論文・報告

津軽盆地における石油根源岩評価*

氏 家 良 博**

(Received November 10, 1992; accepted March 19, 1993)

Evaluation of petroleum source rocks in the
Tsugaru Basin, Northern Honshu, Japan

By

Yoshihiro Ujiié

Abstract: The purpose of this study is evaluation of possible petroleum source rocks in the Neogene Tsugaru Basin. Evaluation is based on three criteria, namely organic richness as expressed by organic carbon content, organic maturity as determined by Thermal Alteration Index, and organic type as expressed by visual kerogen composition. One hundred forty-one samples of mudstone from 7 surface routes on land were analysed regarding the three criteria. The results show two characteristic points as follows; (1) Samples from the Middle Miocene Kodomari Formation upward generally include more than 0.5 % organic carbon and amorphous type organic matter. But in maturation, they do not exceed the threshold of intense oil generation. (2) Samples of the Lower Miocene Odoose and Isomatsu Formations reach the threshold of intense oil generation. But they fail to meet both the organic richness criterion and the organic type criterion.

Although it is determined that no source rock was found, this study suggests that possible source rock may be found in two areas, off the west coast and in the east part of the Tsugaru Peninsula. In these areas organic maturation of the Neogene sediments may have proceeded further than in routes investigated in this study, due to the fact that at over 2,000 meters thick, the Neogene sediments in these areas are much thicker than in those in this study. Therefore there is a possibility that petroleum has been produced in deep Middle Miocene mudstone in these areas.

1. はじめに

津軽堆積盆地は青森県西部から北方に向かい広く発達し、いわゆる“グリーン・タフ区”に所属する。そこに分布する新第三系の地質と層序は、秋田油田のものと酷似し、昔から、石油産出の有力な候補地と考えられてき

た。そのため、津軽盆地においては、陸上は言うに及ばず、海域においても、試掘を含む精力的な石油探鉱が、1980年代半ばまで続けられてきたが、商業的規模の石油は、いまだに発見されていない。

このような状況で、本研究は、石油根源岩評価という観点に絞って、もう一度津軽盆地新第三系を石油地質学的に見直そうというものである。

2. 分析試料

津軽堆積盆地に分布する新第三系には石灰岩は存在しないので、石油根源岩と成りうるものは泥岩に限定される。そこで、津軽堆積盆地の陸上部に、露頭条件の良い

* 平成 4 年 9 月 1 日 第 29 回万国地質学会議 (セッション: Fossil fuel deposits) にて講演 (題名: Petroleum source rocks from the Neogene Tsugaru Basin in Northern Honshu, Japan)

** 弘前大学教養部地学研究室

Fig. 1 Index map.

Routes investigated in this paper are shown with underlines.

7本の地表ルートを取り、各ルートで地質調査を行いつつ、分析用の泥岩試料、合計141個を採集した（Fig. 1）。各ルートの地質層序・含まれる化石などについては、神宮・氏家（1990）および氏家・神宮（1992）を参照されたい。

3. 分析方法

石油根源岩としてのポテンシャルを評価するためには、まずその岩石に含まれる有機物の量・型・熟成度をそれぞれ調べなければならない。その上で、分析結果において、石油根源岩となりうる有機物の量・型・熟成度の3条件をすべて満たしたものが、石油根源岩になる可能性がある。

本研究では、有機物の量に対する指標としては全有機炭素量を、有機物の型に対する指標としてはビジュアル・ケロジェン組成を、有機物の熟成度に対する指標として Thermal Alteration Index および一部にビトリナイト反射率を採用した。

3.1 全有機炭素量

堆積岩中に含まれる全有機炭素の定量法としては、燃

焼法と湿式法があるが、分析の精度や消費時間から現在では燃焼法が主流となっている。燃焼法における問題点は、岩石中の無機炭素、すなわち炭酸塩鉱物中の炭素をいかにして分析値から除去するかということである。無機炭素の除去法としては、有機炭素分析前に酸処理によって予め試料から無機炭素を除去する方法と、炭酸塩鉱物が分解しない低温で有機炭素だけを分析する方法とがある。

燃焼法による有機炭素の分析法に関しては、鈴木ら（1986）、三瓶（1991）、野村・坂田（1992）が検討を加えている。筆者は、同じ機種の実験装置を使用して検討した前2者の方法に準拠して、低温燃焼法により全有機炭素量を分析した。

200メッシュ以下に粉碎した泥岩試料を、半日以上真空乾燥した後に、柳本製作所製 CHN コーダー MT-3 型を用いて、分析した。分析条件は、試料の燃焼炉温度 600℃、酸化炉温度 850℃、還元炉温度 550℃、キャリアーのヘリウム流量 180ml/分、助燃の酸素流量 12ml/分である。

3.2 ビジュアル・ケロジェン組成

ビジュアル・ケロジェン測定に供する泥岩試料は、

48メッシュ以上の大きさの岩石片を使い、粉碎することなく、そのままの状態に塩酸と弗化水素酸により無機鉱物を分解除去した。この際、有機物に機械的破壊が起きないように、攪拌操作はできるだけ避けた。濃縮した有機物は、プレパラートに封入後、倍率200~1,000倍の生物顕微鏡下で観察し、200点のポイント・カウント法によりビジュアル・ケロジェン組成を決定した。有機物の識別は、嶋崎(1986)の基準に従った。

3.3 Thermal Alteration Index

ビジュアル・ケロジェン測定用のプレパラート中に存在する花粉や孢子、特に *Pinus* の色調の変化から、熟成度を測定した。花粉や孢子が検出できないプレパラートについては、不定形質ケロジェンの色調から、熟成度を測定した。

Thermal Alteration Index (以下、TAIと略す)の尺度については、研究者により大きく異なる(例えば、Robert, 1980; Tissot and Welte, 1984; 嶋崎, 1986)。筆者は、すでにビトリナイトの反射率が測定されている数本の試錐のコア試料で、プレパラートを作製し、同一試料中でのビトリナイトの反射率との対応から、Fig. 2のような尺度を設定し、これを使用した。

Hydrocarbon generation	Ro(%)	TAI
Early "diagenetic" gas	0.2	0.3-
	0.3	
	0.4	0.3+
		0.4-
oil	0.5	0.4+
	0.6	0.5-
		0.5+
	0.7	0.6-
		0.6+
	0.8	0.7-
		0.7+
	0.9	0.8-
		0.8+
	1.0	0.9-
gas	1.1	0.9+
		1.0-
		1.0+

Fig. 2 Correlation among vitrinite reflectance (Ro), Thermal Alteration Index (TAI) and stage of hydrocarbon generation.

3.4 ビトリナイトの反射率

泥岩中のケロジェンのビトリナイト反射率は、西津軽ルートの試料においてのみ測定された。その分析方法や結果については、すでに神宮・氏家(1990)で報告した。

4. 石油根源岩としての基準

4.1 有機物の量

石油根源岩と成るための基準は、全有機炭素量に関しては、泥質岩では0.5重量%が一般的に境界として認められている(Tissot and Welte, 1984)。さらに全有機炭素量が1.0%以上の根源岩を「良(fair)」とする場合もある(重川ら, 1992)。

本研究では、全有機炭素量が0.5%以上の泥岩を「石油根源岩」、1.0%以上の泥岩を「良質石油根源岩」と認定した。

4.2 有機物の型

ビジュアル・ケロジェン組成に基づく、有機物の型の推定は、嶋崎(1986)の方法によった。すなわち、生物顕微鏡下で有機物を「石炭質-木質ケロジェン」、「草本質ケロジェン」、「不定形質ケロジェン(水性有機質微化石を含む)」のグループに分類し、3者の中で最も大きな割合を占めるグループの名前をもって、その試料の型とした。すなわち、有機物の型の名前は「石炭質-木質型」、「草本質型」、「不定形質型」である。この内、石油根源岩と成りうるのは、不定形質型と、不定形質ケロジェンを多く含む草本質型である(嶋崎, 1986)。

4.3 有機物の熟成度

ビトリナイト反射率については、油浸法(Ro)で0.5~2.0%が、石油を生成しうる石油根源岩の範囲とされる(Tissot and Welte, 1984)。

嶋崎(1986)は、同一試料中でのTAIとRoとの関係を調べ、Roが1.0%以下の熟成範囲でかなり良い相関を認めたが、それ以上の熟成段階では相関を認めていない。従って、本研究においても、TAIでは0.5+を石油生成帯の始まり、1.0+をガス生成帯の始まりとするにとどめ、1.0+より上の尺度については設定しなかった(Fig. 2)。

5. 分析結果

分析結果を、各ルートごとに以下に述べるが、地質層序については、氏家・神宮(1992)を参照されたい。また、各ルート間の層序対比は、Fig. 3に示した。

5.1 西津軽ルート

全有機炭素量の分析結果では、田野沢層上部より上位で、大部分の試料が0.5%以上を示している(Fig. 4)。

熟成度は下位にゆくに従い上昇する傾向を示すが、最下部の大戸瀬層の試料以外、石油生成帯の入口 (TAI = 0.5+ または Ro = 0.5%) に達するものはない。ビジュアル・ケロジェン組成では、大戸瀬層の試料が草本質型を示すが、それ以外の試料は不定形質型か、不定形質ケロジェンを多く含む草本質型を示す (Fig. 5)。従って、石油根源岩としての有機物の量・型・熟成度の3条件をすべて満たす試料は見つからなかった。

5.2 大平沢ルート

全有機炭素量が0.5%を超える試料は、源八森層の最下部および最上部と不動滝層の試料である (Fig. 6)。熟成度は、いずれの試料も低く、TAIで0.4+に達するものはない。ビジュアル・ケロジェン組成は、すべての試料が不定形質型を示す (Fig. 7)。本ルートでは、試料の熟成度が低く、石油根源岩は認められない。

5.3 金木川ルート

本ルートにおける試料の全有機炭素量は高く、いずれも0.5%を超える (Fig. 8)。特に、小泊層下部と塩越層下部の試料では、1.0%を超えるものが多い。熟成度は、小泊層下部で急上昇するが、石油生成帯の入り口ま

では達しない。ビジュアル・ケロジェン組成は、塩越層の1試料を除きすべての試料で不定形質型を示す (Fig. 9)。未熟成のため、本ルートでは、石油根源岩は見つからない。

5.4 田ノ沢ルート

全層準にわたり、全有機炭素量が0.5%を超える試料が認められ、特に小泊層上部では1.0%を超える試料が存在する (Fig. 10)。熟成度は低く、最下部の長根層でもTAI = 0.4+に達するものがない。ビジュアル・ケロジェン組成では、すべての試料が不定形質型に属す (Fig. 11)。熟成度が低く、本ルートでは石油根源岩は認められない。

5.5 大川目沢ルート

本ルートで認められる地層は小泊層だけであり、しかも下部の泥岩は風化を激しく受けている。そのため、分析は小泊層上部のみとした (Fig. 12)。全有機炭素量は高く、すべての試料で0.5%を超える。熟成度は低く、TAI = 0.4+を超えるものはない。ビジュアル・ケロジェン組成は、すべての試料で不定形質型を示す (Fig. 13)。未熟成のため、本ルートでは石油根源岩は

Fig. 3 Stratigraphic correlation among routes.

Fig. 4 Total organic carbon content (T.O.C.), Thermal Alteration Index (T.A.I.), and vitrinite reflectance (Ro) vs. stratigraphic horizon in the Nishitsugaru route.

Fig. 5 Visual kerogen composition in the Nishitsugaru route.

Fig. 6 Total organic carbon content (T.O.C.) and Thermal Alteration Index (T.A.I.) vs. stratigraphic horizon in the Ohirasawa route. Symbols in facies column are the same in Fig. 4.

Fig. 7 Visual kerogen composition in the Ohirasawa route.

認められない。

5.6 板割沢ルート

全有機炭素量が0.5%以上の試料は、小泊層下部で認められるが、他の層準では認められない (Fig. 14)。熟成度は、下位に向かい上昇する傾向をはっきり示し、最下部の礫松層では石油生成帯の入り口を示す TAI = 0.5+ を超える試料も認められる。ビジュアル・ケロジェン組成では、礫松層の試料が石炭質-木質型を、それ以外の試料が不定形質型を示す (Fig. 15)。有機物の量、

熟成度、型のすべてで、石油根源岩の条件を満たす試料は、本ルートでは発見できなかった。

5.7 清水又沢-尻高沢ルート

全有機炭素量では、小泊層下部を除き、大部分0.5%以上を示す (Fig. 16)。熟成度は全体に低く、TAI = 0.5- を超えるものはない。ビジュアル・ケロジェン組成は、ほとんどの試料が不定形質型を示す (Fig. 17)。熟成度が低いため、本ルートでは石油根源岩が認められない。

Fig. 8 Total organic carbon content (T.O.C.) and Thermal Alteration Index (T.A.I.) vs. stratigraphic horizon in the Kanagikawa route. Symbols in facies column are the same as in Fig. 4.

Fig. 10 Total organic carbon content (T.O.C.) and Thermal Alteration Index (T.A.I.) vs. stratigraphic horizon in the Tanosawa route. Symbols in facies column are the same as in Fig. 4.

Fig. 9 Visual kerogen composition in the Kanagikawa route.

Fig. 11 Visual kerogen composition in the Tanosawa route.

Fig. 12 Total organic carbon content (T.O.C.) and Thermal Alteration Index (T.A.I.) vs stratigraphic horizon in the Okawamesawa route. Symbols in facies column are the same as in Fig. 4.

Fig. 13 Visual kerogen composition in the Okawamesawa route.

Fig. 14 Total organic carbon content (T.O.C.) and Thermal Alteration Index (T.A.I.) vs. stratigraphic horizon in the Itawarisawa route. Symbols in facies column are the same as in Fig. 4.

Fig. 15 Visual kerogen composition in the Itawarisawa route.

Fig. 16 Total organic carbon content (T.O.C.) and Thermal Alteration Index (T.A.I.) vs. stratigraphic horizon in the Shimizumatasawa-Shiritakasawa route. Symbols in facies column are the same as in Fig. 4.

Fig. 17 Visual kerogen composition in the Shimizumatasawa-Shiritakasawa route.

6. 考 察

前章で述べたように、今回調べたすべての試料において、石油根源岩としての3つの条件、すなわち有機物の量、熟成度、型を全部満たすものは存在しなかった。しかし、今回の分析により、津軽堆積盆地に分布する新第三系各層の石油地質学的な特徴をとらえることができた。その特徴は、以下の2点である。

- ① 中・上部中新統および鮮新統に当たる小泊層（その相当層である大童子層、馬ノ神山層／源八森層を含む）より上位の地層（Fig. 3）では、全有機炭素量はおおむね0.5%を超え、ビジュアル・ケロジェン組成でも不定形質型を示すものが多い。しかし、その熟成度は低く、石油生成帯に達するものはない。
- ② 下部中新統に当たる大戸瀬層や磯松層では、その熟成度は石油生成帯に達している。しかし、全有機炭素量は低く、0.5%を超えるものない。また、ビジュアル・ケロジェン組成でも、草本質型か石炭質－木質型を示すので、石油生成ポテンシャルが低い。

このような新第三系の特徴、特に①の特徴からは次のような可能性が示唆される。今回分析した地表ルートよりも新第三系の埋没深度が大きな地域が存在するなら、その地域の小泊層やその上位層で石油生成が起こっている可能性がある。

岩佐（1962）のデータを基に新第三系の等層厚線図を描くと、津軽半島の西方海域と津軽半島東部に、厚い部分が存在する（Fig. 18）。

基礎試錐「西津軽沖」は、この西方海域の水深330mの海底に掘削されたものである（Fig. 18）。その層序は次のようになっている。

深度 330m～1,171m	第四系+鳴沢層（更新統）
1,171m～2,448m	舞戸層（鮮新統）
2,448m～2,652m	赤石層+大童子層
2,652m～2,932m	田野沢層
2,932m～3,463m	大戸瀬層
3,463m～3,509m	花崗岩（基盤岩）

鳴沢層以下の層準では、全有機炭素の量が1%前後を示し、有機物の型は全般にロック・エバル法でII型かII-III型を示し、ビジュアル・ケロジェン分析では「赤石層+大童子層」で不定形質ケロジェンの含有量は40～60%を占める。従って、有機物の量と型の面では、良好な根源岩の存在が推定されている。しかし、鮮新統の舞戸層およびより上位の地層が予想した以上に厚く発達し、逆に中新統の厚さは全体でも1,015mと薄い。そ

Fig. 18 Isopach map of the Neogene sediment in the Tsugaru Basin. Isopach data are based on Iwasa (1962). Thin line: route investigated by this study, solid circle: borehole, asterisk: oil seepage reported by Iwasa (1962).

のため、最大埋没後の時間が短く、新第三系の熟成は十分進行せず、 R_o の値で0.4%止まりの未熟成であった（金森, 1992; 加藤, 1992）。

一方、津軽半島東部の地域では、新第三系の厚さが2,000mを超えており、油徴も発見されている（Fig. 18）。この地域には、南北方向の軸をもつ背斜褶曲や断層が数本走っており（藤井, 1981）、石油の生成および集積の両面からみて、石油地質学的に極めて有望な地域と推定されている（岩佐, 1962）。Fig. 18における2,000mの等層厚線の南端付近、天田内背斜の軸部に、石油資源開発株式会社が天田内SK-1号井を、1959年に掘削した。その層序は以下のとおりである（岩佐, 1962）。

深度 0m～1,252m	塩越層
1,252m～1,754m	磯山層（小泊層に相当）
1,754m～1,786.5m	奥平部層上部（長根層に相当）

なお、加藤（1992）は、天田内SK-1号井の層序を次のように区分し直している。

深度 0m～490m	舞戸層
490m～1,252m	安山岩質・集塊岩質凝灰岩
1,252m～1,754m	大童子層
1,754m～1,786.5m	大戸瀬層

いずれにしても、掘止深度の1,786.5mでも基盤岩には達しておらず、新第三系の発達はかなり厚いものと推定される。天田内SK-1号井の地球化学的分析結果は不明であるが、熟成度の面から考えると、この津軽半島東部地域は石油生成の極めて有望な地域である。

7. 結 論

新第三紀津軽堆積盆内の7本の地表ルートから141個の泥岩試料を採集し、含まれる有機物の量・熟成度・型の3点から、その石油根源岩能力を調べた。その結果、中部中新統の小泊層より上位の地層では、有機物の量・型ともに石油根源岩としての条件を備えているものが多いことが判明した。しかし、今回分析した試料では、いずれもその熟成度が低く、石油生成帯に達したものは見つからなかった。

下部中新統の大戸瀬層および磯松層の熟成度は高く、石油生成帯に達している。しかし、両層とも有機物の含有量は低く、有機物の型も石油根源岩としての能力が低いものである。

以上のように、今回の分析からは石油根源岩になりうる岩石は見えなかったが、次のような可能性が出てきた。小泊層より上位の地層で、埋没深度が今回の分析試料より深いところがあれば、そこでは石油が生成されているであろう。新第三系の等層厚線図より、その候補地として、津軽半島の東部地域と西方海域とが考えられる。特に、津軽半島東部地域は、埋没深度が大きく、新第三系基底までの試掘もなされていないので、有望な候補地と推定される。

謝 辞

地表ルートの地質調査およびビジュアル・ケロジェン測定に際しては、弘前大学理学研究科大学院生（現、同和工営株式会社資源事業部）神宮 宏氏にご助力いただいた。記して、御礼申し上げる。

文 献

- 藤井敬三, 1981: 油川地域の地質。地域地質研究報告 (5 万分の1 図幅), 地質調査所, 38p.
- 岩佐三郎, 1962: 青森県津軽地方の含油第三系とその構造発達史について。石技誌, 27(6), 407-441.
- 神宮 宏・氏家良博, 1990: 津軽盆地西南部に分布する新第三系の続成作用。地質雑, 96(6), 421-435.
- 金森邦夫, 1992: 日本海側地域に分布するグリーンタフ層の探鉱結果。天然ガス鉱業会・大陸棚石油開発協会編: 改訂版 日本の石油・天然ガス資源, 10-15.
- 加藤 進, 1992: 日本海側グリーンタフ地域の石油地質 1. 渡島半島・青森地域。天然ガス鉱業会・大陸棚石油開発協会編: 改訂版 日本の石油・天然ガス資源, 41-53.
- 野村正弘・坂田 将, 1992: 泥質堆積物中の有機炭素の測定。地球科学, 46(4), 275-281.
- 重川 守・武田信従・平井明夫・町原 勉・早稻田周, 1992: 地化学評価技術。天然ガス鉱業会・大陸棚石油開発協会編: 改訂版 日本の石油・天然ガス資源, 332-349.
- Robert, P., 1980: The optical evolution of kerogen and geothermal histories applied to oil and gas exploration. In Durand, B., ed.: *Kerogen*, 385-414, Technip.
- 三瓶良和, 1991: CHN コーダー。地球科学, 45(4), 285-289.
- 嶋崎統五, 1986: 石油探鉱におけるビジュアル・ケロジェン分析法とその応用。田口一雄教授退官記念論文集, 269-302.
- 鈴木徳行・山本順三・村中英寿・高安克己・山内靖喜・大西郁夫・徳岡隆夫・島田豊郎・三梨 昂, 1986: ヤナコ CHN コーダー (MT-3 型) による地質試料の分析 I. 一低温燃焼法, 酸処理燃焼法による堆積物有機炭素の定量とパソコンのオンライン化一。島根大学地質学研究報告, 5, 19-34.
- Tissot, B.P. and Welte, D.H., 1984: *Petroleum formation and occurrence* (2nd ed.). 495-497, 515-547. Springer-Verlag.
- 氏家良博・神宮 宏, 1992: 有機相からみた古環境—津軽半島新第三系の場合—。地質学論集, 37号, 207-217.