

炭化水素ガス水化物層—エネルギー資源の新埋蔵体\*

A. A. TROFIMUK, Yu. F. MAKOGON, M. V. TOLKACHEV\*

岸本文男\*\*訳

世界のエネルギー資源生産動態(第1表)は, 燃料資源生産量構成の中で石油・天然ガス分が今世紀後半に入って急上昇し, 工業国の燃料エネルギーバランスの中でその消費量がこの80年間に3%から75%に増大したことを示している。

現在, 世界のエネルギーバランス中の石油分は最大ピークに達しているものと思われ, 年々その生産量はふえているが, 今後の燃料としての石油の役割は減少するに違いない。その背景となっているのは, 世界の天然ガスの生産が急テンポで発展し, しかもその探査埋蔵量\*<sup>1</sup>と地質埋蔵量\*<sup>2</sup>が2000年以後も生産を保証できるという見通しである。

炭化水素資源の期待できる生産発展上の上記の特徴は, 生産消費構造がこれ以上急変しない一般傾向を反映している。全世界的な燃料の節約, 炭化水素資源探掘深度の増大, 二次エネルギー資源・新エネルギー資源の活用も, きわめて重要な要求である。

ソビエトのエネルギー資源動態では, 長い間, 石炭が主体となっていた(第1図)。今世紀の後半に入って, 石油と特に天然ガスの生産が早いテンポで増大し, この35年間に天然ガスの生産が40倍以上に伸び, 1980年には4,350億 m<sup>3</sup>の線を越えた。

天然ガスは技術の進歩と社会労働生産性の向上の強力な要因になった。天然ガスを使って銑鉄・鋼鉄の93%, セメントの60%, 鉬物肥料の95%が生産されている。ソ

ビエト国民のおよそ2億人に近い人々が日常生活に天然ガスを使っている。

1985年には, ソビエトで6,000-6,400億 m<sup>3</sup>の天然ガスが生産される予定である。

ソビエト共産党第26回大会における中央委員会の報告の中で, 特にソビエトの全体的な燃料エネルギーバランス中で天然ガスの比重を高め, 燃料としての石油の比重を下げる課題の実践が強調された。報告は, “国民生活は基本的に新しいエネルギー源を探し続けるよう求めているのである”と述べている。

燃料エネルギー資源と化学資源の一つとして, 炭化水素ガス水化物がある。

炭化水素ガス水化物 (hydrocarbon gas hydrate), 略してガス-水化物は, 特定の圧力と温度のときに生成される, 炭化水素ガスと水の固態分子化合物で, すでに170年以上も昔に知られていたものである。そのガス水化物は固溶体, いわゆるクラスレイト (clathrate) で, この固溶体中では特定の圧力と温度のときに炭化水素ガス分子が水素結合によって水の分子から生じた結晶格子の構造穴を充填している。

現在では, 既知の実際上すべての天然の気体(水素, ヘリウム, ネオンを除く)と合成気体, すなわち100種以上の気体物質と揮発性液体の水化物生成体の平衡パラメータが得られ, 調べられている。

1970年以前には, ソビエトでもそのほかの国々でも, ガス水化物が, 主として; 天然ガスの探掘・蓄積・輸送・貯蔵・精製システムの中でのその生成・集積の予防を目的として研究されていた。

天然炭化水素ガスの水化物の新たな総合研究が始まったのは1969年のことで, その年にソビエトでは一つの科学的な発見, すなわち, 地殻中に水化物状態で大規模な濃集体をつくるという天然ガスの性質が発見された [2, 6]。

\* A. A. Трофимук, Ю. Ф. Макогон, М. В. Толкачев (1981): Газогидратные залежи—новый резерв энергетических ресурсов. «Геология нефти и газа», no. 10, стр. 15-22 (A. A. Трофимук, Ю. Ф. Макогон, М. В. Толкачев (1981): Gas-hydrate pools—a new reserve of energy resources. «Geologiya nefiti i gaza», no. 10, p. 15-22, in Russian)

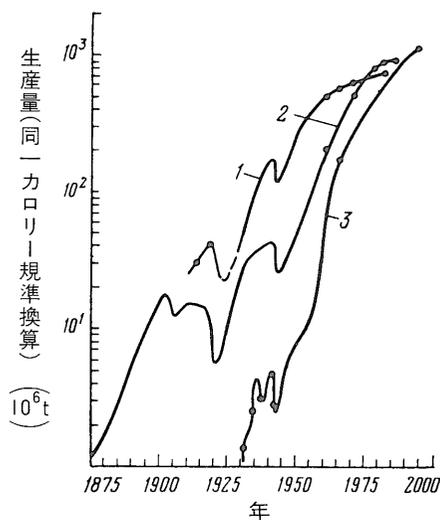
\*\* 鉱床部

\*<sup>1</sup> 訳者注: 探査ずみの埋蔵量のこと, 確定・推定・予想の総体である。計算対象範囲には必ず1本以上の鉱床発見試錐がなくてはならない。

\*<sup>2</sup> 訳者注: 地質学的に考えられる埋蔵量の意で, 探査ずみ地域・未探査地域全域にわたる。

第1表 世界のエネルギー資源の生産(×10億t)  
(石油 10<sup>4</sup> kcal/kg 換算)

エネルギー資源	年							
	1900	1920	1940	1960	1970	1979	1990	2000
石油	0.021	0.098	0.315	0.959	2.149	3.12	3-3.5	4.0
天然ガス	0.007	0.021	0.084	0.441	1.029	1.3	3-4	6-7
石炭	0.504	0.938	1.316	1.463	1.596	1.98	2-2.5	2-3
水力	0.014	0.021	0.049	0.196	0.322	0.41	0.5	0.7
原子力	—	—	—	—	0.021	0.16	1-2	1-1.5
その他	0.35	0.42	0.42	0.42	0.455	0.5	0.5	0.8
計	0.896	1.498	2.254	3.549	5.572	7.47	10-13	14.5-17
世界人口10億人当り	1.617	1.811	2.295	2.982	3.635	4.5	5.7	7.4
年間比消費量 t/人	0.554	0.827	0.982	1.190	1.533	1.66	1.8-2.3	2.0-2.3

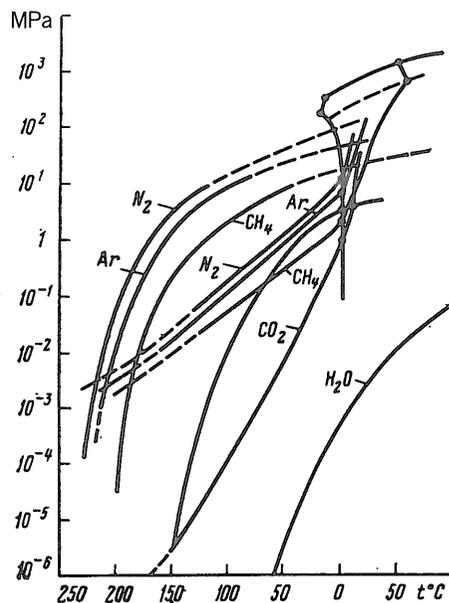


第1図 ロシア時代とソビエト時代におけるコンデ  
ンサート随伴原油(1), 石炭(2), 天然ガス(3)  
の生産量動態(同一カロリー規準換算)

### 水化物生成帯

ごく一般的な形で水化物生成帯に入れられるのは、熱力学的環境がガス水化物の安定存在条件に合致する透水性堆積岩層である。例えば、メタン水化物は絶対零度から+55℃という広い温度範囲(強真空条件下及び数100メガパスカルの圧力下で)で存在することが可能である(第2図)。

それぞれの具体例によると、水化物生成帯の厚さは、熱力学的に安定した条件下にあれば、天然ガスの組成と地下水中の鉱物成分組成に左右される。



第2図 気体成分及びその水化物の弾性と温度との  
関係

陸地の1/4の地殻堆積被覆層の現在の熱力学的特徴及び海洋水域の堆積物の大部分は、固態水化物状態での天然ガスの集積・保存条件に合致する〔3, 4, 7-14〕。いくつかの気体の気体弾性曲線を背景とした水化物生成体平衡曲線(第2図参照)を解析した結果は、圧力と温度が低いときには熱力学的にもっともよい条件を備えるのが気体の水化物状態であって、自由状態ではないと結論づけるべきものである。

気体水化物が気体に飽和されきっていない地下水から生じ、その後の貯蔵に層相遮蔽を必要としないことは、

気体水化物のもっとも重要な性質と考えられる。

気体水化物のこの性質は、地球とその気圏・水圏の生成初期に、また地球岩石圏中での炭化水素の貯蔵・保存におそらく大きな役割を果し、自由天然ガス、石油、ガスコンデンセートの現在の可採層の形成を大きく助けたに違いない。

熱帯では水化物生成帯は地表下 250-500 m から始まり、北氷洋・南氷洋では同じく 100-250 m から始まる。海域での気体水化物生成帯の上限（第 3 図）は一般に水塊中において、水化物生成帯平衡曲線と水温変化曲線の理論交差点に一致する。海域での気体水化物生成帯の下限は底質堆積物層中において、堆積被覆層温度変化曲線と水化物生成帯平衡曲線の交差点から理論的に決定できる。

水化物生成帯の構造、凍結岩の厚さと水化物生成帯の厚さの相互関係に関する、地下水の鉱物成分組成と天然ガスの組成を念頭においた、一般的な概念は、東シベリア各地の深部試錐の資料からすると、第 4 図のような模式断面図で表すことができる。

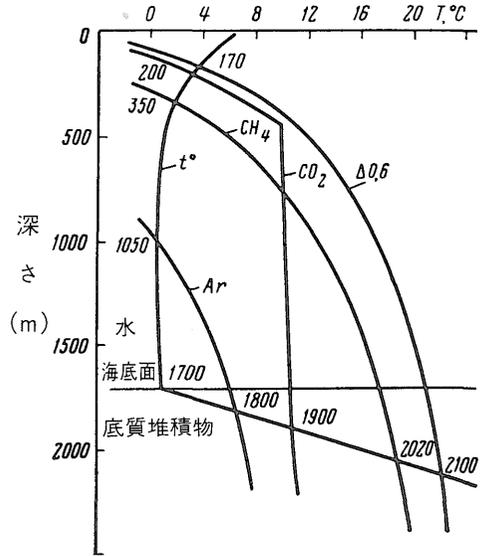
例えば、ボーフォート海では、凍結岩の平均厚度が 300-700 m で、まれには 925 m に達することもある。この場合の水化物生成帯の厚さは、800 m から 1,200-1,500 m の範囲である（第 2 表）。

第 3 図にかかげた条件では、水化物生成帯の上限は相対比重 0.6 ( $\Delta 0.6$ ) の天然ガスの場合が深度 170 m,  $CO_2$  の場合が 200 m,  $CH_4$  の場合が 350 m, Ar の場合が 1,050 m と決定できる。また、水化物生成帯の下限は、それぞれ深度 2,100 m, 2,020 m, 1,900 m, 1,800 m となる。上記条件下における気体水化物層の厚さは、それぞれ 400 m, 320 m, 200 m, 100 m に達するはずである。

水域では、水化物生成帯の最大厚度部分は、適度な地温勾配値、最大の堆積岩厚度、大量の炭化水素の発生が特徴の、海洋斜面と陸棚との接合帯にある。

探査上特に重要なところは北氷洋と大陸との接合帯で、その大部分は厚い凍結岩層の存在が特徴となっている。大洋の影響下にある陸地沿岸部では、凍結帯の厚さが薄くなる。また、水化物生成帯の分布深度も浅くなり、したがって、一定幅の非透水性水化物層が北に移動する。他方、北氷洋の温度環境は事実上全域にわたって底質堆積物中のガス水化物の生成条件に合致する。海底中の水化物生成帯の下限は、海底が侵食されるにしたがって深くなる。

沿海帯では、陸地部分と海底部分の水化物生成帯が合体し、海岸線にそって長く伸びた、自由炭化水素の確実な被覆層となる、厚いドーム状遮蔽層を形づくる（第 5



第 3 図 海域における水化物生成帯と深度との関係図

第 2 表

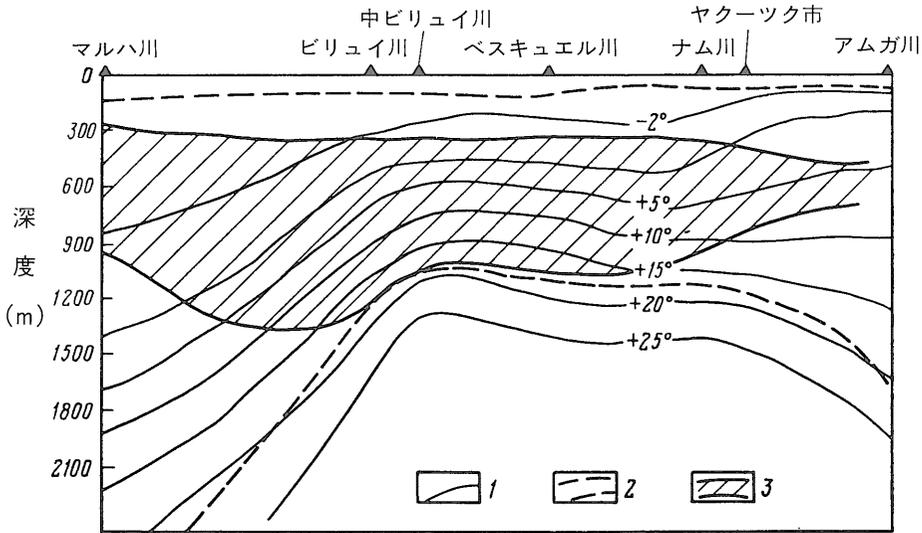
地 区	凍結岩の厚さ (m)	水化物生成帯の厚さ (m)
ターレット	400	800
オービルルク	400	800
ネクターリク	440-670	900-1,300
カポヌアー	480	880
コアコアク	750	1,500
ケナルアク	600-925	1,200-1,560
ナーラーク	680	1,450
オカラーク	780	1,480
カグルリク	400	800
キラナク	300	700

図). 発生・移動する天然ガスは、層相トラップの存在と無関係にこの遮蔽層下に集積し、厚い炭化水素集積体をつくる。

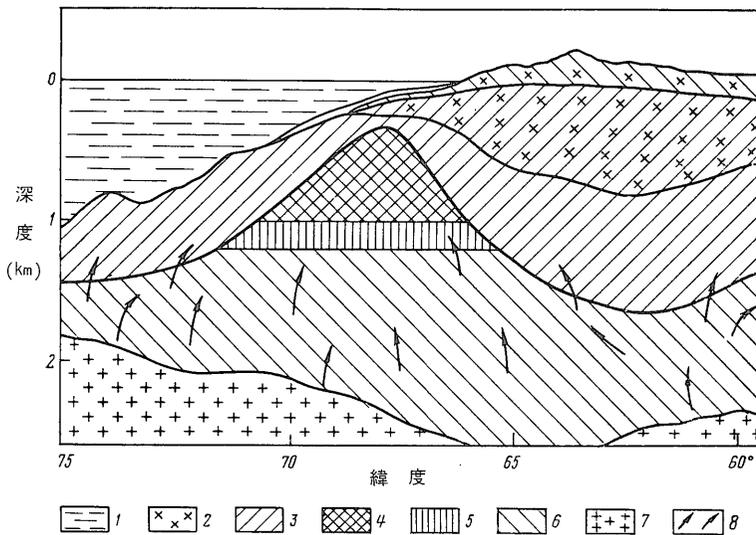
水化物生成帯断面中の地下水の鉱物成分は海域のある部分に事実上一定値のまま残り、1-2℃をこえない程度で水化物生成平衡曲線を移動させ、同時に大陸部分では地下水の鉱物成分が水化物生成帯の厚さに非常に大きな影響を与えるはずである。

堆積被覆層が著しく薄く、地温勾配が大きく、炭化水素の発生が微弱という特徴を備えた大洋海底は、水化物状態での大規模な天然ガス集積体の発見を望むには事実上全く適していない。

大洋海底の堆積被覆層中でのガス水化物集積体は、以



第4図 圧力・気体組成・地下水鉱物成分組成を考慮した中部ヤクート地方水化物生成帯の断面  
 1—等温線(°C) 2—推定水化物生成帯の境界面(淡水+気体, 比重0.6) 3—推定水化物生成帯



第5図 大洋と凍結帯との接合帯の模式断面図

1—大洋 2—凍結帯 3—水化物生成帯 4—自由天然ガス層 5—油層 6—炭化水素発生帯  
 7—結晶岩基盤岩層 8—炭化水素移動路

前にガス水化物層をつくっていた、現在も堆積作用が活発な広域曲盆地帯で発見できる可能性があるだけである。

地殻中で発生し、移動する天然ガスは、最適の熱力学的条件に行き当たり、水と化合して水化物をつくり、それが集積してガス水化物層を形づくり、そのガス水化物層は熱力学的条件と生成段階によって水化物状態の天然ガスの含有状態が異なり、層の一部であったり、あるいは

全体的に濃集していることもある。

天然ガスの個々の成分が固相で集積する現象は、生物化学的変質作用が水化物生成帯で行われるとすれば、その作用による有機物転移の初期段階ですでに始まった可能性がある。水化物生成帯では、地球深部からでてくる自由ガスも水化物に変わる。

ガス水化物層は帯水層の下位に賦存することがあり、自由天然ガス、自由ガスコンデンセート、石油の層の上

位置もしくは下位層中に広がることもあり、海域では自由水に蔽われていることもある。

ガス水化物層の形成機構は自由天然ガス層の形成機構と著しく異なっている。その差違の根底は、水化物の拡散透水性が著しく小さいことにある。天然ガス水化物層と接する地下水中の溶存ガス含有率は、水化物状態の天然ガスの弾性が小さいために、自由天然ガス層との接触部の地下水の場合よりも著しく低い。

現在の地殻の堆積被覆層の熱力学的条件下では、ガス水化物層は初成のものも2次成のものもあり得る。初成ガス水化物層に条件つきながら入れることができるのは、天然ガスと水の固態への相転移に伴って、熱力学条件の輪廻的な変化を経験しなかったガス水化物層である。通常、このようなガス水化物層は大洋の水域にあり、層相遮蔽なしで存在している。初成天然ガス水化物層の生成期の始まりは、地球上の最近の大規模低温化期と一致する。

2次成ガス水化物層は自由天然ガス層からその熱力学的特徴が変化することによって生成したものである。一般に、2次成ガス水化物層は非透水性層相遮蔽層の下位に賦存する。同水化物層の地質年代は、当該地質断面における水化物生成作用の熱力学的平衡条件の最近での安定存在期継続期間によって決められる。

#### 水化物状態の天然ガス埋蔵量

地球上に水化物の状態で胚胎されている天然ガスの埋蔵量の決定は、その効果的な回収手段をみだすよりも複雑な問題である。

ガス水化物層の発見には、電気伝導度と透水性が小さく、音波伝播速度が早いといった水化物の性質、更にガス水化物層上の拡散ガス流量の異常、当該水化物層の層温の低さ、天然ガス組成の変化、当該水化物層試錐時における地下水の淡水化など、この種の天然資源につきまとう一連の探査指標が利用される。

ガス水化物層の探査と把握は、陸地の場合も海域の場合も、広域ガス測定・地温測定と組み合わせて、周波数0.1-10 kHzでの地震音響探査によって行うことができる。この諸方法によって、ガス水化物層の面積、厚さ、上面と下面の賦存深度が把握でき、産出層の水化物飽和度及び天然ガス飽和度が決定できる。

堆積被覆層の地震音響探査の結果、アメリカ北西海岸地域、ポーフォート海水域、カナダ北極海諸島地域、アメリカ東海岸地域、アフリカ西海岸地域、メキシコ湾水域、カリブ海水域などでそれぞれ大規模な炭化水素ガス水化物鉱床(水化天然ガス田)が発見されている[11-14]。

ガス水化物層のパラメータを正確にする調査研究は試錐井で地球物理学的な方法を組み合わせを行い、更に当該ガス水化物層範囲で採取されたコアを用いて行う必要がある。

現在地球上に胚胎されている、水化物状態の天然ガスの埋蔵量の決定にさいしては、現在の気温条件の広域的及び全般的な特徴と古気温、堆積層の厚さ、堆積層中の有機化合物の含有量、堆積被覆層の熱力学パラメータの周期的変化のさいの有機化合物の変質強度と保存の程度に関する情報を考慮しなくてはならない。

大陸のガス水化物層の天然ガス埋蔵量は、およそ $57 \times 10^{12} \text{ m}^3$ である[9]。これとは違った評価値もある。例えば、R. S. McIver [13]は陸地の場合の水化物状態の天然ガス埋蔵量を $31.1 \times 10^{12} \text{ m}^3$ 、そのうちの $5.4 \times 10^{12} \text{ m}^3$ がカナダの陸域に集中するとしている。また、J. S. Weaver [14]は、カナダ沿岸水域の場合について $60 \times 10^{12} \text{ m}^3$ という数値を発表している。世界の陸棚と大陸斜面に水化物の状態で濃集する天然ガスの埋蔵量を、筆者らは $(5 \sim 25) \times 10^{15} \text{ m}^3$ と見積っている。

ガス水化物層中の天然ガス埋蔵量を計算した別の論文[2, 3, 6]では、地表下1,500 m以浅に分布するガス水化物層中の天然ガス埋蔵量が等容積の自由天然ガス層の場合よりもつねに多いということ、1,500 m以深に分布する天然ガス水化物層では自由状態の天然ガス層の単位容積当りの天然ガス埋蔵量が水化物状態の場合よりもつねに多いということを示している。例えば、層圧が8 MPaのときには、容積 $1 \text{ m}^3$ 当りの自由状態天然ガス含有量が $100 \text{ m}^3$ 、水化物状態天然ガス含有量が約 $160 \text{ m}^3$ であるのに対し、層圧が20 MPaのときには、水化物状態の天然ガスであれば $165 \text{ m}^3$ 、自由状態の天然ガスであれば $250 \text{ m}^3$ を含んでいる。

#### ガス水化物層の採掘について

ガス水化物層の採掘は可能である。この問題のいくつかの解決法の概要は、すでに明らかにされている[3, 10]。しかし、ガス水化物層中での水化物分解過程の熱力学的パラメータ、及び周知の環境保全規程が大陸においても、特に大洋水域の深海部分においてもガス水化物層の根本的に新しい、効率の高い採掘法の開発を必要としている。

大陸のガス水化物層の採掘の根底には一つの共通する原則、すなわち、同層中で天然ガスを水化物状態から自由状態に直接転換し、それから従来の方法によって採取しなくてはならないという原則がある。水化物状態から自由状態への転換は、層中で水化物分解圧以下に圧力を

下げる方式、ガス水化物層に熱化学的手段、電気音響学的手段などを働かせる方式によって行えるはずである。

ガス水化物層の掘さくと採ガスのさいには、水化物状態から自由状態への転換時にその天然ガスの体積が急増し、水化物の熱分解時にその天然ガスのガス圧が急上昇し、水化物の分解時に大量の自由水を遊離し、当該水化物層の一定採掘温度に対応して層圧が一定するなどの水化物のいくつかの特殊な性質が配慮されなくてはならない。

水域におけるガス水化物層の採掘は、陸地の場合に比較すると、多くの特徴を備えている。その特徴は、次のようなものである。すなわち、

(1) ガス水化物層上に緻密な、非透水性の遮蔽層が欠除すること、

(2) 海底面からのガス水化物産出層賦存深度が浅いこと(0.1mくらいから数100mまで)、

(3) 当該水化物層胚胎層の分布面積が広大なこと、

(4) 水化物を被覆し、あるいは含有する非膠結層の機械的耐久性が比較的小さいこと、

(5) 海底堆積層中のガス水化物層賦存範囲内での主要膠結物は、炭化水素ガス水化物そのものであること、

(6) 大洋の海域では、ガス水化物層上に厚い水塊が存在すること、

(7) 一定静水圧のもとで天然ガス採取の全期間に行われるガス水化物層の採掘の結果は、水化物の分解手段と無関係であること、

(8) 厚さによるガス水化物層の過冷の度合は、大洋における水化物生成帯の上限深度、大洋におけるガス水化物層の厚さ、そのガス水化物層の断面での地温勾配によってきまる変数であること、

(9) ガス水化物層は、下位に賦存する自由天然ガス層もしくは自由油層の非透水性遮蔽層となること、

(10) 自由天然ガス層ないし自由油層がガス水化物層の下位に賦存するときには、自由状態の石油及び天然ガスをまず採取し、それからガス水化物層を採掘しなくてはならないこと、ガス水化物層と自由天然ガス層または自由油層との接触帯では、両者同時に採掘されるだろうこと、である。

今後、堆積層中での水化物生成作用に関する問題の更に興味のある研究及びこの炭化水素資源の濃集規模の決定が地球における天然ガス埋蔵量についての、また、海域や陸棚・大陸接合帯での炭化水素濃集体生成機構についての我々の認識を大きく変えさせるかもしれない。

## むすび

陸域でも海域でも、地殻の低温層中に集中した、固態水化物状態での巨大な埋蔵量の天然ガスの存在が確認済みである。そのような天然ガス層中の天然ガスは水と結合した固態で存在し、その開発には従来にない方法を必要としている。

陸域及び海域での水化物生成条件は、地球における炭化水素燃料資源の著しい濃集と十分な保全を大きく保証している。

陸域で数10兆 m<sup>3</sup>、海域で数100兆 m<sup>3</sup> を占める巨大な埋蔵量の水化物状態の天然ガスは、全面的な総合研究、効果的な探査・試錐・採掘の手段の開発を要求している。

更に特別な意味をもっているのは、北氷洋沿岸ぞいのにびた非透水性ガス水化物質遮蔽層と北氷洋陸棚地域の同様な遮蔽層下の、北氷洋陸棚-大陸接合帯中の大規模な自由状態炭化水素濃集層の探査・採掘問題である。

## 文 献

- 1) Yu. F. MAKOGAN (1965) Some problems of the prospecting and exploitation of natural gas beds. *Gazovaya Promyshlennost'*, no. 5, p. 14-15 (in Russian)
- 2) Yu. F. MAKOGAN (1966) Characteristics of the exploitation of natural gas beds in a permafrost zone. *TsNTI of Ministry of Gas Industry, Moskwa*, p. 1-21 (in Russian)
- 3) Yu. F. MAKOGAN (1974) Hydrate of natural gases. "Nedra" Press, Moskwa (in Russian)
- 4) Yu. F. MAKOGAN (1972) Natural gases of the oceans and a problem of their hydrates. *Ekspress-informatsiya of VNIIEgazprom*, no. 11, p. 11-15 (in Russian)
- 5) Materials of USSRCP XXVI Conference, "Politizdat", Moskwa, p. 38 (in Russian)
- 6) Properties of natural gases, existing in the Earth crust on the solid state, W. G. VASIL'EV et al. in book *Discovery, invention and trade marks*, Moskwa, 1970, no. 10, p. 1-57 (in Russian)
- 7) A. A. TROFIMUK, N. V. CHERSKII, V. P. TSAREV (1975) Biogenic methane resources of the world ocean. *Doklady of USSR Academy of Science*, vol. 225, no. 4, p. 936-939 (in Russian)

- 8) V. P. TSAREV (1976) Characteristics of the formation, prospecting methods and mining of hydrocarbon accumulations in permafrost conditions. YaF of Siberian division, AN of USSR, Yakutsk (in Russian)
- 9) A. A. TROFIMUK, N. V. CHERSKII, Y. F. MAKOGAN (1980) Possible gas reserves in the continental and marine deposits and methods of their prospecting and development. V. iiasa Resources Conf. Austria (in English)
- 10) Y. F. MAKOGAN (1981) Perspective of gas deposit development. IV Canadian Permafrost Conf., Calgary (in English)
- 11) K. O. Emery (1974) Pagoda structures in marine sediments. Natural gases in marine sediments, vol. 1, "Plenum" Press, N.Y. (in English)
- 12) D. W. DAVIDSON (1979) Natural gas hydrates in Northern Canada. Int. Conf. of Permafrost, Toronto (in English)
- 13) R. S. MCLVER (1979) Gas hydrates. Geochemical Research Int., Houston (in English)
- 14) J. S. WEAVER (1981) In situ hydrates under the Beaufort sea shelf. IV Canadian Permafrost Conf., Calgary (in English)