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—

加 藤 進*

(昭和62年5月11日受付, 7月10日受理)

Properties of Formation Fluids in Reservoir Rocks in the Green Tuff —Studies on Hydrocarbon Deposits in the Green Tuff in the Niigata Basin, Japan Part 2—

By

Susumu KATO

Abstract: Geochemical studies were carried on formation fluids including gas, oil, condensate and formation water in reservoir rocks in the Green Tuff, especially in the Mitsuke oil field, and in the Shiunji, Yoshii-Higashi Kashiwazaki and Minami Nagaoka-Katakai gas fields.

Properties of oils and condensates seem to depend on temperatures of reservoir rocks, whereas those of gases reflect the conditions of their generation.

The origin of gases is considered to be thermogenic based on the data of $\delta^{13}\text{C}_1$ and $\text{C}_1/\Sigma\text{C}_n$. Both data of $\delta^{13}\text{C}_1$ and $i\text{-C}_4/n\text{-C}_4$ indicate that the level of maturation of source rocks in the Minami Nagaoka-Katakai and Yoshii-Higashi Kashiwazaki gas fields is higher than that in the Mitsuke oil field and Shiunji gas field.

Chemical composition of formation waters is closely related to alteration of reservoir rocks. The Cl^- contents of formation waters in the Mitsuke oil field increase from SW to NE, which suggests that interstitial waters in the Teradomari formation flow from SW to NE.

1. はじめに

根源岩で生成され、移動して貯留岩に集積している油・ガス(貯留岩石油; 田口, 1986)の性状を明らかにすることによって、根源岩の同定や熟成度の推定、油・ガスの移動・集積に関して有益なデータが得られる。しかしながら、このような見地からの検討は、ガス性状についての西島の一連の研究(1969 a, b; 1971), 重川(1985)などを除けば十分行われているとは言えない。

新潟地域では1929年の本成寺R-1での産ガス以来、図1に示すようなグリーンタフ鉱床が発見されている。これらの鉱床から産出した油・ガスの性状については個々に報告されているが、系統的な検討は関口ら(1984), 藤田(1985)など僅かである。

本稿では、見附油田、紫雲寺ガス田、吉井—東柏崎ガス田および南長岡—片貝ガス田の4油・ガス田を中心に

グリーンタフ鉱床から得られた油・ガスに地層水を加えた地層流体について地化学的見地から検討する。

グリーンタフ鉱床の概要を表1に示す。これらの鉱床からは油、コンデンセートおよびガスが産出しているが、このうちガスが最も普遍的なものである。

2. ガス

グリーンタフ鉱床から産出するガスとしては、油に伴って産出する油田ガス(見附油田), コンデンセートを伴う湿性ガス(紫雲寺ガス田, 吉井—東柏崎ガス田, 南長岡—片貝ガス田)および乾性ガス(東三条ガス田)がある。ガス組成から油田ガスと湿性ガスを区別することは難しい(図2)。これらのガスにはメタン(C_1)が80~90%, エタン(C_2)が数~10%未満, そしてプロパン以上(C_{3+})が数%含まれる。東三条ガスのガスでは C_1 が99%以上を占め、 C_{3+} はほとんど含まれていない(図2)。本成寺R-1から産出したガスも乾性ガスである(竹内,

* 石油公団技術部

1962)。

長沢 SK-1 から産出したガスには N_2 が50%以上含まれており、 CO_2 も5%程度と比較的多いが、 C_2 以上の重い成分は湿性ガスと同程度含まれている。 N_2 は片貝および吉井の両ガス田にはほぼ同程度(2~3%)含まれているが、紫雲寺ガス田、さらに見附油田と量が少なくなっている。 CO_2 は片貝ガス田では6~10%含まれているが、紫雲寺ガス田、吉井ガス田へと減少し、見附油田ではほとんど含まれていない。

図1 グリーンタフ鉱床および他層準の油・ガス田位置図

A: 紫雲寺ガス田, B: 東三条ガス田,
C: 見附油田, D: 南長岡一片貝ガス田,
E: 吉井—東柏崎ガス田
1: 本成寺 R-1, 2: 長沢 SK-1,
3: 小栗山 R-1, 4: 黒坂 SK-1
Ni: 新潟, Na: 長岡, Ka: 柏崎

図2 グリーンタフ鉱床から産出したガスのガス組成

見附油田: ○油層, ●ガス層
紫雲寺ガス田: ▽, 吉井ガス田: △
片貝ガス田: □, 東三条ガス田: ×
長沢 SK-1: ▲

表1 グリーンタフ鉱床の概要

グリーンタフ鉱床	発見年	主成分	付随成分	油・ガス層温度
見附油田	1958年	油	ガス, コンデンセート	81~98℃
東三条ガス田	1960年	ガス		
紫雲寺ガス田	1964年	ガス	コンデンセート	124~135℃
吉井—東柏崎ガス田	1968年	ガス	コンデンセート	116~133℃
南長岡一片貝ガス田	1978年	ガス	コンデンセート	158~196℃
本成寺 R-1	1929年	ガス		
小栗山 R-1	1951年	油		
黒坂 SK-1	1962年	油	ガス	
長沢 SK-1	1972年	ガス	コンデンセート	56℃

西島 (1969 a, b, 1971) は主に DST 時に採取したガスの分析結果を基に, $i\text{-C}_4/n\text{-C}_4$ が累層毎に特徴を有することを明らかにした。すなわち, 西山層のガスは $i\text{-C}_4/n\text{-C}_4$ が 1 より大きく, 椎谷層および七谷層のものは $i\text{-C}_4/n\text{-C}_4$ が 1 より小さい。

HÉROUX *et al.* (1979) は熟成度の指標の 1 つとして $i\text{-C}_4/n\text{-C}_4$ を取り上げており, 堆積物に吸着しているガスの $i\text{-C}_4/n\text{-C}_4$ は未熟成のところでは 1 より大きく, 油生成域上限付近では 0.7~0.8 であると述べている。CONNAN & CASSOU (1980) は他の研究者のデータも取り入れ, immature gas (一部 condensate を伴う) では $i\text{-C}_4/n\text{-C}_4 > 0.8$ であり, high wax crude や mature condensate に伴うガスでは $i\text{-C}_4/n\text{-C}_4 < 0.8$ であると述べている。

以上のことを整理すると, $i\text{-C}_4/n\text{-C}_4$ は未熟成のガスでは 1 より大きく, 熟成が進むにしたがって小さくなると考えられ, 西山層のガスは一般に未熟成と推定される。

グリーンタフ鉱床から産出したガスの $i\text{-C}_4/n\text{-C}_4$ は次の通りである。

	$i\text{-C}_4/n\text{-C}_4$
紫雲寺ガス田	0.65~0.75 (>1 西山層) (<1 椎谷層)
見附油田	0.64~0.89 (0.6~0.7 椎谷層)
吉井ガス田	0.74~1.00
片貝ガス田	0.84~1.17 (0.59~0.67 寺泊層)
長沢 SK-1	0.93

$i\text{-C}_4/n\text{-C}_4$ は見附油田や片貝ガス田の中では上位の椎谷層や寺泊層のガスに比べ大きく, また紫雲寺ガス田, 見附油田, 吉井ガス田そして片貝ガス田の順で大きくなっている。これは一般に油・ガス層温度が高くなるほど $i\text{-C}_4/n\text{-C}_4$ が大きくなることを示している。 $i\text{-C}_4/n\text{-C}_4$ が大きくなる傾向は CONNAN & CASSOU (1980) のデータにも認められ, high wax crude に伴うガスの $i\text{-C}_4/n\text{-C}_4$ は 0.40~0.71 であるのに対し, より熟成の進んだ mature condensate を伴うガスのそれは 0.65~0.91 である。また Northwest Germany のデータ (STAHL, 1978) においても最も熟成の進んだガスはより大きな $i\text{-C}_4/n\text{-C}_4$ を有する。

温度が高くなるほど, あるいは熟成が進んだものほど $i\text{-C}_4/n\text{-C}_4$ が大きくなる傾向は, ノルマルアルカンがイソアルカンに比べ化学的には安定であるが, 熱的には不安定であること (工藤, 1983) と矛盾しない。

したがって, $i\text{-C}_4/n\text{-C}_4$ からガスの熟成は紫雲寺ガス田および見附油田, 吉井ガス田, 片貝ガス田の順に高くなっていると推定される。

図3 $i\text{-C}_4/n\text{-C}_4$ 分布 (片貝ガス田)

点線: グリーンタフ上限地下構造図

A: 北片貝 SK-1, B: 片貝 SK-18,
C: 片貝 SK-8, D: 片貝 SK-16D,
E: 西片貝 SK-1D, F: 片貝 SK-19D,
G: 南片貝 SK-3, H: 桜町 SK-1D

油・ガス田ごとに詳しくみると, $i\text{-C}_4/n\text{-C}_4$ は同一坑井では下位よりも上位から産出するガスの方が一般に大きく, また $i\text{-C}_4/n\text{-C}_4$ の水平変化には次のような傾向が認められる。片貝ガス田では, $i\text{-C}_4/n\text{-C}_4$ は片貝 SK-8 付近で最も小さく, 南に向かって大きくなっている (図3)。吉井ガス田では, $i\text{-C}_4/n\text{-C}_4$ は妙法寺地区で大きい傾向があり, 北東あるいは南東に徐々に大きくなっている。吉井地区では溶岩体よりも周辺相で大きい (図4)。

$i\text{-C}_4/n\text{-C}_4$ の水平変化が何を意味しているかまだ良く分からないが, ガスの移動距離の違いを反映している可能性もあり, 今後の検討が必要である。

CONNAN & CASSOU (1980) のデータを用いて $i\text{-C}_4/n\text{-C}_4$ と $C_1/\sum C_n$ のクロスプロットを行ってみると, 3 種類のガス (A: immature condensate, B: high wax crude, C: mature condensate) は一部重複するものの, それぞれ別の位置にグループを作っている (図5)。同じプロットにおいて, グリーンタフ4油・ガス田のものは片貝ガス田の一部を除いてはほぼ mature condensate の領域内に位置する。片貝ガス田のうち南部のものは若

図4 $i\text{-C}_4/n\text{-C}_4$ 分布 (吉井ガス田)

点線：グリーンタフ上限地下構造図
(コンターは200m 間隔)

干大きな $i\text{-C}_4/n\text{-C}_4$ を示す。根源岩の熟成が油生成域よりも更に進むと、ガスの $C_1/\Sigma C_n$ は1に向かって大きくなる。また $i\text{-C}_4/n\text{-C}_4$ も大きくなると推定されることから、 $i\text{-C}_4/n\text{-C}_4$ と $C_1/\Sigma C_n$ のプロット (図5) 上では左上のものほど熟成が進んでいると考えられる。

近年炭素や水素の安定同位体組成を用いてガスの起源や熟成度などが考察されている (SCHOELL, 1983; JAMES, 1983 など)。ガス生成のメカニズムとして、低温でのバクテリアによる有機物の分解 (biogenic gas) と高温での有機物の熱分解 (thermogenic gas) が考えられ、thermogenic gas は油に随伴するもの (associated) とそうでないもの (non associated) に更に分けられる (SCHOELL, 1983)。

FUEX (1977) によれば、それぞれのガスのメタンの $\delta^{13}\text{C}$ (以下 $\delta^{13}\text{C}_1$) は以下のとおりである。

	$\delta^{13}\text{C}_1$ (‰)
biogenic gas	-90~-50 (主に-75~-58)
thermogenic gas	-60~-20
associated	-58~-40
non associated	-40~-25

グリーンタフ油・ガス田で採取されたガスの $\delta^{13}\text{C}_1$ を表2に示す。これらのガスの $\delta^{13}\text{C}_1$ はいずれも thermogenic gas の範囲内にある。このことは $C_1/\Sigma C_n$ が0.98

図5 $i\text{-C}_4/n\text{-C}_4$ と $C_1/\Sigma C_n$ のクロスプロット
CONNAN & CASSOU (1980) の3種類のガス

A: immature condensate

B: high wax crude

C: mature condensate

未満であること (TISSOT & WELTE, 1984) によっても支持される。associated と non associated との境界値 (-40‰) は有機物の種類によって±5‰程度変化する (FUEX, 1977) ので断定できないが、吉井 (東柏崎) ガス田および片貝 (南長岡) ガス田のガスは non associated である可能性が高い。東三条ガス田のガスについては $\delta^{13}\text{C}_1$ のデータは無いが、 $C_1/\Sigma C_n$ が0.97より大きく、深度が浅い (約1.200m) ことから biogenic gas と推測される。

$\delta^{13}\text{C}_1$ は起源、熟成度および有機物の質によって変化する (STAHL, 1979) が、グリーンタフ油・ガス田の $\delta^{13}\text{C}_1$ の違いについて少なくとも次の2つの可能性が考えられる。

① 根源岩の熟成が進んだ段階で生成されるガスほど $\delta^{13}\text{C}_1$ は重くなる (STAHL, 1979) ことから、吉井ガス田および片貝ガス田→見附油田→紫雲寺ガス田へと根源岩の熟成度が低くなっている。

② ケロジェンの $\delta^{13}\text{C}$ は灰爪層から七谷層に向かって重くなっており (重川, 1985)、根源岩の層準の違いあるいは根源岩中の有機物の質的な違いを反映している。

根源岩の熟成度が異なる場合、 $\delta^{13}\text{C}_1$ だけでなく $\delta^{13}\text{C}_2$ などにも違いを生ずると考えられる (JAMES, 1983)。

表2 メタンの炭素同位体組成*

坂田ら (1986)

紫雲寺ガス田	-36.4~-38.1‰ (3)	-38.9‰
見附油田	-34.1~-34.5 (2)	-34.7
吉井ガス田	-32.1~-33.1 (8)	-33.3 (東柏崎ガス田)
片貝ガス田	-32.5~-33.6 (7)	-33.2 (南長岡ガス田)

() はサンプル数

* 早稲田・重川による未公表社内資料

図6 $\delta^{13}C_1$ と $\delta^{13}C_2$ のクロスプロット

○: 東新潟, 紫雲寺および新胎内ガス田

□: 雲出ガス田

オーストラリア Cooper basin のデータ* (RIGBY & SMITH, 1981) を用いて $\delta^{13}C_1$ と $\delta^{13}C_2$ のプロットを行ってみると (図6), $\delta^{13}C_1$ が重くなれば $\delta^{13}C_2$ も重くなっていることが明らである。新潟地域をみると、紫雲寺ガス田のものは東新潟ガス田の椎谷層や西山層のガスなどと同一直線上にプロットされるが、片貝ガス田や吉井ガス田のものは明らかに別の位置にプロットされる (図6)。このことは $\delta^{13}C_1$ の違いが根源岩の層準あるいは根源岩の質の違いを反映していると推測される。しかしながら、片貝ガス田と紫雲寺ガス田を比較すると、

* 根源岩は主に Type III ケロジェンから成る。

$\delta^{13}C_1$ および $\delta^{13}C_2$ とも片貝ガス田の方が重いことから、ガス生成時の根源岩の熟成度は片貝ガス田の方が高いと推測される。見附油田、吉井ガス田および片貝ガス田については、根源岩に違いは無いと考えられることから、根源岩の熟成度は吉井ガス田および片貝ガス田よりも見附油田の方が低いと推定される。

次に南長岡一片貝ガス田の CO_2 起源について考えてみる。 CO_2 の起源は無機成因説あるいは有機成因説としていろいろなものが提案されている (加藤, 1976) が、グリーンタフ油・ガス田については①火山ガス起源と②ケロジェンの熱分解が主要なものであろう。南長岡一片貝ガス田の CO_2 の $\delta^{13}C$ ($\delta^{13}C_{CO_2}$) は $-3.8 \sim -4.9‰$ であり (早稲田・重川, 1986; 坂田ら, 1986), 東北日本弧の火山ガスの $\delta^{13}C_{CO_2}$ に相当する (坂田ら, 1986)。このような $\delta^{13}C_{CO_2}$ の値は火山ガスにのみ限定されるのではなく、他の起源の $\delta^{13}C_{CO_2}$ の範囲内にも入っている (GALIMOV, 1969)。したがって、 $\delta^{13}C_{CO_2}$ のみから CO_2 の起源を推測することは危険である。

火山岩類を貯留岩としていても南長岡一片貝ガス田を除けば CO_2 含有量は一般に僅かであり、グリーンタフ油・ガス田では油・ガス層温度が高いほど CO_2 量が多くなっている*。また片貝ガス田の CO_2 量は $i-C_4/n-C_4$ と同様南に向かって多くなっている (約6%→10%)。根源岩と考えられている七谷層および寺泊層の泥質岩のケロジェン組成をみると、10~20%の木部質-石炭質ケロジェンが含まれている (平井, 1982)。HUNT (1979) はケロジェンの熱分解から生成される CO_2 の生成ピークは100℃前後と考えているが、一般に深部ほど CO_2 が増加している**。これらのことを考慮すると、南長岡一片貝ガス田の CO_2 はケロジェン熱分解に由来する可能性が高い。

坂田ら (1986) が報告しているグリーンタフ油・ガス田のガスの $^3He/^4He$ 比は $6.7 \sim 10.9 \times 10^{-8}$ である。これらの値はマントル起源 (あるいは火山ガス) の $^3He/^4He$ 比にはほぼ相当する (WAKITA & SANO, 1983)。このこ

* ただし、長沢 SK-1 は例外である。

** 例えば Gulf Coast では3~4% (FRANKS & FORESTER, 1978), タイ沖では20%程度 (佐々木, 1986) の CO_2 が深部に含まれている。

図7 軽質炭化水素の成分比

図8 ナフテン系炭化水素の割合と地質時代(Ma)・温度(°F)との関係
 C_N : ナフテン系炭化水素, C_T : 全炭化水素

とは単にヘリウムがマントル起源であることを示唆しているだけであり、不活性で動きやすいというヘリウムの特性からみてガスの主成分である炭化水素(特に C_1)の起源についての直接的な証拠とはならないと考える。

3. 油・コンデンセート

4油・ガス田における油・コンデンセートの軽質炭化水素(初留～125°C留分)の成分比を図7に示す。片貝ガス田を除く3油・ガス田のものは地層準のものと同様な成分比を示すが、見附油田、紫雲寺ガス田そして吉井

図9 進化度指数と油・ガス層温度との関係
 記号は図7と同じ

ガス田の順にナフテン系炭化水素の割合が減少し、パラフィン系炭化水素の割合が増加している。片貝ガス田のコンデンセートは他のものに比べナフテン系炭化水素の割合が最も少なく、芳香族炭化水素の割合が最も多い。

YOUNG *et al.* (1977) は $C_5 \sim C_7$ におけるナフテン系炭化水素の割合が温度(°F)と地質時代(Ma)の積の増大に伴って減少することを明らかにした(図8)。4油・ガス田について地質時代を14.5Maと仮定し、油・ガス層温度と $C_5 \sim C_7$ のかわりに軽質炭化水素におけるナフテン系炭化水素の割合を用いて図8にプロットしてみると、温度と地質時代の積とナフテン系炭化水素の割合との間にはやはり同様な関係が認められる。

ナフテン系炭化水素は熱に対して不安定であり、高温・触媒下では芳香族炭化水素に転化しやすい(工藤, 1983)。4油・ガス田におけるナフテン系炭化水素の割合の変化はナフテン系炭化水素が熱的に不安定であることにより説明できる。片貝ガス田のグリーンタフはガス層温度が高く、酸性火山岩は触媒として作用すること(平塚, 1976)、下部寺泊層のコンデンセートは見附油田の油とほぼ同様な成分比であること(図7)を考え合わせると、片貝ガス田のコンデンセートはナフテン系炭化水素の一部が芳香族炭化水素に転化した結果と解釈できる。

新潟地域の油・コンデンセートの進化度指数*を油・

* 平塚(1976)が提案し、次式で定義される。

$$\frac{n-C_7}{1\text{tr } 3\text{DMCP}}$$

DMCP: ジメチルシクロペンタン

表3 地層水の化学組成

(mg/l)

油・ガス田名	坑井名	pH	TDS	Na ⁺	K ⁺	Ca ²⁺	Mg ²⁺	NH ₄ ⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	I ⁻	Br ⁻	HBO ₃ ²⁻	水の型
紫雲寺	紫雲寺 SK-23	6.01	18,830	5,505	330	510	14		10,085	0	295		3	24	110 Cl-Ca
見 附	見 附 SK-7aGR	6.83	18,950	4,600	55	434	2	12	9,950	122	316		6	25	224 Cl-Ca
	SK-11D	6.38	21,002	5,230	70	426	6	21	11,578	149	268		8	29	239 Cl-Ca
	SK-14	7.36	24,240	4,970	81	369	2	8	12,578	79	342		7	33	223 Cl-Ca
	SK-16D	7.07	20,344	4,690	111	427	28	17	10,912	174	195		6	24	247 Cl-Ca
	SK-19	7.34	18,008	5,250	48	490	19	22	10,004	104	584		12	29	177 Cl-Ca
	SK-40	7.25	22,190	7,040	76	456	22	21	11,315	0	1,364		23	58	217 Cl-Ca
吉 井	吉 井 SK-7D	7.45	25,905	8,100	206	912	17	35	13,695	141	107		7	47	404 Cl-Ca
安 田	安 田 SK-4D	7.26	21,518	5,730	223	970	3	3	11,628	267	64		6	14	391 Cl-Ca
片 貝	桜 町 SK-1D	7.43	14,340	4,770	520	39	0.7	36	5,616	755	2,242		0	114	310 HCO ₃ -Na
その他	信濃川沖 SI-1	7.41	22,105	2,519	35	4,920	2	4	12,425	276	155		4	7	190 Cl-Ca
	新南水原 TS-1	6.99	12,544	3,210	270	481	2	13	6,674	216	287		3	11	271 Cl-Ca
	長 沢 SK-2	7.05	35,160	12,500	270	408	67		20,020	tr	672		9	56	Cl-Ca
	海 水			10,818	389	410	1,270	0.07	19,440	2,713	143	0.05	66	19	
	黒鉱鉍液*			12,500	4,000	>500	1~10		33,000						(ppm)

* 鹿園 (1982) による。

ガス層温度に対しプロットすると、両者の間には良好な相関が認められる (図9)。グリーンタフ鉍床に注目すると、紫雲寺ガス田は温度に比べ進化度がやや低く、見附油田は逆に温度に比べ進化度が若干高い傾向にある。金子ら (1986) は見附油田の寺泊層～西山層の泥質岩試料のバイオマーカーを検討し、見附油田の油はより深部の泥質岩から移動してきたものと推定しており、見附油田で進化度指数が温度に比べ若干高いことと関係しているかも知れない。

長沢の SK-1 コンデンセートは全く別の位置にプロットされ (図9)、特異なものであることを示唆している。

4. 地層水

グリーンタフから産出した地層水の化学組成を表3に示す。地層水の化学組成の特徴は海水のそれに比べ、① Cl⁻ が低い (長沢 SK-2 を除く)、② Mg²⁺ および SO₄²⁻ が極端に減少している、③ 有機物起源と考えられている NH₄⁺、I⁻ および HBO₃²⁻ が増加している、である。このような特徴は椎谷層や西山層の地層水においても認められる (加藤・梶原, 1986)。

4 油・ガス田の地層水の化学組成はそれぞれ若干異なる特徴を有している。

見 附 油 田: K⁺ が最も少ない

吉井ガス田: Ca²⁺ が比較的多い

片貝ガス田: Ca²⁺ が極端に少なく、HCO₃⁻ および

SO₄²⁻ が多い

紫雲寺ガス田: 平均的な化学組成

海水と岩石の相互作用に関しては多くの実験的研究が行われており、海水が種々の岩石と高温 (300~500℃) で反応した時に海水の化学組成がどのように変化するかが明らかにされている。鹿園 (1982) は水と岩石との反応を生じた“変質した海水”の化学組成の特徴として、海水に比べて① pH がかなり下がり酸性溶液となる、② Mg²⁺、SO₄²⁻ がかなり減少する、③ Ca²⁺ は海水が流紋岩と反応した時は海水と余り変わらないかやや減少し、海水が玄武岩や安山岩と反応した時はかなり増加するなどを挙げている。

歌田 (1978) は新第三系凝灰岩類の化学組成変化に基づいて、続成過程における海水を起源とする地層水の化学組成変化を推定している。

見附油田、吉井一東柏崎ガス田および南長岡一片貝ガス田の貯留岩の変質程度はそれぞれ極めて弱、中～弱、強である (島津・高野, 1986)。

これらのことを考慮して前述の化学組成をみると次のことが言える。

① K⁺ の減少は粘土鉱物への K⁺ の付加と関係している。

② Ca²⁺ が最も多く含まれる信濃川 SI-1 の岩質はドレライトであり、吉井ガス田にもしばしばドレライトが挟在することから、Ca²⁺ の増加はドレライトの存在と

図10 新潟地域の地層水の Cl^- 変化

Uo: 魚沼層群, Hz: 灰爪層, Ny: 西山層,
Sy: 椎谷層, UTd: 上部寺泊層,
LTd: 下部寺泊層, Nt: 七谷層(グリーン
タフ)

密接に関係している。

③ 片貝ガス田での HCO_3^- の増加はガス中の CO_2 量 (6~10%) と関係している。 SO_4^{2-} の増加は、有機物の分解から多量の H_2S が生成され始める温度が 130~150℃ であり、 H_2S は水に溶けやすいこと (Hunt, 1979) から有機物の分解に起因すると推定される。 Ca^{2+} の減少は炭酸塩鉱物が普遍的に存在すること (茅原, 1986) と関係しているかも知れない。

グリーンタフから産出した地層水の水の型をみると、片貝ガス田を除いたすべてが $\text{Cl}-\text{Ca}$ 型である。椎谷層や西山層の地層水では HCO_3-Na 型が多く (加藤・梶原, 1986), 片貝ガス田もこの型である。これら2つの水の型は油・ガス田の地層水において広く見出され、特に $\text{Cl}-\text{Ca}$ 型は油・ガスの集積を示唆する指標の1つである (Collins, 1975)。

地層水の Cl^- が海水のそれより低いことは新潟地域その他層準の地層水にも認められ、また Cl^- が層準によって変化することも知られている (加藤・梶原, 1986; 図10)。

図11 見附油田地層水の Cl^- 変化

点線: グリーンタフ上限の地下構造図

表4 地層水の水素および酸素の同位体組成

坑 井 名	$\delta^{18}\text{O}$ (‰)	δD (‰)
紫 雲 寺 SK-23	-0.2	-11.9
見 附 SK-7aGR	+1.7	-9.1
SK-11D	+1.7	-12.0
SK-14	+1.4	-12.1
SK-16D	+2.0	-10.3
SK-19	+0.9	-11.5
SK-40	+0.5	-12.3
吉 井 SK-7D	+1.8	-9.9
安 田 SK-4D	+1.8	-12.2
桜 町 SK-1D	+2.6	-18.4
海 水	0	0
黒鉱鉍液*	0~+5	-30~+3

* 鹿園 (1982) による。

すなわち、魚沼層群から西山層中部に向かって Cl^- は増大し、西山層中上部では海水の Cl^- より高くなる。椎谷層、寺泊層と徐々に Cl^- は減少し、七谷層で再び若干増大する。寺泊層で特に低い Cl^- を示すことはこの層準に異常高圧が特徴的に認められることと深く関係している。Gulf Coast においても地層水の Cl^- が異常高圧帯では減少することが良く知られている (Jones, 1969; 1980)。

地層水の水素および酸素の同位体組成をみると (表4), 海水よりも δD は10‰程度軽い、 $\delta^{18}\text{O}$ は若干重く、天水の流入を示唆する証拠は認められない。したがって、地層水は海水を起源とし、岩石との相互作用、粘

表5 ガスおよび油・コンデンセートの進化度による油・ガス田の分類

産 出 物	ガ	
-------	---	--

土鉱物の層間水による希釈などによって化学的、同位体的に変質したものと考えられる（加藤・梶原，1986）。

同一油・ガス層における地層水の Cl^- 分布についてはほとんど報告されていない。見附油田では比較的多くの抗井のグリーンタフから地層水が採取され、水分析が行われているので Cl^- の水平分布を描くことが可能である（図11）。 Cl^- は 8,400~21,200mg/l まで変化し、明らかに北東に向かって高くなっており、構造的な位置との間に関係は認められない。グリーンタフ上位には寺泊層が直接覆っており、寺泊層の地層水の Cl^- は一般に低いことから、 Cl^- の水平分布は南西から北東に向かって寺泊層からの間隙水の流入があったことを示唆していると推測される。

5. ま と め

ガスおよび油・コンデンセートの性状からグリーンタフ油・ガス田は表5のように分類される。油・コンデンセートの性状は油・ガス層温度を比較的良く反映しているのに対し、ガスの性状は生成条件（根源岩の質および熟成など）を反映しているようである。すなわち、南長岡—一片貝ガス田と吉井—東柏崎ガス田ではガス（少なくとも C_1 ）は同程度の熟成度の根源岩から、見附油田および紫雲寺ガス田のガスはより熟成度の低い根源岩から生成されたと推定される。

油・コンデンセートの軽質炭化水素におけるナフテン系炭化水素の割合は油・ガス層温度と関係しており、片貝ガス田ではナフテン系炭化水素の一部が芳香族炭化水素に転化したと解釈される。進化度指数は油・ガス層温度と良く相関しており、見附油田の油はより深部から移動してきた可能性を示唆している。

地層水の化学組成は貯留岩の変質と密接に関係しており、4油・ガス田でそれぞれ異なっているが、一般的な油・ガス田の地層水の特徴を有している。片貝ガス田の地層水は HCO_3^-Na 型であり、 HCO_3^- と SO_4^{2-} が他の

油・ガス田に比べ多く含まれているが、これらは有機物の分解から生じた CO_2 や H_2S に起因するものと推測される。見附油田の地層水の Cl^- は南西から北東に向かって増加しており、これは寺泊層からの間隙水の流入を示唆していると考えられる。

謝 辞

資料の公表を許可された石油資源開発(株)と帝国石油(株)に厚く感謝する。本稿を草するにあたり、石油資源開発(株)片平忠実取締役探鉱部長、浅川 忠技術研究所副所長、並びに新南海石油開発(株)鶴飼光男常務取締役には有益な助言と指導を賜った。石油資源開発(株)技術研究所の重川 守主任研究員と早稲田 周氏には未公表の資料を提供して頂いた。また同社の探鉱関係の方々には日頃有意義な討論と協力をして頂いている。以上の方々に心から感謝する。

参 考 文 献

- 茅原一也，1986：新潟積成盆地に関する最近の地質学的諸問題。石技誌，51（4），272-287。
- COLLINS, A. G., 1975: *Geochemistry of oil field waters*. Elsevier, 485 p.
- CONNAN, J. & CASSOU, A.M., 1980: Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels. *Geochim. et Cosmochim. Acta*, 40, 1-23.
- FRANKS, S.G. & FORESTER, R.W., 1980: Relationships among secondary porosity, pore-fluid chemistry and carbon dioxide, Texas Gulf Coast. *AAPG Memoir*, 37, 63-79.
- FUEX, A.N., 1977: The use of stable carbon isotopes in hydrocarbon exploration. *Jour. Geochemical Exploration*, 7, 155-188.
- 藤田嘉彦，1985：火山岩体石油鉱床の起源，地学雑，94

- (7), 612-619.
- GALIMOV, E.M., 1969: Isotopic composition of carbon in gases of the crust. *Internat. Geology Rev.*, **11** (10), 1092-1104.
- HÉROUX, Y., CHAGNON, A. & BERTRAND, R., 1979: Compilation and correlation of major thermal maturation indicators. *AAPG Bull.*, **63** (12), 2128-2144.
- 平井明夫, 1982: 秋田・新潟地域の泥質岩の有機物相. *Res. Org. Geochem.*, **3**, 46-49.
- 平塚隆治, 1976: 石油生成および進化の地化学的考察—前報 油およびメタンの生成, 後報 油の進化, 変質. 石技誌, **41** (6), 329-337, 338-350.
- HUNT, J. M., 1979: *Petroleum geochemistry and geology*. W.H. Freeman & Company, 617 p.
- JAMES, A.T., 1983: Correlation of natural gas by the use of carbon isotopic distribution between hydrocarbon components. *AAPG Bull.*, **67** (7), 1176-1191.
- JONES, P. H., 1969: Hydrodynamics of geopressure in the northern Gulf of Mexico basin. *JPT*, July, 803-810.
- JONES, P. H., 1980: Role of geopressure in the hydrocarbon and water system. *AAPG Studies in Geology*, **10**, 207-216.
- 金子信行・坂田 将・町原 勉, 1986: 見附油田泥質岩中の生物指標化合物 (要旨). 石技誌, **51** (4), 345-346.
- 加藤正和, 1976: 天然ガス中の炭酸ガスの起源, 石油の開発, **9** (2), 31-39.
- 加藤 進・梶原義照, 1986: 新潟地域油・ガス田付随水の酸素および酸素の同位体組成. 石技誌, **51** (2), 113-122.
- 工藤修治, 1983: 地層流体. 石油鉱業便覧, 23-36.
- 西島 進, 1969 a: 平木田・紫雲寺および東新潟ガス田の天然ガスの性状とその地質学的考察. 石技誌, **34** (1), 14-25.
- 西島 進, 1969 b: 新潟県中央油帯地域の天然ガスの性状に関する考察. 石技誌, **34** (5), 257-262.
- 西島 進, 1971: 新潟県の天然ガス鉱床の研究[1]—天然ガス・地層水の性状. 岩鉱, **65** (4), 162-179.
- 重川 守, 1985: 炭素同位体組成による原油と根源岩の対比—新潟平野油・ガス田地域におけるケーススタディ—. 石技誌, **50** (1), 9-16.
- RIGBY, D. & SMITH, J.W., 1981: An isotopic study of gases and hydrocarbons in the Cooper basin. *APEA Jour.*, **21** (1), 222-229.
- 坂田 将・高橋 誠・星野一男, 1986: 深部火山岩天然ガスの成因に関する地球化学的考察. 石技誌, **51** (3), 228-237.
- 佐々木詔雄, 1986: タイ沖ガス田における炭酸ガス起源の地質学的考察. 石技誌, **51** (3), 218-227.
- 島津光夫・高野 肇, 1986: 五十嵐川上流, 七谷層中の酸性火山岩類—グリーンタフ貯留岩のガス田の坑井地質との比較. 田口一雄教授退官記念論文集, 127-135.
- SCHOELL, M., 1983: Genetic characterization of natural gases. *AAPG Bull.*, **67** (12), 2225-2238.
- 関口嘉一・重川 守・平井明夫・宮本泰行, 1984: 地化学的見地からみた長岡・柏崎地域のグリーンタフ油・ガス鉱床の形成. 石技誌, **49** (1), 56-64.
- 鹿園直建, 1982: 黒鉱鉱床生成に対する海水の寄与. 海洋科学, **14** (4), 232-239.
- STAHL, W.J., 1978: Reifeabhängigkeit der kohlenstoff-isotopenverhältnisse des methans von erdölgasen aus Norddeutschland. *Erdöl und Kihle-Erdgas-Petrochemie*, **31** (11), 515-517.
- STAHL, W. J., 1979: Carbon isotopes in petroleum geochemistry. In *Lectures in isotope geology*, 274-282.
- 田口一男, 1986: 石油の成因. *PETROTECH*, **9** (1), 24-31, (2), 147-152.
- 竹内慶彦, 1962: 新潟県中部における油田の生成に関する研究—特に大面, 見附油田について. 石技誌, **27** (6), 587-613.
- TISSOT, B. P. & WELTE, D. H., 1984: *Petroleum formation and occurrence*. Springer-Verlag, 699 p.
- 歌田 実, 1978: 続成作用における地層水の組成変化. 地質学論集, **15**, 151-164.
- WAKITA, H. & SANO, Y., 1983: $^3\text{He}/^4\text{He}$ ratios in CH_4 -rich natural gases suggest magmatic origin. *Nature*, **305**, 792-794.
- 早稲田 周・重川 守, 1986: 炭素同位体組成からみた天然ガスの起源 (要旨). 石技誌, **51** (4), 341.
- YOUNG, A., MONAGHAN, P.H. & SCHWEISBERGER, R.T., 1977: Calculation of ages of hydrocarbons in oils—physical chemistry applied to petroleum geochemistry 1. *AAPG Bull.*, **61** (4), 573-600.