論 説
 Original Article

東山油田周辺における原油の地球化学と移動・集積*

加藤 進**・西田 英毅***,†・星 一良****

(Received October 4, 2016 ; accepted March 30, 2017)

Geochemistry of crude oils and their migration and accumulation in the region of the Higashiyama oil field, Niigata Prefecture, Japan

Susumu Kato, Hideki Nishita and Kazuyoshi Hoshi

Abstract : Crude oils from five oil and/or gas fields and five wells in the region of the Higashiyama oil field, Niigata Prefecture, Japan, are divided into three groups (A, B, C) based on their geochemical characteristics:

Group A : the Higashiyama and Nagaoka oils, which are Niitsu-type with relatively low maturity.

Group B : the Mitsuke and Ohmo oils, which are Niitsu-type with relatively high maturity, and oils from the Shimodori and Shin-nishinagaoka wells.

Group C : the Nishi-nagaoka oil, and oil from the Kurosaka well, which are Kubiki-type. Similar oils include those from the Teradomari Formation in the Katakai gas field, including the Asahihara well.

Oils of groups A and B were probably generated in a depression between the Higashiyama and Mitsuke fields, as inferred from the geographic distribution and cumulative production of oil fields, the distribution of oil reservoirs in the Higashiyama field, and other factors. The oil maturity indicates that the Higashiyama oil migrated before the Mitsuke and Ohmo oils.

The Nishi-nagaoka oil was probably generated within the same depression as oils from the Katakai field, whose place may be located east to the Katakai field, given the geologic structure in the field.

This paper shows that geochemical analysis of crude oils stored for a long time provides valuable information on the classification and maturity of oils and the source rock.

Keywords : Higashiyama oil field, crude oil, geochemistry, maturity

1. はじめに

国内の石油探鉱はすでに熟成した段階にあり、新潟地域では最近の 30 年間に南桑山油田を除けば新規油・ガス田の発見はない(例えば、新潟県, 2016)。今後の探鉱は既存油・ガス田を石油地質学的な観点から総合的に検討し、油・ガスの生成域から油・ガス田までの移動経路上のどこかにトラップの可能性がないかあるいは見落としはないかなどを検討する最終段階にあると考えられる。

長岡周辺には、北東に大面油田、見附油田および東山油

田が、西方には藤川一雲出^{くもいで}、関原、南長岡一片貝などのガス田が位置しており、中心部には西長岡油・ガス田が在る(図 1)。また、若干の油・ガスが産出した試掘井も幾つかある。しかしながら、見附油田を除けば、これらの油田(あるいは油・ガス田)はすでに廃山しており、使用できる原油の地球化学的なデータは報告されていない。そこで、石油資源開発株式会社技術研究所に保管されている原油や帝国石油(株)(現国際石油開発帝石(株))から提供して頂いた原油を主に用いて、バイオマーカー分析などできる限り多くの地球化学分析を 10 年ほど前に実施した。

本稿では長岡北東の東山油田周辺地域について、一般性状と併せて原油の地球化学的な特徴を報告し、原油の根源岩や移動・集積について考察する。

2. 地質概説

新潟地域坑井層序(工藤ほか, 2011)は年代層序であり、「階」を用いるべきであるが、本稿では慣例に従って「層」

* 平成 28 年 6 月 9 日度石油技術協会春季講演会 個人講演地質・探鉱部門で一部を講演 A part of this paper was presented at the 2016 JAPT annual meeting held in Akita, Japan, on June 9, 2016.

** 株式会社地球科学総合研究所 JGI, Inc.

*** 石油資源開発株式会社技術本部技術研究所 JAPEX Research Center, Technical Division, Japan Petroleum Exploration Co., Ltd. (JAPEX)

**** 石油資源開発株式会社中東事業本部 Middle East Project Division, JAPEX

† Corresponding author : E-Mail : hideki.nishita@japex.co.jp

図1 油・ガス田と主な坑井の位置図および背斜軸

表1 東山油田周辺で発見・稼行された油・ガス田および産油・ガスした坑井の概要

油・ガス田名 / 坑井名	発見年 / 掘削年	主要油・ガス層		累計生産量		GOR (m ³ /kl)	備考
		層準	深度(m)	油(千 kl)	ガス(百万 m ³)		
大面油田	大正 5 (1916)	椎谷・寺泊層	900-1,100	223	76.0	341	
見附油田	昭和 33 (1958)	七谷層	1,515-2,020	1,830	656	358	
東山油田	明治 21 (1888)	椎谷・寺泊層	150-700	1,232	3.0	2	
西長岡油・ガス田	昭和 31 (1956)	西山層	1,160	61	69.7		共栄興業
	昭和 35 (1960)	灰爪・西山層	1,150, 1,170	0.30	38.8		帝国石油㈱
本成寺ガス田	昭和 3 (1928)	七谷層			65.2		R-1
大口ガス田	昭和 11 (1936)	魚沼層群・灰爪層	500	0.35	7.5		水溶性
東三条ガス田	昭和 35 (1960)	七谷層			4.9		SK-1
		仕上げ区間 (m)		初日産 (kl/D) (m ³ /D)			
小栗山 R-1	昭和 26 (1951)	七谷層		1.5			
黒坂 SK-1	昭和 37 (1962)	七谷層	1,769/1,863	5.5	10,112	1,829	
下鳥 SK-1	昭和 51 (1976)	椎谷層	1,566.5/1,568.5		5,000		Max
東今町 -1	昭和 42 (1967)	椎谷層		3.8	1,000	263	
新西長岡 -1	昭和 61 (1986)	上部寺泊層		6.5	2,800	431	

石油技術協会 (1973), 帝国石油㈱ (1992), 石油資源開発㈱ (2006), 天然ガス鉱業会 (2015), 荒川 (1962), 岩佐ほか (1968), 中沢 (1962), 石技誌などから作成

を用いる。

本稿で対象とする長岡北東の東山油田周辺地域で発見・稼行された油・ガス田について、その概要を表1に整理した。さらに、油・ガスを産出した坑井も表1に加えた。

最も古い東山油田の最盛期は明治末期であり、昭和 14

(1939) 年からは日本最初の坑道掘りが行なわれた(地質調査所, 1957)。本油田は長大な背斜構造の北端に位置しており、北方に沈降している西急東緩の非対称背斜(東山背斜)には桂沢、浦瀬、比礼のカルミネーションが認められ、多くの油層(大村(1937)は12層を認定している)が発

大村 (1937) を基に作成

図2 東山油田の地質断面図

地質調査所 (1957) を基に作成

図3 大面油田の地質断面図

達している (図2)。産油層は浅部より、A層、B層、C層 (図2；以上が椎谷層)、D層、E層 (以上が寺泊層) と呼ばれており、主要油層はA層～C層である (地質調査所, 1957)。

大面油田はほぼ南北に走る大面背斜の東翼部に位置しており (図1)、その最盛期は昭和5 (1930) 年である (地質調査所, 1957)。大面背斜は西急東緩の非対称背斜であり、小栗山背斜の上に衝上している (片平, 1970；図3)。産油層は深度900～1,100 mの椎谷～寺泊層にあり、浅部からI層～V層に区分されているが、III層とIV層が主な油層であり、砂の尖滅との組合せトラップを形成している (地質調査所, 1957)。

見附油田は平原下にある、数条の胴切り断層で切られたドーム状の背斜構造に位置しており、この構造は七谷期以降高所を形成していた、いわゆるシンクロナスハイである (片平, 1973；図4)。主要油層は七谷層の溶岩を主体とする幾つかの小岩体からなる流紋岩であり、椎谷層の油・ガス層は凝灰質砂岩である。

西長岡油・ガス田は長岡平野に広く発達する火山岩貯留岩の1つであり (真柄, 1966)、ほぼ南北の背斜軸を有するドーム構造において灰爪層の砂岩と西山層の安山岩質凝灰岩および同質集塊岩にガス層が発達しており (山田, 1973；図1B)、北部では後者に油層が認められる (中沢, 1962)。

水溶性ガス田である大口ガス田の深部 (椎谷層) には油層が確認されており (牛島, 1957)、これが長岡油田と呼ばれている (長, 1970)。

小栗山 R-1 は七谷層の見附凝灰岩 (あるいは小栗山凝灰岩) から初日産 1.5 kl で出油し (鯨岡, 1960)、その南西約 500 m のところで掘削された黒坂 SK-1 でも同層準から出油した。しかしながら、北、東、南へと傾斜掘りされた

片平 (1973) を基に作成

図4 見附油田の地質断面図

3 坑井にはその広がり認められず、小さなプールと判断される。

3. 原油の地球化学

3.1 原油試料と分析項目

技術研究所に保管されていた原油試料や帝国石油株から提供して頂いた原油試料を主に用いて、地球化学分析（軽質炭化水素組成、重質炭化水素組成、ステラン・トリテルパンのバイオマーカーおよびメチルフェナントレン）を実施した（表2）。大面原油と西長岡原油は微生物分解（biodegradation）を強く受けているため、軽質炭化水素組成と重質炭化水素組成は分析できなかった。

西長岡 TS-1 は新西長岡 -1 の油層（2800 m 層）のアップディップに位置しているタイトなガス層から回収された少

量（50 ml）の原油である。

3.2 分析結果

主な分析結果を一般性状（API 比重および硫黄分）とともに表3に示す。

東山原油や大面原油の比重（ボーメ度）はかなり変化することが報告されており、特に東山原油は油層毎に異なっている（佐川, 1902; 伊木, 1926; 図5右）。なお、佐川（1902）や伊木（1926）の第1油層～第3油層は地質調査所（1957）のA層～C層にそれぞれ相当している（図2）。API 比重と硫黄分の関係を図5に示す。東山原油は見附原油や大面原油よりも硫黄分が多く（ほとんどが0.5 wt%以上）、API 比重が大きくなると（すなわち油が軽質になると）硫黄分が少なくなる傾向が認められる。大面原油も硫黄分が0.3～0.5 wt%と比較的多いが、見附原油や西長岡原油では硫

表2 分析試料および地球化学分析項目

分析項目	油・ガス田					黒坂 SK-1	下鳥 SK-1	新西長岡 -1	西長岡 TS-1	朝日原 -1
	大面	見附	東山	西長岡	長岡*					
原油										
軽質炭化水素組成		6	4		1	1	1	1	1	1
重質飽和炭化水素		6	6		1	1	1	1	1	1
バイオマーカー	2	6	6	2	1	1	1	1	1	1
メチルフェナントレン	2	5	4	1	1	1	1	1	1	1

1～6：試料数

*大口ガス田深部

表3 主な分析結果

油・ガス田名 / 坑井名	層準 / 油層	API 比重 (度)	硫黄分 (wt%)	軽質炭化水素組成			重質炭化水素組成		ステラン		トリテルパン				メチルフェナントレン		
				進化度指数	環境指数	水蝕度指数	Pr/n-C ₁₇	Ph/n-C ₁₈	C ₂₇ /(C ₂₇ +C ₂₉)	S/(S+R)	Ts/(Ts+Tm)	22S/(S+R)	Nor/Hop	Olean/Hop	MPI 1	MPR	
大面油田																	
R7									0.56	0.56	0.51	0.55	0.48	0.33	1.24	1.43	
C-1									0.58	0.51	0.51	0.57	0.50	0.32	1.25	1.60	
見附油田																	
SK3	椎谷層	47.7	0.10	2.19	0.45	0.19	1.24	0.95	0.58	0.34	0.45	0.57	0.49	0.28	0.80	1.21	
40	I	37.5	0.16	2.84	0.72	0.15	1.10	0.85	0.62	0.48	0.51	0.61	0.46	0.30	0.89	1.50	
4	II	36.1	0.17	2.81	0.73	0.16	1.16	0.67	0.59	0.48	0.49	0.57	0.46	0.35			
38D	II	36.6	0.16	3.01	0.78	0.15	1.09	0.74	0.59	0.46	0.50	0.56	0.44	0.30	1.12	1.59	
29	II	36.8	0.16	2.96	0.80	0.16	1.05	0.75	0.58	0.46	0.49	0.57	0.48	0.30	1.05	1.61	
7aGR	II	35.4	0.17	2.89	0.80	0.15	1.17	0.74	0.57	0.45	0.49	0.56	0.46	0.30	1.04	1.64	
東山油田																	
坑道	椎谷層	24.2	0.79				5.5	5.2	0.58	0.39	0.34	0.57	0.51	0.35	1.01	1.13	
桂坑道	椎谷層	23.2	0.82				9.5	7.2	0.58	0.39	0.35	0.55	0.52	0.30	0.96	1.05	
浦瀬合同	椎谷層	32.0	0.45	0.30	0.12	1.26	2.5	1.8	0.60	0.38	0.35	0.59	0.53	0.30			
浦瀬 R5	椎谷層			1.35	0.21	0.31	2.1	1.5	0.58	0.28	0.31	0.53	0.56	0.27			
軽井沢 R-2	椎谷層			0.93	0.16	0.21	1.7	1.3	0.57	0.31	0.34	0.56	0.57	0.29	0.78	0.69	
斜坑	椎谷層			0.04	0.01	1.73	15	11	0.59	0.40	0.34	0.55	0.55	0.32	0.85	0.82	
西長岡油・ガス田																	
KR5-2	西山層	21.4	0.11						0.63	0.59	0.60	0.61	0.51	0.51			
KR15-2	西山層								0.59	0.60	0.60	0.58	0.48	0.60	-	0.21	
長岡油田																	
	椎谷層	33.7*	0.54*	0.97	0.23	0.35	1.65	1.42	0.58	0.33	0.34	0.54	0.55	0.29	1.12	1.06	
黒坂 SK-1	七谷層	39.1		4.13	0.92	0.15	0.99	0.93	0.61	0.58	0.64	0.57	0.40	0.45	0.91	2.10	
下鳥 SK-1	椎谷層	63.3		2.78	0.04	0.14	1.04	0.69	0.60	0.51	0.54	0.63	0.48	0.39	1.28	1.29	
新西長岡 -1	上部寺泊層			1.98	0.37	0.16	1.15	0.72	0.54	0.52	0.58	0.55	0.44	0.40	1.13	1.48	
西長岡 TS-1	上部寺泊層	43.0	0.15	2.97	0.39	0.12	0.82	0.67	0.48	0.51	0.52	0.59	1.02	0.05	1.04	1.51	
朝日原 -1	下部寺泊層			2.60	0.53	0.14	1.18	0.79	0.53	0.51	0.51	0.57	0.49	0.52	1.17	1.90	

*：手塚ほか（1965）

Pr：プリスタン
Ph：フィタン

S/(S+R)：C₂₉ステラン 20S/(20S+20R)
22S/(S+R)：C₂₉ホバン 22S/(22S+22R)

Nor：ノルホバン
Hop：ホバン
Olean：オレナン

黄分はいずれも 0.2 wt% 未満と少ない。長岡原油は東山 C 層（あるいは浦瀬）の原油に類似している。

次に地球化学分析の結果を主に 5 つのクロスプロットを用いて述べる。ノルホパン / ホパン比は海成の炭酸塩岩の根源岩から生成された原油で高い (0.8 以上) ことが知られており (Peters *et al.*, 2005), 稲場・八戸 (1996) も八橋油田周辺における原油と根源岩の対比において指標の 1 つとして用いている。また、オレアナン / ホパン比は被子

植物起源有機物の指標として広く用いられている (Peters and Moldowan, 1993)。したがって、これらの比は起源有機物を反映してと考えられるので、これら比のクロスプロットを図 6 に示す。大面原油、見附原油および東山原油はいずれも近接してプロットされ、長岡原油は東山原油の範囲内にプロットされる。下鳥 SK-1 (以下, 下鳥), 新西長岡-1 (新西長岡), 黒坂 SK-1 (黒坂) へと原油のノルホパン / ホパン比は減少し、オレアナン / ホパン比が増加している。一方、西長岡原油と朝日原-1 (朝日原) の原油はオレアナン / ホパン比が 0.5 以上であり、朝日原とほぼ同層準である片貝ガス田の寺泊層 (片貝寺泊層) の原油ではその比がさらに大きい。西長岡 TS-1 の原油は全く異なる位置 (ノルホパン / ホパン比が大きく、オレアナン / ホパン比が小さい) にプロットされる。平井ほか (1995) はオレアナン / ノルホパン比が 1 より小さい原油を新津型、その比が 1 より大きい原油を頸城型に区分している。それに従えば、大面原油、見附原油および東山原油は新津型であり、西長岡原油は頸城型である。また、長岡原油、新西長岡や下鳥の原油も新津型であるが、黒坂や片貝寺泊層 (および朝日原) の原油は頸城型である。

ステランの $C_{27}/(C_{27}+C_{29})$ 比は 0.48 ~ 0.63 の範囲で変化しているが、新西長岡、西長岡 TS-1 および朝日原の原油ではこの比が 0.48 ~ 0.54 と他の原油 (0.56 ~ 0.63) に比べやや小さい (表 3)。

熟成度指標である C_{29} ステランの $20S/(20S+20R)$ 比 (以下, $S/(S+R)$ 比) と $Ts/(Ts+Tm)$ 比のプロットを図 7 に示す。 $S/(S+R)$ 比はビトリナイト反射率 (R_o) が 0.8% 程度で平衡値 (0.52 ~ 0.55; Seifert and Moldowan, 1986) に到達する (例えば, Peters and Moldowan, 1993)。一方, $Ts/(Ts+Tm)$ 比はより高い熟成度 (R_o 換算で 1.4% 程度) まで平衡値 1.0 に到達しない (Peters and Moldowan, 1993)。また、この比は根源岩の岩相や堆積時の酸化・還元環境の影響も受ける (例えば, Peters *et al.*, 2005)。東山原油の両方の比は見附原油や大面原油よりも明らかに小さく、長岡原油もこの範囲内にある。見附油田の椎谷層原油 (Sy) は $S/(S+R)$ 比が東山原油と同程度であるが, $Ts/(Ts+Tm)$ 比が明らかに大きい。 C_{32} ホパンの $22S/(22S+22R)$ 比はより低い熟成度 (R_o 換算で 0.6% 程度) で平衡値 (0.58) に到達する (Peters and Moldowan, 1993) が, 東山原油や長岡原油ではこの比が 0.53 や 0.54 と若干低いものが認められる (表 3)。鈴木ほか (1987) を用いて, $S/(S+R)$ 比から R_o 換算の熟成度を見積もると (図 7), 東山原油, 長岡原油および見附椎谷層原油は 0.6% 程度であり, 見附原油は 0.7%, 大面原油など他の原油は平衡値にあることから 0.8% 以上となる。

メチルフェナントレンの熟成度指標である MPI 1 と MPR の関係を図 8 に示す。この図には Radke (1988) に基づく熟成度 (R_o ライン) と加藤・西田 (2010) の 3 つのステージ (1: 油の生成, 2: コンデンセートの生成, 3: 油のクラッキング) も示す。東山原油と大面原油はほぼ R_o ライン上にプロットされるが, 見附原油は R_o ラインの左側にプロッ

図 5 API 比重と硫黄分の関係 (左) および東山原油と大面原油の比重 (ポーム度)

図 6 原油のノルホパン / ホパン比とオレアナン / ホパン比の関係

図7 原油のTs/(Ts+Tm)比とC₂₉ステラン20S/(20S+20R)比の関係

図8 原油のメチルフェナントレン熟成度

Radke (1988) に基づく熟成度 (Ro ライン) および加藤・西田 (2010) の3つのステージ (1: 油の生成, 2: コンデンセートの生成, 3: 油のクラッキング)

トされる。また、見附原油は油層によってプロットされる位置が少し異なっている。新西長岡や西長岡 TS-1 の原油はほぼ見附原油付近にプロットされる。東山原油と長岡原油 (おそらく見附椎谷層原油も) はステージ 1 の油生成段階にあり、見附原油、大面原油そして新西長岡の原油などはステージ 1 の終了付近にある。一方、朝日原を含む片貝寺泊層や黒坂の原油はステージ 2 のコンデンセート生成段階にある。

図9にはプリスタン (Pr) やフィタン (Ph) とノルマルアルカンの比 (Pr/*n*-C₁₇ 比と Ph/*n*-C₁₈ 比) のプロット (Hunt, 1996) を示す。すべての原油がタイプ II - III の範囲にプロットされ、東山原油はいろいろな程度に微生物分解を受けていることが明らかである。長岡原油は最も微生物分解の程度が弱い東山原油に類似している。この図から、大まかな原油の熟成度は東山原油・長岡原油、見附椎谷層原油、その他の原油、西長岡 TS-1 の原油の順に高くなっていると推定される。

軽質炭化水素の進化度指数と環境指数のプロットを図10に示す。これらの指数は原油の保存期間が長くなると小さくなる傾向がある (加藤・西田, 2007)。東山原油は水蝕度指数が1を超えているものがあり (表3)、これらは水蝕油である (平塚, 1976)。また、長岡原油も水蝕度指数が0.35と0.25より大きいので水蝕の影響を受けている (加藤, 1993)。これらの原油を除くと、原油の熟成度は黒坂が最も高く、見附原油、片貝寺泊層 (朝日原を含む) 原油、見附椎谷層原油、新西長岡の原油の順で低くなっている。下鳥の原油は特軽質のコンデンセートであり、上方移動したものと推定される。また、西長岡 TS-1 の原油にも上方移動の影響が認められる。

図9 原油のプリスタン (Pr)/*n*-C₁₇ とフィタン (Ph)/*n*-C₁₈ の関係

進化度指数

図 10 原油の進化度指数と環境指数の関係

図 11 原油グループの分布

4. 考 察

4.1 原油の分類

主な分析結果を示した図5～図10で明らかなように、長岡原油は東山原油に類似しており、これらは1つのグループ（グループA）を形成している。また、見附原油と大面原油は図6から起源有機物は東山原油に類似している（新津型原油）と考えられるが、熟成度（図7と図8）が明らかに異なっていることから、これらは東山原油とは異なるグループ（グループB）を形成している。一方、西長岡原油はこれら2つのグループとは起源有機物が異なり、頸城型原油に分類されることから別グループ（グループC）である。朝日原を含む片貝寺泊層と黒坂の原油がこのグループCに入り、下鳥と新西長岡の原油は熟成度（図7, 8, 9）を考慮すると見附原油のグループBと考えられる。これらの原油グループの平面分布を図11に示す。

4.2 根源岩

平井ほか（1995）によれば、頸城型原油は新津型原油に比べ相対的に陸生植物の寄与が大きい根源岩に由来しており、下部寺泊層のLT2が根源岩であると推定されている。一方、新津型原油は主に北東部に分布し、下部寺泊層のLT4が根源岩であると推定されている。大面原油、見附原油そして東山原油は新津型原油であり、平井ほか（1995）による有効根源岩の推定分布域からはやや外れているが、これらの地域の周辺では北東部と同様にLT4の石油生成能力が高い。

比礼R-2や荷頃SK-1などの根源岩分析結果（表4）では、

表 4 根源岩分析結果

層準	分析 個数	有機炭素量 (wt%)	
		平均	範囲
上部寺泊層	4	1.35	0.82 ~ 1.86
下部寺泊層	8	1.27	0.87 ~ 1.64
七谷層	7	0.76	0.55 ~ 0.93

坑井は荷頃SK-1, 荷頃R-1, 2, 比礼R-2

上部寺泊層や下部寺泊層の有機炭素量はほとんどが1wt%を超えている。また、ピチューメンのバイオマーカー分析でも下部寺泊層や七谷層の一部に見附原油などの新津型原油に類似するものが認められる（図12）。

油田の分布（大面油田や東山油田のある背斜の東に位置する庄川背斜や荷頃背斜には油層が分布していないこと）、見附油田や東山油田の突出した大きな累計生産量（表1）、見附油田における地層水のCl⁻濃度分布（加藤, 1987）、そして東山油田における北方に傾斜した油層の分布（図2）や七谷層上限の地下構造図（図13；片平, 1974）における沈降域などを考慮すると、これらの原油の生成域は両油田の間にあったと推定される。平井ほか（1995）の有効根源岩の推定分布域を参考にすると、北東端の非常に狭い範囲の生成域（図13）から300万kl以上（回収率を考えればさらに増える）の原油が移動・集積したと推測される。また、この生成域からは熟成度の異なる2つのグループの原油が生成されたと考えられる。

黒坂の原油は七谷層に胚胎しており、頸城型原油である。また、GORも大きく（表1）熟成度が高い（図8や

図 10)。したがって、根源岩は LT4 ではなく、下位の LT2 である可能性が高い。大面油田では七谷層中（火山岩の下位）に泥岩の発達を確認されており（鯨岡，1962；片平，1970），比礼 R-2 や荷頃 SK-1 でも七谷層泥岩が厚く発達し

ノルホパン/ホパン

図 12 根源岩から抽出したピチューメンのノルホパン / ホパン比とオレオナン / ホパン比の関係

片平 (1974) に修正・加筆

図 13 七谷層上限の地下構造図

ている。しかしながら、ピチューメンのバイオマーカー分析では七谷層は新津型である（図 12）。

西長岡原油は片貝寺泊層の原油とともに頸城型原油に分類され、熟成度も高く同程度と推定される（図 7）。周辺には、椎谷期～西山期の火山岩類が厚く発達しており、一部は寺泊期にも認められる。片貝ガス田の寺泊層には東傾斜の低角逆断層が幾つか推定されており、その地質構造と油・ガス層の分布から原油は東から移動・集積したと推定される。したがって、これらの原油は同じ生成域で、同じ LT2 から生成された可能性が高い。また、新西長岡の原油はこれら頸城型原油と見附原油などの新津型原油が混合した可能性がある。

4.3 原油の移動・集積

1960 年代～1970 年代には、油・ガス田の形成は油・ガスの移動・集積が地層の堆積後かなり早い時期に起こったと仮定し、主に構造発達史に基づいて考察されている（例えば、片平，1970；1974）。東山背斜や東三条―見附系列は椎谷期から沈降量の少ない微沈降部となり、西山期には背斜の形が現れてきているが、これらの構造は魚沼期末の変動で完成している（片平，1970）。また、地質断面図（図 3）から解釈される大面背斜や東山背斜の構造形成時期を考えれば、原油の移動・集積時期はごく最近の魚沼期後期となる。これは原油や根源岩の熟成度とも矛盾しない。

見附油田では椎谷層にも油・ガス層が存在し、その北方に位置する見附 SK-1 でも椎谷層や寺泊層に油徴が認められている（鯨岡，1960）。原油の生成域からかなり離れた位置にある大面油田では西側の衝上断層（図 3）が原油の移動経路として重要な役割を果たしたと推定される（図 13）。

同じ沈降域の同じ層準が原油の根源岩であると仮定すると、原油の熟成度が相対的に低い東山油田に原油がまず移動・集積し、次いで見附油田に、そして大面油田に原油が移動・集積したと考えられる。あるいは、移動・集積時期がほぼ同じであれば、沈降域は北で深く（熟成度が高く）

熟成度 (Ro ライン) は早稲田ほか (2002) に基づく

図 14 ガスのエタンとプロパンの炭素同位体組成

南で浅く（熟成度が低く）になっていた可能性もあるが、図 13 によればこの沈降域は北で浅く、南で深くなっている。見附油田にはガスキャップが存在し（図 4）、エタンとプロパンの炭素同位体組成（ $\delta^{13}\text{C}_2$, $\delta^{13}\text{C}_3$ ）からガスの熟成度は Ro 換算で約 1.1% と推定され（図 14）、明らかに原油の熟成度（Ro 換算で約 0.7%）より高い。また、これらのガスの熟成度は片貝寺泊層のガスの熟成度（Ro 換算で約 1.0%）よりも高い。したがって、見附油田ではガスは原油よりも後に、より熟成が進んだ層（LT2 あるいは七谷層）から移動・集積したと考えられる。

5. ま と め

主に東山油田とその周辺の油・ガス田から採取した原油について実施した地球化学分析結果に基づいて、3 つのグループの原油が識別された。

グループ A は相対的に低い熟成度の新津型原油であり、東山原油で代表され、長岡原油もこれに属する。

グループ B は相対的に高い熟成度の新津型原油であり、見附原油と大面原油で代表される。下鳥や新西長岡の原油も含まれる。

グループ C は頸城型原油であり、西長岡原油と黒坂の原油がこれに属し、朝日原を含む片貝寺泊層の原油と類似している。

新津型原油の根源岩は下部寺泊層の LT4 と考えられ（平井ほか, 1995）、その生成域は東山油田と見附油田の間に位置する狭い沈降域と推定される。原油の熟成度から判断して、原油の移動時期は東山油田が最も早かったと推定される。黒坂の原油は頸城型原油であり、GOR が大きく熟成度が相対的に高いことから、その根源岩は下位の LT2 である可能性がある。

一方、西長岡原油は片貝寺泊層の原油とともに頸城型原油であり、これらの根源岩は LT2 と考えられる（平井ほか, 1995）。原油の熟成度も類似していることから、同じ生成域で生成された可能性が高い。

本稿で述べた原油の地球化学分析は、長期間保管された原油試料や地表の油徴試料に対しても、原油の分類や熟成度および根源岩について十分な情報を得ることができる有効な方法であると考えられる。

謝 辞

資料の公表を許可された石油資源開発㈱および原油試料の提供とその分析結果の公表を許可された国際石油開発帝石㈱に深謝します。国際石油開発帝石㈱の元社員故平井明夫氏には原油試料の準備などでお世話になった。石油資源開発㈱技術本部技術研究所の岩野裕継社員にはガス分析データを提供して頂いた。両氏にお礼申し上げます。

引 用 文 献

荒川洋一, 1962: 新潟県下における石油および天然ガスの探鉱と開発. 石技誌, **27** (4), 117-126.
千谷好之助, 1918: 新潟県大面油田 大日本帝国油田第

十二区地質及地形図説明書. 地質調査所.

長 誠次, 1970: 本邦油田興亡史. 石油文化社, 243p.

平井明夫・岡田静子・若松屋伸一・宮本泰行・八戸和巳,

1995: 有機地球化学的にみた新潟地域における原油とその根源岩の関係. 石技誌, **60** (1), 87-97.

平塚隆治, 1976: 石油の生成および進化の地化学的考察—後報 油の進化, 変質—. 石技誌, **41** (6), 338-350.

Hunt, J. M., 1996: *Petroleum Geochemistry and Geology* (2nd ed.). W. H. Freeman and Company, 743p.

伊木常誠, 1926: 地質学上より見たる本邦産原油の性質. 日本鉱業会誌, **42** (491), 165-173.

稲場土誌典・八戸和巳, 1996: 八橋油田周辺における女川層の有機地球化学的特徴と原油との対比. *Res. Org. Geochem.*, **11**, 5-11.

岩佐三郎・西沢量平・柳下秀晴, 1968: 昭和 42 年度におけるわが国の石油・天然ガス探鉱活動の概況. 石技誌, **33** (4), 236-245.

片平忠実, 1970: 新潟県長岡平野とその周辺地域の地質発達史. 石技誌, **35** (2), 59-66.

片平忠実, 1973: 見附油田. 日本の石油鉱業と技術（石油技術協会 40 周年記念）, 50-51.

片平忠実, 1974: 新潟堆積盆地のグリーンタフ中に胚胎する炭化水素鉱床—新潟県中越・下越地方の石油地質学的研究（その II）. 石技誌, **39** (6), 337-356.

加藤 進, 1987: グリーンタフ貯留岩の地層流体—新潟地域グリーンタフ炭化水素鉱床の石油地質学的研究 その 2—. 石技誌, **52** (5), 413-422.

加藤 進, 1993: 本邦の油・コンデンセートの軽質炭化水素組成. 石技誌, **58** (3), 209-219.

加藤 進・西田英毅, 2007: 貯留層地化学の開発・生産への応用. 石技誌, **72** (6), 577-584.

加藤 進・西田英毅, 2010: 新潟原油のメチルフェナントレン熟成度指標. 石技誌, **75** (4), 286-295.

鯨岡 明, 1960: 見附油田について. 石油学会誌, **3** (12), 996-1003.

鯨岡 明, 1962: 荒谷相の意味するもの（新潟盆地における油田および構造的ガス田の生成条件に対する一考察）. 石技誌, **27** (6), 519-556.

工藤 崇・内野隆之・小松原 琢・高橋 浩・柳沢幸夫, 2011: 加茂地域の地質（5 万分の 1 地質図幅）. 産総研地質調査総合センター, 162p.

真柄欽次, 1966: 長岡平野の火山岩油層について—特にその異常高圧の原因に関する 1 考察. 石技誌, **31** (1), 22-29.

水田政吉, 1932: 本邦原油の性質及成分. 燃料協会誌, **11** (8), 989-1002.

中沢通理, 1962: 新潟県の石油および天然ガス開発の状況について. 石技誌, **27** (4), 113-116.

新潟県, 2016: 天然ガスと石油開発の現況.

大村一蔵, 1937: 東山油田. 石技誌, **5** (6), 341-364.

Peters, K. E. and Moldwan, J. M., 1993: *The Biomarker Guide*.

- Prentice-Hall Inc., 363p.
- Peters, K. E., Walters, C. C. and Moldwan, J. M., 2005: The Biomarker Guide (2nd ed.). Cambridge University Press, 1155p.
- Radke, M., 1988: Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils. *Marine and Petroleum Geology*, **5**, 224–236.
- 佐川栄次郎, 1902: 帝国油田図第一区越後国東山油田地質及地形図並説明書. 地質調査所.
- Seifert, W. K. and Moldwan, J. M., 1986: Use of biological markers in petroleum exploration. *Methods in Geochemistry and Geophysics* (R. B. Johns, ed.), **24**, 261–290.
- 石油技術協会, 1973: 日本の石油鉱業と技術 石油技術協会 40 周年記念. 430p.
- 石油資源開発(株), 2006: 宇宙 150 億年に咲いた「華」石油資源開発株式会社 50 年史 技術編. 305p.
- 鈴木徳行・坂田 将・金子信行, 1987: バイオマーカー組成から見た新潟堆積盆地新第三系原油, コンデンセートの熟成度と一次移動の時期. 石技誌, **52**(6), 499–510.
- 帝国石油(株), 1992: 帝国石油 50 年史 技術編. 439p.
- 地質調査所, 1957: 日本鉱産誌 V-b. 416p.
- 常谷章雄・岩崎隆久・黒川広三・堀尾友一・井上敬一, 1954: 本邦油田の産状. 資源技術試験報告, 第 11 号, 1–163.
- 天然ガス鉱業会, 2015: 天然ガス資料年報—含 石油, LNG—平成 26 年版. 82p.
- 手塚真知子・若松屋伸一・鶴巻 孝, 1965: 国産原油性状分析(第 1 報). 帝国石油(株)技術研究所「技研報告」, **17**(1), 33–44.
- 牛島信義, 1957: 大口油田の地質について. 石技誌, **22**(4), 136–138.
- 早稲田 周・岩野裕継・武田信従, 2002: 地球化学からみた天然ガスの成因と熟成度. 石技誌, **67**(1), 3–15.
- 山田安則, 1973: 西長岡ガス田. 日本の石油鉱業と技術 (石油技術協会 40 周年記念), 55.