaw-McMurray) 연속체 오일샌드 하부에 위치하며 간헐적으로 피스 (Peace) 강을 따라 노두에 노출되어 있다 (Fig. 1). Grosmont층은 Belyea에 의해 정의되었는데 (Belyea, 1952, 1956, 1964; Belyea and McLaren, 1962), 층의 상부는 데본기 갈색 내지 회색의 비균질 석회암 및 돌로마이트로 구성되어 있고 다양한 퇴적상을 보인다. 퇴적상은 치밀한 균질 탄산염질 세일/점토질 이암에서 방해석/돌로마이트 웨커스톤 (wackestone), 플로트스톤 (floatstone), 그레인스톤 (grainstone)과 러드스톤 (rudstone)까지 넓게 분포하며, 바다나리류, 복족류, 완족류, 산호류 및 스토로마토포로이드 (stromatoporoids) 등의 화석이 관찰된다 (Buschkuehle *et al.*, 2007).

Grosmont층은 협재된 세일층을 기준으로 천해, 아조간대, 조간대 환경에서 퇴적된 4개의 탄산염 단위체 (Unit)로 나누어지고, 탄산염 단위체 사이에 위치하는 세일은 상부 Ireton 층군에 해당하는 퇴적물이다 (Harrison and McIntyre, 1981). 돌로마이트화 정도는 Grosmont 층군에서도 차이가 많이 나서 상부 Grosmont층 내에서는 상부로 갈수록 증가한다. 대부분의 탄화수소 저류암은 상부 Grosmont층 (UG 2/3)에 놓인다. 저류암체의 공극률은 7~20%의 범위를, 투수율은 100~10,000 md의 범위를 가지며, 비투멘 포화도는 일반적으로 70%를 넘는다 (Miller and Vandermeer, 1980; Harrison and McIntyre, 1981; Harrison, 1982; Luo *et al.*, 1994).

공극 크기는 초현미경질 크기의 공극으로부터 주로 부정합면 하부에서 관찰되는 카르스트 지형의 동굴 (cavern)이나 채널 구조까지 매우 다양하다 (Dembicki, 1994; Dembicki and Machel, 1996; Huebscher, 1996; Machel and Huebscher, 2001). 주요 공극은 산호류, 완족류 및 스토로마토포로이드, 버그 (vug)와 균열

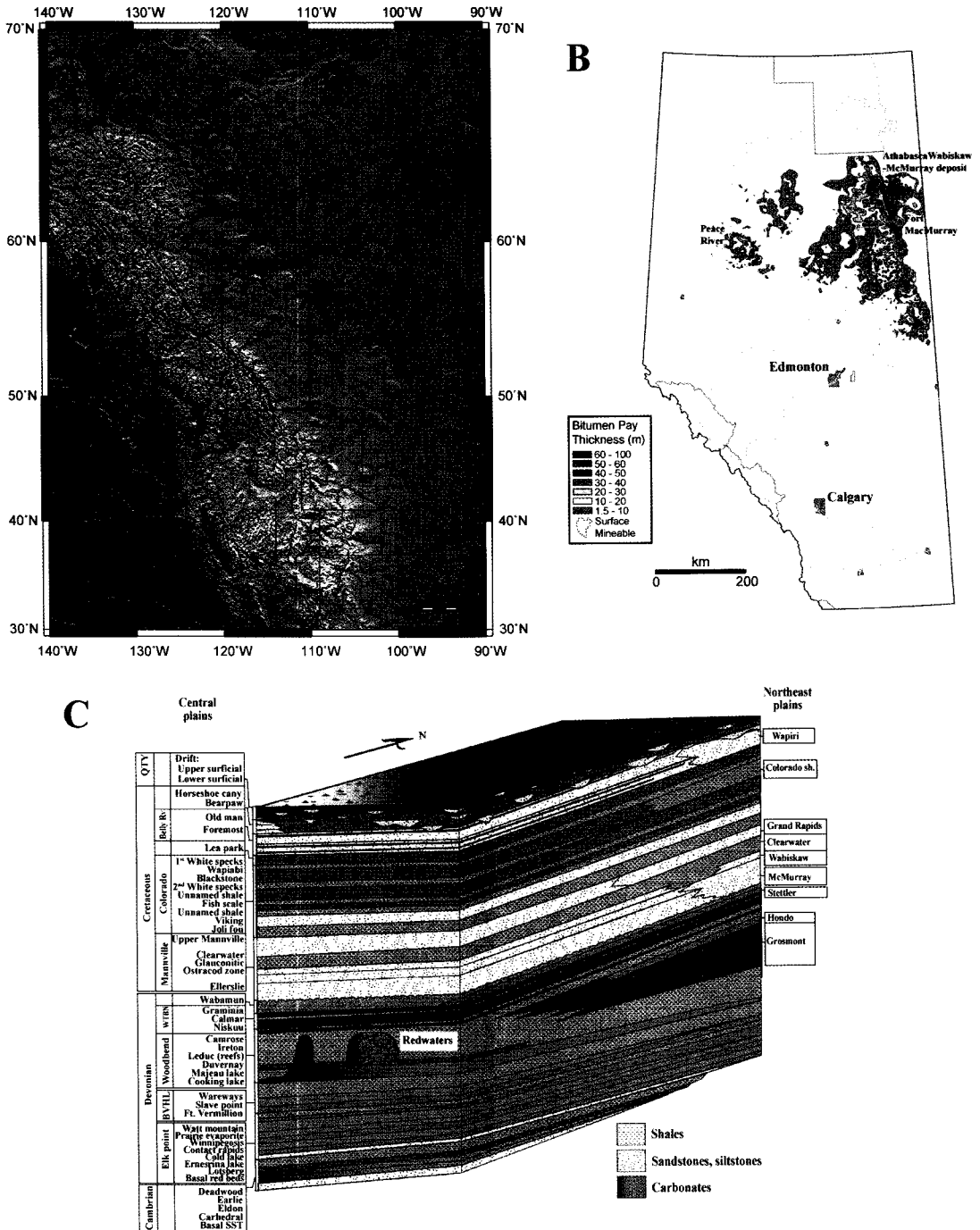


Fig. 1. A) Map of the Alberta, Canada. B) Map of Alberta's bitumen pay thickness (revised from Alberta Geological Survey/ ERCB). C) Stratigraphy of Devonian and Cretaceous period in North Alberta (Gunter *et al.*, 2009).

(fracture) 공극을 채우는 이차 공극이고, 탄산염 저류 암의 비균질적인 공극으로 인하여 공극률, 투수율 등과 같은 암석물리학적 특징을 이용한 단순 대비가 이

롭다 (Dembicki, 1994; Luo *et al.*, 1994). Grosmont 층에서 비투멘 축적은 동쪽 경계부를 따라 주로 이루어졌으며 카르스트 각력암, 러드스톤과 화석, 버그와

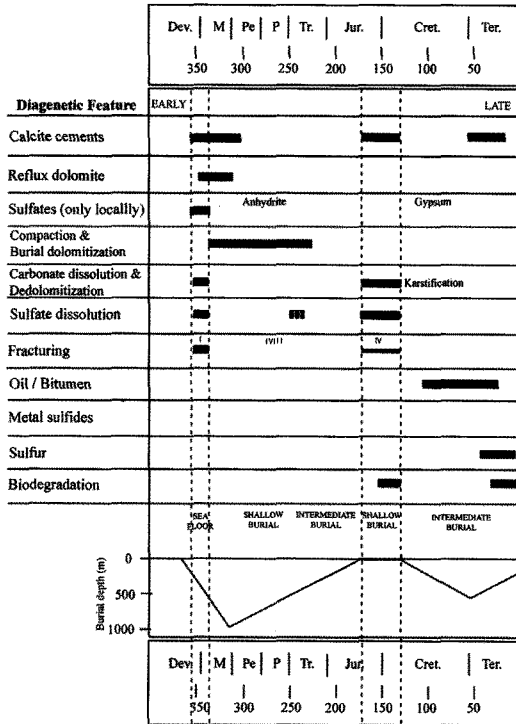


Fig. 2. Grosmont Formation related with major diagenesis during 4 diagenetic periods; (I) Early Stage, late Devonian (Dev.) to early Mississippian (M); (II) early Middle Stage, early Mississippian (M) to late Pennsylvanian (Pe); (III) late Middle Stage, early Permian (P) through Triassic (Tr.) to late Jurassic (Jur.); and (IV) early Late Stage, late Jurassic (Jur.) to early Cretaceous (Cret.) (Buschkuehle *et al.*, 2007).

균열을 채우는 형태로 나타나며, 비투멘 관련 생분해 작용 (biodegradation)은 서쪽에서 동쪽으로 갈수록 증가한다 (Hein, 2006).

Grosmont층의 속성작용은 층의 매물사와 관련이 있으며, 속성작용의 특징이 많이 포함되어 있다. 이 층에서는 4개의 주요 기간에서 약 12개의 서로 다른 속성작용 특징이 형성되었다 (Fig. 2). 후기 데본기에서 초기 석탄기에는 크게 네 가지의 속성작용 특징을 보이고 있다. 첫 번째 속성작용은 다양한 해양 또는 천부 방해석의 교질작용이며, 돌로마이트작용을 받지 않은 구간에 주로 존재한다 (Huebscher, 1996). 두 번째 속성작용 동안에는 초기 돌로마이트작용과 균열이 상부 Grosmont층 (UG 2/3)의 증발암 역류 (evaporative reflux)에 의한 동시대물에 의해서 형성되었다 (Machel and Huebscher, 2001). 세 번째 속성작용은 해저면에서 최대 700 m까지 매물심도가 증가하면서 퇴적물은 압밀작용을 받았으며, 네 번째 속성작용은 탄산염 용

해, 돌로마이트화, 황산염 용해 및 부분적인 침전이 형성되어 용해작용 부산물로 이차 공극이 형성되었다. 석탄기에는 두 가지의 속성작용 특징을 보인다. 첫 번째는 지속적인 압밀과 돌로마이트작용과 역류성 돌로마이트, 경석고의 침전이 나타난 것이고, 두 번째는 탄산염암의 지속적인 용기이다. 초기 페름기에서 후기 쥐라기 때는 용기된 퇴적물을 따라 압밀과 돌로마이트작용 및 황산염 용해작용이 지속적으로 발생하였다. 마지막으로 후기 쥐라기에서 초기 백악기 때는 다섯 가지 속성작용의 특징이 나타난다. 첫 번째는 퇴적물이 담수가 유입할 수 있는 표면까지 용기된 카르스트작용이 주요 속성작용이고, 두 번째는 카르스트작용에 의한 각력암 형성, 버그와 균열에서의 방해석 침전과 지속적인 황산염 용해, 탄산염과 증발암의 지속적인 용해와 재침전이다. 세 번째는 동공의 붕괴 및 카르스트작용에 의한 단층과 균열의 형성이고, 네 번째는 분해작용에 의해 생성된 비투멘과 황 함량이 높은 원유의 정치가 초기 백악기와 중기 제3기에 일어났으며 비투멘의 분해와 카르스트 용해가 최근까지도 일어나고 있다. 다섯 번째는 현재 염수의 담수 저류암층으로의 유입과 황의 부분적인 정치가 일어나고 있다 (Bachu and Underschults, 1993; Eccles *et al.*, 2001; Lemay, 2002a, 2002b; Gallup, 2005; Hall, 2005).

2.2. 코어 위치 및 지질

이번 연구에서는 CRC에서 보관 중인 Grosmont층의 Saleski 03-34-88-20w4 코어와 Saleski 08-01-88-20w4 코어를 이용하였다. Saleski 03-34-88-20w4 코어의 위치는 56° 38.9265'N, 109° 6.6388'W이며, Saleski 08-01-88-20w4 코어의 위치는 56° 34.96674'N, 109° 2.4456'W이다. Saleski 03-34-88-20w4 코어의 최상부 심도는 지표면으로부터 254.80 m이고 최하부 심도는 354.63 m이며, Saleski 08-01-88-20w4 코어의 최상부 심도는 지표면으로부터 263.00 m이고, 최하부는 324.95 m이다. Saleski 03-34-88-20w4 코어에서는 Grosmont층의 4개 탄산염 단위체인 LG, UG 1, UG 2, UG 3가 모두 관찰되었지만 Saleski 08-01-88-20w4 코어에서는 Grosmont층의 4개 탄산염 단위체 중 UG 2와 UG 3만 관찰되었다.

3. 시료 전처리 및 분석방법

3.1. 시료 전처리

캐나다 CRC에서 Grosmont층에 해당하는 Saleski

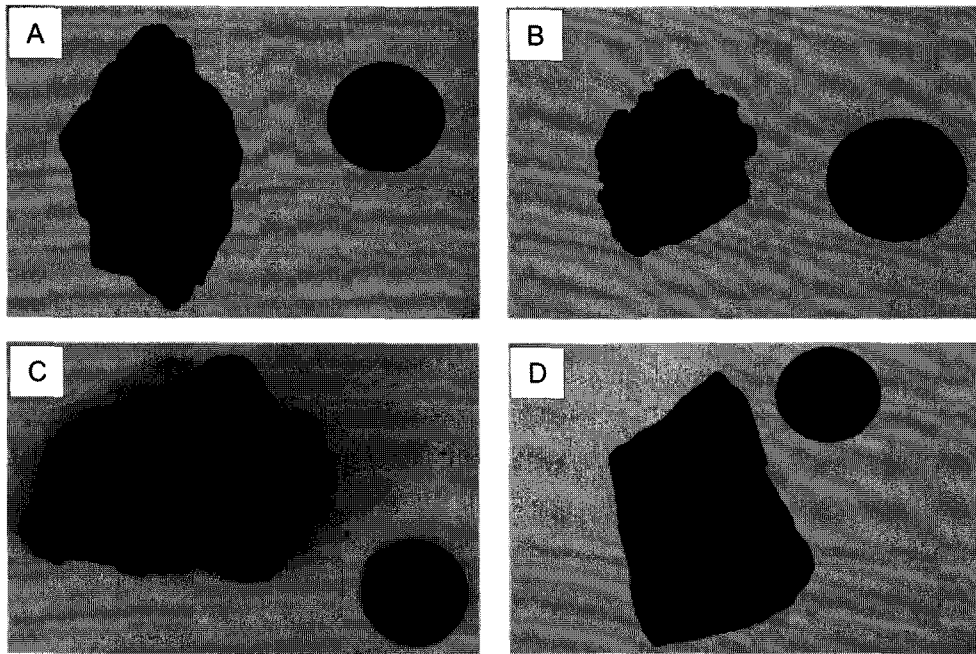


Fig. 3. Sample photos of A) No. 12 (272.3m) of Saleski 03-34-88-20w4 core, B) No. 21 (259.1m) of Saleski 03-34-88-20w4 core, C) No. 6 (288.35m) of Saleski 08-01-88-20w4 core, and D) No. 14 (277.5m) of Saleski 08-01-88-20w4 core.

03-34-88-20w4 코어에서 9개의 부시료를, Saleski 08-01-88-20w4 코어에서는 11개의 부시료를 채취하였다 (Fig. 3). 코어 부시료 중 소량을 채취하여 냉동건조기 (일신 Freeze Dryer)로 24시간 동안 건조시켰다. 건조된 시료는 마노 질구 (agate-mortar)를 이용하여 분말로 분쇄하여 골고루 혼합하였다.

3.2. 분석방법

탄산염암 내 비투멘 함량의 추출에는 NIGOGA 4 (Norwegian Industry Guide to Organic Geochemical Analyses, Edition 4)를 참조하여 93 vol.% 디클로로메탄 (Dichloro-methane, CH₂Cl₂)과 7 vol.% 메탄올 (CH₃OH)의 유기 혼합 용매를 이용하였다. 비투멘은 비커에 무게를 측정된 퇴적물 시료와 유기혼합 용매를 혼합하여 초음파를 이용하여 추출하였다. 추출된 용액은 GFF 0.7 μm 유리필터를 이용하여 여과하여 유리 병에 담았고, 비투멘 추출에 사용된 퇴적물 시료 및 추출된 비투멘은 상온에서 건조시켰다. 비투멘 함유량은 아래와 같은 식에 의해 계산되었다.

$$\text{비투멘 함유량 (\%)} = \frac{\text{추출된 비투멘 량/사용된 시료 양}}{\text{시료 무게}} \times 100$$

Rock-Eval 열분석과 총유기탄소 (TOC) 함량 분석을

위하여 프랑스 Vinci사의 Rock-Eval Turbo 6을 이용하였다. Rock-Eval은 크게 열분해 부분과 산화 부분으로 구성된다. 열분해 부분에서는 유기탄소 (Organic carbon) 및 무기탄소 (Inorganic carbon)를 측정한다. 열분해 동안 유리 탄화수소 (Free hydrocarbon: S₁)와 잠재 탄화수소 (Potential hydrocarbon: S₂)가 불꽃이온화 검출기 (Flame Ionization Detector; FID)에 의해 검출된다. S₁ 피크는 오븐의 온도가 300°C일 때 암석 또는 퇴적물 내의 액상 유기 탄화수소가 휘발되어 검출되는 것이고, S₂ 피크는 석유의 근원 물질인 케로젠 (kerogen)이 300°C에서 650°C 사이에서 열분해되어 나타나는 것이다. 여기서 S₁, S₂의 단위는 mgHC/gRock으로, 즉 1 g의 암석 또는 퇴적물이 생성시킬 수 있거나 생성시킨 탄화수소의 양을 나타내는 것이다. 총유기탄소 함량은 열분해 유기탄소 함량 (Pyrolyzed Carbon; PC)과 잔류 유기탄소 (Residual Carbon; RC) 함량의 합이다. 열분해 유기탄소는 열분해 동안에 생성되는 일산화탄소 (승온 온도 650°C 이하)와 이산화탄소 (승온 온도 400°C 이하, S₃)를 적외선 검출기 (Infra-Red cell; IR cell)에서 측정하고, 이들 측정값을 이용하여 계산된다. 잔류 유기탄소의 양 역시 산화부분에서 같은 방법에 의하여 측정된다 (Espitalié *et al.*, 1985). 표준물질로는 Vinci사의 IFP 160,000을 사용하였다.

비투멘을 추출하기 전의 코어 전암시료와 비투멘을 유기 혼합 용매로 추출하여 건조한 시료에 대한 Rock-Eval 분석을 실시하였다. 비투멘을 추출하지 않은 시료의 경우 50~70 mg의 분말 시료를 계량하여 Bulk Rock Basic Mode로 Rock-Eval 분석을 실시하였다. 반면에 비투멘을 유기 혼합용액으로 추출하여 건조한 시료는 10~20 mg을 계량하여 Pure Organic Matter Mode로 Rock-Eval 분석을 실시하였다. Bulk Rock Basic Mode의 분석 조건은 열분해 부분에서는 300°C에서 650°C까지 25°C/min으로 승온시켰고, 산화 부분에서는 300°C에서 850°C까지 20°C/min으로 승온시켰다. Pure Organic Matter Mode의 분석 조건은 열분해 부분에서는 300°C에서 800°C까지 25°C/min으로 승온시켰고, 산화 부분에서는 300°C에서 850°C까지 20°C/min으로 승온시켰다.

총탄소 (TC)와 총질소 (TN)의 함량은 미국 Leco사의 CHN-900을 이용하여 분석하였다. CHN-900의 분석 원리는 다음과 같다. 미세 분말로 만든 시료 (2 mg 이하)를 산화조에 넣고 동시에 초고순도의 산소를 산화조에 주입, 연소시켜서 퇴적물 내 총탄소와 총질소 함량을 이산화탄소와 질소로 변환시키며 여분의 산소가 남게 된다. 남아있는 산소는 650°C 온도의 환원로에서 제거되며, 이산화탄소는 탄소 적외선 검출기 (IR cell)에 의하여 검출되고 질소는 열전도 검출기 (thermal conductivity cell)에 의하여 검출된다. 표준물질로는 Leco사의 Acetanilide와 Soil을 사용하였다. 총탄소와 총질소의 검출한계 (detection limit)는 각각 0.001%와 0.01%이다.

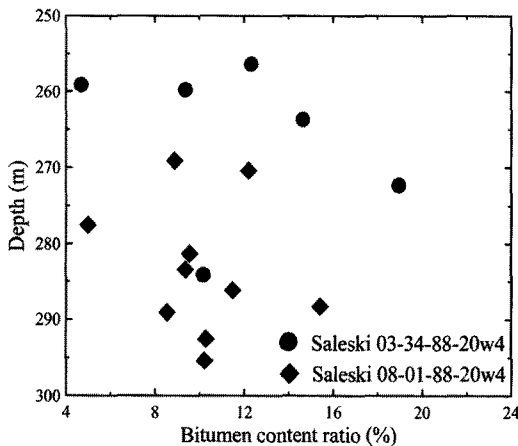


Fig. 4. Downcore profiles of bitumen content ratio extracted by organic solvent (93 vol.% CH_2Cl_2 +7 vol.% CH_3OH) in Saleski 03-34-88-20w4 core and Saleski 08-01-88-20w4 core.

총황 (TS)의 함량을 측정하기 위하여 미국 Leco사의 SC-132를 이용하여 분석하였다. 이 분석기는 고체와 유체 내의 총황 성분을 분석하는 것으로, 100 mg 내외의 시료를 용기에 넣고 연소로에 넣은 후 고순도 산소를 주입한 상태에서 850°C까지 온도를 상승하여 시료를 연소시킨다. 시료에 포함되어 있는 황 성분은 연소과정을 통해 SO_2 가스로 변화시켜 적외선 검출기 (IR cell)를 이용하여 측정한다. 표준물질로는 Leco사의 1.09 wt%를 사용하였으며, 검출한계는 0.001%이다.

바이오마커 분석은 노르웨이 Fugro사에서 실시되었으며, 가스크로마토그래피 (GC)와 가스크로마토그래피 질량분석기 (GC-IRMS)를 이용하여 탄화수소 성분 및 동위원소 분석을 수행하였다.

4. 결 과

4.1. 비투멘 추출 분석 결과

Saleski 03-34-88-20w4 코어에서 추출한 비투멘의 함량은 4.7~19%의 범위를 (평균 11.7%, $n=6$), Saleski 08-01-88-20w4 코어에서 추출한 비투멘 함량은 5~15.5%의 범위를 (평균 10.1%, $n=10$) 가지면서 변화한다. Saleski 03-34-88-20w4 코어에서 추출한 비투멘의 함량이 Saleski 08-01-88-20w4 코어에서 추출한 비투멘의 함량보다 평균적으로 1% 정도 높다. 심도에 따라 추출한 비투멘의 함량을 살펴보면, Saleski 03-34-88-20w4 코어에서는 259.1m (No. 21)에서 최소값을, 272.3m (No. 12)에서 최대값을 가지며 심도에 따라 추출된 비투멘의 함량은 편차가 심하고 뚜렷한 비투멘 함량 변화가 관찰되지 않는다 (Fig. 4). 이 코어에서 비투멘 함량의 최소값을 갖는 부시료 (No. 21)는 다른 부시료에 비해 가장 밝은 색을 띠고 있으며 전반적으로 밝은 색을 가지는 부시료의 비투멘 함량이 낮다. 이러한 결과는 비투멘의 포화도가 낮을수록 코어 부시료의 색은 상대적으로 밝은 색을 띠고 있음을 보여준다. 반면에 Saleski 08-01-88-20w4 코어에서 추출한 비투멘의 함량은 277.5m (No. 14)에서 최소값을, 288.35m (No. 6)에서 최대값을 가진다. Saleski 08-01-88-20w4 코어에서는 Saleski 03-34-88-20w4 코어에 비해 상대적으로 심도에 따른 추출된 비투멘의 함량변화 편차가 작다. 또한 Saleski 08-01-88-20w4 코어에서는 최소값 및 최대값을 갖는 구간을 제외하면 $10.0\pm 1.3\%$ 의 비교적 일정한 비투멘 함량 값을 갖는다 (Fig. 4). Saleski 08-01-88-20w4 코어 역시 Saleski 03-34-88-20w4 코어처럼 상대적으로 코어 부시료의 색

상이 밝을수록 추출된 비투멘의 함량이 낮다.

4.2. Rock-Eval 분석 결과

Rock-Eval 분석에 의해 얻어진 인자는 퇴적분지 내 유기물의 기원 규명 및 열적 성숙도를 판단하는데 많이 사용되고 있다. Tissot and Welte (1984)는 퇴적물 내 유기물의 HI 값이 300 mgHC/gTOC 이하이면 육상 관다발식물 기원 (Type III)이 우세하고, HI값이 600~900 mgHC/gTOC인 경우 해양 조류기원 (Type II)이 우세하다고 보고하였다. 또한 HI와 OI 값을 이용한 van Krevelen 도표는 유기물을 세 가지 Type (I, II, III)으로 구분한다. Espitalié *et al.* (1985)에 의하면 유기물 Type I은 호소 (lacustrine) 조류기원, Type II는 해양 조류기원, 그리고 Type III는 육상 식물기원이다.

분석된 시료의 Rock-Eval 열분석 결과는 Table 1과 같다. Saleski 03-34-88-20w4 코어의 S₁ 값은 0.05~42.30 mgHC/gRock의 범위를, S₂ 값은 0.21~91.62 mgHC/gRock의 범위를, S₃ 값은 0.59~2.89 mgCO₂/g Rock의 범위를 갖는다. 또한 총유기탄소 함량은 0.12~13.42 wt%의 범위를 갖는다. Saleski 08-01-88-20w4 코어에서 S₁ 값은 11.38~39.04 mgHC/gRock의 범위를, S₂ 값은 20.24~94.76 mgHC/gRock의 범위를,

S₃값은 1.10~2.41 mgCO₂/gRock의 범위를 갖는 것으로 분석되었으며, 총유기탄소 함량은 10.49~13.72 wt%의 범위를 갖는다. 전반적으로 모든 시료에서 Rock-Eval 분석에 의해 얻어진 인자인 S₁, S₂, 총유기탄소 값은 매우 높고 S₃ 값이 낮다. 이와 같은 분석결과는 분석시료 내 총유기물이 매우 많이 함유되어 있으며 유기물이 낮은 온도에서 열에 의해 분해가 쉬운 상태로 존재하고 있음을 지시한다.

분석된 S₂, S₃ 값과 총유기탄소 분석값을 이용하여 유기물의 수소지수 (Hydrogen Index; HI=S₂/TOC×100)와 산소지수 (Oxygen Index; OI=S₃/TOC×100)를 계산하면, HI는 Saleski 03-34-88-20w4 코어에서 175~691 mgHC/gTOC의 범위를, Saleski 08-01-88-20w4 코어에서 594~707 mgHC/gTOC의 범위를 갖고, OI는 Saleski 03-34-88-20w4 코어에서 9~492 mgHC/gTOC의 범위를, Saleski 08-01-88-20w4 코어에서 9~232 mgHC/gTOC의 범위를 갖는다. 분석된 시료 몇 개를 제외한 두 Saleski 코어의 대부분 시료들은 HI 값이 600 mgHC/gTOC보다 높은 값을 보여준다.

유기물의 열적 성숙단계를 판단하기 위하여 일반적으로 T_{max} (Rock-Eval 열분석 시 S₂ 피크가 최대일 때의 온도)가 이용된다. 분석된 T_{max}는 Saleski 03-34-88-

Table 1. Rock-Eval results of bulk sediments in Saleski 03-34-88-20w4 core and Saleski 08-01-88-20w4 core

Core	No.	Depth (m)	S ₁ (mgHC/gRock)	S ₂ (mgHC/gRock)	S ₃ (mgHC/gRock)	T _{max} (°C)	TOC (wt%)	HI (mgHC/gTOC)	OI (mgHC/gTOC)
Saleski 03-34-88-20w4	5	284.15	30.73	49.71	1.31	421	7.94	626	16
	11	274.75	42.3	94.9	2.89	423	13.74	691	21
	12	272.30	40.2	85.77	1.08	424	12.65	678	9
	17	263.70	39.77	91.62	1.67	422	13.42	683	12
	18	261.15	0.05	0.21	0.59	425	0.12	175	492
	19	259.75	31.93	70.02	1.36	426	10.53	665	13
	21	259.10	18.05	39.53	1.10	424	5.96	663	18
	22	256.35	37.55	73.72	2.23	424	11.31	652	20
Saleski 08-01-88-20w4	25	254.85	15.12	33.55	1.14	422	5.21	644	22
	1	295.45	26.16	47.90	1.85	425	7.76	617	24
	3	292.55	30.61	58.82	1.41	425	9.09	647	16
	5	289.10	33.21	65.31	1.24	426	9.93	658	12
	6	288.35	39.04	89.82	2.41	427	13.44	668	18
	8	286.20	33.17	70.16	1.29	428	10.58	663	12
	10	283.40	27.31	48.84	1.33	424	7.78	628	17
	12	281.30	29.18	67.29	1.21	423	9.99	674	12
	14	277.50	11.38	20.24	1.10	422	3.41	594	32
	20	270.40	32.54	67.72	1.24	424	9.71	697	13
	21	269.10	26.58	58.9	1.17	427	8.56	688	14
	23	266.80	38.7	94.76	1.16	427	13.4	707	9

Table 2. Rock-Eval results of extracted bitumen in Saleski 03-34-88-20w4 core and Saleski 08-01-88-20w4 core

Core	No.	Depth (m)	S ₁ (mgHC/ gRock)	S ₂ (mgHC/ gRock)	S ₃ (mgHC/ gRock)	T _{max} (°C)	TOC (wt%)	HI (mgHC/ gTOC)	OI (mgHC/ gTOC)
Saleski 03-34-88 -20w4	5	284.15	179.27	603.64	1.97	432	73.57	820	3
	12	272.30	180.90	525.57	1.50	417	70.38	747	2
	17	263.70	188.20	636.20	2.46	426	82.39	772	3
	19	259.75	196.20	577.99	3.80	428	79.10	731	5
	21	259.10	181.98	575.01	3.46	427	74.66	770	5
	22	256.35	159.35	610.14	2.39	437	75.25	811	3
Saleski 08-01-88 -20w4	1	295.45	140.27	525.01	2.78	435	67.97	772	4
	3	292.55	237.48	608.17	2.68	423	82.74	735	3
	5	289.10	222.16	594.93	2.62	423	79.69	747	3
	6	288.35	200.39	636.21	2.51	426	82.91	767	3
	8	286.20	202.92	602.54	2.75	427	79.78	755	3
	10	283.40	208.88	611.65	2.76	425	82.01	746	3
	12	284.30	218.38	614.87	2.98	425	81.92	751	4
	14	277.50	187.75	608.64	2.34	431	77.67	784	3
	20	270.40	182.65	599.01	3.10	427	81.01	739	4
	21	269.10	200.56	630.95	2.66	428	80.97	779	3

20w4 코어에서 421에서 426의 범위를, Saleski 08-01-88-20w4 코어에서 422에서 427의 범위를 갖는다. 두 코어 모두 T_{max} 값이 비교적 일정하고 유기물의 열적 성숙단계가 미성숙단계에 위치한다. 이러한 유기물의 낮은 T_{max} 값은 비투멘이 이동되었음을 지시한다 (Gürgey, 2003).

유기용매로 추출한 비투멘의 Rock-Eval 분석값을 살펴보면 (Table 2), Saleski 03-34-88-20w4 코어의 S₁ 값은 159.35~196.20 mgHC/gRock의 범위를, S₂ 값은 525.57~636.20 mgHC/gRock의 범위를, S₃ 값은 1.5~3.8 mgCO₂/gRock의 범위를 갖는 것으로 분석되었으며, 총유기탄소 함량은 70.38~82.39 wt%의 범위를 갖는다. Saleski 08-01-88-20w4 코어에서 S₁ 값은 140.27~237.48 mgHC/gRock의 범위를, S₂ 값은 525.01~630.95 mgHC/gRock의 범위를, S₃ 값은 2.51~3.10 mgCO₂/gRock의 범위를 갖는 것으로 분석되었으며, 총유기탄소 함량은 67.97~82.74 wt%의 범위를 갖는다. 전반적으로 유기용매로 추출한 비투멘의 Rock-Eval 분석값이 전암의 Rock-Eval 분석값보다 S₁, S₂, 총유기탄소 값이 수배 정도 높은 값을 보이지만 S₃ 값은 비슷하거나 약하게 증가하였다 (Fig. 5). 분석한 두 코어에서 유기용매로 추출한 총유기탄소 함량의 기원이 탄산염암에 함유된 비투멘에 의한 기원이라고 가정하면 비투멘 전체 원소 함량에서 탄소 함량은 Saleski 03-34-88-20w4 코어에서는 70.38~82.39 wt%의 범위를, Saleski 08-01-88-20w4 코어에서는 67.97~82.74 wt%

의 범위를 갖는다.

유기용매로 추출한 비투멘의 S₂, S₃ 값과 총유기탄소 분석 값을 이용하여 유기물의 HI와 OI를 계산하면, HI는 Saleski 03-34-88-20w4 코어에서 731~820 mgHC/gTOC의 범위를, Saleski 08-01-88-20w4 코어에서 739~784 mgHC/gTOC의 범위를 갖고 OI는 Saleski 03-34-88-20w4 코어에서 2~5 mgHC/gTOC의 범위를, Saleski 08-01-88-20w4 코어에서 3~4 mgHC/gTOC의 범위를 갖는다 (Table 2). 두 코어에서 모든 시료의 HI 값은 유기 용매를 이용하여 비투멘을 추출한 시료가 전암보다 높은 값을 보이고 OI는 낮은 값을 보인다.

4.3. 원소 분석 결과

전암을 이용하여 분석한 원소 분석 결과를 살펴보면 (Fig. 6), Saleski 03-34-88-20w4 코어에서 분석된 총탄소 함량은 12.80~24.68 wt%의 범위를, 총질소 함량은 0.00~0.11 wt%의 범위를, 총황 함량은 0.00~0.34 wt%의 범위를 갖는 것으로 측정되었으며, Saleski 08-01-88-20w4 코어에서 분석된 총탄소 함량은 15.18~22.41 wt%의 범위를, 총질소 함량은 0.04~0.09 wt%의 범위를, 총황 함량은 0.00~0.31 wt%의 범위를 갖는 것으로 측정되었다. 심도에 따른 원소 분석 결과를 살펴보면, Saleski 03-34-88-20w4 코어에서의 총탄소, 총질소, 총황 값은 261.15m (No. 18)에서 최소값을 갖으며 (Fig. 6), 이 심도에서 부시료는 다른 심도의 시료에 비해 상대적으로 시료의 표면색이 밝은 색을

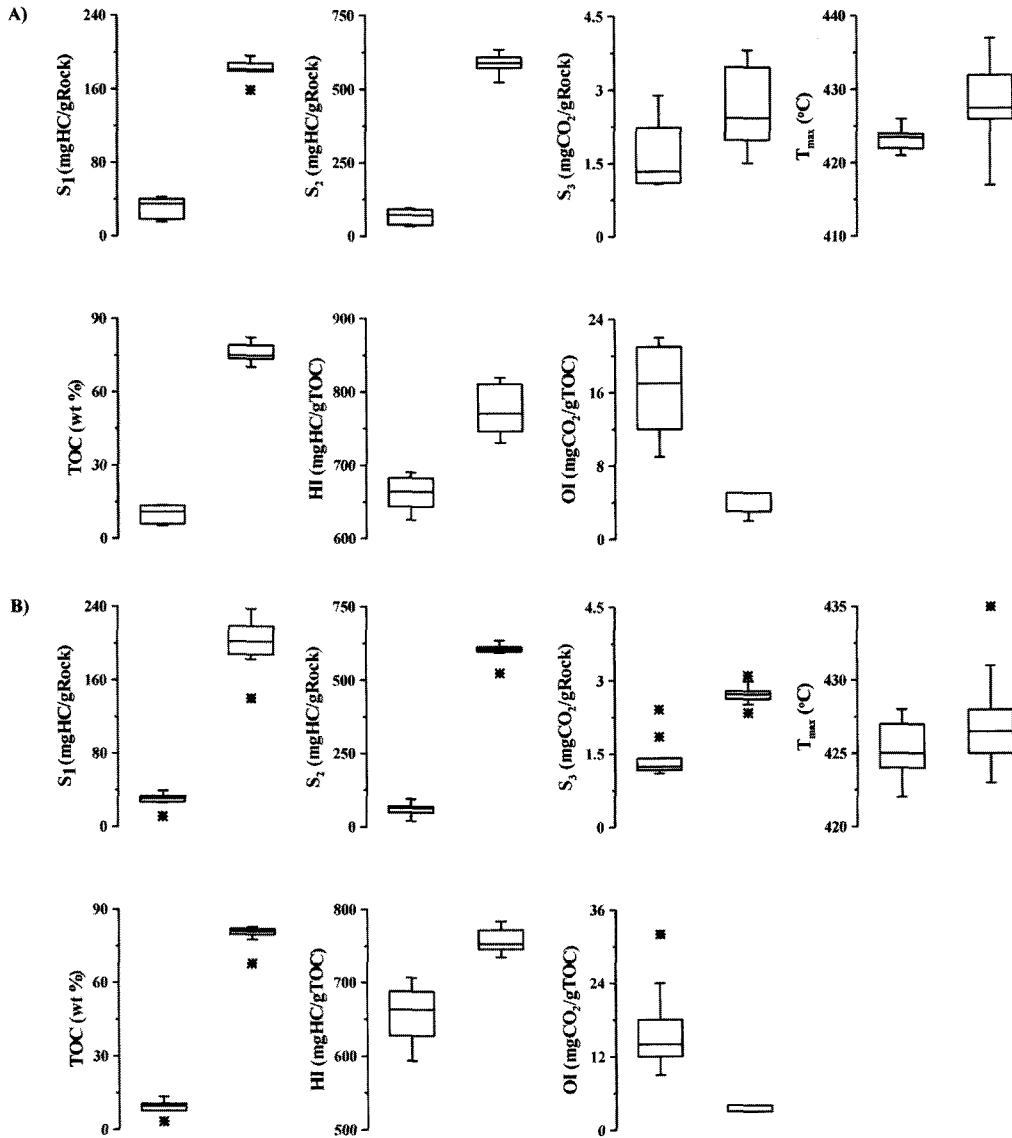


Fig. 5. Box plots of Rock-Eval results of A) Saleski 03-34-88-20w4 core and B) Saleski 08-01-88-20w4 core before (left) and after (right) bitumen extracted.

따고 Rock-Eval 분석 결과 유기물의 함량이 거의 없는 돌로마이트를 많이 함유한 순수한 탄산염 구간이다 (Table 1). 또한 비투멘의 함량이 상대적으로 적게 포화되어 있는 부시료의 암색이 밝은 색을 띠는 259.1m (No. 21)과 254.85m (No. 25)에서 총질소와 총황 함량은 비투멘 함량이 많은 구간에 비해 낮은 총탄소, 총질소, 총황 값을 갖는다. Saleski 08-01-88-20w4 코어의 총탄소, 총질소, 총황 값은 277.5m (No. 14)에서 최소값을 갖는다 (Fig. 6). 이 구간의 부시료는 상대적으로 다른 심도에 비해 부시료의 암색이 밝은 색을 띠

다. 277.5m (No. 14) 구간을 제외한 Saleski 08-01-88-20w4 코어에서의 총탄소, 총질소, 총황 값은 비교적 일정하다.

비투멘을 유기용매로 추출한 후 잔류한 퇴적물에 대해서도 원소 분석을 실시하였다. 원소 분석결과를 살펴보면 (Fig. 6), Saleski 03-34-88-20w4 코어에서 분석된 총탄소 함량은 12.7~13.09 wt%의 범위를, 총질소 함량은 0.00~0.01 wt%의 범위를, 총황 함량은 0.00~0.24 wt%의 범위를 갖는 것으로 측정되었으며, Saleski 08-01-88-20w4 코어에서 분석된 총탄소 함량

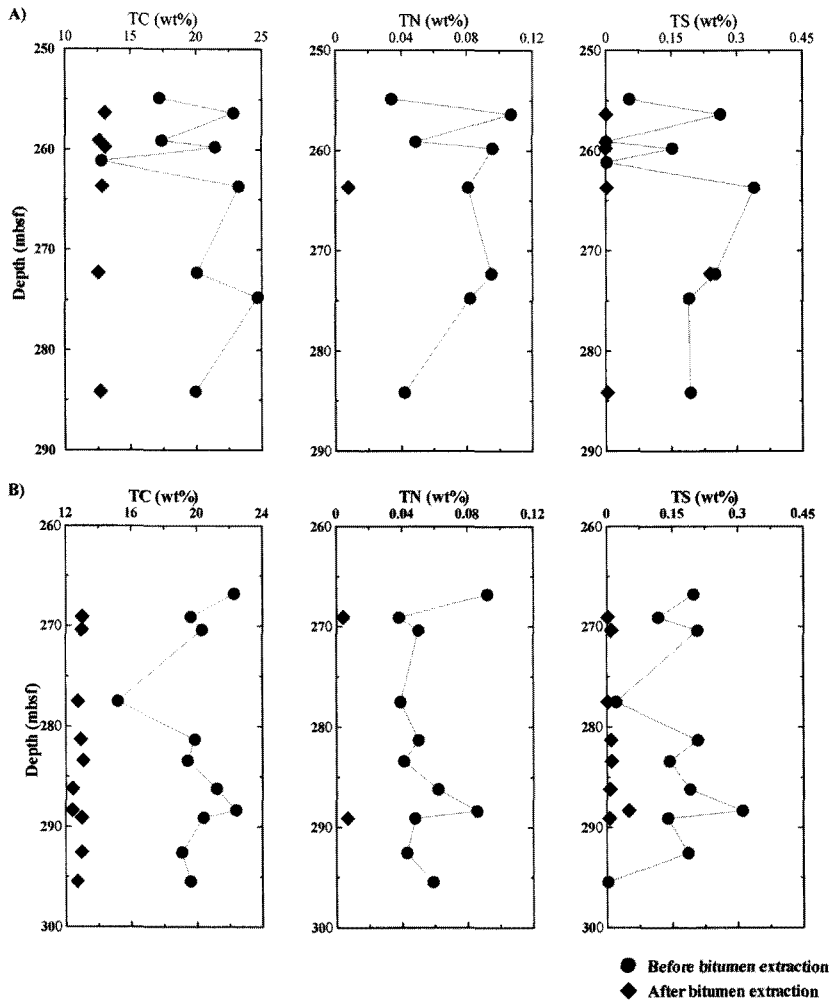


Fig. 6. Downcore profiles of TC, TN and TS contents in A) Saleski 03-34-88-20w4 core and B) Saleski 08-01-88-20w4 core.

은 12.40~13.05 wt%의 범위를, 총질소 함량은 0.000~0.001 wt%의 범위를, 총황 함량은 0.00~0.05 wt%의 범위를 갖는 것으로 추정되었다. 대부분의 총질소와 총황의 함량은 분석기기의 검출한계 부근의 낮은 값을 갖는다. 또한 두 코어에서 심도에 따른 총탄소, 총질소, 총황 값의 변화는 전암 분석처럼 편차가 심하지 않고 거의 일정한 값을 갖는다 (Fig. 6).

4.4. 바이오마커 분석 결과

바이오마커 분석은 노르웨이의 Fugro사에서 실시하였다. Saleski 03-34-88-20w4 코어에서 추출된 유기물에서 포화 탄화수소 (saturated Hydrocarbon; HC)가 차지하는 비율은 11.3~13.7%이고, 방향 탄화수소 (aromatic HC)는 17.2~20.8%, 레진은 30.7~34.2%,

아스팔텐은 33.9~40.1%이며, Saleski 08-01-88-20w4 코어에서 포화 탄화수소가 차지하는 비율은 13.0~13.7%이고, 방향 탄화수소는 18.9~19.8%, 레진은 32.9~35.4%, 아스팔텐은 32.1~33.7%를 차지한다 (Fig. 7, Table 3).

비투멘의 각 성분에 대한 탄소 동위원소 비 분석을 실시하였다. 분석한 결과를 살펴보면, Saleski 03-34-88-20w4 코어의 추출한 비투멘의 탄소 동위원소 비 ($\delta^{13}\text{C}$)는 -30.55~-29.81‰, 포화 탄화수소는 -30.66~-30.32‰, 방향 탄화수소는 -30.13~-29.94‰, 레진은 -30.31~-30.18‰, 아스팔텐은 -29.16~-28.50‰이며, Saleski 08-01-88-20w4 코어에서 추출한 유기물의 탄소 동위원소 비는 -30.49~-30.12‰, 포화 탄화수소는 -30.67~-30.33‰, 방향 탄화수소는 -30.17~-30.08‰,

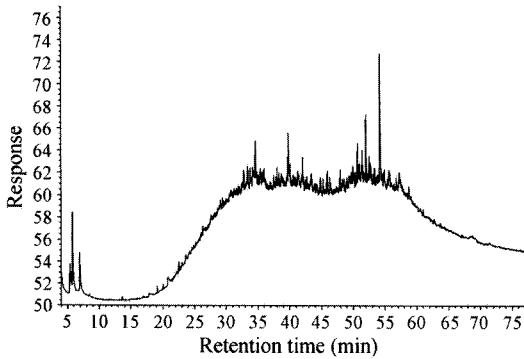


Fig. 7. GC chromatogram of saturated fraction using extracted bitumen from Saleski 08-01-88-20w4, 277.5m. The peaks of the saturated fraction are very low (retention time < 32 min).

레진은 -30.34~30.31‰, 아스팔텐은 -29.61~29.32‰이다 (Table 4). 두 코어 모두 아스팔텐에서 가장 높은 탄소 동위원소 비를 보이고 포화 탄화수소에서 가장 낮은 탄소 동위원소 비를 보인다. 또한 각 성분별 분석값이 거의 일정하다. 일반적으로 모든 원유에서 탄소 동위원소 비는 -18~30‰의 좁은 범위를 가지고 변하는데, 이번 연구결과에서도 각 분석값이 약간의 차이를 보이고 있지만 모든 값이 일반적인 원유의 탄소 동위원소 범위 안에서 변함을 확인하였다.

5. 토 의

5.1. 근원암 및 저류암 평가

2009년 Cairn층에 대한 야외지질조사를 통해 채취한 탄산염암 시료 (Park *et al.*, 2010)와 2010년 CRC에서 취득한 Saleski 03-34-88-20w4 코어와 Saleski 08-01-88-20w4 코어의 시료에서 Rock-Eval 분석에 의해 얻어진 인자인 S₁, S₂, S₃, 총유기탄소 함량을 비교하면, 비슷한 탄산염암임에도 불구하고 2010년 Saleski 03-34-88-20w4 코어와 Saleski 08-01-88-20w4 코어의 S₁, S₂, 총유기탄소 함량이 2009년의 Cairn층보다 현저히 높고, S₃은 2009년과 2010년 시료들 간에 비슷하거나 2010년에 채취한 Saleski 03-34-88-20w4와 Saleski 08-01-88-20w4 코어가 약간 높다. 이러한 두 시료의 차이는 암편의 색상, 투광도 등에서도 쉽게 구별되듯이 2010년에 분석한 탄산염 시료에는 외부에서 유입된 비투멘 함량이 매우 높은 반면 2009년에 분석한 시료에는 외부에서 유입된 비투멘 함유량이 없거나 매우 적기 때문인 것으로 추정된다.

Saleski 03-34-88-20w4 코어와 Saleski 08-01-88-20w4 코어의 비투멘 추출 함량과 총유기탄소 함량의 상관관계를 살펴보면, Saleski 03-34-88-20w4 코어에서는 비투멘 추출 함량과 총유기탄소 함량 간에는 상

Table 3. Contents of each extracted bitumen composition in Saleski 03-34-88-20w4 core and Saleski 08-01-88-20w4 core

Core	No.	Sediment Weight (g)	EOM (mg)	Sat. (mg)	Aro. (mg)	Resin (mg)	Asph. (mg)	HC (mg)	Non-HC (mg)	Content (%)
Saleski 03-34-88-20w4	5	0.5	48.8	5.98	10.16	16.14	16.53	16.14	32.66	9.76
	11	0.6	104.0	11.71	21.00	34.33	36.95	32.72	71.28	17.33
	19	0.6	77.3	9.26	13.31	23.73	31.00	22.57	54.73	12.88
	25	1.9	69.0	8.28	12.29	23.57	24.86	20.56	48.44	3.63
Saleski 08-01-88-20w4	5	0.6	64.4	8.80	12.72	21.20	21.68	21.52	42.88	10.73
	14	0.8	49.2	6.39	9.30	17.43	16.08	15.69	33.51	6.15
	23	0.5	82.2	11.02	15.99	28.79	26.41	27.01	55.19	16.44

Table 4. Carbon isotope ratio of each extracted bitumen composition in Saleski 03-34-88-20w4 core and Saleski 08-01-88-20w4 core

Core	No.	EOM (‰)	Saturated HC (‰)	Aromatic HC (‰)	Resin (‰)	Asph. (‰)
Saleski 03-34-88-20w4	5	-30.41	-30.56	-29.94	-30.18	-28.50
	11	-30.50	-30.66	-30.13	-30.28	-28.93
	19	-30.39	-30.55	-30.10	-30.30	-29.14
	25	-29.81	-30.32	-30.07	-30.31	-29.16
Saleski 08-01-88-20w4	5	-30.12	-30.33	-30.08	-30.31	-29.32
	14	-30.27	-30.35	-30.12	-30.34	-29.44
	23	-30.49	-30.67	-30.17	-30.33	-29.61

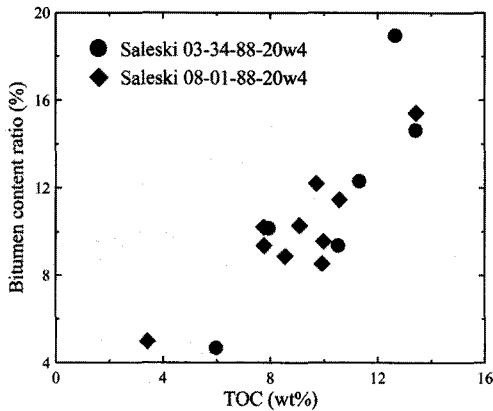
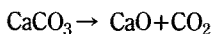


Fig. 8. Scatter plots of bitumen content ratio versus TOC in Saleski 03-34-88-20w4 core and Saleski 08-01-88-20w4 core.

관계수 (R^2)가 0.79이고, Saleski 03-34-88-20w4 코어에서는 0.75이다 (Fig. 8). 두 코어 모두 비투멘 추출 함량과 총유기탄소 함량 사이에는 양의 강한 상관관계가 존재한다. 이러한 결과는 두 코어 내 총유기탄소 함량이 탄산염에 함유된 비투멘과 밀접한 관계가 있음을 지시하는 또 다른 증거이다. 따라서 Saleski 03-34-88-20w4 코어와 Saleski 08-01-88-20w4 코어의 Rock-Eval 인자는 퇴적 시 포함된 유기물이 아니고 퇴적 후에 이동된 비투멘에 의해 영향을 받고 있기 때문에 탄산염암 자체의 근원암 평가는 의미가 없다.

Saleski 03-34-88-20w4 No. 18 부시료는 비투멘이 거의 함유되어 있지 않은 탄산염암으로, 분석한 Rock-Eval 결과의 산화부분에서 온도를 650°C에서 850°C로 승온하였을 때 두 개의 이산화탄소 피크가 관찰되었다. 돌로마이트가 함유되어 있는 퇴적암에 대해 Rock-Eval 분석을 실시하면, Rock-Eval의 산화 부분에서 돌로마이트가 아래의 반응식과 같이 분해되면서 두 개의 이산화탄소 피크가 650°C에서 850°C사이에서 형성된다. 반면에 방해석을 포함한 퇴적물의 Rock-Eval 분석결과에서는, Rock-Eval의 산화부분에서는 방해석이 800에서 분해되어 한 개의 이산화탄소 피크가 형성된다 (Lafargue *et al.*, 1998).



따라서 Saleski 03-34-88-20w4 No. 18의 Rock-Eval 결과에서 나타난 두 개의 이산화탄소 피크 크기는 탄산염암에 돌로마이트가 50% 이상 함유되어 있음을 의미한다.

각 시료의 전암분석에 대한 Rock-Eval 분석결과를 살펴보면, Saleski 03-34-88-20w4 No. 18과 같이 전형적인 돌로마이트 피크가 뚜렷하게 관찰되지 않지만 비투멘을 함유한 Saleski 03-34-88-20w4의 No. 5, 12, 20, 21, 23과 Saleski 08-01-88-20w4의 No. 3, 5, 8, 10, 12, 14, 20, 21, 23에서도 산화 부분에서 온도를 650°C에서 850°C로 승온시켰을 때 두 개의 이산화탄소 피크가 관찰된다. 반면에 유기 혼합용매를 이용하여 비투멘을 추출하여 분석한 Rock-Eval의 산화 부분 결과에서는 이산화탄소 이중 피크가 검출되지 않는다. Rock-Eval 결과만 고려하였을 때, 분석한 Saleski 03-34-88-20w4 코어와 Saleski 08-01-88-20w4 코어의 저류암인 탄산염암에는 50% 이상 돌로마이트가 함유되어 있음을 지시하고 추출한 비투멘에는 650°C 이상에서 이산화탄소 피크를 형성할 수 있는 방해석이나 돌로마이트 같은 탄산염암을 포함하고 있지 않음을 의미한다.

석유를 생산할 수 있는 지역과 생산하지 못하는 지역의 저류암 연속성을 평가하는 저류암 지화학은 경제적인 관점에서 매우 중요한 분야이다 (Kauffman *et al.*, 1990; England and Cubitt, 1995). Rock-Eval 열분석은 오일샌드 또는 석유의 API 중력 (American Petroleum Institute Gravity)을 예측하는 저류암 지화학에 많이 이용된다 (Trabelsi *et al.*, 1994). Saleski 03-34-88-20w4 코어와 Saleski 08-01-88-20w4 코어의 분석결과를 Lafargue *et al.* (1998)에서 제시한 사암층 내 재래형 석유, 타르샌드와 탄산염암 내 타르샌드와 비교하면, 열분해 부분은 타르샌드 내 pyrobitumen과 유사하고 산화 부분은 탄산염암과 비슷하다. 타르샌드 내 pyrobitumen은 오일이 축적된 지역의 현장 조건에서 오일의 이차분해에 의해 잘 분해되지 않는 유기물 질과 관련이 있다. 따라서 Rock-Eval 분석결과는 Saleski의 두 코어 내에서 비투멘을 함유한 저류암은 돌로마이트를 상당 부분 함유하고 있는 탄산염암이며, 저류암에 함유된 비투멘은 오일이 축적된 지역에서 이차분해에 분해되지 않은 유기물을 많이 포함하고 있음을 지시한다.

5.2. CaMg총과의 총무기탄소 (TIC) 함량 비교

전암 분석을 통해 얻어진 총탄소 값과 Rock-Eval 분석에 의해 얻어진 총유기탄소 값의 차를 이용하여 총무기탄소 (TIC) 값을 계산하면, 코어 03-34-88-20w4는 7.40~12.68 wt%의 범위를, Saleski 08-01-88-20w4 코어는 8.87~11.85 wt%의 범위를 갖는다 (Fig. 9).

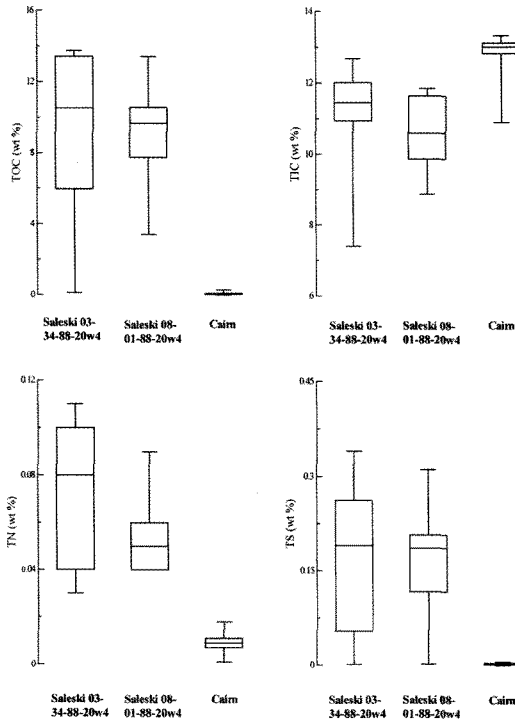


Fig. 9. Box plots of TOC, TIC, TN and TS in two Saleski cores and Devonian Cairn Formation (Data of Cairn Formation from Park *et al.*, 2010).

비록 서로 다른 층이지만, 2009년에 캐나다 야외조사를 실시하여 채취한 Cairn층과 2010년에 CRC에서 획득한 두 개의 Saleski 코어 부시료의 총무기탄소 값을 비교하면, Cairn층의 총무기탄소 함량은 10.90~13.34 wt%의 범위를 가지며 전기한 Saleski 코어의 총무기탄소보다 비교적 높은 값을 갖는 것으로 분석되었다. 그러나 Cairn층에서 총유기탄소 함량은 0.3 wt% 이하로 매우 낮지만 2010년 Saleski 코어에서의 총유기탄소 함량은 대부분이 3 wt% 이상의 높은 값을 가진다 (Fig. 9). Cairn층과 Saleski의 두 코어에서 높은 총무기탄소 분석 값은 전암 자체에 무기탄소가 많이 함유되어 있는 탄산염암임을 지시한다. 그러나 동일한 탄산염암임에도 불구하고 총유기탄소 함량이 차이가 나는 것은 Saleski 지역에는 탄산염암에 유기물 함량이 많은 비투멘이 상대적으로 많이 함유되어 있지만 Cairn층의 탄산염암에는 비투멘이 함유되어 있지 않기 때문이다. 따라서 Saleski 코어의 원소 분석값은 비투멘에 의해 많은 영향을 받는다. Cairn층과 Saleski의 두 코어에서 총질소와 총황 분석값 역시 이러한 결과에 대한 또 다른 증거이다. Cairn층에서 분석된 총질

소와 총황의 값은 분석 검출한계 정도의 낮은 값을 갖지만 Saleski의 두 코어에서의 분석 값은 Cairn층에 비해 상대적으로 매우 높은 값을 보인다 (Fig. 9).

5.3. 비투멘 생분해작용

Brooks *et al.* (1988)에 의해 보고된 기존 서부 캐나다의 주요 오일샌드와 중질유의 유기물 분석 결과와 비교하기 위해 포화 탄화수소-방향 탄화수소-레진+아스팔텐의 삼성분 (ternary) 도표를 Fig. 10과 같이 도시하였다. Saleski 03-34-88-20w4 코어와 Saleski 08-01-88-20w4 코어의 레진+아스팔텐의 함량은 다른 캐나다의 중질유 및 오일샌드에 비해 매우 높고, 포화 탄화수소 함량은 상대적으로 적다. 또한 캐나다 다른 지역의 중질유 및 오일샌드에 대한 비투멘의 각 성분 함량은 넓게 분포한 반면에 Saleski 03-34-88-20w4 코어와 Saleski 08-01-88-20w4 코어의 비투멘의 각 성분 함량은 채취심도에 관계없이 비교적 일정하다. Brooks *et al.* (1988)의 분석자료에는 Grosmont층 코어 14-5-88-19w4의 292.3m와 297.8m의 비투멘 탄산염 자료를 포함하고 있다. 연구 코어인 Saleski 03-34-88-20w4 코어와 Saleski 08-01-88-20w4 코어 역시 Grosmont층의 탄산염 비투멘이기 때문에, 비록 14-5-88-19w4 코어의 비투멘 각 성분 분석 자료가 두 심도 밖에 없지만 연구코어와 비교를 실시하였다. 14-5-88-19w4 코어의 292.3m와 297.8m의 비투멘 탄산염 역시 포화 탄화수소 함량이 상대적으로 낮고 레진+아스팔텐의 함량이 높지만, Saleski 코어에 비해서 레진+아스팔텐의 함량이 10% 정도 낮다. Brooks *et al.* (1988) 등의 연구결과에 의하면, 캐나다 지역에서는 일반적으로 생분해작용을 적게 받은 비투멘일수록 포화 탄화수소의 함량이 높고 아스팔텐의 함량이 낮다. 따라서 Saleski 03-34-88-20w4 코어와 Saleski 08-01-88-20w4 코어의 분석된 비투멘의 각 성분 변화만을 고려하였을 시, Saleski 03-34-88-20w4 코어와 Saleski 08-01-88-20w4 코어의 비투멘은 여러 단계의 속성작용을 거치면서 강한 생분해작용을 받은 것으로 추정되며, 또한 14-5-88-19w4 코어의 292.3m와 297.8m의 시료 역시 비슷한 규모의 생분해작용을 많이 받은 것으로 보인다.

6. 결 론

1) Saleski 03-34-88-20w4 코어와 Saleski 08-01-88-20w4 코어의 시료에 대한 원소 분석 결과에 의해

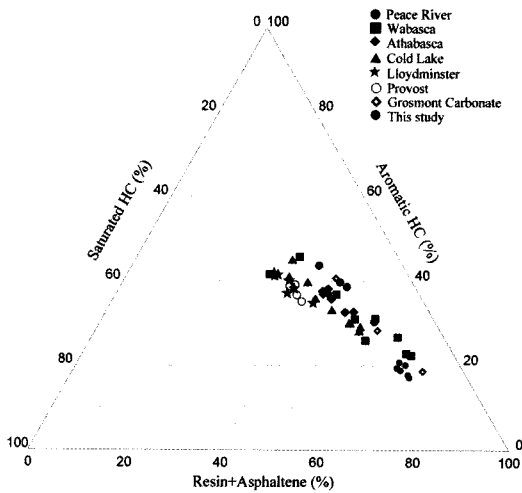


Fig. 10. Ternary diagram of saturated HC-aromatic HC-resin+asphaltene of Saleski cores and other heavy oil areas in Canada (Data from Brooks *et al.*, 1988).

면 총무기탄소 함량이 높고, 총질소와 총황의 함량이 매우 낮다. 이러한 결과는 Park *et al.* (2010)에 의해 보고된 Cairn층의 탄산염 시료 분석 결과와 유사하다.

2) Rock-Eval 열분석 결과, 산화 부분에서 돌로마이트를 함유할 때 나타나는 이산화탄소의 이중 피크가 분석시료에서 대부분 관찰되었다. 이러한 결과는 비투멘을 함유한 퇴적암이 돌로마이트를 50% 이상 함유한 탄산염임을 의미한다.

3) Saleski 03-34-88-20w4 코어와 Saleski 08-01-88-20w4 코어에 함유된 비투멘의 함유량은 각각 3.6~19.0%, 5.0~16.4%의 범위를 가지며, 시료의 색상이 밝을수록 비투멘 함량이 낮다. 또한 대부분 분석한 시료의 총유기탄소 함량은 3 wt%보다 높고, 비투멘의 함량은 총유기탄소 함량이 높을수록 높다. 그러나 Cairn층의 탄산염 시료 분석결과에서는 총유기탄소 함량이 0.3 wt% 이하로 매우 낮았다. Cairn층과 Grosmont 층 모두 데본기의 탄산염임에도 불구하고 총유기탄소 함량의 차가 심한 것은 Saleski 코어에 비투멘이 많이 함유되어 있기 때문이다. 따라서 비투멘의 함량이 Saleski 코어의 총유기탄소 함량에 영향을 주고 있음을 알 수 있다.

4) Saleski 03-34-88-20w4 코어와 Saleski 08-01-88-20w4 코어에서 추출된 비투멘은 레진과 아스팔텐의 함유량이 상대적으로 높고 포화 탄화수소의 함량이 상대적으로 낮다. 분석한 결과를 Brooks *et al.* (1998)에 의해 기존에 보고된 캐나다 서부 오일샌드 및 중질유와 비교 시에도 레진과 아스팔텐의 함유량이 매우

높고 포화 탄화수소의 함량이 매우 낮다. 이러한 분석 결과는 Saleski 03-34-88-20w4 코어와 Saleski 08-01-88-20w4 코어에 함유된 비투멘이 인근지역의 연구 결과와 마찬가지로 심한 생분해작용을 받았음을 의미한다.

5) 비투멘의 각 성분별에 대한 탄소 동위원소비 분석 결과, 두 코어 모두 아스팔텐에서 가장 높은 탄소 동위원소 비를 보이고 포화 탄화수소에서 가장 낮은 탄소 동위원소 비를 보인다. 또한 각 성분별 분석 값이 거의 일정하며 일반적인 원유의 탄소 동위원소 비의 범위를 가지면서 변한다.

사 사

이 논문은 한국석유공사의 “비재래 탄산염암의 3D 지질구조 구축 기술개발” 과제의 지원에 의하여 이루어졌습니다. 또한 캐나다 CRC 코어 시료를 분석할 수 있도록 시료 제공을 해주신 고려대학교 조석주 교수와 논문의 리뷰를 위하여 심사를 해주신 익명의 두 심사자에게 감사의 말씀을 드립니다.

참고문헌

- Bachu, S. and Underschults, X. (1993) Hydrogeology of formation waters, northeastern Alberta Basin. AAPG Bull., v.77, p.1745-1768.
- Belyea, H.R. (1952) Notes on the Devonian system of the northcentral plains of Alberta. Geol. Surv. Can., v.52-27, p.66.
- Belyea, H.R. (1956) Grosmont Formation in the Loon Lake area. Alberta Soc. Petrol. Geo. J., v.4, p.66-69.
- Belyea, H.R. (1964) Upper Devonian, part II, Woodbend, Winterburn and Wabamun Groups. In: McCrossan, R.G., Glaister, R.P., Geological History of Western Canada. Alberta Soc. Petrol. Geol., Calgary, p. 66-68.
- Belyea, H.R. and McLaren, D.J. (1962) Upper Devonian formations, southern part of Northwest Territories, northeastern British Columbia, and northwest Alberta. Geol. Surv. Can., Paper 61-29, p.74.
- Briggs, P.J., Beck, P.L., Black, C.J.J. and Bissell, R. (1988) Development of Heavy-oil Reservoirs. JPT, Feb., p.206-214.
- Brooks, P.W., Fowler, M.G. and MacQueen, R.W. (1988) Biological marker and conventional organic geochemistry of oil sands/heavy oils. Western Canada Basin. Org. Geochem., v.12, p.519-538.
- Buschkuehle, B.E., Hein, F.J. and Grobe, M. (2007) An overview of the geology of the Upper Devonian Grosmont carbonate bitumen deposit, northern Alberta. Canada Nat. Resour. Res., v.16, p.3-15. doi: 10.1007/s11053-007-9032-y.
- Dembicki, E.A. (1994) The Upper Devonian Grosmont

- Formation: Well-log evaluation and regional mapping of a heavy oil carbonate reservoir in northeastern, Alberta. MS Thesis, Univ. Alberta, Edmonton, 221p.
- Dembicki, E.A. and Machel, H.G. (1996) Recognition and delineation of paleokarst zones by the use of wireline logs in the bitumen-saturated Upper Devonian Grosmont Formation of northeastern Alberta, Canada. AAPG Bull., v.80, p.695-712.
- Eccles, D.R., Bietting, M. and Skupinski, A. (2001) Bedrock and stream sediment geochemical analysis and field observations of the sub-Cretaceous unconformity, northeast Alberta (NTS 74E and north half 74D). Alberta Energy and Utilities Board/Alberta Geological Survey, Geo-Note 2001-01 (CDROM).
- England, W. and Cubitt, J. (1995) The Geochemistry of Reservoirs. Geol. Soc. Sp. Publ., 86p.
- Espitalié, J., Deroo, G. and Marquis, F. (1985) La pyrolyse Rock-Eval et ses applications. Parts 1 and 2. Rev. Inst. Franç. Pétrole., 40, 563-579/755-784 (in French)
- Gallup, W.B. (2005) Sulphur prospect permit no. 147. Alberta Energy and Utilities Board/Alberta Geological Survey, Mineral abstracts, MIN 19680123: <http://www.ags.gov.ab.ca>.
- Gunter, W.D., Bachu, S., Buschkuehle, M., Michael, K., Ordorica-Garcia, G. and Hauck, T. (2009) Reduction of GHG emissions by geological storage of CO₂: Anatomy of the Heartland Aquifer Red water Carbon Capture and Geological Storage Project (HARP), Alberta. Canada. Intern. J. Climate Change Strat. Manage., v.1, p.160-178.
- Gürgey, K. (2003). An attempt to recognise oil populations and potential source rock types in Paleozoic sub- and Mesozoic-Cenozoic supra-salt strata in the southern margin of the Pre-Caspian Basin, Kazakhstan Republic. Org. Geochem., 33, 723-741.
- Hall, E.T. (2005) Preliminary geological report, sulphur prospecting permit no. 91, Mikkwa River area, north-central Alberta, Supplement. Alberta Energy and Utilities Board/Alberta geological survey, Mineral abstracts, MIN 19680085: <http://www.ags.gov.ab.ca>.
- Harrison, R.S. (1982) Geology and production history of the Grosmont carbonate platform pilot project, Alberta: Proc. 2nd Intern. Conf. Heavy Crude and Tar Sands, UNITAR (Caracas, Venezuela), p.12.
- Harrison, R.S. and McIntyre, B.G. (1981) The geologic setting of the Grosmont thermal recovery project, northeastern Alberta: Alberta Oil Sands and Technology Research Authority (AOSTRA). Seminar on Advances in Petroleum Recovery and Upgrading Technology, Proc. Calgary, p.11.
- Hein, F.J. (2006) Oil sands and heavy oil in North America: An overview and summary. Nat. Resour. Res., v.15, p.67-84. doi: 10.1007/s11053-006-9016-3.
- Huebscher, H. (1996) Regional controls on the stratigraphic and diagenetic evolution of the Woodbend group carbonates, north-central Alberta. Ph. D Thesis, Univ. Alberta, Edmonton, p.231.
- Kauffman, R., Ahmed, A. and Elsing, R.J. (1990) Gas chromatography as a development and production tool for fingerprints in oils from individual reservoirs: Application in the Gulf of Mexico. In GC-SSEPM Foundation Ninth Annual Research Conference Proceedings, October 1, 1990., p.263-282.
- KNOC (2010): Interpretation of core sample analysis of carbonate bitumen from CRC in Canada. Techn. Consult. Report of KNOC (consulted by KIGAM), p.109. (in Korean)
- Köster, J., Littke, L. and Machel, H.G. (2008) Devonian carbonates of the Nigel Peak Area, Rocky mountains, Canada: a fossil petroleum system? J. Petro. Geol., v.31, p.283-302.
- Lafargue, E., Espitalie J., Marquis, F. and Pillot, D. (1998) Rock-Eval 6 applications in hydrocarbon exploration, production, and soil contamination studies. Oil Gas Sci. Tech. Rev. IFP, v.53, p.421-437.
- Lemay, T.G. (2002a) Sampling of groundwater from wells in the Athabasca oil sands (in-situ) area, Alberta, 1999-001. Alberta Energy and Utilities Board/Alberta Geological Survey, Geo-Note 2002-10 (CD-ROM).
- Lemay, T.G. (2002b) Sampling of formation water from wells in the Athabasca oil sands (in-situ) area, Alberta, 1999-001. Alberta Energy and Utilities Board/Alberta Geological Survey, Geo-Note 2002-11 (CD-ROM).
- Luo, P., Machel, H.G. and Shaw, J. (1994) Petrophysical properties of matrix blocks of a heterogeneous dolostone reservoir—the Upper Devonian Grosmont Formation, Alberta, Canada. Can. Petrol. Geol. Bull., v.42, p.465-481.
- Machel, H.G. and Huebscher, H. (2001) The Devonian Grosmont heavy oil reservoir in Alberta, Canada. Zentra. Geol. Paleon. Teil 1, 2000, p.55-84.
- Miller, H. and Vandermeer, J. (1980) Grosmont—another energy giant for the future. Can. Soc. Petrol. Geol. Reser., v.7, p.1.
- Park, M.H., Kim, J.H., Lee, S.D., Choi, J.Y. and Kil, Y.W. (2010) Geochemical characteristics of Devonian Cairn Formation in Alberta, Canada. Econ. Environ. Geol., v.43, p.85-100 (in Korean with English abstract).
- Potter, I.J. (2007) Alberta Carbonates: Prime candidate for the 3rd Trillion and beyond. SPE 2007 Research & Development Conference, San Antonio, Texas, USA.
- Tissot, B.P. and Welte, D.H. (1984) Petroleum Formation and Occurrence. Springer, Berlin-Heidelberg, 538p.
- Trabelsi, K., Espitalie, J. and Huc, A.Y. (1994) Characterization of extra heavy oils and tar deposit by modified pyrolysis methods. European Symposium on Heavy Oil Technologies in a Wider Europe, Proceedings, June 7&8, p.30-40.
- Vandeginste, V., Swennen, R., Gleeson, S.A., Ellam, R.M., Osadetz, K. and Roure, F. (2006) Development of secondary porosity in the Fairholme carbonate complex (southwest Alberta, Canada). J. Geochem. Explo, v.89, p.394-397.
- Vandeginste, V., Swennen, R., Gleeson, S.A., Ellam, R.M., Osadetz, K. and Roure, F. (2009) Thermochemical sulphate reduction in the Upper Devonian Cairn Formation of the Fairholme carbonate complex (South-West Alberta, Canadian Rockies): evidence from fluid inclusions and isotopic data. Sedimentology, v.56, p.439-460.