

21世紀世界の一次エネルギー展望と 北東アジア・天然ガス資源の重要性

真 柄 欽 次

はじめに

1. 鉱床発見——生産モデル
2. 21世紀エネルギー展望
3. 大水深の石油鉱床
4. 非在来型石油 (Unconventional Oil)
5. 非在来型ガス (Unconventional Gas)
 - A. 炭層ガス (Coalbed Gas)
 - B. 盆地中心ガス (Basin-centered Gas)
 - C. メタン・ハイドレート (Methane Hydrate)

結論

はじめに

1992年に国連「環境と開発会議」(アジェンダ21、リオデジャネイロ)で「持続可能な開発」(Sustainable Development)の考えが、21世紀の地球を守るコンセプトとして国際的に初めて認定された。しかし、世界のエネルギー供給に関しては、持続不可能な化石燃料に頼らざるを得ない現状を考えると、この言葉通りに実行することは難しい。一方、経済開発にとって、安定したエネルギー供給は欠くことのできない要素である。

地球上に存在する石炭や石油は通常2～3億年という長い年月をかけて、短いものでも数千万年をかけて生成され、熟成された物質であるが、人類がこれらの燃料資源を使い始めたのは産業革命以後であり、最も活発に使い出したのはせいぜい100年前、つまり20世紀初頭以来であろう。資源の確認+推定埋蔵量を年生産量で割った数値を可採年数とよぶ。石炭の可採年数は200年以上、石油や天然ガスのそれらは50～60年である。つまり、地球が2～3億年かけて作った資源を、人類は200～300年間という短い時間に使い切ろうとしている。生成するのに要した時間に対する、使用のための時間の比率は、なんと100万対1となる。この場合、深海や永久凍土の下に存在するが、利用のめどの立たないメタン・ハイドレートや、カナダ北部で大量に発見され、一部稼行されているオイル・サンドや南米

ベネズエラのオイル・シェールなどは含まれていないので、将来これら非在来型資源(Unconventional Resources)の活用が、地球環境を守りつつ可能になれば、化石燃料の可採年数はかなり(多分、現在信じられている年数の数倍くらいに)伸びる可能性があるとしても、いずれは全て枯渇することになる。

可採年数50年などと言うと、まるで50年後のある日にその資源が突然消滅するかのごとくであるが、事実はそうはならない。まず、現在までに発見され、生産できると考えられる量と今後発見が予想される量は、政治、経済、技術などのファクターによって変化する。例えば、生産性が低く、コスト高の油田から出る石油は、特別な政治的配慮がない限り、油価の高いときにだけ生産される。また、年間の生産量はその資源に対する需要と供給関係で決まるので、毎年変化する。可採年数はこれらの変化し続ける2つの数値の比であるので、将来どのように変化するか予想することは難しい。例えば、20年以上前のアメリカの可採年数は約12年であったのに、20年以上過ぎた2001年現在の可採年数はまだ10年ある¹⁾。この場合過去20年間のアメリカ石油産業による新しい鉱床発見と既存鉱床の拡大努力の成果(新しい埋蔵量の追加)と年生産量の減少が可採年数の減少を遅らせたことになる。

さて、アジアの在来型資源(Conventional Resources)に目を向けると、中国は1993年以来、石油の国内生産が需要を賄えなくなり、2000年現在の自給率は約70%(つまり、需要の30%を輸入にたよる状態)である²⁾。中国の石油需要は2000年現在、約465万バレル/日であるのに対し、国内生産は約325万バレル/日に過ぎない。2010年までには需要の拡大に対して生産が追いつかず、自給率は約63%に下向し、2020年には自給率54%にまで下落する見込みである²⁾。20年先を予想することはかなり難しい作業であるが、現在の中国の高い経済成長率(約8%/年)と国内での新油田発見の可能性の低さを考えると、石油自給率の低下は自明のことと考えられる。

アジアのもう一つの経済大国である日本の石油自給率は約0.3%に過ぎず、1996年現在の需要、約560万バレル/日のほとんどを輸入にたよっている。石油の一次エネルギー資源に占める割合は約52%であるが、輸入原油のうちのなんと88%を中東地域に依存している現状を考えると、エネルギー資源の多様化が望まれる。経済産業省、総合エネルギー調査会「長期エネルギー需給見通し」¹⁾によると、2010年の「基準ケース」、および環境問題に配慮した「目標ケース」で石油の一次エネルギーに占める割合は、それぞれ52%と47%となる予想である。石油の減少する部分は天然ガスと原子力によって、賄われることになる。

国内に油田を持たない韓国は石油を全て輸入に頼るしかないが、現在の需要、約200万バレル/日は年2.3%の率で増加し、2010年には280万バレル/日、2020年には330万バレル/日になる見込みである²⁾。韓国東南の沖合いに、最近、海洋天然ガス田が発見された(地球科学総合研究所、中山一夫氏談)が、開発には時間がかかるであろう。

石炭以外目ぼしい地下資源を持たない中国の西部、タリム盆地に大規模なガス鉱床が発

見され、「西気東輸」が叫ばれて久しい。2000年現在、中国国内の天然ガス生産は年間265億 m^3 （約9,300億立方フィート）であり、年間需要257億 m^3 （約9,000億立方フィート）を上まわっているが、2010年には需要の34%（約374億 m^3 ——約1.3兆立方フィート）、2015年には51%（約942億 m^3 ——約3.3兆立方フィート）を輸入しなければならないものと見込まれる²⁾。ガスはパイプラインとLNG（液化天然ガス）タンカーによって輸入されることになる。

北朝鮮（朝鮮民主主義人民共和国）とモンゴル国内には目ぼしい油・ガス田は発見されていないが、北朝鮮の海洋地域には、将来、発見の可能性があるのであろう。

さて、この地域で在来型の石油とガスを供給可能な唯一の国はロシアであるが、生産の中心は西シベリアやボルガ・ウラル盆地などの西部地域にある。2000年現在、ロシアは国内石油需要、約250万バレル／日に対して、635万バレル／日の生産を達成した³⁾。つまり350万バレル／日以上が、主にヨーロッパ諸国に輸出されている。天然ガスの輸出と合わせて、ロシアにとって重要な外貨獲得源となっている。

しかし、北東アジア地域のエネルギー消費国にとって重要なのは「東シベリア盆地」で、我が国から4000km以内の距離にあり、パイプラインによる輸送が経済的に可能な地域に存在する油・ガス田である。1970年代以降、イルクーツク州のコビクタ・ガス田（確認+推定埋蔵量約60兆立方フィート）をはじめとする巨大ガス田がいくつか発見されているものの、消費地がないため、それらのほとんどが生産体制に入っていない。生産されていない事実埋蔵量評価そのものの不確実性にも影響しており、ロシア政府鉱量委員会やアメリカ地質調査所による石油鉱量30～55億バレルから、ロシア科学アカデミー・シベリア支部のコントラビッチ所長による900億バレルまでに及ぶ²⁾。天然ガス埋蔵量についての後者の意見は1000兆立方フィート（確認+推定埋蔵量）という膨大な量に及ぶ。先にも述べた通り、これらの高い数字は生産によって確認されたものではない。

本稿においては、主として北東アジア地域における非在来型鉱床（炭層ガス、盆地中心ガス、メタン・ハイドレイト）の可能性について述べる。この地域唯一の資源国ロシアの極東地域における在来型石油、天然ガス鉱量の不確実性を補うにあまりある非在来型資源がこの地域に存在すると考えられ、資源の枯渇が緊急の問題ではなく、エネルギー使用の結果としての環境問題の方が重要である点を指摘したい。化石燃料の中で最もクリーンな天然ガスの可能性が高いことは、究極的な「自然エネルギー／水素エネルギー」時代への橋渡しとしても大切と考える。

1. 鉱床発見——生産モデル

Hubbert³⁾（1969）によると、石油開発の初期においては、技術の未発達のため発見のスピードは遅いが、時とともに発見率が向上する。比較的浅い深度にある、大きな鉱床がまず見つかり、時間の経過とともに、少しずつ深いところにある鉱床や小さな鉱床が発見さ

れる。技術の継続的進歩にもかかわらず、年ごとの発見率はいつかピークに達し、その後低下し始める理由は、最も発見しやすい鉱床がすでに見つかってしまったためである。このような石油発見の歴史は図1に示すような「つりがね型分布 (Bell-shaped distribution)」で表される。一方、石油の生産のためにはインフラの整備が必要なので、石油生産は発見より遅れ、図1では右方向にずれる。アメリカ国内の石油鉱業の場合、発見カーブと生産カーブのずれは10～12年である³⁾。

図1 地下資源の発見と開発モデル (Hubbert Model)

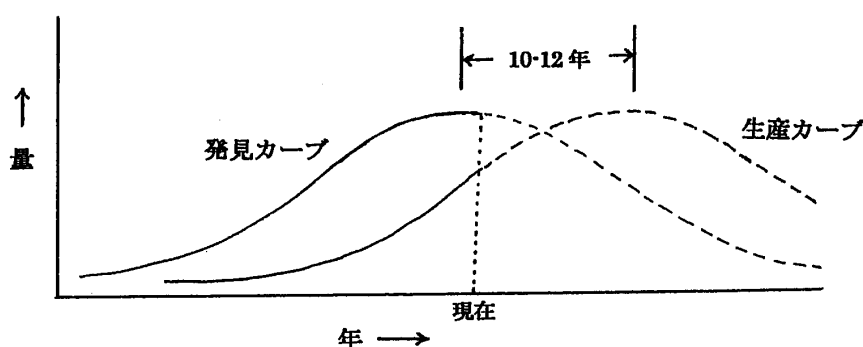


図1の発見カーブの前半部分（右肩上がり）のスロープと後半部分（右肩下がり）のスロープが同じである保証はない。後半における技術開発が予想を上回って進展したり、その資源にかかわる経済環境が良くなった場合には、右下がりスロープがもっと緩やかなものになり、資源の総埋蔵量が増加するかも知れない。一方、地球環境問題や経済環境が芳しくない場合には、後半のスロープがもっと急（急激な下降傾向）になるかも知れない。しかし、Hubbertは総埋蔵量の約半分が発見された段階で、発見率がピークに達し、その後は下降線をたどるものと仮定した。もしHubbertの仮定が正しければ、ピーク発見率に到達した時（判定は難しい）までに発見された埋蔵量の約2倍が究極的な可採埋蔵量となる。

1960年代初頭にピーク発見率に達したとHubbertが判断したアメリカの国内では、石油産業によって、当時までに約350万本の探査井が掘削されて、約3万9,000に及ぶ油・ガス田が発見されていた⁴⁾。国内油田うちの288は1億バレル以上の可採量をもつ大型油田である。ちなみに当時の世界全体の油・ガス田総数はわずか約5万であった。つまり、数の上では（埋蔵量ではない）世界の3/4以上の油田がアメリカ合衆国内に存在したことになる。

このように、石油探査の最も進展しているアメリカをモデルとしたHubbertの研究は、当時としては、かなり信頼できるものとの一般的な評価があった。しかし、彼の死後大水深海域での大油田の発見や大陸内深部での新鉱床の発見があったので、埋蔵量はさらに増加する傾向にある。困難な環境下での新発見が可能になった理由はいくつかあるが、まず物理探査法（とくに3D地震探査）や掘削技術（とくに深海掘削や水平掘り：Horizontal

Drilling)の開発や改善が重要であった。しかし、これらの技術革新にもまして、鉱業税の削減や期限つき免除等々、政府が行ったエネルギー産業活性化のためのインセンティブも重要であったと考えられる。

Hubbert法が発表された当時、それ自体斬新なものであったが、次のような問題が考えられた。

- A. ピーク年推定の難しさ
- B. ピーク年までの発見量が究極埋蔵量の約2分の1である保証
- C. 石油探査の質（技術開発や改善を含む）と量（物理探査活動日数や試掘井数、深度など）が年ごとに变化することに対する評価
- D. 将来における政治的、経済的インセンティブの変化
- E. 地球環境問題の化石燃料使用へのインパクト

にもかかわらず、Hubbert法が広く利用されてきた理由の第一は、データを収集することが比較的容易であることである。Hubbert法の最大の弱点は、石油産業の探査努力が毎年一定であるとは限らないにもかかわらず、一応一定であると仮定していることである。

探査努力を石油発見率に結びつける方法がZapp⁵⁾によって考案され、アメリカ国内で応用された。しかし、世界的にはデータの収集が難しい。毎年新発見される埋蔵量と追加埋蔵量をその年中に掘られた探査井の総掘削深度（例えば、5,000フィートの井戸を5本掘れば、25,000フィート）で割って、年ごとの変化を見る。通常、鉱床の発見深度は少しずつ増加し、かつ鉱床のうちの大きなものが先に発見されるという理由から、Zapp発見率はゆっくり低下していく。アメリカの全堆積盆地の2マイル（1.6km）平方あたり、20,000フィートの探査井が掘削された段階で、石油鉱床の探査が事実上、終了するとして、究極埋蔵量が計算された。

Zapp法は、確かに掘削深度で表される探鉱努力を埋蔵量評価に結びつけた点で優れているが、石油の探査は必然的に、時とともに深部に至るので、Zapp発見率の分母値は探鉱段階が進むほど増加し、ゆえに発見率は時とともに、不当に低下するとの意見がMagaraによって表明され、探査井数だけにに基づくMagara法が提案された⁶⁾。つまり、Zapp法は将来について悲観的（Pessimistic）過ぎると言うわけである。浅い井戸を沢山（例えば5,000フィート×6本）掘るのと、深い井戸を少なく（例えば15,000フィート×2本）掘るのが、同一の探鉱努力であるかどうかは分からない。堆積盆地中の地層の厚さによっても影響されるとはいえ、浅くても6本の井戸を掘る努力の方が、たった2本の深い井戸を掘る努力に勝るという仮定に基づいて、究極埋蔵量を評価する方法が考案された（Magara⁶⁾）。テキサス州の堆積盆地に基づく研究によると、Magara法の方がZapp法より、将来の発見率を予測する方法として優れているといわれる。

2. 21世紀エネルギー展望

アメリカをモデルとした考えに基づいて、Hubbert³⁾(1969)は世界の究極可採埋蔵量を約2兆1000億バレルと評価した(表1⁴⁾)。1969年当時の累計石油生産量は約2,110億バレル、つまり究極埋蔵量の10%強であった。Hubbert以後、世界の各種石油機関やこの分野の専門家達によって評価された究極埋蔵量が表1にリストされている。この表に示されている量の大半は2兆バレルから3兆バレルの間に分布する。1997年のEdwardsによる値は2兆8,360億バレルで、ピーク生産は2020年に到来すると予想している。この予想とHubbert型の分布を考えて作られたグラフが図2下部に示されている。2020年にピークを迎えたあと、緩い下降線をたどりながら、2100年ごろにはほぼ「石油ゼロ」となる予想である。カナダのタールサンド・オイルなど非在来型(Unconventional)の石油が世界のオイル・マーケットに加わり、2100年頃には10%程度を占める可能性があるとのことである。

表1 世界の累計石油生産量、確認埋蔵量、および究極埋蔵量とピーク生産年(予想)
(単位: 億バレル)

機関、著者	累計生産量 (January,1)	確認埋蔵量 (January,1)	究極埋蔵量	ピーク生産年 (予想)
Hubbert, 1969	2110	5500	21000	2000
World Oil, 1973	2790	5950	—	—
A.P. I.*, 1976	3390	6650	20300	—
Moody, 1978	3820	—	32000	2004
Odell & Rosing, 83	4880	6760	30000	2025
E. I. A.**, 1985	5270	7000	—	—
E. I. A., 1987	5680	7530	—	—
Bookout, 1989	6100	10000	20000	2010
Masters, 1991	6290	10530	21710	—
Montadert & Alazard, 92	6540	9750	22000	—
British Petroleum, 92	6760	9700	—	—
Townes, 1993	6980	10930	30000	2010
Masters, 1993	6980	11030	28070	—
Laherrere, 1994	7200	—	17500	2000
Campbell, 1995	7200	7220	16500	1997
Romm & Curtis, 1996	7200	11110	—	2030
Edwards, 1997	7200	11110	28360	2020
Mackenzie, 1996	7430	11150	26000	2019
Mabro, 1996	7520	8380	18000	2000

出所: Edwards⁴⁾(1997), Table 1

* American Petroleum Institute

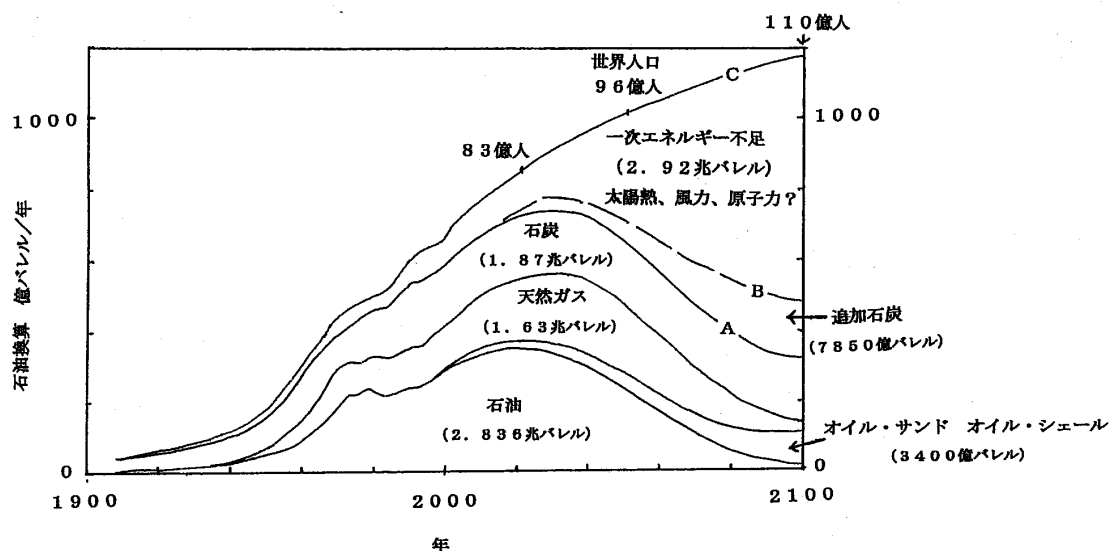
** Energy Information Administration

天然ガスのピークは石油のそれよりやや遅れ、2030年ごろに訪れるが、2100年には、たった数%の供給をするのみとなる(図2)。ここに示されている天然ガスは在来型のみである。一方、石炭については、過去数十年間比較的一定の生産量を保持してきている実績に基づいてか、21世紀においても一定の生産を続ける「ケースA」と、緩い増加をする

「ケースB」が示されている（図2、カーブAおよびカーブB参照）。

世界人口は内輪に見積もっても年1.5%の率で増加し、2025年に83億人、2050年に96億人、そして2100年には110億人になるという予想（Ashford⁷⁾, 1995）に基づいて、エネルギー需要を推定したものが図2の一番上位の「カーブC」である（Edwards⁴⁾, 1997）。石炭使用量が増加する「カーブB」と「カーブC」の2100年における差（エネルギー不足）は年600億バレル、つまり同年のエネルギー需要の50%以上に及ぶ。原子力の使用が環境や安全性の配慮から頭打ちであるとすれば、この年に必要となる600億バレル相当のエネルギーは太陽熱、風力、地熱、潮力、波力、水力、バイオマスなどの自然エネルギー源に頼らねばならなくなるが、自然エネルギーに至る過渡期においては天然ガスの重要性が増すであろう。

図2 21世紀世界の一次エネルギー予想



出所：Edwards⁴⁾ (1997) を修正

3. 大水深の石油鉱床

図2の在来型石油供給予測の中には含まれていないが、最近脚光を浴びてきているのが大水深（大洋）での石油・ガス鉱床の発見である。このタイプは在来型に含まれるべきであるが、ごく最近の発見であるためにほとんどの埋蔵量予測に含まれていない。アメリカ、テキサス・ルイジアナ沖（メキシコ湾）に始まり、その後ブラジル、アマゾン河口沖に続いて、西アフリカ（ナイジェリアとアンゴラ）沖での石油と西オーストラリア沖での天然ガス発見がなされた。1980年代中頃以来、水深2000mを超える深海下で、続々と石油、ガスが発見されている（田沢⁸⁾, 2002）。大水深での石油探査はその中盤段階にあり、すでに500億バレルの埋蔵量が確認されているが（田沢⁸⁾, 表2）、今後の探鉱の進展に伴い、1000

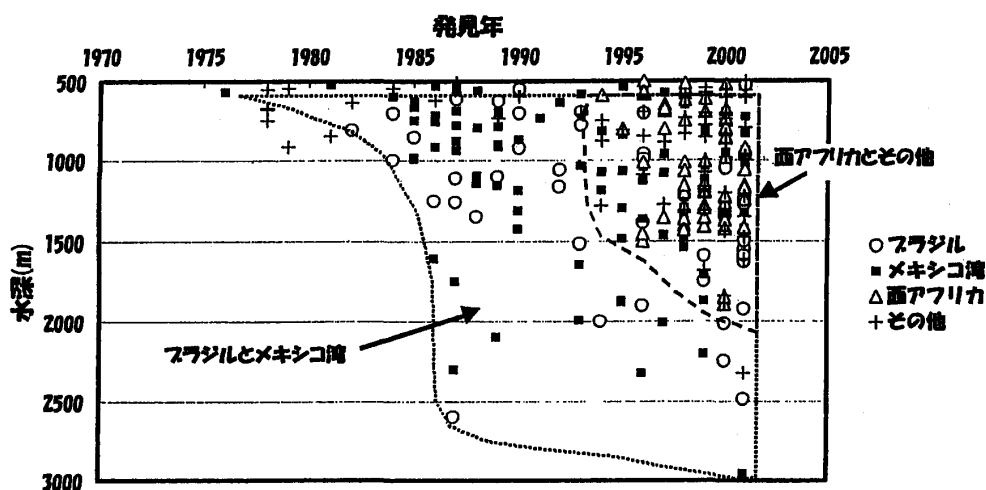
表2 大水深油・ガス田の国別埋蔵量(石油換算)

(単位:億バレル)

国名	可採埋蔵量
ブラジル	130
アンゴラ	87
ナイジェリア	75
オーストラリア	59
ノルウェイ	21
インドネシア	17
エジプト	12
アメリカ	70+
その他	33+
合計	500+

出所:田沢⁸⁾(2002)に追加

図3 大水深油・ガス田の発見年と水深



出所:田沢⁸⁾(2002)

億バレルには到達するであろうと予想されている。現在までに掘られた試掘井、評価井の総数は1000坑近くであるが、これらの坑井基地の水深、掘削年度、および掘削地域は図3⁸⁾に示されている。この図によると1986年以来、深海地域での掘削と鉱床発見が急速に進展しているが、最も多量の石油が発見されたのはブラジル、アマゾン沖である。

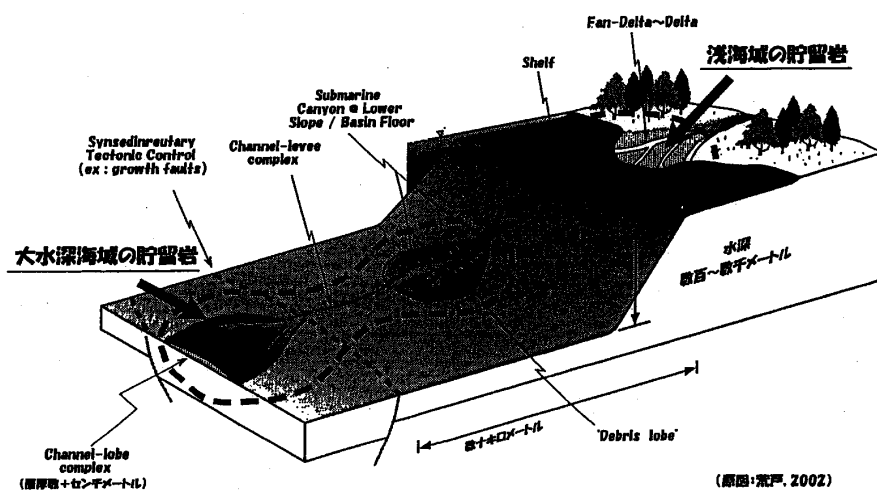
地質時代の過去にスーパー大陸、パンゲアを分割、移動させたプレート・テクトニックスの考えに基づくと、地球の地殻は比較的軽い物質で構成されている大陸地塊が、鉄やマンガンなど重い金属を含む岩石でできている海洋プレートの上に浮かんだ状態にある。海洋プレートが地球内部熱による対流によって移動するにつれて、大陸も分割、移動した。この間、大陸に降った雨は陸塊を削り、河川水とともに低地へ、さらに浅い海へ流されて、

生物の死骸とともに堆積する。生物循環の基本は光合成による炭水化物（炭素、水素、酸素で構成された有機物）であるが、これらの有機物は地下深く埋没して、脱酸素環境下で熟成して炭化水素、つまり石油や天然ガスに変化する。

堆積物が到達する範囲は主な河口地域からほど遠くない大陸棚（Continental Shelf、水深200m以浅）地域に限られると考えられていた。大陸棚より深い大陸斜面（Continental Slope）まで、堆積物が到達するとは多くの地質学者達が考えていなかったことと、仮にその様なことが地球の一部で起きたとしても、深海での石油探査には多くの危険と膨大なコストがかかる上、1970年代までは満足すべき深海探査技術もなかった。

1970から80年代にかけて、陸地や近海（大陸棚）での石油探査にも先が見え始めたのと、海洋物理探査技術並びに深海掘削技術の改善に加えて、アメリカ政府による「深海探査に対する鉱業税免除法」の成立によって、とくにメジャーズ（国際石油資本）が石油探査を始めた。もし、堆積物が大陸斜面にまで及んでいる地域があるとすれば、大河川の延長の海である可能性が高いので、ミシシッピ河の沖であるメキシコ湾やアマゾン河の沖海域が試されて、成功に結びついた（図4の深海堆積模式図参照）。いかに技術が進化したとは言え、このような石油探査はHigh Riskの上にHigh Costであったので、大資本をもつメジャーズや国策石油企業中心の活動であった。

図4 大水深海域の貯留岩と浅海域の貯留岩の堆積を示す模式図



出所：田沢⁹⁾ (2002)

表3にはアメリカを除く、深海域での石油確認埋蔵量の会社別のシェアが示されている。アマゾン河沖で大量の深海埋蔵量を発見したブラジル石油会社Petrobrasが世界最大の深海石油シェア（109億バレル）を保有していて、メジャーズが続く。地球に残された、多分最後の「化石燃料資源に関する賭け」に乗り切れなかった多くの中小石油会社や独立系石

表3 大水深海域で1億バレル以上(石油換算)の可採量を保有する油・ガス田の企業別埋蔵量シェア

(単位: 億バレル)

会 社 名	大水深石油・ガス埋蔵量
Petrobras	109
ExxonMobil	52
Shell	49
ChevronTexaco	41
British Petroleum	34
TFE	23
Statoil	17
Eni	15
Unocal	10
Norsk Hydro	7
Amerada Hess	3
Conoco	3
Others	54

出所: 田沢⁸⁾ (2002)

油会社は、その後グローバル化の影響もあって、統合や合併を余儀なくされ、今日に至っている。

深海油層はほとんどが「タービダイト」と言われる古海底斜面での土石流堆積物(砂層)で、孔隙率30%、浸透率3ダシーに達する優れた油層であり、層厚も100mに達するものがある。メキシコ湾のUrsa油田には1坑あたり日産30000バレルの油井がある⁸⁾。

油・ガス田の分布地域は限られているものの、層厚が厚いことと、貯留層の優秀性(孔隙率、浸透率の高さ)により、高い生産性が保たれている。

4. 非在来型石油 (Unconventional Oil)

地球上に存在する普通の石油や天然ガスのことを在来型石油 (Conventional Oil)、またはガス (Gas) と言う。「通常の石油、ガス」という意味である。在来型の油・ガス田では、ガスや石油が比重の軽い順に地層水の上で遊離した形で存在し、坑井を掘削した後、自噴なりポンプによって生産される。一方、図2のグラフの一部に示されているオイル・サンドやオイル・シェールからの石油は通常の油田から生産されるものではないので非在来型石油 (Unconventional Oil) と呼ばれる。砂岩層や頁岩(泥岩)層の粒子間孔隙に付着した、大量の重質石油として存在する。在来型石油のように、石油自体に流動性がないので、地層そのものを採掘した後、熱処理等によって石油を抽出するか、坑井を掘削し、蒸気を圧入して、石油の流動性を増加させた後、生産する。

世界で最大のオイル・サンド(あるいはタール・サンド)鉱床はカナダ・アルバータ州北東部のAthabascaとCold Lake地域に存在するもので、約1.686兆バレルの確認埋蔵量プラス8300億バレルの推定埋蔵量のうち、少なくとも3,000億バレルの可採量が見込まれる(Meyer and Dewitt¹⁰⁾, 1990)。現在、約25万バレル/日の生産を上げ、累計生産量は10億バ

レルを超える。Athabascaでは地表近くにオイル・サンドが存在するので、採掘、抽出法が行われているが、Cold Lake地区ではオイル・サンドが地下数百mの深度に存在するので、蒸気法（Puff and Huff）が使われている。

一方、ベネズエラのオイル・シェール（油頁岩）中には約1.2兆バレルの重質石油が含まれ、うち2670億バレルが回収可能とのことである（Mastersほか¹¹⁾、1991）。

オイル・シェールはアメリカ西部ユタ州近辺に分布するGreen River頁岩層中にもあり、約1.8兆バレルの埋蔵量に対して、1400億バレル近くが可採量であるとのことである（Russel¹²⁾、1990）。生産を経済的に可能にするためには、油価が少なくとも50ドル／バレルになることが必要とされる。石油を抽出した後に残る物質が細粒子である粘土であるため、風や雨によって飛ばされたり、流されたりして、地域環境を破壊する可能性がある。だから環境を守るための、適切な処理のためにコストがかさむ。

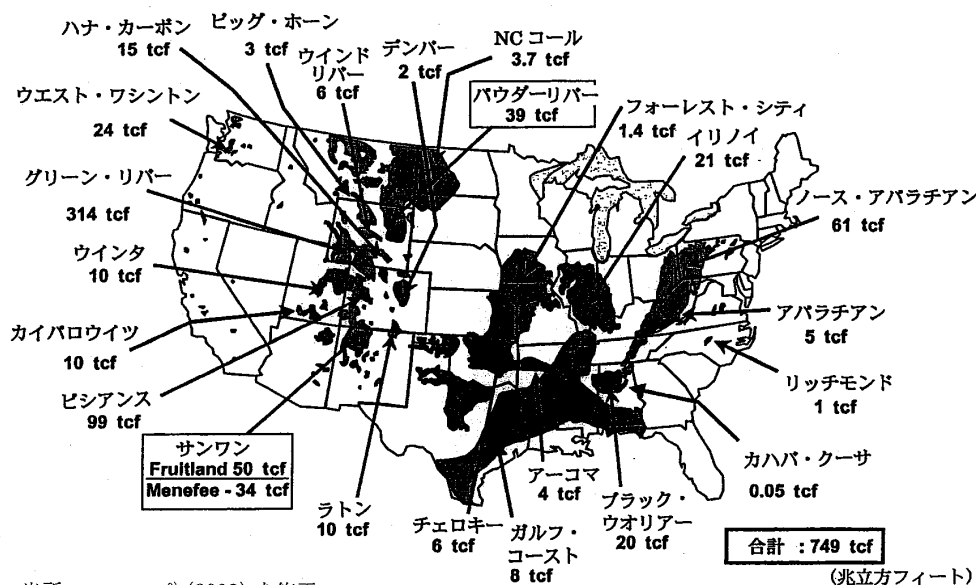
5. 非在来型ガス（Unconventional Gas）

地層水から分離した形で存在する在来型と異なり、地層ないし地層水そのものと一体となって存在する非在来型ガスには、A.炭層ガス、B.盆地中心ガス、C.メタン・ハイドレイト、D.フラクチャー・ガス、E.シェール・ガス、F.水溶性ガス、などがあるが、21世紀の資源として注目されるのは、A.B.C.である。

A. 炭層ガス（Coalbed Gas）

アメリカ合衆国西部のコロラド州からニューメキシコ州にまたがるサンワン盆地（San Juan Basin、図5参照）の白亜紀層中に多くの石炭層が存在するが、これら炭層に吸着し

図5 アメリカ合衆国の炭層ガス鉱床分布図



ているガスをフリー・ガス（ガスとして遊離しているという意味）として生産する方法は簡単である⁹⁾。まず、坑井を掘削し、対象とする炭層部分を仕上げ（鉄管を入れてセメントで固め、固定する）後、フラクチャー・オペレーション（炭層に人工的な割れ目を作る作業）を実施する。その後、炭層中に含まれている水を汲み上げて、地層圧を減少させることによって、ガスを自噴に導く⁹⁾。

サンワン盆地のFruitland層のガスは世界最大の炭層ガスで、年1兆立方フィート（約286億 m^3 ）以上のガスを生産をしている（アメリカの炭層ガスの約80%）。可採埋蔵量は約8兆立方フィート（約2285億 m^3 ）と考えられる。図5にはアメリカ国内の、その他の炭層ガス鉱床も示されているが、埋蔵量の合計は749兆立方フィート（約21.4兆 m^3 ）に及び、うち400兆立方フィート（約11.4兆 m^3 ）が可採量とみられる（表4）。ロシア、中国、カナダ、オーストラリアなどにも多くの炭田があり、大量の炭層ガスの存在が期待されるが、これらのほとんどは未開発のままである（表4）。とくに、ロシアと中国の炭層ガスについては、将来、開発が進展すれば日本への輸出の可能性もでてくる。

表4 世界の炭層ガス可採埋蔵量

（単位：兆立方フィート）

国名	ガス可採埋蔵量
ロシア	600~4000
中国	1060~1200
アメリカ	400
カナダ	200~2700
オーストラリア	300~500
ドイツ	100
英国	60
カザクスタン	40
ポーランド	100
インド	30
南アフリカ、ジンバブエ、ボツワナ	30
ウクライナ	60
合計	2980~9260

出所：Ayers, Jr.⁹⁾ (2002)

B. 盆地中心ガス（Basin-centered Gas）

1970年代後半、カナダ、アルバータ州西部、ロッキー山脈のふもとで、地質構造的にかなり深い深度（15,000フィート以上）の白亜紀砂岩層からフリー・ガスが発見され、Deep Basin Gasと名づけられた（Masters¹³⁾, 1979）。その後、アメリカ国内においても、続々と同様なガス鉱床が発見されたので、一般名としてBasin-centered Gas（堆積盆地中心部のガスという意味）と名づけられた（Law¹⁴⁾, 2002）。通常のガス鉱床は地下構造上、最も浅いところ（例えば、ドームや背斜構造）に存在し、その周辺を石油か地層水で囲まれた形となる。したがって、通常の天然ガス探査法では構造トップを探す。しかし、盆地中心ガスは最も深いところに潜んでいるので、発見が難しかった。カナダでの最初の発見が困難で

表5 アメリカ国内の盆地中心ガス鉱床と1993年現在の可採埋蔵量

(単位：兆立方フィート)

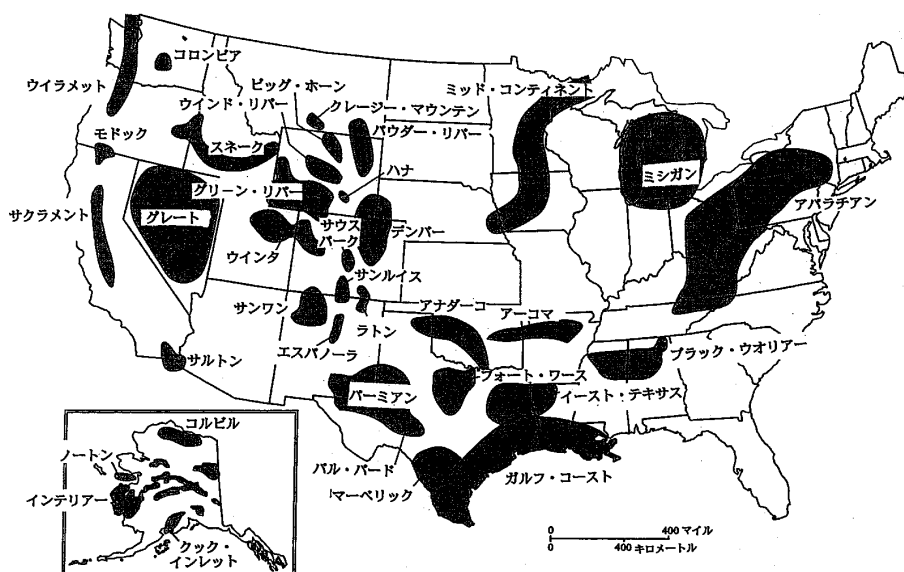
堆積盆地	可採埋蔵量
Greater Green River	119.30
Uinta-Piceance	16.74
San Juan	21.15
Denver	3.16
Appalachian	44.97
East Texas	6.03
Columbia	12.20
Total	223.55

出所：Law¹⁴⁾ (2002)

あった理由の第2は、ガス層の圧力が異常に低いために、通常のテストではガスを自噴させることが困難であったことである。筆者の個人的な研究結果によると、この異常低ガス圧の原因は約1500万年前に起きたロッキー山脈の造山運動と隆起によって、地層温度が低下し、かつ地層孔隙が拡大（膨張）したためであるとの結論を得た。

カナダでの盆地中心ガス鉱床発見後、アメリカで発見された主な地域とガス可採埋蔵量が表5に示されている。これらの堆積盆地の位置については図6を参照されたい。アメリカ全体で223兆立方フィート（約6.3兆m³）以上のBasin-centered Gasが採取可能である。このタイプのガス鉱床の探査は、ガス需要の多い北米大陸でようやく緒についた段階であるので、世界の他の地域についてのデータはない。

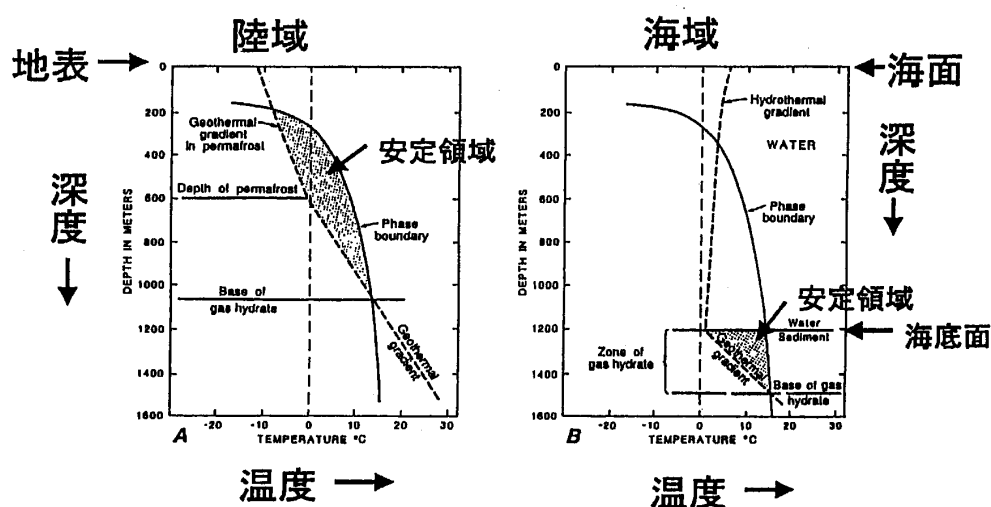
図6 アメリカ合衆国の盆地中心ガス鉱床分布図

出所：Law¹⁴⁾ (2002) を修正

C. メタン・ハイドレート (Methane Hydrate)

極地に近いところに存在する永久凍土下や深海底に存在することが分かっているガス・ハイドレート (Gas Hydrate) ないしメタン・ハイドレート (Methane Hydrate) については、近年多くの話題が提供されているが、資源の実用化にはかなりの時間が必要であろう。低温 (0-12, 3度)、高圧 (数十気圧) 下でメタンと水の分子が正12面体の結晶を作る。1 m³のメタン・ハイドレートを分解すると164m³のメタンと0.8m³の水になる¹⁵⁾。図7には陸域 (永久凍土下) と海域 (深海底) でのメタン・ハイドレート形成の深度と温度を示す。

図7 陸域と海域におけるメタン・ハイドレート安定領域の推定

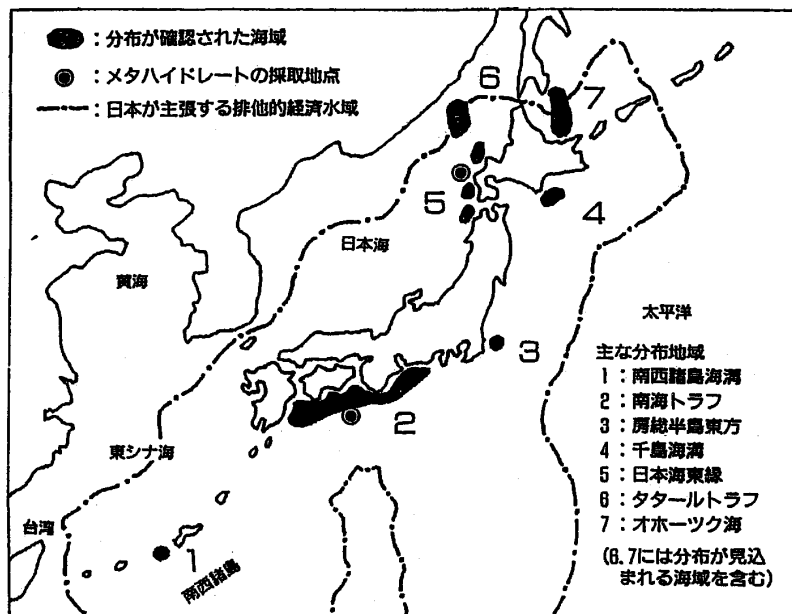


出所：田中¹⁵⁾ (2003)

1977年から1998年までの間になされた独立した8つの世界的評価によると、陸域に存在するメタン・ハイドレートの総量は490～26,250兆立方フィート (14～750兆m³)、海域では10.85～476京立方フィート (3,100～136,000兆m³) である (藤田¹⁶⁾、2001)。ちなみに、今日までに世界中で確認された在来型天然ガス埋蔵量がたった5,110兆立方フィート (146兆m³) に過ぎないことを考えれば、メタン・ハイドレート量 (とくに海域における) が、如何に大きいかわかる。日本近海では南海トラフに大量のハイドレートが存在することが、掘削によって確認されている (図8参照)。

メタン・ハイドレートを経済的に地下から生産する方法としては、温度を上げるか、あるいは圧力を下げるか¹⁷⁾であるが、人工的にハイドレートを作ることは比較的簡単で、しかも、いったん製造されると割合安定した物体である。固体であるという不利はあるものの、メタン・ガスの輸送並びに保存手段としての可能性が現在検討されている。世界最大のメタン・ガス輸入国である日本へは液化天然ガス (LNG) として特殊タンカーで運ばれているが、マイナス162度の超低温を保ちつつ、長距離輸送することは容易ではない。

図8 日本周辺海域のメタン・ハイドレート分布図

出所：藤田¹⁶⁾ (2001)

結論

本稿の主な目的は世界中で今日までに発見された在来型の石油・天然ガス（Conventional Oil and Gas）埋蔵量に比べて、非在来型（Unconventional）がいかに豊富であるかを記述し、資源の枯渇が緊急の問題ではないことを強調することにあつた。非在来型の活用についても、活発な研究が行われているので、いずれ遠くない将来に利用可能になるものが多いと推定する。事実、オイル・サンドからの石油などはすでに経済的に生産されている。しかし、より重大な問題はこれらの化石燃料資源を使った結果発生する環境破壊である。

地球が2～3億年という長い時間を費やして熟成した石油、天然ガス、石炭を人類は産業革命以来の非常に短い時間に使い切ろうとしている。化石燃料は地質時代の過去に、光合成によって生成された有機物が地下で炭化水素や炭素に変化したものである。つまり、大気中から二酸化炭素をとり、酸素を放出することによって大気をクリーンする長いプロセスの結果、できた物質の変化したものが化石燃料であるので、これらの物質を燃焼すれば、大気を再び汚染することになる。つまり、酸素に富む地球大気を保存したかったら、使ってはいけない物質が化石燃料である。

在来型エネルギーの中心である石油の生産は2020年頃にピークに達した後、下降線を辿るとの予想がある。しかし、1980年代以来、にわかに活況を呈してきた水深2,000mを超える深海域での大規模な石油鉱床はこの予想に加えられていない。深海域での石油探査はその緒についたばかりで、今後の進展が期待されるが、少なくとも1,000億バレル（残存石油埋蔵量の5%近く）の追加鉱量が見込まれる。アジア大陸を流れる大河の沖合いにも、

深海油田発見の大きな可能性があり、今後の調査が望まれる。

2030年ごろピークを迎えると予想される天然ガスの探鉱熟成度は石油よりかなり低く、しかも環境保護の観点から、石油よりも優れた資源なので、今後の埋蔵量増加が見込まれる。つまり、在来型天然ガスのピークは2030年より遅れる可能性が高い。有機物からの生成過程において、まず分子サイズの大きい重質石油ができ、のちに熱分解により中質、そして軽質石油に変化する。熱分解の最終的産物はガスであり、堆積盆地の深部にも存在する¹⁸⁾。深度が増加すると地層の孔隙率や浸透率が減少するが、炭化水素の分子サイズが同時に減少するので、生産性に大きな支障をきたさない。つまり、ガスの生産は大深度に及びうるが、この部分では十分な探査が完了していないので、今後、発見される見込みの在来型天然ガス量は大きいと考える。

北東アジア地域で唯一の資源輸出可能国であるロシアの極東シベリア地域における、在来型ガスについてはコビクタ・ガス田などの大ガス鉱床が発見されているが、近くにマーケットがないことと、パイプライン施設が完備していないため生産されていない。つまり、現在でも十分な埋蔵量があると推定されるが、今後の探査活動によって、さらに埋蔵量が増加する可能性がある¹⁹⁾。

その上、炭層ガスや盆地中心ガスなどの非在来型鉱床発見の可能性も高い。ロシアや中国には多くの炭田があるが、炭田地帯以外にも炭層が広がって分布していると考えられるので、将来炭層ガスが生産される可能性が高い(表4参照)。ガス需要の高いアメリカで発達した炭層ガス採取の方法は、1.炭層に人工的な割れ目を作り、2.地層水を汲み上げ、地層圧を下げることによって、3.フリー・ガスの生産に導く⁹⁾。アメリカにおける2000年末現在の炭層からの累計ガス生産量は10兆立方フィート(約2860億 m^3)に達した。炭鉱事故のうち、最も重大なガス爆発の機会を減少させるためにも、炭層からガスを採取することが望まれるが、採取されたガスが産業や民生に利用できればもっと良い。北米で進展している盆地中心ガスの北東アジア地域における可能性は未知であるが、今後の調査、研究が待たれる。

極東シベリアでのもう一つのガス資源がメタン・ハイドレイトであるが、石油公団が加わったカナダ北部での実験結果¹⁵⁾なども利用して、検討すべき課題であると考ええる。シベリアの永久凍土の下にハイドレイト化したガスが大量に存在することが判明している。ガス・ハイドレイトを輸送手段として考える可能性については、奥井²⁰⁾が液化天然ガス(LNG)とのコスト比較を行ったが、ハイドレイトの方が有利である可能性が高い。

謝辞

本論文は平成15年度、NEAR財団研究助成金による「極東シベリアの天然ガス開発と日本のエネルギー政策」の研究成果の一部である。本助成に対し、感謝申し上げる。

査読者から貴重なコメントをいただいた。ここに厚く感謝申しあげる。

注

- 1) 石油連盟『今日の石油産業』、石油連盟、2001、74頁
- 2) 本村真澄、2003、『ロシアからの新しい石油・天然ガスフローを展望する』その1、その2、『石油／天然ガス レビュー』2003年3月号、1-21頁、2003年5月号、43-61頁
- 3) Hubbert, M.K., 1969, Energy resources, in P. Cloud, Ed., Resources and Man, Freeman, San Francisco, USA, p. 157-42
- 4) Edwards, Crude oil and alternate energy production forecasts for the twenty-first century: the end of the hydrocarbon era, *American Association of Petroleum Geologists Bull*, v. 81, no. 8, 1997, p. 1292-1305
- 5) Zapp, A. D., Future petroleum producing capacity of the United States, U. S. *Geological Survey Bull.*, 1142-H, 1962, 36p
- 6) Magara, K., with Galloway and Hobday, Frio Formation of the Texas Gulf Coastal Plain, Bureau of Economic Geology, Report of Investigation, no. 122, University of Texas, 1982, 78p
- 7) Ashford, L. S., New perspectives on population: lessons from Cairo: Population Bureau, Inc., *Population Bull.*, v. 50, 1995, no. 1, p. 2-4
- 8) 田沢章広『大水深時代の石油探鉱』『石油開発時報』、No. 135、2002、3-12頁
- 9) Ayers, Jr., W. B., Coalbed gas system, resources, and production and a review of contrasting cases from the San Juan and Powder River basins, *American Association of Petroleum Geologists Bull.*, v. 86, 2002, no. 11
- 10) Meyer, R. F. and Dewitt, W., Jr., 1990, Definition and world resources of natural bitumens: U. S. *Geological Survey Bull.*, 1944, 14p
- 11) Masters, C.D. et. al, World resources of crude oil and natural gas :Proceedings of the Thirteenth World Petroleum Congress, Topics 25: West Sussex, England, John Wiley and Sons, 1991, p. 51-64
- 12) Russel, P. L., Oil shales of the world, their origin, occurrence, and exploitation: New York, Pergamon, 1990, 753p
- 13) Masters, J. A., Deep basin gas trap, western Canada, *American Association of Petroleum Geologists Bull.*, v. 63, 1979, p. 152-181
- 14) Law, B. E., Basin-centered gas systems, *American Association of Petroleum Geologists Bull.*, v. 86, no. 11, 2002, p. 1891-1919
- 15) 田中彰一『21世紀の非在来型ガス資源確保への挑戦』『石油技術協会誌』、第68巻、第2・3号、2003、149-155頁
- 16) 藤田和男『シリーズ“超石油”資源論講座(その15)』『石油開発時報』、No. 130、2001、58-70頁
- 17) Collett, T.S., Energy resources potential of natural gas hydrates, *American Association of Petroleum Geologists Bull.*, v. 86, no. 11, 2002, p. 1971-1992
- 18) 真柄欽次『北東アジアを見据えた、今世紀日本のエネルギー政策』『北東アジア研究と開発研究(宇野重昭編)』、国際書院、2002、105-118頁、『北東アジアの天然ガス資源と今世紀日本のエネルギー問題』『北東アジア研究』、第2号、島根県立大学、2001、109-120頁

『北東アジア研究』第7号(2004年3月)

- 19) 真柄欽次『極東シベリアの石油と天然ガス』『並びに我が国の環境政策』『北東アジア研究』、第6号、島根県立大学、2004、199-212頁
- 20) 奥井智治『ガスハイドロイト輸送技術への期待』『石油技術協会誌』第66巻、第2号、2001、168-174頁

キーワード 一次エネルギー 大水深の石油 在来型石油 在来型ガス 非在来型石油
非在来型ガス 炭層ガス 盆地中心ガス メタン・ハイドロイト

(Kinji MAGARA)