

論文の内容の要旨

論文題目 北米及びアジアにおける非在来型天然ガスの最適供給割合の予測

氏名 寺崎 太 二 郎

本論文では、天然ガスの世界的な需要の伸びによって生じる供給不均衡を解消する過程において非在来型天然ガスの商業生産が進む可能性があることを明らかにする。世界の天然ガス需要は平均 2.3%~2.4%の伸びが予測されており、2000 年の 2 兆 5270 億 m^3 から 2030 年には 5 兆 470 億 m^3 に達する見込みである。2000 年における需給はほぼバランスしているが、2010 年頃から需要が供給を上回るようになり、2030 年には約 7000 億 m^3 の供給不測が生じると予測されている。

ところで、天然ガスは輸送上の理由から地域限定的な性格がある。2000 年における天然ガスの国際貿易量は総生産量の 22%に当たる 5263 億 m^3 に過ぎない。この内パイプラインによる貿易は約 74% (3893 億 m^3) で、残りはLNG (1370 億 m^3 ; 約 1 億トン) である。これらの貿易は国際的に遍く行われているわけではなく、いくつかの大きなブロックに分けて捉えることが出来る。パイプライン貿易が中心のブロックとして欧州・旧ソ連や北米、LNG貿易が中心のブロックとしてアジア・オセアニア・中東が挙げられる。このことは世界的な需給を考える場合に重要なポイントとなる。

天然ガスの供給地域は中東、東欧・北アジア、アフリカ、東南アジア・オセアニア等であり、需要地域は、西欧、北米、東アジア、南アジア等である。国としては、米国、日本、中国、インド等が今後の大口の需要国として挙げられる。これらの地域、国々においては、これから如何にして安価な天然ガスを確保するかが重要な課題になる。このため、長期的な在来型天然ガスの不足を補い、地域的な不均衡をなくする一環として非在来型天然ガスの開発が進む可能性がある。タイトサンドガス、コールベッドメタン、シェールガスといった非在来型天然ガスはこれまで経済的な理由から開発生産がなかなか進まなかった。し

かし、米国においては、税制優遇措置の導入や技術革新による生産コストの低減により開発が進み、現在では天然ガス全供給量の約 30%を占めるまでになっている。今後天然ガスの需要が伸びるアジアにはこれらの資源が豊かに存在している。米国で確立された技術をベースにこの地域における非在来型天然ガスの開発を進めることは意義があると考えられる。

新たに非在来型天然ガスを利用する場合、在来型天然ガスとのベストミックスを考慮することが重要である。経済的な観点からベストミックスを求めるためには、天然ガスの生産コストや輸送コストに関する的確な値が必要になる。しかし、生産コストについてはその予測が可能な手法が確立されているとは言い難い。また、これらの諸コストを用いた総供給コストの予測に関しても目的に合った手法を用いる必要がある。以上より、総供給コストが最小となる天然ガス供給割合の予測を行うことは意味があると考えられる。

予測計算に先立ち、遺伝的アルゴリズム法（GA 法）および擬似ニュートン法について米国の実績値を利用して再現性（ばらつき）を比較した。その結果、GA 法の方がばらつきが小さかったため、本研究にはこれを用いることとした。

天然ガスの生産開始時点から終了時点までの生産コストを推算可能にするため、米国、北海等の開発フィールドにおける生産コストの経時的変化を示す実績データや世界の天然ガス資源を開発の難易度でクラス分けした予測データ等を用いて、生産コストを推算する方法を検討した。その結果、究極可採資源量 R 、累計生産量 Q を用いて、 $(R-Q)/R = 0.5$ におけるコストを 1 としてコストを無次元化することにより、 $(R-Q)/R$ をパラメータとして生産コストが推算可能であることがわかった。一方、非在来型天然ガスの生産コストに関してもガス種ごとに $(R-Q)/R$ をパラメータとした相関式を作成した。

GA 法を用いて 2001 年～2030 年の北米、およびアジア・オセアニア・中東における各種天然ガスの供給割合について総供給コスト最小化の観点から予測を行った。

まず、北米の各種天然ガスに関する供給割合の予測は以下のような結果になった。非在来型天然ガスの総供給量は前半において約 35%（約 2900 億 m^3 ）を数年維持した後、コスト高のため漸減するものの後半は約 20%（約 1700 億 m^3 ）の水準で推移し、引き続き重要な地位を占める。一方、在来型天然ガスの供給量は前半約 5000 億 m^3 で推移し、後半に入ると約 1500 億 m^3 増大するが、この分はカナダ産の在来型天然ガスによって補われる。

アジア・オセアニア・中東天然ガス圏全体の需給バランスについて予測を行った。30 年間の前半はそれまでの流れを引き継いで東南アジアが主な供給地域となるが、後半は中東が東南アジアを追い越す。一方、オセアニアはこの 30 年間に於いて殆ど変化が見られない。また、中央アジアは後半に入ると伸び始め、2030 年にはオセアニアに並ぶ。中東が伸びるのは、資源量の豊富さから供給コストの上昇速度が緩慢なためである。一方、オセアニアの伸び悩みは消費地域である東アジア、南アジアへの輸送コストの高さが原因となっている。

今後主な輸入国になると見られる中国、インド、日本の予測結果を以下に示す。なお、非在来型天然ガスとしては中国やインドで開発プロジェクトが企画されている CBM を計算対象に選定した。これらの国々の場合、総体的に LNG 輸送コスト、非在来型天然ガス（CBM）の生産コストが増減のポイントとなった。中国で供給の中心となるのは国産在来

型天然ガスである。2010年以降はLNGも伸びるが国産在来型の約50%程度に留まる。また、CBMがかなりの伸びを示し、輸入LNG以上の役割を果たす結果となった。中央アジア、東シベリアの天然ガスについても着実に伸びて行くことが示唆された。

インドでも供給の中心となるのは国産在来型天然ガスである。2010年以降は中東からのLNG輸入と国産CBMが伸び始めるが、東南アジアやオセアニアのLNGは殆ど伸びない。これは中東が他の2地域に比較して距離が近いことや、CBMの供給コストが相対的に低いことが理由になっている。

日本は、自国の天然ガス資源を殆ど保有せず、その需要は長期契約によるLNG輸入で賄われている。今回は需要見通しとLNG長期契約のギャップ分について予測を行ったところ、東南アジアからの輸入が大半を占めるという結果になった。しかし、供給コストは東南アジアが最廉価とは言えないので、LNG取引の柔軟化が進めば、中東やサハラが伸びる可能性がある。一方、オセアニアは資源量の少なさ、輸送距離の長さの点で他の地域より不利な立場にある。

東南アジア、オセアニア、中東の供給量予測結果と中国、インド、日本の輸入量予測結果のバランスを見ると、2025年以降、日本、中国、インド向け供給量だけで東南アジアやオセアニアの供給量予測を上回った。この需給不均衡は、中東、中央アジア、東シベリア、及び非在来型天然ガスによって埋められるものと考えられる。

最後にアジアの天然ガス資源の将来について3つの提言を行った。

(1)非在来型天然ガス(CBM)の開発促進とパイプライン輸送網・供給網の建設を進めることによりアジア地域の天然ガス需給ギャップを狭める。

非在来型天然ガスの利用には輸送手段の充実が前提となるため、これはパイプライン輸送の手段で後れをとっているアジアの大きな課題である。

(2)LNG取引・輸送の柔軟性を高め、ブロック間の需給の円滑化を図る

LNGの生産・輸送コストは近年、一層の低下が図られるとともに、従来の固定的な契約形態が見直され、より柔軟な契約形態に向かいつつある。地域内における需給調整に加え、中東、オセアニア諸国から北米向け、欧州向けの輸出の増加を踏まえて、取引・輸送の柔軟性を一層高める必要がある。

(3)世界の天然ガス資源量評価と供給能力予測の恒常的調査分析を行う。

天然ガス供給割合の最適化計算においては、資源量の確度が大きな影響を及ぼす。しかし、非在来型天然ガスに関する資源探査はまだ不十分であり、米国以外の資源量は特に不確実性が高いため、さらなる調査が必要である。