



Article

암상과 유기물 특성에 기반한 제주분지 북부 근원암의 탄화수소 생성 잠재성 평가

황용석¹, 홍성경^{1,*}, 백세익²

¹강원대학교 지질학과

²한국석유공사 국내사업개발처

Evaluation of hydrocarbon potential of source rocks in the northern Jeju Basin based on lithology and organic matter characteristics

Yong Seok Hwang¹, Sung Kyung Hong^{1,*}, Seik Paik²

¹Department of Geology, Kangwon National University, Chuncheon 24341, Republic of Korea

²Domestic Business Development Department, Korea National Oil Corporation, Ulsan 44538, Republic of Korea

Received: December 28, 2025 / Revised: February 10, 2026 / Accepted: February 23, 2026

*Corresponding author: +82-33-250-8556 / E-mail: skhong22@kangwon.ac.kr

요약: 근원암은 저류암에 축적되는 탄화수소의 양과 유형을 결정하는 핵심 요소이지만, 파쇄 시료 기반 평가는 암편 혼재로 인해 생성 잠재성 평가에 불확실성을 초래할 수 있다. 본 연구에서는 이러한 한계를 최소화하기 위해 G 시추공 파쇄 시료에서 이암과 석탄 파편의 분포를 파악하고, 각 파편의 유기물 특성을 독립적으로 평가하여 제주분지 북부 지역의 근원암 특성을 정밀하게 평가하였다. 후기 에오세 이암 우세 근원암(GM1, GM2, GM3)은 Fair-Good의 탄화수소 생성 잠재성을 보이며, 원유와 가스를 생성할 수 있다. 초기 올리고세 이암 우세 근원암(GM4)의 탄화수소 생성 잠재성은 Good-Very good이며, 원유 생성에 유리한 것으로 판단된다. 후기 올리고세 석탄 포함 근원암(GC1)은 석탄 파편 함량이 20% 이하임에도 불구하고 이암 우세 근원암 보다 높은 탄화수소 생성 잠재성을 나타내며, 석탄 파편의 최대 HI (HI_{max})를 고려할 때 가스뿐만 아니라 원유 생성도 가능한 것으로 판단된다. 후기 에오세 근원암에 비해 올리고세 근원암은 층후가 얇지만 단위 면적당 탄화수소 생성 잠재성이 높아 전체 탄화수소 생성량 측면에서 우세할 수 있으나, 상대적으로 매몰 심도가 얇아 충분한 탄화수소 생성 온도에 도달하지 못할 경우 실제 생성량은 제한될 수 있다.

주요어: 제주분지, 유기물, 마세랄, 석탄 및 이암 파편, 근원암, 탄화수소 생성 잠재성

ABSTRACT: Source rocks play a critical role in controlling both the quantity and type of hydrocarbons accumulated in reservoir rocks. Nevertheless, evaluations based on drill cuttings can introduce significant uncertainties in assessing hydrocarbon generation potential due to the admixture of lithic fragments. To minimize these limitations, this study analyzed the distribution of mudstone and coal fragments in drill cuttings from G well and independently evaluated the organic matter characteristics of each fragment to precisely assess the source rock properties in the northern Jeju Basin. The late Eocene mudstone-dominated source rocks (GM1, GM2, GM3) exhibit Fair-Good hydrocarbon generation potential and are capable of generating both oil and gas. The early Oligocene mudstone-dominated source rock (GM4) shows Good-Very good hydrocarbon generation potential, favorable for oil generation. The late Oligocene coal-bearing source rock (GC1), despite containing less than 20% coal fragments, exhibits higher hydrocarbon generation potential than the mudstone-dominated rocks, and considering the maximum HI (HI_{max}) of coal fragments, it can generate both gas and oil. Compared to the late Eocene source rocks, the Oligocene source rocks are thinner but have higher hydrocarbon generation potential per unit area, potentially resulting in greater total hydrocarbon yield. However, due to relatively shallow burial depth, they may not reach sufficient generation temperatures, which could limit the actual hydrocarbon generation amount.

Key words: Jeju Basin, Organic matter, Maceral, Mudstone and coal fragments, Source rock, Hydrocarbon generation potential

1. 서론

석유시스템(petroleum system)은 근원암에서 생성된 탄화수소가 저류암으로 이동 및 집적되는 일련의 과정으로, 이 가운데 근원암(source rock)은 석유시스템의 성립 여부를 결정하는 핵심 요소로 간주된다(Magoon and Dow, 1994). 근원암 특성에 대한 이해 부족은 탐사 지역의 실제 탄화수소 생성 잠재성을 과대 또는 과소 평가할 수 있으며, 이는 탐사 성공률을 저하시키는 중요한 제약 요소로 작용할 수 있다.

근원암은 유기물을 다량 함유하는 셰립질 퇴적암(이암, 셰일) 및 석탄을 포함하며, 생성되는 탄화수소의 양과 유형은 유기물 함량, 유기물 조성, 그리고 열적 성숙도에 의해 결정된다(Espitalié *et al.*, 1977). 유기물 함량은 총유기탄소(total organic carbon, TOC)로 평가되며, 일반적으로 TOC 0.5-1 wt.% 이상은 유의미한 근원암으로 간주된다(Peters and Cassa, 1994). 유기물 조성은 케로젠 타입(kerogen type) I, II와 III로 구분되며, 육상 식물 기원의 케로젠 타입 III는 가스 생성에 유리한 반면, 주로 조류 및 플랑크톤 기원의 케로젠 타입 I과 II는 원유 생성 잠재성이 높은 것으로 알려져 있다(Dow, 1977; Peters and Cassa, 1994). 열적 성숙도는 유기물이 탄화수소로 전환되는 정도를 지시하며, 미성숙(immature), 성숙(mature), 과성숙(overmature) 단계로 구분한다. 성숙 단계(oil window, 약 80-160°C)에서 원유가 생성되며, 과성숙 단계(gas window, >160°C)에서 가스가 우세하게 생성된다(Peters, 1986; Sajgó, 2000). 따라서 케로젠 타입 I과 II로 구성되고 높은 TOC 함량을 가지며 oil window에 진입한 근원암은 액상의 탄화수소 생성 잠재성이 높은 것으로 평가된다.

제주분지는 한반도 인근 해역에서 탄화수소 탐사 가능성이 제기된 주요 지역으로 근원암 분포 및 유기물 특성 파악을 통한 탄화수소 생성 잠재성 규명의 필요성이 제기되고 있다. 그러나 제주분지의 시추공 시료는 이암, 사암, 석탄 파편이 혼재된 상태로 산출되어 근원암 구간을 명확히 파악하고, 유기물 특성을 평가하는데 한계가 있다. 특히, 시료에 간헐적으로 포함되는 석탄 파편은 높은 TOC 함량을 보이는 우수한 근원암 특성을 보이지만, 암석 파편 형태로 혼재되어 산출되기 때문에 실제 탄화수소 생성 기여도를 정량적으로 평가하기 어렵다. 또한 석탄 파편의 혼입은 전체 시료의 TOC를 증가시켜 근원암의 실제 탄화수소 생성 잠재성을 과대 해석할 가능성이 있다. 그럼에도 불구하고 기존 연구에서는 암석 파편 시료 전체를 하나의 분석 단위로 취급하여 유기물 특성을 평가하였다(KIGAM, 1997).

따라서 본 연구에서는 이러한 암석 파편 시료의 한계를 극복하기 위해 제주분지 북부에 위치한 G 시추공을 대상으로

암석 파편 시료에 최적화된 근원암 특성 평가 기법을 제시하였다. 먼저 심도별 이암 및 석탄 파편의 분포 양상을 파악하고, 이암 및 석탄 파편을 추출하여 유기물 특성을 평가하였다. 이를 기반으로 이암 우세 근원암과 석탄 파편 포함 근원암을 선정하고 열분해(pyrolysis) 분석과 유기암석학(organic petrology) 분석 결과를 통해 유기물 조성을 상세히 평가하여 근원암에서 생성될 수 있는 탄화수소의 유형을 추정하였다. 특히 석탄 파편이 포함된 근원암의 경우, 석탄 파편의 함유 비율을 고려하여 탄화수소 생성 능력을 정량적으로 산정하고 이를 이암 우세 근원암과 비교함으로써, 제주분지 북부 지역에서 상대적으로 우수한 탄화수소 생성 잠재성을 갖는 근원암을 규명하였다. 이러한 연구 결과는 향후 제주분지 석유시스템 분석에 핵심 자료로 활용될 수 있으며, 본 연구에서 제시한 방법론은 제주분지 내 다른 시추공 뿐만 아니라 암석 파편 시료만 존재하는 다른 지역의 근원암 평가에 적용될 수 있다.

2. 지질개요

동중국해 대륙붕 분지는 한반도 남해부터 대만 북쪽 해역까지 남동-북서 방향으로 발달한 약 770,000 km² 면적에 달하는 열개분지이며(Wang *et al.*, 2019), 기반암 고지대에 의해 구분되는 여러 개의 소분지로 구성되어 있다(그림 1). 제주분지는 동중국해 대륙붕 분지의 북동쪽에 위치한 소분지 중 하나이다. 제주분지는 북서쪽으로는 제주대지(Jeju Plateau), 동남쪽으로는 타이완-신지 습곡대(Taiwan-Sinzi Belt)가 접하고 있다(그림 1). 국내 대륙붕 4광구, 5광구, 6-2광구와 한일공동개발구역(JDZ)이 제주분지에 걸쳐 있다.

후기 백악기-에오세 동안 태평양판이 섭입되면서 동중국해에 확장이 일어나 열개작용이 본격화되고(Jolivet *et al.*, 1989; Wang *et al.*, 1995), 이 과정 동안 구조적 침강에 의해서 제주분지가 형성되었다. 에오세의 열개 동안 제주분지는 육성 환경이 지배적이었고, 하성 및 호성 퇴적층이 우세하게 퇴적되었다(Kwon *et al.*, 1995; Yun *et al.*, 1999; Koh *et al.*, 2016). 육성 퇴적환경은 후열개 시기인 마이오세까지 지속되었다. 올리고세 동안 몇 번의 해침이 있었으며, 일부 지역은 해양 환경으로 전이된다(Yun *et al.*, 1999). 후기 마이오세에 태평양판의 섭입으로 인해 발생한 강한 압축력에 의해 퇴적층이 변형되고 삭박되면서 부정합면이 형성되었다(Lee *et al.*, 2006; Cukur *et al.*, 2011). 플라이오세 이후 제주분지는 다시 광역적인 침강을 겪고 있으며, 해성 퇴적층이 우세하게 퇴적되고 있다(Jolivet *et al.*, 1989; Wang *et al.*, 1995).

G 시추공은 제주분지 북부, 5광구 남부에 위치하며 최대 심도는 2,722.5 m이다(그림 1). Lee *et al.* (2025)에 따르면

2,224.3-2,722.5 m까지는 에오세, 2,103.4-2,224.3 m는 초기 올리고세, 1,887.3-2,103.4 m는 후기 올리고세, 1,731.8-1,887.3 m는 초기 마이오세, 826.7-1,731.8 m는 후기 마이오세, 473-826.7 m (well top)는 플라이오세에 해당한다 (그림 2).

3. 연구 방법

3.1. 암상의 수직적 변동 및 석탄 파편 비율 파악

이번 연구는 한국석유공사(Korea National Oil Corporation, KNOC)에 보관 중인 G 시추공의 암석 파편 시료를 활용하여 수행되었다. G 시추공의 시료는 580-2,722.5 m의 총 427 구간에서 채취되었다. 암상의 수직적 분포를 파악하기 위해 전체 구간의 파편 시료를 육안으로 관찰하고 기재하였다. G 시추공 시료는 주로 사암과 이암 파편으로 구성되며, 일부 석탄 파편을 포함한다. 유기물이 풍부한 이암과 석탄 파편은 탄화수소 생성에 적합하므로, 이암 파편이 75% 이상 포함된 구간을 이암 우세 구간으로, 그 외의 구간은 사

암 우세 구간으로 구분하였다(Pettijohn *et al.*, 1987). 또한 석탄 파편이 관찰되는 구간은 암상의 수직적 변동 그래프 옆에 별도로 표시하여 근원암 구간 선정에 활용하였다.

석탄 파편 함량을 정량적으로 평가하기 위해, 후기 올리고세 석탄 포함 근원암 구간의 6개 암석 파편 시료를 대상으로 모달 분석(modal analysis)을 수행하였다. 시료 사진을 Adobe Photoshop에서 밝기와 대비를 표준화하여 보정한 후, 109 × 109 크기의 격자를 설정하고 총 11,881개의 격자점에서 각 지점의 암석 파편 유형(석탄 파편과 석탄 이외의 암석 파편)을 판별하였다. 석탄 파편으로 평가된 격자점을 합산하여 석탄 파편 비율을 산정하였다.

3.2. 열분해분석

이암과 석탄 파편의 유기물 특성 평가를 위한 열분해 분석을 위해 이암 우세 72구간과 석탄 우세 33구간에서 이암 및 석탄 파편 시료를 확대경을 이용하여 추출하였다. 추출된 이암 및 석탄 파편 시료를 agate mortar를 이용하여 분쇄한 후 한국지질자원연구원(KIGAM)에 구축된 Hawk-2

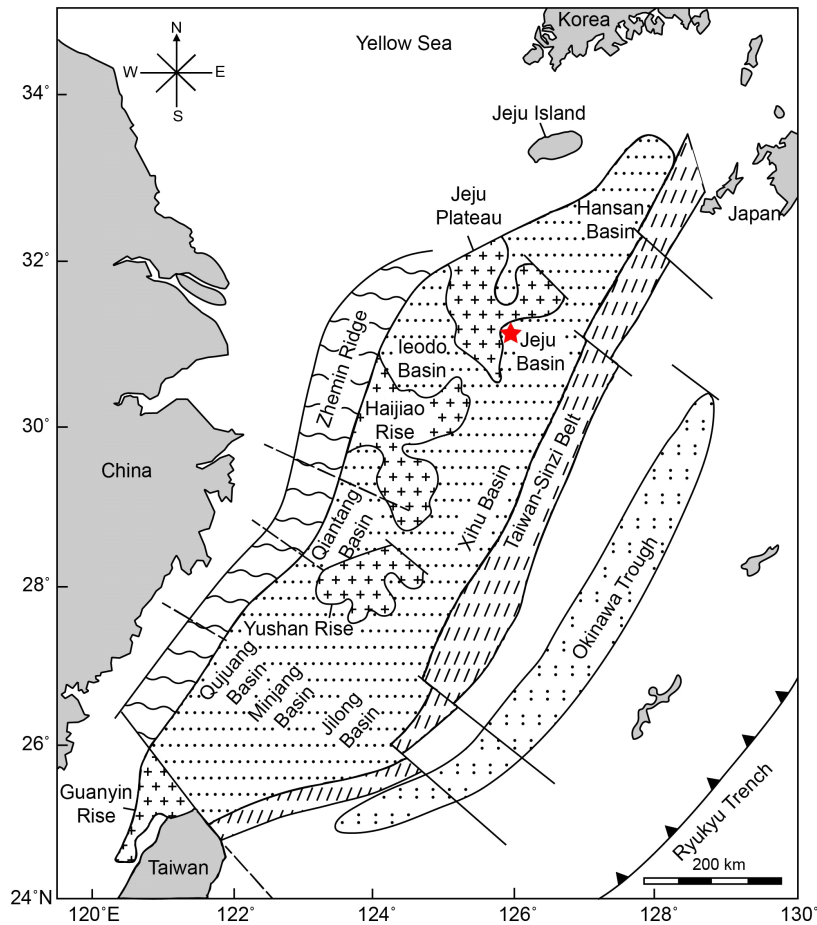


Fig. 1. Map illustrating the tectonic provinces of the East China Sea Basin (ECSB) and location of G well (red star) (modified from Koh *et al.*, 2016).

장비를 이용하여 열분해 분석을 수행하였다. Hawk-2 열분해 분석을 위해 시료당 이암 약 100 mg, 석탄 약 10 mg을 사용하였다. 시료를 300℃의 온도에서 3분간 가열하여 자유 탄화수소량(S1, mgHC/grock)을 측정하였으며, 이후 분당 25℃씩 온도를 상승시켜 650℃까지 가열하여 유기물에서 형성될 수 있는 탄화수소량(S2, mgHC/grock)를 평가하

였다. 이 과정에서 S2 피크가 나타나는 온도(Tmax)를 측정하여 유기물의 열적 성숙도를 평가하였다. 또한 유기물의 열분해 과정 중 생성된 이산화탄소의 양(S3, mgCO₂/grock)을 측정하였다. TOC는 열분해 단계에서 생성된 탄화수소에 포함된 탄소와 이후 산화 단계에서 발생한 산화 생성물에 포함된 탄소를 합산하여 산출되었으며, S2와 S3는 각각

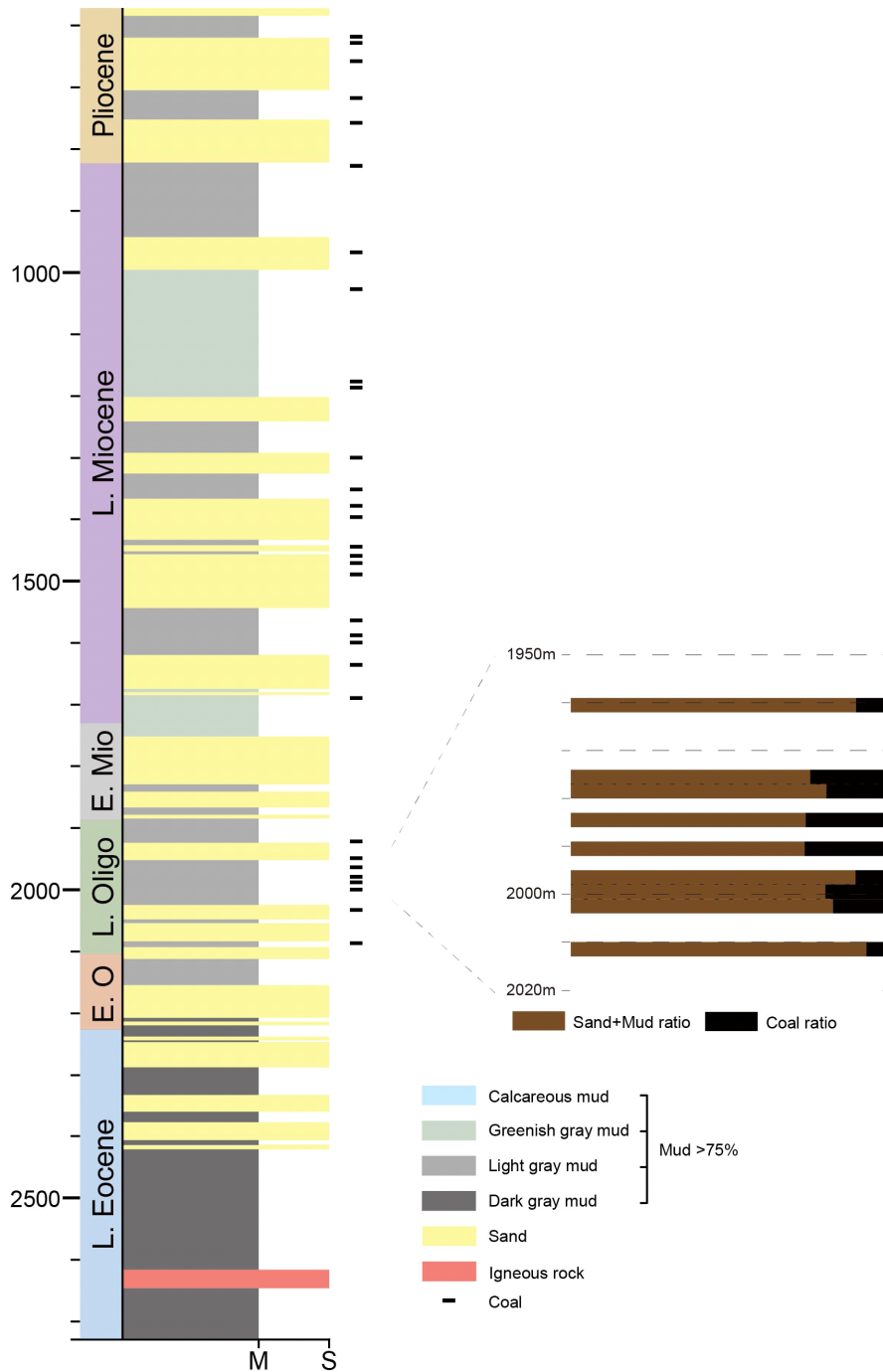


Fig. 2. Vertical changes of the proportion of sandstone and mudstone fragments throughout G well and the distribution of coal fragment proportions in the late Oligocene sequences.

TOC로 나누어 수소지수(HI)와 산소지수(OI)를 평가하였다.

3.3 유기암석학적 분석

유기암석학적 특성을 파악하기 위해 석탄 파편 시료 20개와 유기물 함량이 높은 이암 파편 시료 9개를 선정하였다. 석탄 파편 시료에서 vitrinite 반사도(Ro)를 측정하고, 석탄 및 이암 파편 시료에서 유기물 조성 평가를 위해서 마세랄(maceral) 관찰을 수행하였다.

시료는 1 mm 이하의 크기로 분쇄한 뒤 25 mm 지름의 틀에 넣고 펠렛을 제작한 후 Buehler 사의 Automet 250을 이용하여 연마하였다(ASTM, 2004). 연마된 펠렛으로 한국지질자원연구원에서 보유하고 있는 Zeiss Axio Imager 반사 현미경과 Hilger Fossil Not-2 system을 활용하여 유기암석학적 분석을 수행하였다. 석탄 파편의 Ro는 500배율의 오일 침지(Oil immersion) 렌즈를 사용하여 측정하였다. N-LASF46A (Ro=1.312%)로 교정하여 분석이 수행되었다. 시료당 200개 이상의 vitrinite에서 0.28 μm^2 면적으로 반사도가 측정되었으며, 평균값을 사용하여 Ro를 제시하였다. 마세랄 분석은 후기 올리고세 석탄 파편 시료 6개

와 후기 에오세 및 초기 올리고세 이암 파편 시료 9개를 대상으로 수행되었다. 백색광에서 vitrinite와 inertinite를 관찰하였으며, 형광모드(fluorescent mode)의 청색광에서 liptinite를 구분하였다.

4. 결과

4.1. 암상의 수직적 분포

G 시추공의 사암과 이암 파편 우세 구간의 수직적 분포는 그림 2와 같다. 후기 에오세 2,436-2,722 m 구간은 주로 이암 파편으로 구성되며, 2,589-2,640 m 구간에서 관입암 파편이 다수 관찰된다. 반면에 후기 에오세 2,244-2,421 m 구간에서 사암 파편 우세 구간이 다수 협재한다. 올리고세 (1,890-2,223 m)에서 초기 마이오세(1,732-1,887 m) 층은 이암 파편 우세 구간과 사암 파편 우세구간이 교호하는 특징을 보인다. 후기 마이오세(820-1,729 m) 층은 주로 이암 파편으로 구성되며, 사암 우세 구간이 층중부에 협재한다. 플라이오세(580-810 m) 층은 주로 사암 파편으로 구성되며, 이암 우세 구간이 협재한다. 이암 파편의 색상

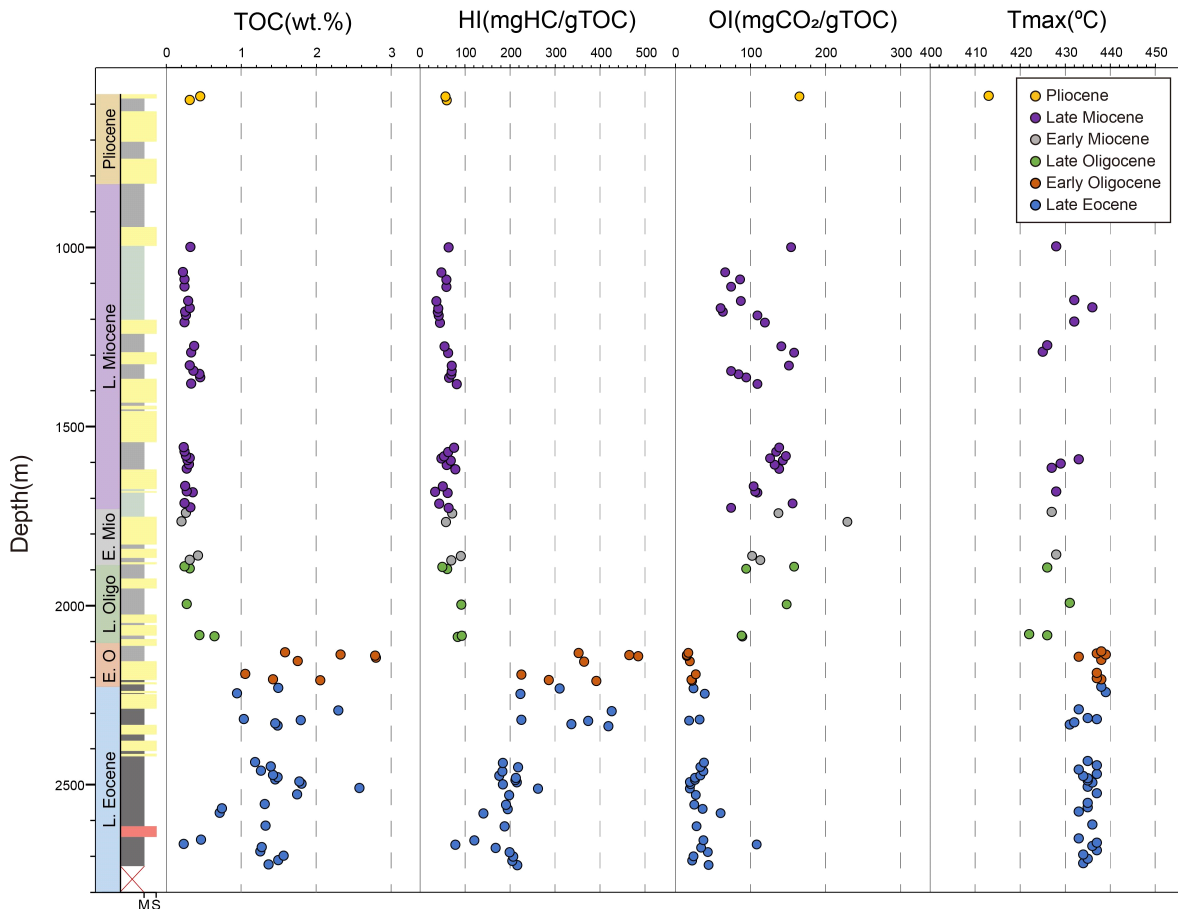


Fig. 3. Vertical changes of TOC, HI, OI and Tmax measured from mudstone fragments from G well.

을 살펴보면, 후기 에오세 층준의 이암 파편은 주로 흑회색으로 나타난다. 초기 올리고세에서 플라이오세 층준의 이암 파편은 녹회색을 보이는 일부 구간(1,687-1,744 m와 1,000-1,213 m)을 제외하고 대부분 회색을 보인다(그림 2). 이암 파편의 색상은 입자 크기와 밀접한 연관성이 있다. 흑회색 이암 파편은 대부분 점토암으로 구성되는 반면에 회색 및 녹회색 이암 파편은 실트암을 다수 포함한다.

석탄 파편은 초기 올리고세 층준에서 관찰되나 유기물 특성 분석이 어려울 정도로 극히 소량만 포함된다. 반면에, 초기 마이오세 층준을 제외하고, 후기 올리고세에서 플라이오세에 이르는 층준 전반에 걸쳐 석탄 파편이 다수 관찰된다(그림 2).

4.2. 이암 및 석탄 파편의 유기물 특성

4.2.1. TOC

이암 파편에서 측정된 TOC 함량은 0.20-2.79wt.%의 범위를 보이며, 평균 0.88 ± 0.71 wt.%로 나타난다(그림 3). 후기 에오세 이암 파편의 TOC 함량은 0.23-2.57wt.%(평균: 1.37 ± 0.48 wt.%)의 범위를 가진다(표 1). 특히, 2,490-2,529 m 구간에서 높은 TOC 함량(1.74-2.57wt.%, 평균 1.97 ± 0.35 wt.%)을 보인다. 초기 올리고세 이암 파편의 TOC 함량은 1.05-2.79wt.%(평균 1.97 ± 0.59 wt.%)로 평가된다. 후기 올리고세, 마이오세 및 플라이오세 이암 파편의 TOC 함량은 0.5% 이하로 낮게 평가된다(그림 3).

석탄 파편의 TOC 함량은 30.94-61.58wt.%(평균 43.73±

Table 1. Average TOC, HI and OI of mudstone and coal fragments in the G well.

Age	Mudstone fragments			Coal fragments		
	TOC (wt.%)	HI (mgHC/gTOC)	OI	TOC (wt.%)	HI (mgHC/gTOC)	OI
Pliocene	0.38	59	165	44.31	165	42
Miocene	0.30	60	116	41.21	114	73
Late Oligocene	0.38	76	115	47.09	210	42
Early Oligocene	1.97	389	19			
Late Eocene	1.37	224	34			

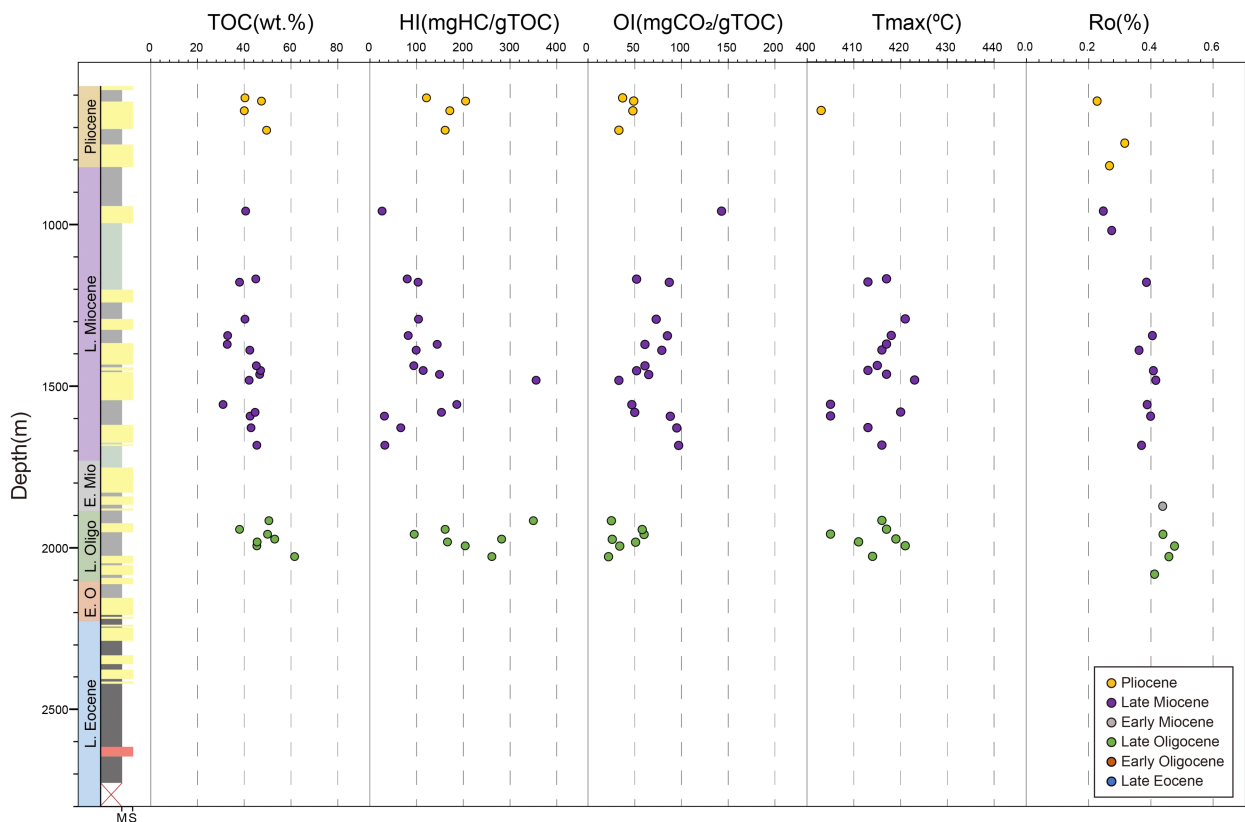


Fig. 4. Vertical changes of TOC, HI, OI, Tmax, and Ro measured coal fragments in G well.

6.36wt.%)로 이암 파편에 비해서 상당히 높은 값을 보인다(그림 4). 후기 올리고세, 마이오세 및 플라이오세 석탄 파편의 TOC 함량은 각각 38.02-61.58wt.%(평균 49.16±6.80wt.%), 30.94-47.01wt.%(평균 41.21±4.92wt.%) 및 40.02-49.56wt.%(평균 44.31±4.22wt.%)으로 평가된다(표 1).

4.2.2. HI와 OI

이암 파편의 HI는 34-543 mgHC/gTOC(평균 157±125 mgHC/gTOC)으로 평가된다(그림 3). 후기 올리고세, 마이오세 및 플라이오세 이암 파편의 HI는 100 mgHC/gTOC 이하로 평가되는 반면에, 후기 에오세와 초기 올리고세 이암 파편은 150 mgHC/gTOC 이상의 HI를 보인다(그림 3). 후기 에오세 2,229-2,334 m 구간의 HI (223-425 mgHC/gTOC (평균 330±77 mgHC/gTOC))는 2,436-2,722 m 구간의 HI (79-262 mgHC/gTOC (평균 188±37 mgHC/gTOC))에 비해서 높은 값을 보인다. 초기 올리고세 이암 파편의 HI는 225-543 mgHC/gTOC (평균 388±99 mgHC/gTOC)로 전체 시료 중에서 가장 높은 HI를 보인다. 이암 파편의 OI는 15-229 mgCO₂/gTOC(평균 77±52 mgCO₂/gTOC)로 평가되며, HI와 상반되는 변동을 보인다(그림 3). 150 mgHC/gTOC 이상의 HI를 보이는 후기 에오세와 초기 올리고세 이암 파편의 OI는 주로 60 mgCO₂/gTOC 이하의 낮은 값을 보인다(그림 3). 반면에 100 mgHC/gTOC 이하의 낮은 HI를 보이는 후기 올리고세에서 플라이오세 이암 파편의 OI는 주로 100 mgCO₂/gTOC 이상의 높은 OI를 보인다(그림 3).

석탄 파편의 HI는 26-356 mgHC/gTOC (평균 148±85 mgHC/gTOC)의 범위를 보인다(그림 4). 후기 올리고세 석탄 파편의 HI는 95-350 mgHC/gTOC (평균 217±80 mgHC/gTOC))의 범위를 갖는다. 후기 마이오세 석탄 파편의 HI는 26-356 mgHC/gTOC (평균 113±77 mgHC/gTOC)으로 대부분 150 mgHC/gTOC 미만으로 평가된다. 플라이오세 석탄 파편의 HI는 121-205 mgHC/gTOC (평균 165±30 mgHC/gTOC)으로 마이오세 구간과 유사하다(그림 4; 표 1). 석탄 파편의 OI는 22-443 mgCO₂/gTOC (평균 59±28 mgCO₂/gTOC)로 평가된다. 후기 올리고세와 플라이오세 석탄 파편의 OI는 대부분 50 mgCO₂/gTOC 이하로 평가된다(그림 4). 50 mgCO₂/gTOC 이상의 OI는 주로 마이오세 석탄 파편에서 관찰된다(그림 4).

4.2.3. Tmax와 Ro

이암 파편에서 측정된 Tmax는 일부 시료에서 400°C 이하의 낮은 값을 보이지만, 해당 시료를 제외하면 413-439°C의 범위를 나타낸다. 특히, 후기 에오세에서 초기 올리고세 이암 파편의 Tmax는 431-439°C의 범위를 보인다. 후기 올리고세에서 플라이오세 석탄 파편의 Tmax는 413-436°C

범위를 보이거나, 대부분 약 425°C 내외로 분포한다(그림 4).

석탄 파편에서 평가된 Ro는 0.23-0.48% 범위를 갖는다(그림 4). 후기 올리고세, 후기 마이오세 및 플라이오세 석탄 파편의 Ro는 각각 0.41-0.48%(평균 0.45±0.02%), 0.25-0.42%(평균 0.37±0.06%) 및 0.23-0.32%(평균 0.27±0.04%)의 범위를 보인다. Ro는 심도가 깊어짐에 따라 점진적으로 증가하는 경향을 보인다(그림 4).

4.2.4. 마세랄 조성

후기 에오세 2,652-2,722 m의 이암 파편은 주로 vitrinite 파편을 포함하며, liptinite가 소량 관찰된다(그림 5). Liptinite는 주로 spotinite, lamalginit, liptodetrinite (liptinite 파편)로 구성된다. Vitrinite 파편은 10 μm 내외의 타원형으로 나타난다(그림 5). Spotinite는 타원형 또는 삼각 형태를 갖는 trilete spore로 산출된다(de Vernal, 2015). Lamalginit은 연속성이 좋지 못한 얇은 띠 모양으로 관찰된다(그림 5). 이 구간의 liptinite가 전반적으로 청색광에서 어두운 색을 띠는 이유는 산화 혹은 미생물의 활동으로 인한 퇴적 이전의 변질이 원인으로 보인다(Pickel *et al.*, 2017). 후기 에오세 2,424-2,580 m 구간과 초기 올리고세 2,337-2,292 m에 이암 파편에서는 sporinite가 소량 관찰되며 노란색 형광을 보이는 lamalginit가 다량 관찰된다(그림 5). Lamalginit은 연장성이 좋으며, 중첩되어 있는 형태로 관찰된다(그림 5). 또한 연노랑색으로 강하게 형광하는 구름 또는 타원 형태의 telalginit가 나타난다(그림 5). 후기 에오세에서 초기 올리고세로 가면서 vitrinite 파편의 양이 현저히 줄어든다. 특히, 초기 올리고세 층준의 이암 파편에서 노랑에서 연노랑색으로 밝게 형광하는 lamalginit와 telalginit가 우세하게 관찰된다.

후기 올리고세 1,917-1,998 m 구간의 석탄 파편은 vitrinite가 우세하며, 주로 telovitrinite와 detrovitrinite가 관찰된다(그림 5). Detrovitrinite는 inertinite를 포함하기도 한다. Liptinite는 sporinite, resinite 및 cutinite가 주로 나타난다(Peters and Cassa, 1994; Pickel *et al.*, 2017). 이러한 Liptinite은 청색광 하에서 노란색에서 주황색, 어두운 갈색까지 다양한 색상으로 형광한다(그림 5). Inertinite는 funginite, semifusinite, fusinite가 주로 관찰되며, vitrinite나 liptinite에 비해 비교적 소량 나타난다.

5. 토 의

5.1. 열적 성숙도 평가

TOC 함량이 매우 낮아 S2가 0.5 mgHC/grock 이하인 후기 올리고세와 플라이오세 이암 파편에서 Tmax가 400°C 이하로 나타나는 경향을 보인다. 이는 S2가 극히 낮은 시료

에서는 Tmax 측정에 한계가 있음을 지시한다(Lafargue *et al.*, 1998; Yang and Horsfield, 2020). 따라서 본 연구에서는 TOC 함량이 높은 후기 에오세와 초기 올리고세 이암 파편과 후기 올리고세와 플라이오세 석탄 파편의 Tmax를 열

적 성숙도 평가에 활용하였다. 이암과 석탄 파편의 Tmax를 종합하면, 후기 올리고세와 플라이오세 층준은 대부분 430°C 이하로 평가되며, 후기 에오세와 초기 올리고세 층준은 430-440°C 범위를 보이나, 대부분 435°C 이하로 평가

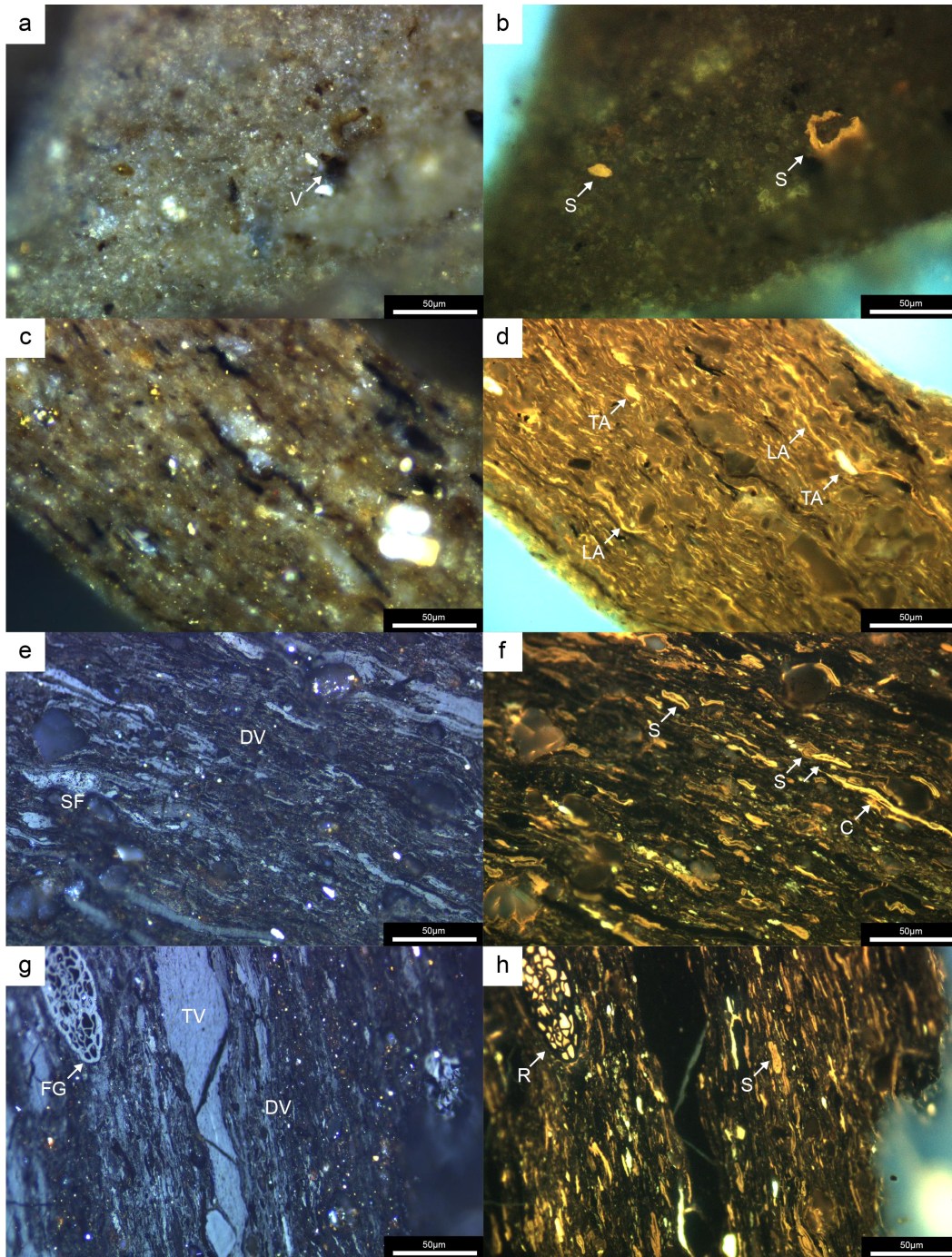


Fig. 5. Maceral images photographed under reflected white light (a, c, e and g) and under blue fluorescent light (b, d, f, and h). a-b: Mudstone fragments from 2,652-2,722 m (GM1) containing vitrinite fragments and sporinite (S); c-d: mudstone fragments from 2,337-2,292 m (GM3) showing telalginite (TA) and lamalginite (LA); e-h: coal fragments from 1,917-1,998 m (GC1) exhibiting telovitrinite (TV) and detrovitrinite (DV) with some inertinite (semifusinite (SF) and funginite (FG)) and liptinite (cutinite (C), resinite (R), and sporinite (S)).

된다. Tmax가 435-450°C 일 때 열적 성숙도는 oil window 로 분류되므로(Peters, 1986; Peters and Cassa, 1994), G 시추공 대부분의 구간은 oil window 단계에 진입하지 못한 것으로 판단된다. 또한 후기 올리고세에서 플라이오세에 이르는 층준의 Ro는 0.5% 이하로, oil window가 시작되는 0.6% 보다 낮다(Dow, 1977; Peters, 1986). 따라서 G 시추공의 열적 성숙도는 전반적으로 미성숙 단계에 해당하며, 탄화수소 생성 가능성이 낮을 것으로 판단된다.

G 시추공의 Ro는 심도가 증가함에 따라 점진적으로 상승하며, 100 m당 약 0.017%씩 증가하는 경향을 보인다(그림 4). 이를 기반으로 계산하면, G 시추공 인근에 분포하는 층이 oil window에 해당하는 Ro가 0.6%에 도달하는 심도는 약 2800 m 이후로 추정된다. 그러나 G 시추공은 구조적으로 높은 위치에 시추되었으며, 주변의 후기 에오세 및 올리고세 층준은 2,800 m 이상의 심도에서 분포할 가능성이 있다(Kwon *et al.*, 1995). 더불어 G 시추공과는 거리가 있지만 제주분지 남서쪽에 위치한 시추공의 에오세 및 올리고세 층준은 2,800 m 이상의 심도에 분포하며, Tmax와 Ro는 탄화수소 생성 온도에 도달했음을 보여준다(KIGAM, 2002). 따라서 에오세와 올리고세 층준은 탄화수소 생성 잠재성을 갖는 것으로 판단된다.

5.2. 근원암 선정

G 시추공의 근원암을 선별하기 위해 유기물의 열적 성숙도와 더불어 TOC와 탄화수소 생성 잠재력(petroleum yield, $PY = S1 + S2$)을 평가하였다. PY는 이미 생성된 자유 탄

화수소(S1)와 케로젠으로부터 생성 가능한 탄화수소의 양(S2)을 합한 값으로, 암석 내 탄화수소의 현재량과 잠재적 생성량을 반영하는 지표이다(Peters and Cassa, 1994; Shaaban *et al.*, 2006). 일반적으로 TOC 함량과 PY 값이 높을수록 근원암의 탄화수소 생성 능력은 우수한 것으로 평가된다. 본 연구에서는 이러한 유기물의 특성과 함께 근원암 암상의 수직적 분포를 종합적으로 고려하여 G 시추공의 근원암을 이암 파편 우세 근원암과 석탄 포함 근원암으로 구분하여 선정하였다.

5.2.1. 이암 파편 우세 근원암

후기 에오세 이암 파편의 TOC 함량과 PY는 0.23-2.57wt.% (평균 1.37 ± 0.48 wt.%)와 0.21-9.82 mgHC/grock (평균 3.39 ± 2.02 mgHC/grock)로 Fair-Good 탄화수소 생성 잠재력을 가지고 있다(그림 6). 초기 올리고세 이암 파편은 높은 TOC 함량(1.05-2.79 wt.%, 평균 1.97 ± 0.59 wt.%)과 PY (2.43-15.22 mgHC/grock, 평균 8.32 ± 4.27 mgHC/grock)로 Good-Very Good 탄화수소 생성 잠재력을 보여준다(그림 6). 후기 올리고세와 마이오세 및 플라이오세 이암 파편은 1 wt.% 이하의 낮은 TOC 함량을 보일 뿐만 아니라 PY가 0.60 mgHC/grock 이하로 탄화수소 생성 잠재력은 Poor로 평가된다(그림 6).

후기 올리고세, 마이오세 및 플라이오세 층준은 낮은 열적 성숙도뿐만 아니라 이암 파편의 낮은 탄화수소 생성 잠재성으로 인해 근원암으로 부적합하다. 반면, 탄화수소 생성 온도에 도달할 가능성이 있는 후기 에오세와 초기 올리

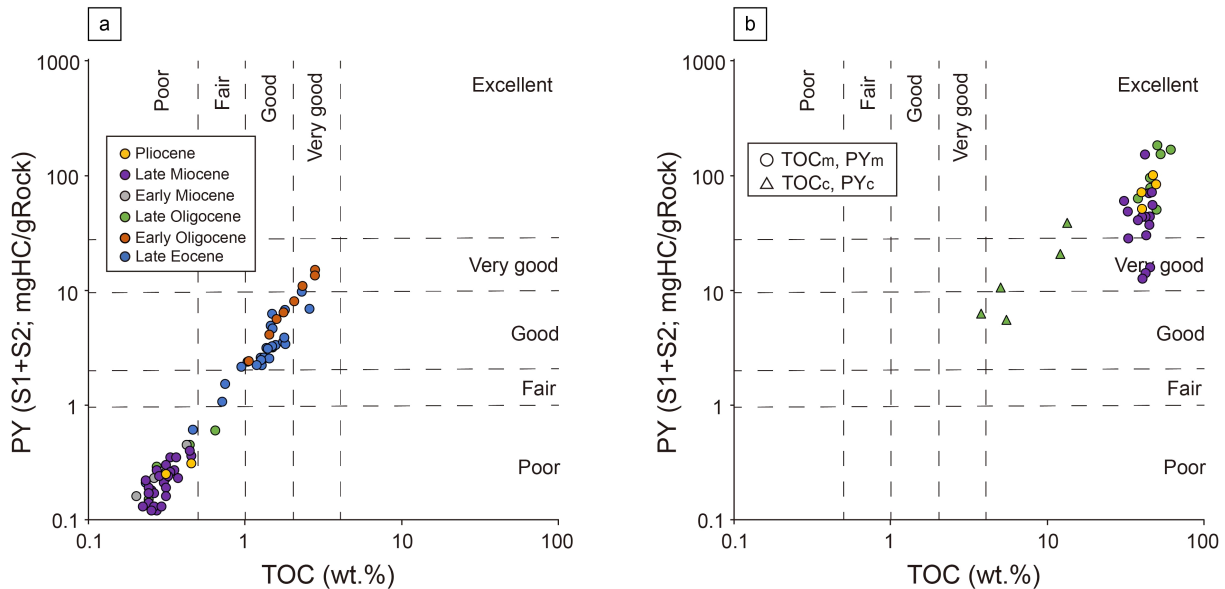


Fig. 6. Cross-plots of TOC versus PY indicating hydrocarbon generation potential of the mudstone (a) and coal (b) fragments in G well. TOCm and PYm represent the measured TOC and PY, while TOCc and PYc represent TOC and PY corrected by using the proportion of coal fragments.

고세 층준은 Fair~Very Good 수준의 탄화수소 생성 잠재성을 갖는 이암 파편을 다수 포함한다. 따라서 이러한 유기물 특성과 암상 분포를 고려하여, 이암 파편 우세 근원암을 후기 에오세 층준에서 2,652-2,722 m 구간(GM1), 2,424-2,580 m 구간(GM2), 2,337-2,292 m 구간(GM3)과 초기 올리고세 층준에서 2,118-2,157 m 구간(GM4)으로 선정하였다(그림 7).

이암 파편 우세 근원암은 이암 파편이 75% 이상 포함되므로 이암 파편에서 측정된 유기물 특성은 근원암을 대표하는 것으로 간주하였다. 후기 에오세 GM1, GM2, GM3 및 초기 올리고세 GM4 근원암의 TOC 함량은 각각 0.23-1.56wt.%(평균 1.09±0.49wt.%), 0.71-2.57wt.%(평균 1.44±0.44wt.%), 1.03-2.29wt.%(평균 1.61±0.42wt.%), 및 1.58-2.79wt.%(평균 2.24±0.51 wt.%)으로 평가된다.

5.2.2. 석탄 파편 포함 근원암

초기 올리고세에서 플라이오세 층준에 분포하는 석탄

파편은 높은 TOC 함량과 PY로 Good-Excellent 탄화수소 생성 잠재성을 갖는다(그림 6). 그러나 탄화수소 생성 가능성도에 분포할 가능성이 있는 후기 올리고세 층준에서 석탄 파편이 다수 관찰되는 1,917-1,998 m 구간(GC1)을 석탄 파편 포함 근원암으로 선정하였다(그림 7).

GC1 근원암의 TOC 함량과 PY는 38.02-53.08 wt.%(평균 47.09±4.89 wt.%)와 50.53-183.33 mgHC/grock(평균 104.09±48.32 mgHC/grock)로 매우 높게 평가된다(그림 6). 그러나 근원암에 석탄 파편은 낮은 비율로 포함되므로 석탄 파편에서 측정된 유기물 특성이 근원암 잠재성을 대표할 수 없다. 따라서 근원암에 석탄 파편의 비율을 고려하여 근원암을 대표할 수 있는 TOC(TOCc=TOC×석탄 파편의 비율)와 PY(PYc, PYc=PY×석탄 파편의 비율)의 제시가 필요하다. 근원암의 석탄 파편 비율은 5.29-26.62%(평균 14.86±8.08%)로 평가된다(그림 2). 이러한 비율을 고려하면 GC1 근원암의 TOCc와 PYc 함량은 2.01-13.41 wt.%(평균 7.18±4.12 wt.%)와 3.34-38.81 mgHC/grock(평균 16.22±11.88

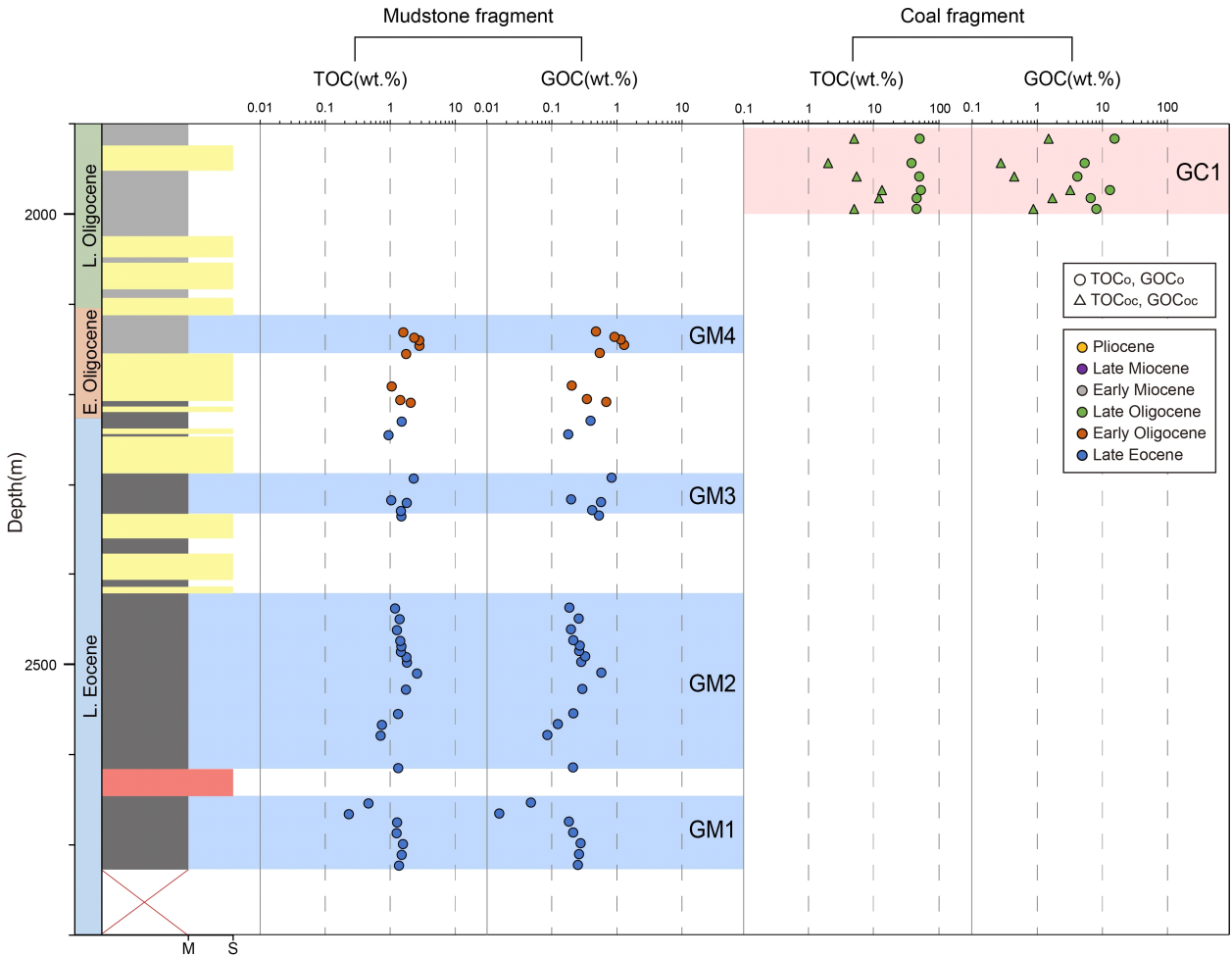


Fig. 7. Vertical variation of TOCo and GOCo estimated from mudstone and coal fragments within the late Eocene to early Oligocene sequences, and TOCoc and GOCoc corrected by considering the proportion of coal fragments within GC1.

mgHC/grock)으로 평가된다(그림 6). 석탄 파편 비율을 반영한 TOC_c와 PY_c는 이암 파편 우세 근원암에 비해서 여전히 높은 탄화수소 생성 능력을 나타낸다(그림 6).

5.3. 근원암에서 생성되는 탄화수소 유형 도출

근원암에서 생성되는 탄화수소의 유형은 열적 성숙도뿐만 아니라 유기물 조성에 의해 결정된다(Peters, 1986; Peters and Cassa, 1994; di Primio and Horsfield, 2006). 일반적으로 케로젠 타입 I과 II는 원유를 주로 생성하는 반면, 케로젠 타입 III는 가스를 우세하게 생성한다(Peters and Cassa, 1994). G 시추공과 같이 미성숙한 시료에서는 HI를 케로젠 타입 구분에 활용될 수 있다. 그러나 서로 다른 케로젠 타입이 혼재할 경우 중첩 효과로 인해 유기물 조성을 명확히 규명하는 데 한계가 있다.

Vitrinite는 식물의 목질 부분으로 케로젠 타입 III에 해당하며, inertinite는 고산불이나 산화가 많이 일어난 유기물, 혹은 균류와 같은 특정 생물에 의해서 생기며 케로젠 타입 IV로 구분된다(Littke *et al.*, 1989). Liptinite는 수소의 함량이 높은 케로젠 타입 I과 II로 구분되며 탄화수소 생성 잠재력이 높다(Hutton, 1987; Stout, 1994; Pickel *et al.*, 2017). 다양한 종류의 조류 기원인 alginite는 일반적으로 케로젠 타입 I에 해당하며, 해양성 조류 일부가 케로젠 타입 II에 해당한다(Peters and Cassa, 1994; Abarghani *et al.*, 2018). 따라서 본 연구에서는 HI와 더불어 마세랄 분석 결과를 종합하여 근원암의 케로젠 타입을 보다 정밀하게 평가하고, 이를 바탕으로 이암 파편 우세 근원암과 석탄 파편 포함 근원암에서 생성 가능한 탄화수소의 유형을 도출하였다.

5.3.1. 이암 파편 우세 근원암

GM1과 GM2 근원암의 HI는 각각 79-216 mgHC/gTOC (평균 171±48 mgHC/gTOC), 141-262 mgHC/gTOC(평균 197±26 mgHC/gTOC)로 나타나며, 다른 근원암에 비해 낮게 평가된다. 이는 유기물은 조성은 케로젠 타입 II가 일부 포함되나, 케로젠 타입 III가 우세함을 지시한다. Vitrinite 파편과 소량의 spotinite, lamalginite, liptodetrinite가 관찰된다(그림 5). GM3 근원암의 HI는 225-425 mgHC/gTOC (평균 355±73 mgHC/gTOC)로 GM1과 GM2 근원암보다 현저히 높은 HI를 보이며, 케로젠 타입 III보다 케로젠 타입 II가 우세하게 평가된다. Telalginite와 lamalginite의 함량이 증가하며, 상대적으로 vitrinite 파편의 함량이 감소한다(그림 5). 특히, GM4 근원암은 352-543 mgHC/gTOC(평균 441±73 mgHC/gTOC)의 가장 높은 HI를 보이며, 주로 케로젠 타입 II로 구성된다. Telalginite와 lamalginite가 근원암에서 가장 빈번히 관찰된다. 따라서 GM1과 GM2 근원암에 비해 GM3와 GM4 근원암이 원유 생산에 유리할 것으로 판단된다. HI와 TOC 도표에 도시해보면, GM1과 GM2 근원암은 Fair oil 근원암으로, GM3와 GM4 근원암은 Good oil 근원암으로 평가된다(그림 8).

5.3.2. 석탄 파편 포함 근원암

GC1 근원암의 HI는 95-350 mgHC/gTOC (평균 210±84 mgHC/gTOC) 범위를 보이며, 일부 케로젠 타입 II가 포함되나 전반적으로 케로젠 타입 III가 우세하게 구성된다. 마세랄 조성 또한 소량의 liptinite를 포함하나, 대부분 vitrinite로 구성된다. 이러한 특성들을 고려하면 GC1 근원암에

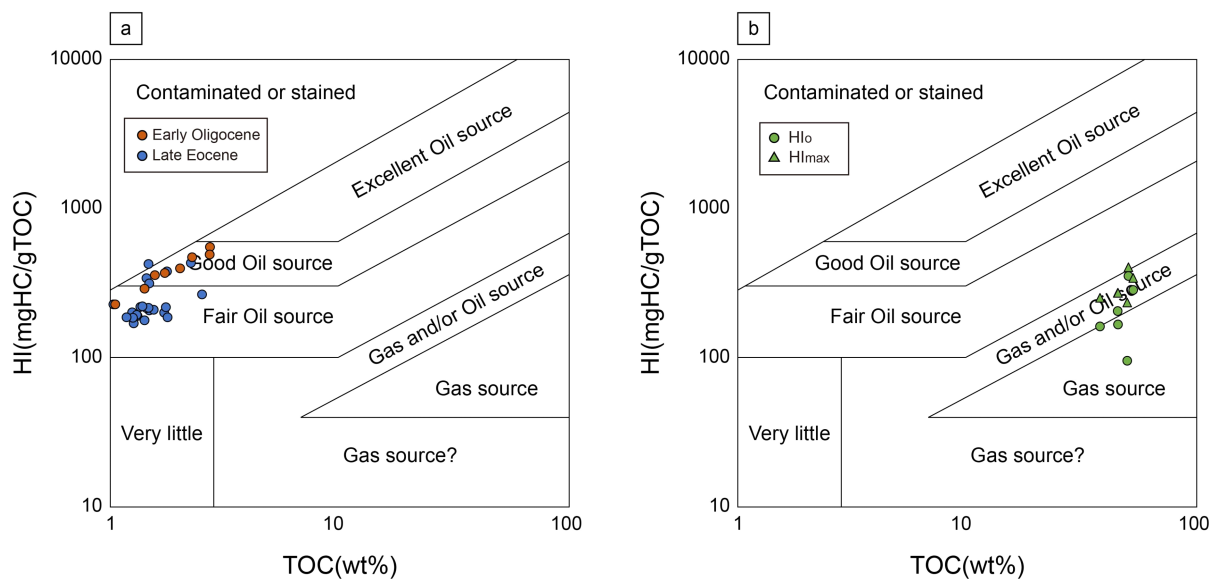


Fig. 8. Cross-plots of TOC versus HI indicating the type of generated hydrocarbon of mudstone (a) and coal (b) fragments within the source rocks. The HI_{max} was inferred from Figure 9.

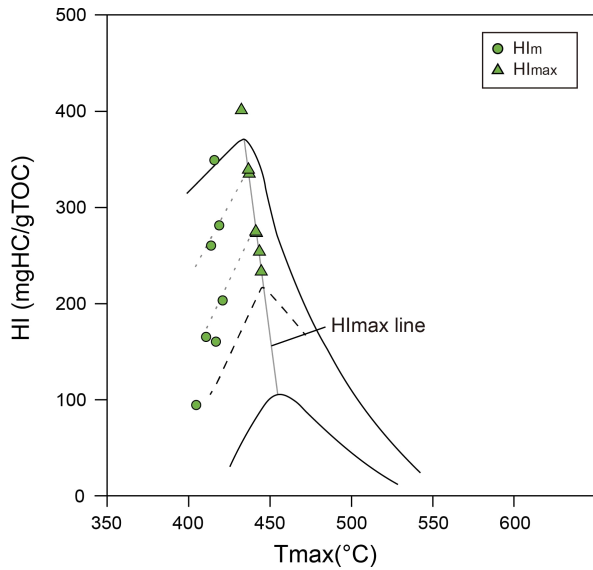


Fig. 9. HI plotted against Tmax for the coal fragments in G well. Measured HI is represented as HIm. The HImax was determined from dashed lines indicating HI evolution paths in Cenozoic coals (Petersen, 2006).

가스 생성이 우세할 것으로 해석된다. 그림 8에 도시해본 결과에서도 GC1은 Gas 근원암으로 평가된다.

Boudou *et al.* (1994)는 미성숙한 석탄의 경우 분자 구조 내 산소 함량이 상대적으로 높아 HI가 실제 석유 생성 잠재력에 비해 낮게 평가될 수 있음을 보고하였다. 이후 Petersen (2006)은 전 세계 신생대 석탄 자료를 바탕으로 열적 성숙도 증가에 따른 HI 변동 특성을 도시한 그래프를 제시하였으며, 이를 통해 석탄이 열적 성숙 과정에서 도달 가능한 최대 HI(HI_{max})의 사용을 제안하였다. G 시추공 석탄 파편 시료는 미성숙 단계에 해당하므로, Petersen (2006)이 제시한 도표를 활용하여 HI_{max}를 추정할 결과 250-370 mgHC/gTOC 범위를 나타낸다(그림 9). 이는 GC1 근원암이 가스 생성뿐만 아니라 제한적인 원유 생성 가능성을 가질 수 있음을 시사한다(Sykes and Snowdon, 2002; 그림 8).

5.4. 근원암의 탄화수소 생성 능력 평가

TOC는 탄화수소를 생성할 수 있는 탄소(Generative Organic Carbon, GOC)와 탄화수소 생성에 기여하지 않는 탄소(Non-generative Organic Carbon, NGOC)로 구분된다(Jarvie, 2012). 근원암이 열변질을 받으면 GOC가 탄화수소로 변환되어 배출되므로, 근원암의 탄화수소 생성 능력을 정량적으로 평가하기 위해서는 열변질 이전, 즉 퇴적 초기의 GOC(GOC₀)의 평가가 필요하다. GOC₀는 다음 식을 통해 평가할 수 있다(Jarvie, 2012):

$$GOC_0 = TOC_0 \times GOC_0\%$$

$$GOC_0\% = HI_0 / 1177$$

(TOC₀: 초기 TOC, GOC₀: 초기 GOC₀, GOC₀%: TOC₀에 GOC₀ 비율, HI₀: 초기 HI)

G 시추공의 열적 성숙도는 대부분 미성숙하며 일부 구간에서 oil window 초기 단계에 진입하므로, 시료에서 잔류하는 TOC와 HI를 초기값으로 가정하여 GOC₀를 계산하고, 탄화수소 생성 잠재성을 평가하였다(표 2). 특히, 석탄 파편 포함 근원암의 경우는 재평가된 HI_{max}를 활용하고, 석탄 비율을 고려하여 근원암을 대표하는 GOC₀ (GOC_{0c}, GOC_{0c}=GOC₀×석탄파편의 비율)를 평가하였다(그림 7, 표 2).

후기 에오세 층준의 GM1, GM2 및 GM3 근원암에서 평가된 GOC₀는 0.02-0.27 wt.%(평균 0.18±0.10wt.%), 0.09-0.57 wt.%(평균 0.25±0.11wt.%) 및 0.20-0.83 wt.%(평균 0.51±0.21wt.%)의 범위를 갖는다(표 2). 초기 올리고세 층준의 GM4 근원암의 GOC₀는 0.47-1.29wt.%(평균 0.87±0.32wt.%)으로 이암 우세 근원암 중에서 가장 높은 값을 보인다. GM4 근원암의 높은 GOC₀ 함량은 후기 에오세의 다른 근원암에 비해서 높은 TOC와 HI를 갖기 때문으로 판단된다. GM2 근원암의 평균 GOC₀는 최대 평균 GOC₀를 보이는 GM4 근원암에 비해 약 4배 낮다. 이는 단위 면적당

Table 2. Thickness and average TOC₀, HI₀, HI_{max}, GOC₀, and GOC_{0c} of source rocks in the G well.

Age	Mudstone-dominant source Rock	Thick-ness (m)	TOC (wt.%)	HI (mgHC/gTOC)	GOC ₀ (wt.%)	Coal-bearing Source Rock	Thick-ness (m)	TOC (wt.%)	HI _{max} (mgHC/gTOC)	GOC ₀ (wt.%)	GOC _{0c} (wt.%)
Late Oligocene						GC1	81	47.09	294	11.89	1.84
Early Oligocene	GM4	39	2.24	441	0.87						
	GM3	45	1.61	355	0.44						
Late Eocene	GM2	156	1.44	197	0.25						
	GM1	70	1.09	171	0.18						

생성되는 탄화수소 양이 상대적으로 낮음을 지시한다. 그러나 GM2 근원암은 두께가 GM4의 약 4배 두껍기 때문에 근원암 전체에서 생성되는 탄화수소 총량은 비슷할 것으로 판단된다.

후기 올리고세 층준의 GC1 근원암은 석탄을 포함한 근원암으로, 석탄의 비율을 고려한 근원암의 GOCoc 함량은 0.43-3.87wt.%(평균 1.84±1.16wt.%)로 평가되었다. 평균 GOCoc가 가장 높은 GM4 근원암에 비해 2배 이상의 높은 값을 보이며, 두께 약 80 m로 비교적 두꺼운 층후를 보인다. 따라서 GC1 근원암은 G 시추공에서 가장 우수한 탄화수소 생성 능력을 가질 것으로 판단된다.

6. 결론

탄화수소 생성 잠재성이 우수한, 높은 TOC와 HI를 갖는 이암 파편은 후기 에오세와 초기 올리고세 층준에서 집중적으로 산출된다. 반면 석탄 파편은 이암보다 약 30배 높은 TOC를 보이며, 주로 후기 올리고세-플라이오세 층준에서 나타난다. 그러나 열적 성숙도 도달 가능성을 고려할 때, 후기 에오세-올리고세 층준이 잠재적 근원암 구간으로 판단된다. 잠재적 근원암 구간에서 유기물 특성과 암상 분포를 종합적으로 고려하여, 후기 에오세의 세 구간(GM1, GM2, GM3)과 초기 올리고세의 한 구간(GM4)을 이암 우세 근원암으로, 후기 올리고세의 한 구간(GC1)을 석탄 포함 근원암으로 선정하였다. 후기 에오세 이암 우세 근원암은 vitrinite가 우세하고 소량의 liptinite가 동반되며, HI와 GOC가 상대적으로 낮다. 반면 초기 올리고세 이암 우세 근원암은 alginite가 풍부하고 HI 및 GOC가 높아, 탄화수소 생성 능력이 우수한 oil 생성 근원암으로 평가된다. 후기 올리고세 석탄 포함 근원암은 석탄 파편 함량이 20% 이하임에도 불구하고 이암 우세 근원암보다 높은 탄화수소 생성 잠재성을 나타낸다. 이는 소량의 석탄이라도 제주 분지 석유시스템에 의미 있는 기여를 할 수 있음을 보여준다. 또한 재평가된 HI_{max}와 마세랄 조성을 고려할 때, 해당 석탄 포함 근원암은 가스뿐 아니라 원유 생성이 가능할 것으로 판단된다. 올리고세 근원암(GM4, GC1)은 후기 에오세 근원암(GM1, GM2, GM3)에 비해 층후는 얇지만 단위 면적당 탄화수소 생성 잠재성이 높아 전체 탄화수소 생성량 측면에서는 더 우세한 것으로 평가된다. 그러나 상대적으로 매몰 심도가 얕아 충분한 탄화수소 생성 온도에 도달하지 못할 가능성이 있어, 실제 탄화수소 생성량은 제한될 수 있다. 본 연구는 제주분지 북부 근원암 특성을 정밀하게 평가하여 탄화수소 생성 잠재성을 규명하였다. 이러한 결과는 제주분지 석유시스템 이해 향상에 필수적인 기초 자료를 제공할 수 있다.

감사의 글

본 연구는 한국석유공사 “남해대륙붕 종합기술평가” 사업과 산업통상부 유전개발사업출자의 지원을 받아 수행되었습니다.

REFERENCES

- Abarghani, A., Ostadhassan, M., Gentzis, T., Carvajal-Ortiz, H. and Bubach, B., 2018, Organofacies study of the Bakken source rock in North Dakota, USA, based on organic petrology and geochemistry. *International Journal of Coal Geology*, 188, 79-93.
- American Society for Testing and Materials (ASTM), 2004, Standard practice for preparing coal samples for microscopical analysis by reflected light.
- Boudou, J.P., Espitalié, J., Bimer, J. and Salbut, P.D., 1994, Oxygen groups and oil suppression during coal pyrolysis. *Energy & fuels*, 8, 972-977.
- Cukur, D., Horozal, S., Kim, D.C. and Han, H.C., 2011, Seismic stratigraphy and structural analysis of the northern East China Sea Shelf Basin interpreted from multi-channel seismic reflection data and cross-section restoration. *Marine and Petroleum Geology*, 28, 1003-1022.
- De Vernal, A., 2015, Palynology (Pollen, Spores, etc.). In: Harff, J., Mesehede, M., Petersen, S. and Thiede, J. (Eds.), *Encyclopedia of marine geosciences*, Dordrecht, Springer, 1-9.
- Di Primio, R. and Horsfield, B., 2006, From petroleum-type organofacies to hydrocarbon phase prediction. *AAPG Bulletin*, 90, 1031-1058.
- Dow, W.G., 1977, Kerogen studies and geological interpretations. *Journal of geochemical exploration*, 7, 79-99.
- Espitalié, J., Madec, M., Tissot, B., Mennig, J.J. and Leplat, P., 1977, Source rock characterization method for petroleum exploration. In *Offshore technology conference*, 6 p.
- Hutton, A.C., 1987, Petrographic classification of oil shales. *International Journal of Coal Geology*, 8, 203-231.
- Jarvie, D.M., 2012, Shale resource systems for oil and gas: Part 2-shale-oil resource systems. In: Breyer, J.A. (Ed.), *Shale reservoirs-Giant resources for the 21st century*: AAPG Memoir, 97, 89-119.
- Jolivet, L., Huchon, P. and Rangin, C., 1989, Tectonic setting of Western Pacific marginal basins. *Tectonophysics*, 160, 23-47.
- Koh, C.S., Yoon, S.H., Lee, D.K. and Yoo, H.S., 2016, Tectonic evolution and depositional environments of Jeju and Socotra basins in the southernmost continental shelf of the South Sea, Korea. *Journal of the Geological Society of Korea*, 52, 355-371. (in Korean with English abstract).
- Korea Institute of Geoscience and Mineral Resources (KIGAM), 1997, Report on assessment of integrated technology in continental shelf of Korea (East China Sea Shelf Basin I). KIGAM Research Report (KOR009000153), 338 p (in Korean).
- Korea Institute of Geoscience and Mineral Resources (KIGAM), 2002, Evaluation of petroleum potential in the southern part of Korean offshore. KR-02-12, Korea Institute of Geoscience and

- Mineral Resources, 140 p (in Korean).
- Kwon, Y.I., Park, K.S., Yoo, K.M. and Son, J.D., 1995, Stratigraphy and provenance of Non-marine sediments in the Tertiary Cheju Basin. *The Korean Journal of Petroleum Geology*, 3, 1-15.
- Lafargue, E., Marquis, F. and Pillot, D., 1998, Rock-Eval 6 applications in hydrocarbon exploration, production, and soil contamination studies. *Revue de l'institut français du pétrole*, 53, 421-437.
- Lee, G.H., Kim, B., Shin, K.S. and Sunwoo, D., 2006, Geologic evolution and aspects of the petroleum geology of the northern East China Sea shelf basin. *AAPG Bulletin*, 90, 237-260.
- Lee, J., Lee, J., Je. Y., Yoon, S., Paik, S., Han, S., Woo, A., Jeon, J., Lim, D., Lim, S., Choi, J., Kim, E. and Kim, G., 2025, 2025 Stratigraphic manual of Korea South Sea. *Geoscience Journal*, in review.
- Littke, R., Horsfield, B. and Leythaeuser, D., 1989, Hydrocarbon distribution in coals and in dispersed organic matter of different maceral compositions and maturities. *Geologische Rundschau*, 78, 391-410.
- Magoon, L.B. and Dow, W.G., 1994, The petroleum system. In: Magoon, L.B., Dow, W.G. (Eds.), *The Petroleum System—From Source to Trap*, AAPG Memoir, 60, 3-24.
- Peters, K.E., 1986, Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *AAPG Bulletin*, 70, 318-329.
- Peters, K.E. and Cassa, M.R., 1994, Applied source rock geochemistry. In: Magoon, L.B., Dow, W.G. (Eds.), *The Petroleum System—From Source to Trap*, 93-120
- Petersen, H.I., 2006, The petroleum generation potential and effective oil window of humic coals related to coal composition and age. *International Journal of Coal Geology*, 67, 221-248.
- Pettijohn, F.J., Potter, P.E. and Siever, R., 1987, *Sand and Sandstone*. Springer New York, 553 p.
- Pickel, W., Kus, J., Flores, D., Kalaitzidis, S., Christanis, K., Cardott, B.J., Misz-Kennan, M., Rodrigues, S., Hentschel, A., Hamor-Vido, M., Crosdale, P., Wagner, N. and ICCP, 2017, Classification of liptinite-ICCP System 1994. *International Journal of Coal Geology*, 169, 40-61.
- Sajgó, C., 2000, Assessment of generation temperatures of crude oils. *Organic Geochemistry*, 31, 1301-1323.
- Shaaban, F., Lutz, R., Littke, R., Bueker, C. and Odisho, K., 2006, Source-rock evaluation and basin modelling in NE Egypt (NE Nile delta and Northern Sinai). *Journal of Petroleum Geology*, 29, 103-124.
- Stout, S.A., 1994, Chemical heterogeneity among adjacent coal microlithotypes—implications for oil generation and primary migration from humic coal. *Geological Society Special Publications*, 77, 93-106.
- Sykes, R. and Snowdon, L.R., 2002, Guidelines for assessing the petroleum potential of coaly source rocks using Rock-Eval pyrolysis. *Organic geochemistry*, 33, 1441-1455.
- Wang, B., Doust, H. and Liu, J., 2019, Geology and petroleum systems of the East China Sea Basin. *Energies*, 12, 4088.
- Wang, G.M., Coward, M.P., Yuan, W., Liu, S. and Wang, W., 1995, Fold growth during basin inversion—Example from the East China Sea Basin. *Geological Society Special Publications*, 88, 493-522.
- Yang, S. and Horsfield, B., 2020, Critical review of the uncertainty of Tmax in revealing the thermal maturity of organic matter in sedimentary rocks. *International Journal of Coal Geology*, 225, 103500.
- Yun, H.S., Yi, S.S., Yi, S.H., Kim, J.H., Byun, H.S., Kim, G.H. and Park, D.B., 1999, Biostratigraphy and Palaeoenvironment of the Cheju Sedimentary Basin : Based on Materials from Exploration Wells, Geobuk-1 and Okdom-1. *Journal of the paleontological Society of Korea*, 15, 43-94 (in Korean with English abstract).