

石油・天然ガス鉱床の地球化学探鉱

②

本島公司

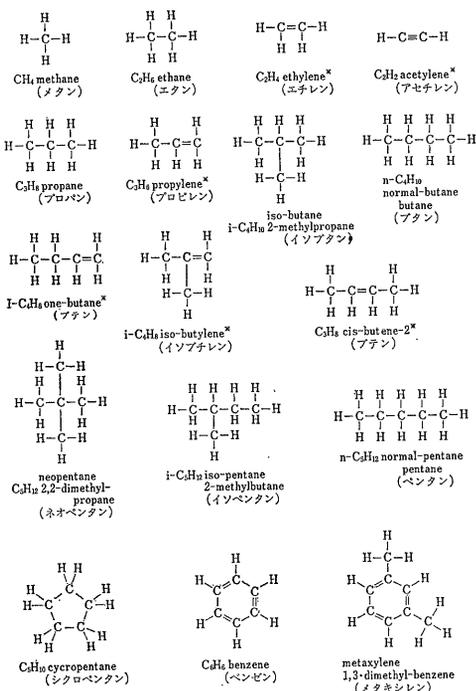
III 石油・ガスの地化探に関連する基礎的諸問題

石油・ガスの地化探を行なう場合には 石油・ガスとその鉱床に関する化学と成因についての理解を必要とします。いくつかの項目に分けて ここに大切と思われるポイントの説明を致します。

1. 炭化水素類の化学

炭化水素は炭素と水素の化合物です。したがって O N S などのヘテロ元素を含んでいるアスファルトなどは 炭化水素には入りません。しかし「アスファルト基の原油」という分類もある位に これらヘテロ有機化合物と炭化水素の関係は密接ですが この分類は原油を乾かした後に残るものが何か ということに基づいておこなわれていますので そのように理解していただきます。

原油と炭化水素系の天然ガスは 大略次のような化学組成です(重量%)。



第7図 炭化水素の構造

	原油	天然ガス
C	82.2—87.1	65—80
H	11.7—14.7	1—25
S	0.1—5.5	痕跡—0.2
N	0.1—1.5	1—15
O	0.1—4.5	0

a) 飽和鎖状化合物：これらはパラフィン系です。アルカン(Alkanes)といわれるものは不飽和結合および環状構造をもたない炭化水素の総称ですので 一般には構造式 C_nH_{2n+2} であらわされ パラフィン系はアルカンの中の1部をしめます。メタン(CH₄)が最も簡単な代表的なもので エタン(C₂H₆) プロパン(C₃H₈)……と続くことは 第7図に示すとおりです。CPIの測定にはノルマル・パラフィンとよばれる この化合物を分離して 試料に供します。

b) 飽和環状化合物：シクロ・パラフィン系で 安定です。シクロペンタン(C₅H₁₀)とシクロヘキサン(C₆H₁₂)が石油の中では もっとも大切です。一般式は C_nH_{2n}。

c) 芳香族化合物：環状構造をもつもので 一般式は C_nH_{2n-6} です。ベンゼン(C₆H₆)がもっとも大切です。

d) アルケン アルキンなど
二重結合を含み環状構造をもたない炭化水素がアルケンで 二重結合が1つのアルケンは C_nH_{2n} です。エチレン プロピレンなどがこれでオレフィンと総称され現世の未熟なガス 地下5~7km以深部のガス さく井時の高温での分解生成ガス 有機物の熱分解(pyrolysis) ガスなどに含まれ 時に地球化学上で大事な情報を提供します。アルキンは炭素原子間の三重結合をもつ化合物で アセチレン(HC≡CH)が代表格です。石油・ガスの地化学面では重要ではありません。

直鎖状アルカンは 常温でメタン(CH₄)~n-ブタン(C₄H₁₀)までが気体 n-ペンタン(C₅H₁₂)~n-ヘプタデカン(C₁₇H₃₆)が液体 n-オクタデカン以上が固体で

す。したがって天然ガスは $C_1 \sim C_4$ アルカンを主成分とし ガソリンは石油を $40 \sim 150^\circ C$ で蒸留して得られ $C_6 \sim C_8$ アルカンを主成分とします。ケロシンと重油はより沸点の高いアルカンからなり パラフィン常温で固体のアルカンを主成分とします。

石油地化学の面からは 炭化水素の沸点が大切です。 C_{10} ぐらいまでがよく分析されています。

2. 石油・ガス貯留の分布上の特長

世界の石油の深度別埋蔵量は次のようです。

— 600m	1%
600 — 1,200m	36%
1,200 — 1,800m	27%
1,800 — 2,400m	23%
2,400 — 3,000m	5%
3,000 — 3,600m	2%

最近のソ連における石油・ガス層の深度分布をみますと 数的には $1 \sim 2km$ に最も多く それは総数の45%を占めます。また $0.5 \sim 1km$ がこれに次ぐ25%になります。したがって $2km$ 以浅に 貯留層の数の75%が見られています。

K. K. LANDES (1967) によりますと アメリカで1949—1965年に発見された $4,570m$ 以深の貯留層のおよそ5分の4は石油層ではなくて ガス層でした。彼は一般論として 工業量の石油を産出する貯留層の下限は $350^\circ F$ ($177^\circ C$) と考えています。

ハルブツェイによりますと 1970年までに 世界では可採埋蔵量が5億バレル ($8,000$ 万 kl) 以上の巨大油田が187 究極可採量が3.5兆立方フィート (950 億 m^3) 以上の巨大ガス田が79発見されています。これら266の巨大油ガス田は 世界の総確認および産出石油埋蔵量の非常に高い百分率を占めています。巨大油ガス田の全埋蔵量の62%は砂岩を また 38%は炭酸塩岩を貯留岩としています。第三紀層中の油およびガス量は24% 中生代岩中には63% 古生代岩中には13%があります。266の巨大油ガス田のうち 237は背斜に位置し わずか25の油ガス田が層位トラップにあります。

西シベリア盆地の巨大ガス田は 北部の中部白亜紀の海退性 非海成ないし半淡半かん性の地層に関連し 陸成の植物片が リグニンおよびフムスをつくって 天然ガスを発生したと考えられています(YERMAKOV ら 1970 など)。従来 大きな油田は 海成層中で発見されてきました。しかし アメリカでもユタ州の Uinta 盆地の始新世の油田は非海成油田として知られてきましたし 中国大陸の大油田が 非海成の地層に成立していること

は 最近とくに注目されています。

ハルブツェイの大油田の番付表には 次のように中国の巨大油田がいくつも入っています。

巨大油田の順位	油田	地質時代	埋蔵量(bbl)
134	カラマイ	三疊~ジュラ	738×10^6
148	大慶	白亜	625×10^6
154	龍女寺	ジュラ	606×10^6
165	冷湖	中新~始新	528×10^6
168	鴨兒峽	中新~始新	525×10^6

1 bbl=0.16 kl

非海成層中に成立している油・ガス田で 最も有名なものは おそらくオーストラリア大陸とタスマニア島の間にあるバス海峡の海洋油田 Gippsland のものと西シベリア低地帯北部のガス田 中国大陸の油田などでしょう。このように 非海成の堆積性有機物が 天然ガスの根源物になるだけでなく 原油の根源物としての大きな役割を果たしていることは 注目されます。

3. 地温と石油・ガス貯留層

石油の生成時期について 2つの仮説が出されています。1つは初期続成作用の時期に石油ができると考え他はそれよりも後のカタゲネシス (Catagenesis) の段階にできると考えるものです。

これらの関係をまとめると第8図のようになります。

1952年に P. V. SMITH が メキシコ湾の現世堆積物中に 若い年令の液状炭化水素を発見しました。この研究に続いた成果として 石油が低温かつ堆積の初期に生成され かつその一部がすでに一時的移動をはじめることが結論づけられました。この若い炭化水素はこの数年後に W. MEINSHEIN によって提出された 大変印象的な図面によって その性格が明らかにされました。その図は 現世の炭化水素と 原油の沸点が $325^\circ C$ 以上の留分の化学組成が きわめて類似することを示しています。ところが スミス初期続成作用段階における石油生成の仮説が 1956年に N. STEVENSON E. BRAY および E. EVANS によって 大きくゆさぶられました。

彼等は 現世堆積物から抽出した若いマイクロ・ペトロレウムの n -アルカンの組成が 石油プールから採取した原油の n -アルカンの組成と 基本的に異なることを証明したのです。それは原油にくらべて 堆積物の n -アルカンは 顕著に奇数炭素数のものが多い点にあります。すなわち若いものは CPI が大きいのです。数値を示しますと奇数/偶数比は 堆積物で平均 3.6 原油では一般に1.15をこえません。

PHILIPPI (1965) は カリフォルニア油田を例として

第8図 海成の堆積物地域における変化(本島)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
水成岩生成作用の段階	地 圧 kg/cm ²	温 度 °C	フミン質 石炭のラ ンク	年 令 年	粘土鉱物	瀝青質 物 質	ヨウ素の こき うろ の 石 岩 石	ガスと石油	化石塩水の水質型
続 成 作 用 (diagenesis)			泥 炭			acid bitumi- noids	←	水 溶 性 ス (メ タ ン)	NaClHCO ₃
プ ロ ト ・ カ タ ゲ ネ シ ス (proto-catagenesis)	25 - 100	10 - 20	褐 炭	n × 10 ⁵	モンモリロナイト カオリナイト から	neutral bitumi- noids	← →	dry gas 石 油 ・ ガ ス	NaCaClHCO ₃ NaCaCl CaNaCl CaCl
メ ソ ・ カ タ ゲ ネ シ ン (meso-catagenesis)	340 - 400	65 - 100	長 焰 炭 ガ ス 炭 粘 結 炭	n × 10 ⁷	ハイドロマイカへ		←	石 油 ・ ガ ス コ ン デ ン セ ー ト	CaCl
ア ポ ・ カ タ ゲ ネ シ ス (apo-catagenesis)	-1,500 - 1,800	-180 - 250	微 粘 結 炭 無 煙 炭	n × 10 ⁸			←	ガ ス メ タ ン	CaCl NaHCO ₃ B
変 成 作 用 (metamorphism)	-2,350 - 2,600	-300 - 350	石 墨					メ タ ン	NaHCO ₃ B

1-5 VASSOEVICH et al. (1967), 6 VASSOYEVICH et al. (1970), 7 PHILIPPI (1965) および LOUIS et al. (1967), 8 WHITE (1957)

岩石中の炭化水素 (micro-petroleum) が 深度を増すにつれて石油 (macro-petroleum) の組成にいかになづくかを研究しました。彼はこのプロセスを熟成(maturation) とよびました。ロスアンゼルス盆地の上部中新統中にある沸点325°C以上の炭化水素では 熟成の変化点が 2,640m (117°C) と 3,290m (142°C) の間でみられました。同様な現象はパリ盆地の中生代層でもカメルーンのDoula 盆地の白亜紀層でも認められました。

石油生成の主要段階という観点で見ますと この変化点は堆積岩の熱史によっておもに支配されます。すなわち カリフォルニアの上部中新統と パリ盆地の中生界とは熱史からみると対応関係にあることになります。この点は油田地帯の堆積岩を石油成因面からみる場合に重要になります。

ベンゼン アセトン メタノールの混液は 時にスミスの溶ばいともいわれます。この溶ばいによって現世堆積物から抽出されたきわめて若い有機物は ソ連の学者によって酸性ビチューミノイド (acid bituminoids) とよばれています。酸性ビチューミノイドは 炭化水素のポテンシャルティと堆積環境を決めるのに役立ちます。これに対して クロロフォルム (CHCl₃) 抽出で定量されるカタゲネテックな炭化水素 (熟成した微小石油) は 中性ビチューミノイド (neutral bituminoids) として表現され これは石油ポテンシャルティの決定に役立ちます。前述のカメルーンの中生層の場合では 熟成した微小石油が増えはじめる深さは 1,200m (70°C) で そのピークは 2,300m (90°C) にあらわれ 2,800m (125°C) に達すると 酸性ビチューミノイドと中性ビチューミノイドの双方が ほとんどゼロになります。この傾向によって さく井地点における石油生成の主要

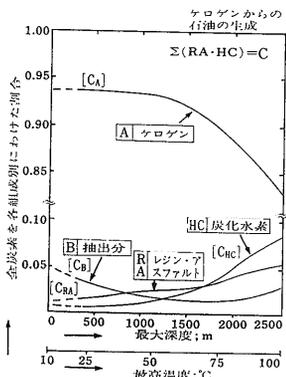
段階が 明示されます。この例では 2,800m の深度 (125°C) が 石油相の発生下限になります。

D. H. WELTE (1972) は TISSOT のパリ盆地に関する資料を第9図のように集成しました。彼によりますと 図中の石油 (HC) 生成曲線は 65°C以上の温度の部分で ARHRENIUSの一次反応方程式によく適合します。図で60°C前後 深度にして1,500m位のところで クロゲンの占める割合が急に減少します。それに呼応して炭化水素の増加がおこり クロゲンから石油を生成していることがうかがえます。パリ盆地では 100°C までの分が図化されましたが そこまでは石油生成期が続き まだガスゾーンへは入っていません。すでに述べましたが K. K. LANDES の1967年の論文が 石油フェーズの存在する最高温度を177°Cとしていることをもう一度思いおこしたいと思います。

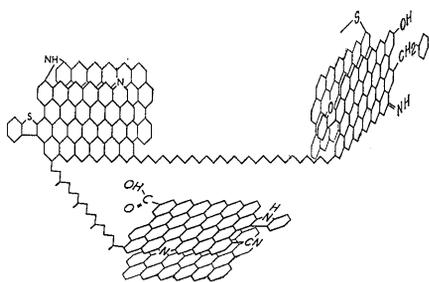
さて ここで最近話題になった電子スピン共鳴 (ESR) を利用し クロゲンによって 古地温を測定する問題にふれたいと思います。これは PUSEY という人が1973年の1月に発表した論文によって その大要を知ることができますので 彼の図面を用いて説明します。

クロゲンはどんな化学構造かといいますと 1974年に HITCHON が用いた図がこの点をよくあらわしてしまっていてそれは第10図のようです。クロゲンはベンゼンかくを基本にして いろんな成分がそれにくっついています。

このような クロゲンに熱が加わりますと まわりについている部分が切れて遊離します。たとえば カルボキシル基 (-COOH) やメチル基 (-CH₃) などは ヴァレンタインなどの研究を参考にしますと 1モルあたりおよそ 50kCal ぐらいで切れます。この切れた -CH₃ に水からきた H がつくと CH₄ になることは す



第9図 パリ盆地のジュラ紀 Toarcian 層における石油の生成 (1969年の TISSOT の資料を 1972年に WELTE が集成)



第10図 ケロゲンの分子構造

温の方が高いことが示されます。後のべますが PUSEY は 石油フェーズの限界を 300°F (約160°C) にとっていますので 第12図の古地温が300°Fをこえる図の左側では深さおよそ10,000フィート (3,000m) 以下ではガス層になります。

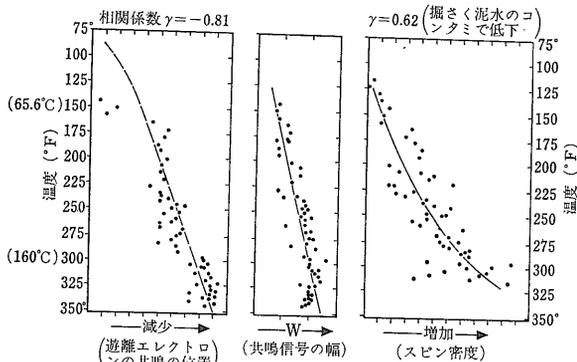
第13図は PUSEY による Liquid Window Conceptを示します。図の横軸は地温勾配で °F/100 フィートです。縦軸は深さでフィートです。150°F (65.6°C) 以下の温度では 生物起源のガスがあり 300°F (約160°C) をこえると 熱分解ガスがでます。この2つのガス域にはさまれて油の範囲があり それを「液相の窓」とよんでいます。彼 PUSEY によりますと スマトラなどでは 4,000 フィートで油相が終るのに対して南米ベネズエラのマラカイボ湖では 17,000 フィートまで石油があることになります。このように 古地温を測ることは 石油・ガスの探鉱上 大切なこととなります。日本でも 試験的に新潟県のコアについて ESR 測定を行なった例があります。将来研究される大事なポイントでしょう。

でに I 部でふれました。ただ さきに説明したCH₄の生成反応には バクテリア活動が関与していたのに対して ここでは熱分解反応によるちがいはあります。— CH₄などの切れたあとは「きりきず」としてそのまま残ります。そこで この「きりきず」の数などを ESR によって測るのです。「きりきず」は受けた熱と関連があります。すなわち 地温……今迄に受けた最高地温……が ケロゲンの ESR 測定で求まります。

さて ESR測定値の3種と 地温の関係はアメリカの南ルイジアナでは第11図のようになります。図中の g unit は遊離エレクトロンの共鳴の位置を示し その温度との相関係数は $\gamma = -0.81$ と大変高い相関関係がえられます。これに対してスピン密度は コア・サンプルに対するさく井泥水の浸入でやや相関が低く $\gamma = 0.62$ です。ESR では40~200°C程度の範囲で測温されます。

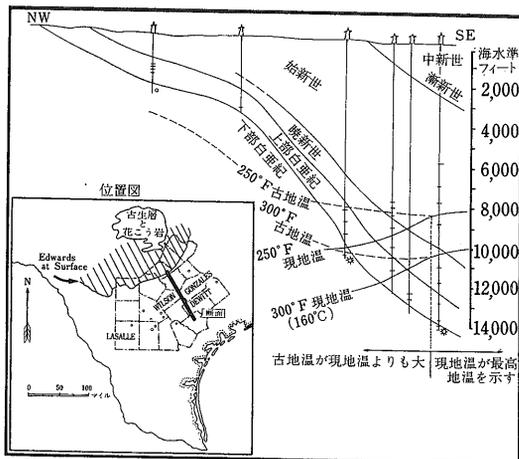
第12図はテキサス州の例です。もっとも南東部のところでは 現在の地温が今迄に経験した最高地温です。これに対して 西南部では 現在の地温よりも過去の地

日本には 炭化水素の垂直分布と地温との関係を示す資料があります。新潟市内のガス田では 水溶性の天然ガスにエタンがあらわれるのは 水温がおよそ 40°C からで さらにプロパンは 60°C 以上で出現します。沖縄のガス・ヨード田のコアガス分析資料でも 炭化水素の興味ある分布を示しています。

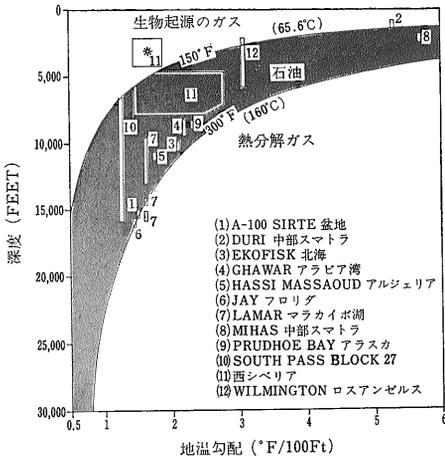


第11図 ケロゲンの電子スピン共鳴 (ERS) 南ルイジアナの第三系 (W. C. PUSEY, 1973)

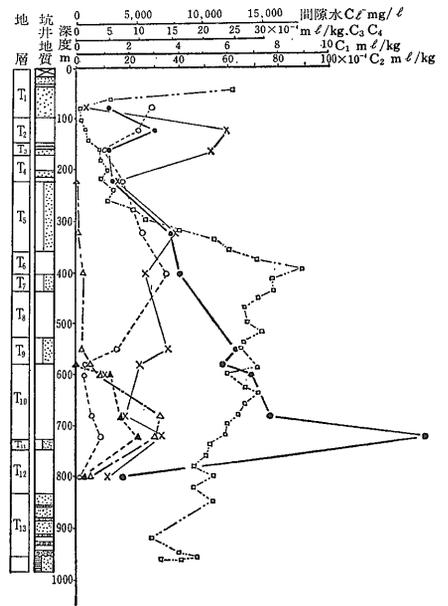
第14図は 那覇市の奥武山へ掘られた2号井の資料で



第12図 テキサス州 South Flank San Marcos Arch のケロゲンの ESR (W. C. PUSEY, 1973)

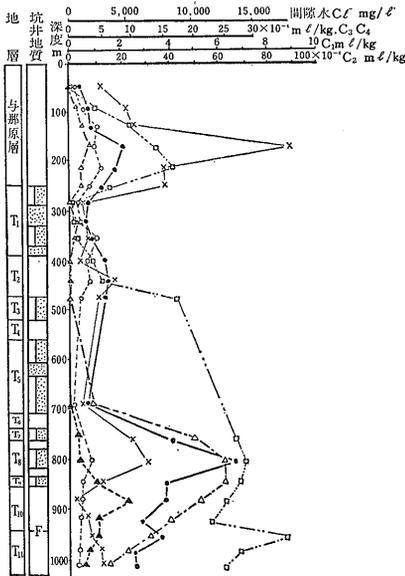


第13図
RuseyのLiquid Window
Concept (W. C. PUSEY,
1973)



第14図
那覇2号井における炭化水
素とCl⁻の垂直分布(地質
調査所)

地層は中新世の高尻層です。エタンは300mあたりから増え700mでピークをつくりますが プロパンは600mでないと出てきません。しかもそのピークは C₂ C₃とも同じ700m前後にあらわれます。エチレン (C₂H₄) は 天水の入る100m位と Cl⁻が急増する300~400mに多く出ます。さきにもふれましたが どうも C₂H₄は天水と関係がありそうで この点は NH₄ CO₂ HC O₃ H₂S などの比較から研究すべきでしょう。800m以深では基ばんの中生層の影響をうけて 熱分解メタンが多くなるようです。

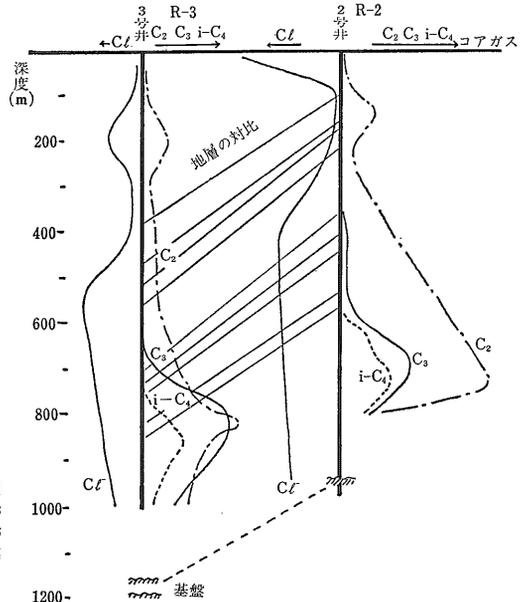


第15図
那覇3号における炭化水
素とCl⁻の垂直分布(地
質調査所)

—x— CH₄ —●— C₂H₆ —△— C₃H₈ —▲— i-C₄H₁₀
—○— 間隙水Cl⁻

第15図は 糸満市北部に掘られた3号井の資料で ほぼ14図に似た傾向を示します。

この2つの図面を合わせて 地質的に対比すると 第16図が得られます。コアガスの C₂ C₃ C₄ 分布は 図のように 地層の対比と斜交します。それは 古い地層では C₂~C₄の出現が 相対的に浅くなる という



第16図
沖縄本島南部ガス田にお
ける地質の対比とガスお
よびCl⁻の垂直分布傾向
(本島原図)

—x— CH₄ —●— C₂H₆ —△— C₃H₈ —▲— i-C₄H₁₀ —○— C₂H₄
—○— 間隙水Cl⁻ 断層

ことです。このことは $C_2 \sim C_4$ などの生成が地温と年令に関係されることを示唆します。熱量は温度に時間を掛けたものに関連しますので以上のことは化学的常識とも一致します。

4. 炭化水素ガスの水中および堆積岩中における拡散と移動

メタンの水中拡散係数は $20^\circ C$ で $1.49 \times 10^5 \text{cm}^2/\text{sec}$ になります。その値は $40^\circ C$ で $2.43 \times 10^5 \text{cm}^2/\text{sec}$ となり水温が高いほうがメタンが動き易いことがわかります。1970年に実測で求めた SAHORES と WITHERSPOON の表を第4表に示しました。この著者の1人 WITHERSPOON はソ連の KARTSEV らが書いた石油・ガスの地化探の本をロシア語から英語に訳したので日本人にも知られている人です。第4表をみますと分子量の大きいガスはやはり拡散速度が小さいことがわかります。実際の油田やガス田でメタンが100万年から1億年の間にどの位拡散で移動するかを ANTONOV が1963年に計算で求めたのが第17図です。

100万年といえますと第四紀の長さ200万年のなかばです。鮮新世は1,000数百万年 中新世は2,500万年 漸新世3,600万年 始新世5,800万年 暁新世6,300万年 など地学事典の数字を参考にしますとこの図は第四紀から白亜紀の間を扱う計算ともいえます。

17図の C_i/C_k とはもとの CH_4 とある地点の CH_4 の量比です。たとえば南関東ガス田の鮮新統のガスが拡散で水中を動くとしみますと CH_4 が半分動くのはわずか200m位の距離でしかありません。白亜紀ですとこれが1,000mに達します。岩石中に占める間隙水は30~50%程度が多いですから水成岩の中を拡散でメタンが動く速さ距離は数1,000万年で200~300m位のものになります。このような微量の拡散ガスを地表のアノマリーとしてつかまえるには余程感度のすぐれた分析器械を必要とすることがわかります。

何年か以前にソ連の SOKOLOV がガスの移動についてのフィールド資料を示しました。中央ロシアの油田ではメタン エタン プロパンが800m以上移動して

第4表 各種炭化水素ガスの水中拡散係数
Dx $10^5 \text{cm}^2/\text{sec}$ at $20^\circ C$ and $40^\circ C$

CH_4	1.49	and	2.43
C_2H_6	1.20		1.95
C_3H_8	0.93		1.58
n- C_4H_{10}	0.93		1.51
n- C_5H_{12}	0.72		1.17
neo- C_5H_{12}	0.86		1.45

J. J. SAHORES and P. A. WITHERSPOON (1970)

いる例でした。この際に地表から油層までの垂直距離が800mでしたので地表近くの地化探によって油層が探査できたのですがブタンとペンタンは地表まで達していませんので C_4 C_5 は地表地化探の指示成分にはなりません。

炭化水素ガスはそれぞれ独自の拡散係数と吸着能力をもち自然界ではクロマトグラフ効果が見られます。金属鉱床でも元素の一次分散 (primary dispersion) は拡散に依存する部分がきわめて少ないことをコルジンスキーなどがのべていて一次ヘイローの多くは岩石の割れ目を動く元素によってできるとされていますが石油・ガス鉱床の場合のガスの動きも全くこれと同様です。拡散で動くガス量は大したものではありません。

5. 有機物の熱分解

最近堆積岩に含まれる有機物を熱分解して得られる資料から石油・ガスを探査する方向が注目されています。

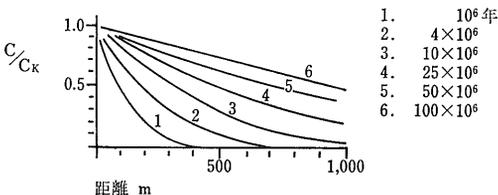
不溶性有機物すなわちケロゲンは堆積岩の中に広く分布します。50~100mgのケロゲン試料によってケロゲンの化学的特長を知ることができます。ケロゲンに対する低温熱分解測定は $280^\circ C$ までの温度範囲で行なわれます。その得られた結果は堆積環境と石油・ガスの現在のポテンシャルティをあらわします。この場合の熱分解産物は次のようです。

陸成のケロゲン…… CH_4 C_2H_6 ベンゼン誘導体
海成のケロゲン……パラフィン系炭化水素に富む

これに対してケロゲンの高温熱分解は $500^\circ C$ までの温度範囲で行なわれます。その資料はケロゲンの発展 (evolution) に関する情報を提供します。

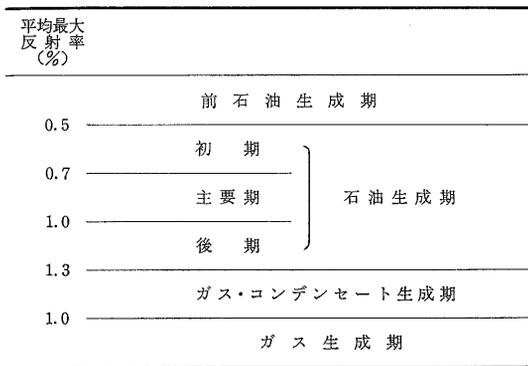
日本でも高感度ガスクロマトによる熱分解研究が地質調査所でおこなわれています。この際にはケロゲンを岩石から分離しなければなりません。それは化学的方法によってなされています。この調査所以外でも熱分解研究が行なわれているようです。

計算者: ANTONOV(1963)



第17図 ガス水界面からの距離とメタンの拡散 (P. A. DICKEY and J. M. HUNT (1972) D. A. P. G. Memoir 16, P 136-167 による)

第5表 オーストラリアにおける石炭反射率と炭化水素相との関係



(M. SHIBAOKA ら 1973)

フランスの Tissot らが 1974年の AAPG 誌上へ出した論文は大変興味を引きます。それはバリ盆地のジュラ紀の Toarcian 頁岩から分離したケロゲン(自然サンプル)と加熱変質させたサンプルとの比較研究を含んでいます。IR(赤外線)吸収スペクトルによる官能基の検査結果によって分解初期に—COOHなどが放出されて順次 続成度の高い天然ケロゲンに近づくことがよく出ています。ここまで研究が進みますと石油の成因と探鉱は本当に1体化されてきます。これらについては後程またのべます。

6. 有機物の反射率と色調

不溶性有機物であるケロゲンや石炭は光を反射します。Teichmüller ら(1968)や Shibaoka ら(1973)によりますと第5表が石油・ガスの探鉱に使えます。この表によりますと有機物は続成作用が進むにつれてガス生成期→石油生成期→ガス生成期と変化しそれにしたがって有機物(微小)の光反射率が小→中→大→中と変ります。この反射率の測定法には空気中で行なうものや油にひたして行なうものなどいろいろあるようですが広域調査に対して反射率法は有効らしくアメリカ カナダ ドイツ オーストラリアソ連など各国で使われています。

以上は光の反射のことでした。これに対して岩石薄片中の有機物(花粉 胞子を含めて)の透過光線を探査に利用する方法があります。その1例として Staplin の1969年の資料から第6表を借用しました。いずれにしても有機物が黒くなるようでは熱分解ガスの段階に入ってしまったことがわかります。

7. 石油・ガスの広域地化探

石油・ガス資源の広域調査にとって 根源岩の評価はきわめて大切です。この目的のために 次の3つのパ

第6表 ケロゲンの熱変質

熱変質係数	変質程度	有機物の色	共存炭化水素
1	なし	新鮮 黄	原油 乾あるいは湿性ガス
2	軽	褐黄	同上
3	中	褐	同上
4	強	黒	乾性ガス
5	最強	変質作用を伴う 黒	乾性ガス〜パーレン

(STAPLIN 1969)

ラメーターが使われることはすでにI部で述べました。

- ① 有機炭素量
- ② 石油分の含量
- ③ 両者の比

現在のところ 根源岩の判定は炭酸塩岩石の場合と頁岩の場合に 別々な基準が必要です。今迄述べてきたのは 頁岩の場合です。日本では秋田県福米沢の炭酸塩岩のレザバーを除いて 石油・ガスと炭酸塩岩との密着した関係の例はありません。日本のレザバーは砂岩とか火山岩などからなります。日本の根源岩の判定に使っている図は 第3図に示したとおりです。この図の中の数多い円は 新潟の泥岩を分析した値を示します。

続成作用とカタゲネシスの程度を知るのが探鉱の場合に つぎの問題として入るでしょう。泥質岩の石油化度(石油分/有機炭素)という尺度もこの目的に使えるでしょう。しかし石油化度を探鉱に使う時にはとくにいくつかの注意すべき点があります。その最も重要な点は石油が動きにくい細粒の岩石に対して石油化度を求めている ということです。石油の一次移動の有様が なかなかつかめない現在では石油化度の用いかたについて うんとゆるくしたほうが合理的でしょう。海成堆積物地域における続成的変化と石油 ガス 地下水 その他の関係を一括した。第8図をもう一度見なおしたいと思います。

石油そのものも熱などの力に変質します。1964年の KARTSEV の論文では 地質年代の若い原油にはナフテン系の炭化水素が多く 古い原油にパラフィン系が多いことを指摘しています。また Evans ら(1971) Bailey (1973) Speight (1974) などによる原油の性質の変化は 第7表のようです。

原油の生物による分解と水による洗い流し(water washing)の結果 油質は重くなり ガス油比は低下しとくにn-パラフィン生物にせんたく的に喰われて減

第7表 発展と変質に伴う原油の性質の変化

性 質	発 展 と 変 質			
	生物による分解と水による洗い流し	熱 未 熟 成	熱 熟 成	脱アスファルト
深 度 (m)	1,185	1,300	2,640	2,590
現在の貯留層の温度 (°C)	45	48	92	104
ガス油比 (scf/bbl)	50	200	1,780	500
比 重 (°API)	15.2	25.8	44.0	40.6
いおう (重量%)	2.99	2.77	1.0	0.16
C ₁₆ 以上の石油留分 (沸点270°C以上)				
飽 和 (%)	19.1	33.4	66.0	88.8
芳香族 (%)	43.3	37.9	24.8	10.8
ONS 化合物 (%)	21.3	18.2	7.6	—
アスファルテン (%)	16.2	10.4	1.7	0.3
飽和留分中のn-パラフィン (%)	6.9	28.7	36.7	33.5
アスファルテン (灰分除外時の元素分析値)				
C (%)	81.9	80.4	85.5	—
H (%)	8.0	7.8	9.4	—
O(direct) (%)	1.1	2.0	2.0	—
N (%)	1.0	2.6	1.2	—
S (%)	8.0	7.2	1.9	—

EVANS ら (1971), BAILEY ら (1973), SPEIGHT ら (1974)

少し アスファルテンが増えます。熱的に未熟成の原油も 熟成原油にくらべると重く いおうが多く n-パラフィンが少ない などの特長が顕著です。原油にメタンなどの低分子量炭化水素ガスが多量に加わると脱アスファルト現象がおこります。それによって原油は軽くなり いおうも減少し n-パラフィン分が多くなります。アスファルトによる黒色油のリングや油層のアスファルト・プラグギングが この場合に生成されます。

生成と移動の面から見た炭化水素ガスの組成と深度の関係が V. A. Sokolov らによって *Advances in organic geochemistry* 1971 に公表されて注目を引いています。彼らはソ連 アメリカ カナダ オーストラリアなどの500余の大ガス田について研究しました。彼らが用いた尺度は CH₄/全ガス状炭化水素 (Σhh) です。この値は浅層と 8km 以深の泥火山のガスで大きい値を示しまたガスの垂直移動は地下で 3~5km まで認められるそうです。この際には移動先のガスには CH₄ が多くなり CH₄/Σhh 値を増大させます。低温の生化学反応は CO₂ と CH₄ を生じ 深さ1.5~5km で熱分解による石油とガスを 6~7km以深はおもに CH₄ を発生します。中間深度では CH₄ に対して 平均20%の Σhh を生じま

す。垂直移動帯の CH₄/Σhh は150~200以下で これが150~200をこえると水平移動帯のプールです。CH₄/Σhh 値に対応してガスコンデンセートと石油プールが存在する確率は次の次のようです。

CH₄/Σhh < 50 平均確率85%で存在
 " 50~100 " 50% "
 " 100~150 " 20% "
 " >150 実質的に存在しない

以上の数値と考えかたは さく井中の資料などを取扱うさいにも参考になるでしょう。

広域地化探では 原油の推定根源岩の判定が行なわれることがあります。

わが国の1例として 新潟県見附油田についての石油資源の研究例をあげて説明します (本島ら 地球化学 1974)

見附油田の模式断面図は第18図のようです。七谷層中の油層は見附タフの中にあって石油とガスを産します。原油とコア試料のペリレンとポルフィリン量は第8表のようです。上位の油層から産出する原油 A Bは Pe—Ni—VO 型 (ペリレン—ニッケルポルフィリン—バナジルポルフィリン型) でコア試料から抽出したビチューメンについてこの型を探しますと 図と表に示されるように 油層の上にくる下部寺泊層がこれにあたります。すなわち 七谷層から産出する原油 A Bの推定根源岩は上位の下部寺泊層であって そこで生成した油が downward migration して下位層で貯留されたと推定されます。

これに対して18図のC D原油は Ni—VO 型であって その推定根源岩は 図表中の七谷層の泥質岩です。

広域地化探で大事な 問題がまだ残っています。その1つは頁岩間隙水圧と原油の移動です。

帝国石油の研究結果 (藤田 1973) をもとにして簡単に解説します。

第19図は 新潟県吉田の通産省基礎試錐における頁岩類の全孔隙率 (間隙水圧) と深さの関係を示しています。図の横軸は頁岩類の全孔隙率 (φ) であって 音波検層から密度検層相当値に換算して求められました。右上から左下へ延びる直線は 一般傾向の基準を示します。

第8表 見附油田における原油とコア中のペリレンとポルフィリン

試料位置	試料	採取法	採取深度 (m)	Perylene (ppm)	Ni-Porphyrin (ppm)	VO-Porphyrin (ppm)	特長	
見附	A	原油	DST 1,681-1,700	0.108	1.33	0.108	Pe~Ni~VO 型原油	
	B	"	DST 1,772-1,788	0.306	5.78	0.652		
	附	C	"	DST 1,979-2,007	0.000	7.70	1.73	Ni~VO "
		D	"	Prod.Test 1,958-2,007	0.000	8.99	1.52	
見附 SK-1	寺泊層	コア	1,718	0.155	0.19	0.0000	Pe~Ni 型ピチューメン	
	"	"	1,830	0.00	0.0010	0.0000	Ni "	
比札 R-1	上部寺泊層	"	669	0.015	0.0030	0.0000	Pe~Ni "	
	下部寺泊層	"	943	0.0053	0.034	0.0055	Pe~Ni~VO "	
		"	973	0.0050	0.020	0.0035		
	七谷層	"	1,241	0.00	0.040	0.030	Ni~VO "	

(石油資源)

図上に数多い黒丸は各測点の値で 直線から右へのずれが大きいくほど その頁岩間隙水圧が一般傾向よりも高いことを示します。

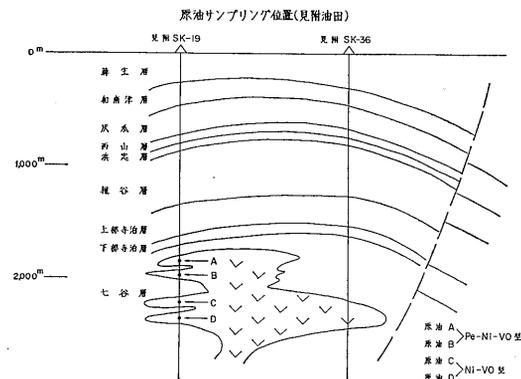
吉田の井戸で間隙水圧が異常に高い部分として 1,800~2,050m 2,500~2,800m 3,100~4,000m 4,200m 以深があります。 これら異常高圧部は流体の上下移動に対して バリヤーをつくります。 しかも そのバリヤーは 地層が堆積して間もなく性格づけられるようですから 19図で OIL と記入された3,600m油層(ここから原油が採取されました)の原油は おそらく 3,200~4,300m間で生成した油が集積したと思います。 4,500m以深でできた油は 水圧分布からしますと downward migration するように思われます。 後に石油の生成期の実例のところで説明しますが 要するに 3,600m 層

の原油は 3,200m~4,000m間で初期生成された油と 4,000~4,300m間で モンモロロナイトからイライトへ転移している部分において後期生成された油とがまじり合う可能性があります。

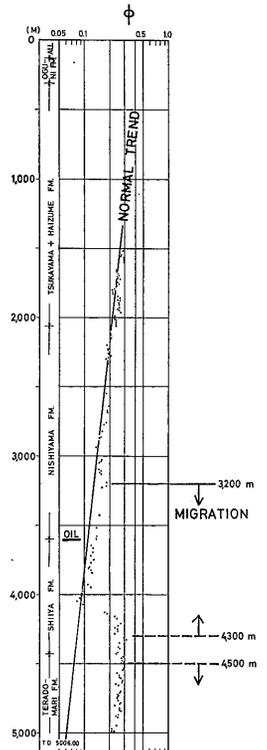
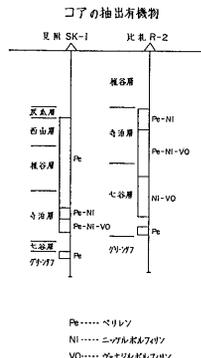
異常高圧部が イライトへの転位部(あとで説明します)で見られるのは吉田の井戸の注目される特長です。

原油の生成量と移動の見積りも 広域地化探にとっては大切です。

幸にも この点に関し



第18図 ポルフィリンとペリレンによる石油根源岩の推定 (石油資源)



第19図 頁岩の孔隙率 新潟県吉田における通産省基礎試験(公団資料より帝石原図)

第9表 頁岩中と貯留岩中の石油量の見積りおよび貯留岩中の油量と排出間隙水量の割合

油 田 名	面 積 km ²	頁岩の平均層厚 m		* HyR ppm	計算油量×10 ⁶ トン			Sh/R		** R/W ppm
		孔 隙 を含む	孔 隙 を除く		頁 岩 (Sh)		貯留岩 (R)	HyR で計算	軽質分 を含む	
					HyR で計算	軽質分 を含む				
八 橋 (深 層)	70	1,000	830	500	78	100	15	5	7	300
南 阿 賀	65	450	400	200	14	18	4.3	3	4	200
東 山 (椎 谷 層)	60	380	270	270	11.7	15.2	4	3	4	400
東山(椎谷・上部寺泊層)					20	26	4	5	7	200
桑 山 (約2,850m層)	36	370	320	150	4.5	5.9	0.4	11	15	40

* 抽出物の液体クロマト分析による炭化水素量

** HyR 測定中に逃げた軽質炭化水素の量を見積って加えた場合
W総排水量

(帝石資料)

て帝国石油の研究結果が講演されています(藤田 1973)ので それを解説します。第9表が計算結果です。表中の HyR は泥質サンプル中の有機溶ばい抽出による炭化水素量を ppm 単位で示しました。それはパラフィン系 ナフテン系 アロマチックスなどの含量です。この測定はソックスレー装置で行なうため 抽出時に低沸点の炭化水素が逃げてしまいます。実際にはその分を実験値で補正しそれが“軽質分を含む”と表現されたものです。

秋田県八橋油田は 9表によると 集油面積70km² 頁岩の平均層厚は孔隙を含めて 1,000m 孔隙を除いて 830m 抽出炭化水素量は 500ppm 頁岩中の総油量は78×10⁶t 軽質油分を加えると 100×10⁶t に達します。すなわち10億トンの石油が八橋地区の頁岩の中に保有されています。いっぽう 貯留岩にある いわゆる油埋蔵量は 15×10⁶t です。頁岩中の油量/貯留岩の油量は 5/1~7/1 (軽質分をいれて) であって 貯留岩よりも頁岩のほうが数倍も多くの 石油を含有しています。

従来よく引用される頁岩/貯留岩の油量比は アメリカの J. M. Hunt が1961年に求めた30/1ですが 八橋では5/1~7/1であり 9表中の南阿賀 東山 桑山の各油田では3/1~15/1であって いずれも Hunt の値よりも大きくなっています。その理由はいくつもあると思いますが わが国の計算例が 流体の上下移動に対するバリエーと考えられる頁岩孔隙率異常部 (異常高圧部) によって source rock sequence を分帯区分したのに対して Hunt は個々の層については いちじるしく違う数層の値をもとにして合計頁岩層厚 1,400m の平均値を求めたことによる 根源岩単位の値との性格の相違が最も大きいポイントと思われる。

根源岩から貯留岩へ石油が移動することに関係した1つの計算結果が9表の右欄にある R/W で示されています。この場合の R は貯留岩中の石油量を W は泥質岩

の圧密によって排出された間隙水の総量です。すなわち R/Wppm は単位量の圧緊水流 (compaction current) に乗って量的にどの位の石油が動けば貯留岩中にある現在の量の石油がそこへたまりえたか という目安を示しています。その最高値は東山の 400ppm 最低値は桑山の 40ppm で 平均はおよそ 230ppm です。

炭化水素の水に対する溶解度は おおむねその炭素数が増えると減少します。石油開発技術センターから 1973年に出された 石油鉱業技術講座 基礎編に掲載された図によって 25°C の水に対する炭化水素の溶解度を求めてみました。その値はノルマルパラフィンの C₄ でおよそ 110ppm C₈ でおよそ 4ppm です。アロマチックスはやや溶解度が大きく ベンゼンでおよそ 2,000ppm (ベンゼンを用いる水理地化探が有効なのはこの数値が大きいからです。I部参照) イソプロピルベンゼンで 50ppm 程度です。わが国の原油にはアロマチックスが極端に多いものはありませんから パラフィンとシクロパラフィンの 25°C の溶解度資料を基本にしますと 9表の平均 R/W 値が 230ppm になるのは地下では熟成した原油が単なる水に対する溶解だけで移動・集積したものではないことを裏付ける資料になると思います。

8. 日本の資料による石油の生成時期問題

石油・ガス鉱床の成因に関する石油技術協会のシンポジウムは 1973年の春に東京でひらかれました。その後「有機性鉱床の地球化学」シンポジウムが 1973年10月に 日本地球化学会によって 秋田大学でひらかれました。

これら2つのシンポジウムでは 成因論と探鉱法のかかわりあいも話題に出されておりました。地球化学会の討論内容は「地球化学」誌 1974年に掲載されました。ここではそれに準拠して述べます。

わが国では 石油探鉱上の重要地点に対して いくつかの大深度の基礎試錐がうたれています。 そのなかのいくつかについては 石油技術協会がその40周年記念で発行した「日本の石油鉱業と技術」(1973)に ややくわしくのっています。 新潟県下には大淵(4,920m) 五十嵐(5,007m) 升潟(5,015m) 吉田(5,006m) 真人(4,500m) 頸城(3,782m) 月潟(4,903m) などがあり 関東地方には 春日部(3,103m) 藤岡(3,004m) 大佐和(2,552m)が また秋田県では能代(3,514m) 西目沖(2,448m) 沢目沖(2,504m) 野石沖(2,506m) などが 山形県には遊佐(3,267m)が 北海道には空知(3,713m) 稚内(4,017m) 浜勇知(4,520m)が 九州には天草(2,807m)があります。 このような試錐は現在も作業が進められています。 これらの例から浜勇知と吉田をえらんでここにとりあげ それらの資料によって石油の成因関係のことを考えてみます。

第20図は 北海道北部にある浜勇知の通産省基礎試錐におけるコア試験結果の一部です(石油開発公団 1972) 地質層準は ~624m声間(こえとい)層 ~1,395m稚内層 ~4,305m 増幌層 以下鬼志別(おにしべつ)層(築別相当層)とされています。 いずれも中・後期の中新世に属します。 液状炭化水素/有機炭素比(HC/Corg)は 2,500m 付近から深部へ向って急激に増加し 3,200m 付近で0.04程度におちつきます。 いっぽうガス状の炭化水素(C₂~C₅ ml/kg core)は 3,200m 付近からの増加にいちじるしいものがあります。 頁岩密度は2,000m付近と 4,000m付近とに変曲がありそうです。 含水イライトは3,000m 付近から見られますが C₂~C₅ および液状炭化水素が増加する3,500m 付近から多くなり 4,000m でモンモリロナイトと完全におきか

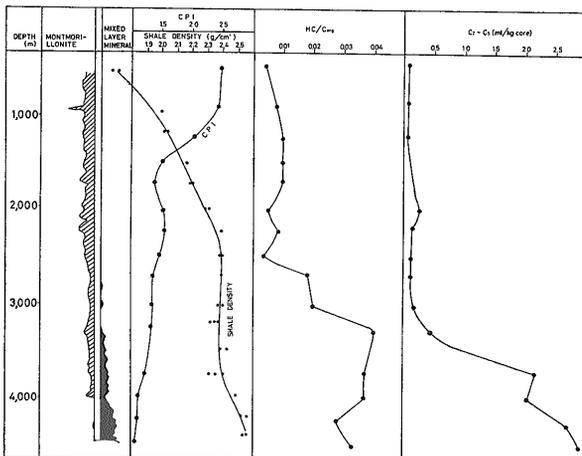
わります。 CPI は 1,300m 付近で急に小さくなり 4,000m 付近でさらに1に近づきます。 このように炭化水素の生成と モンモリロナイトからイライトへの転化 CPI 値の減少 頁岩密度の増加などの間には 相互関連がありそうにみえます。

第21図は 新潟県中部の吉田における基礎試錐の資料です(石油開発公団 1970)。 地質層序はすでに示した第19図のように 314~2,064m 塚山~灰爪層 ~3,600m 西山層 ~4,430m 椎谷層 以下寺泊層で いずれも中・後期中新世ないし鮮新世の地層です。 HC/Corg が高くなるのはおよそ4,000m で その深度はちょうどモンモリロナイトが含水イライトへ転化するところにあたります。 CPIは3,000m のやや下で3から2へと減少し この傾向はさらに深くまで続いて5,000m でほとんど1になります。 全体的に見ると 吉田の井戸では 4,000m 付近の深度に各種要素の変化が大きい変曲部が集中しています。

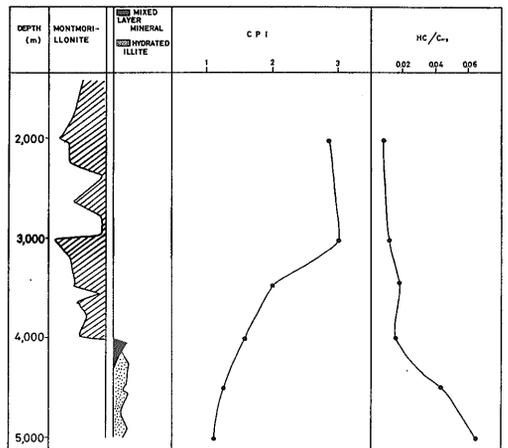
この吉田の井戸の深さ3,600mの椎谷層の頂部 すなわち第19図の OIL と記入されたところに油層があってそこから原油がしばらく採取されました。 この油層の年令はおよそ600万年と見積られ 油層圧は520kg/cm²と異常に高く 油層温度は130°Cです。

このように吉田でも またおそらく浜勇知でも 地温が相当に高いところで モンモリロナイトからイライトへの変化が見られていることは 注目されます。 諸外国の報告では この変化の温度が60~80°C とされており

わが国においても また諸外国の例でも モンモリロナイトからイライトへ変るところの泥岩中で 急に石油分が多くなることは 同様です。



第20図 地下における各種要素の対応 北海道浜勇知における通産省基礎試錐 (公団資料により浅川作製 1974)



第21図 地下における各種要素の対応 新潟県吉田における通産省基礎試錐 (公団資料により浅川作製 1974)

第19図の説明でも述べましたが 吉田の井戸の 3,600 m層の石油はその上下層から移動したものと考えられますし 4,500m 以深の石油は そこへ集まらなかったと思います。 3,600m 層の石油は いわゆる早期生成のものと 後期生成のものの混合でしょう。

9. 石油・ガス 鉱床 成因のまとめ

第22図は 著者が1974年5月の石油技術協会の講演で使ったスライド原図です。 横軸に地温をとりますと外国の多くの文献は PHILIPPI などの一部の人を除いて図のように地層の年令や埋設深度の影響をあまり考えないで 低温から高温にむかって ガス→石油→ガスと炭化水素類の生成と保存を考えているように記載されています。 しかし吉田の井戸の資料で述べたように地温と 含水粘土鉱物の転移および石油の生成は 諸外国の地温 60~80°C に対して 吉田では 130°C 以上(3,600mで130°C 転移は4,000mで見られますから おそらくその地温は140°C位)になっています。 この差の 60~80°C は おそらく日本の地層が年令的に若いことが 第1の原因でしょう。 この関係が第22図で説明されるものです。 すなわち 埋設深度が大きいところでは 転移温度が低くなると思います。

さきに第13図で PUSEY の Liquid Window Concept を説明しましたが 液体のある温度範囲を彼が 65.6~160°Cとしたのは この意味ではあくまでも便宜的な統計値といえます。

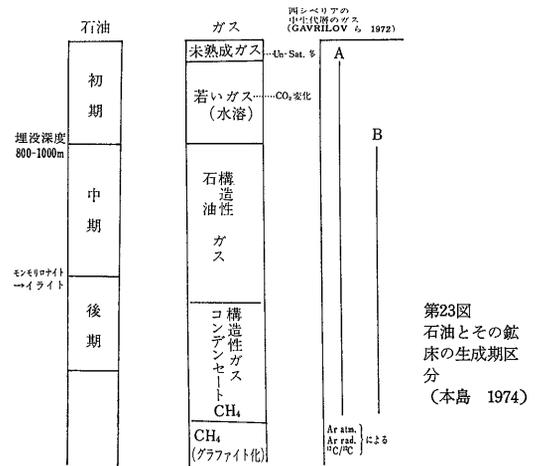
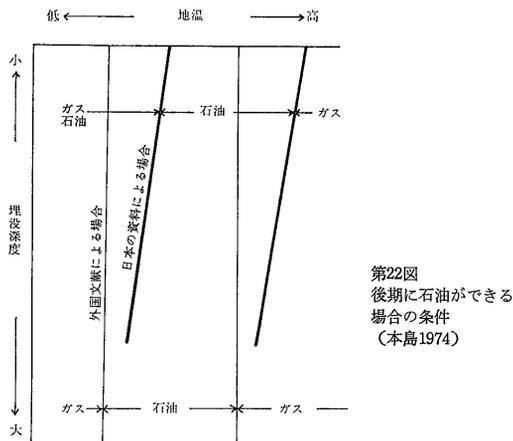
著者は1974年5月の石油技術協会で 石油・ガスの生成の時期を 初期 中期 後期に3分して論議することを提案しました。 それは第23図のようにまとめられます。 まず初期と中期の境界問題です。 泥質岩の孔隙

率と埋設深度の関係をみますと DICKINSON その他の資料に明示されているように 800~1,000mの深さで 変曲点が見られます。 さらにこの深度は 1973年の講談社版「地下水・温泉の分析」でも説明しておきましたように 地下水の質的差の出るところでもあります。 このように物理・化学的性質に差が出るということは 地下水 石油 ガスの動きかたが その辺で相当大きく変ることを意味します。 したがって 石油・ガスのトラップされかたという点からも この深さに1つの意味をもたせるのは妥当だと思います。

中期と後期を分けるのは 一応モンモリロナイトからイライトへの転移点をとります。 モンモリがないとこまりますが 石油の生成量がこの点で急激に増大するのは どうも真実のようですし できた熟成した micro-petroleum を一次移動させるのに 放出された粘土鉱物の結晶水(層間水)が 大きく寄与するという見方が大きいようですので 論議の便宜さを考えて この転移点の深度をとりあげました。

さて 石油の生成ステージに対応させて ガスを記入したのが 23図のまん中です。 未成熟のガスには生物起源のホヤホヤの不飽和炭化水素と CO₂ が多いものです。 これよりもやや年をとった若いガスは飽和炭化水素に CO₂ がまじり CO₂ は HCO₃⁻へと転化してゆきます。 このステージのさがき構造性ガスで その1つさきになりますと CH₄ とグラファイト段階です。

右側に示したものは1972年の GAVRILOV らの 資料を著者が併記しました。 彼等らは西シベリア北部の巨大ガス田について大気源 Ar (Ar atm) 放射起源 Ar (Ar rad) C-13/C-12の研究をしました。 その結果 中生代の巨量のガスの中には Ar atm がたくさん含まれ



るものと 含まれないものとのあることが発見されました。すなわちシベリアの巨大ガス層にはきわめて初期に生成され Ar atm と一緒に 保存された多量の天然ガスが埋蔵されていることとなります。これは まさにガスとガス層の初期成因説です。

一般にソ連の連邦研究所やモスクワ大学系の KARTSEV や VASSOEVICH などの指導的科学家は 後期の石油成因説を主張しています。ところが シベリアやアゼルバイジャンなど現場研究所ないし共和国科学アカデミーの研究者は 初期成因説を支える資料を 平気で発表しています。ソ連のこの面の研究層の厚さに対する認識をあらたにしたと同時に ソ連科学の発展性に注目した次第です。

著者は これらソ連の資料 日本の吉田の資料 さらに地質調査所の方々が新潟市内の水溶性ガス田の魚沼層群のコア中に 100ppm からの石油分があることを報告していることなどを総合して石油・ガスとその鉱床の成因には 早期・中期・後期の折衷説をとるものです。

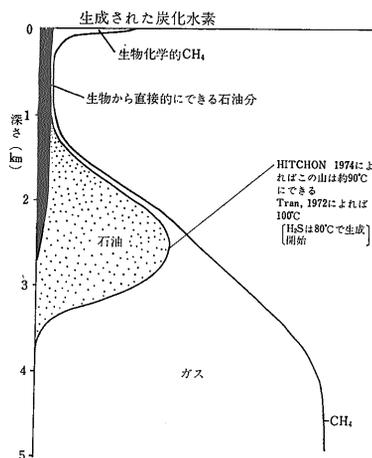
さて フランスの TISSOT らの1974年の研究結果を第24図に示します。図の一番左の黒くぬりつぶしたものは 生きている生物がもっていてそれがほんの少し変質しただけでできる 石油分です。biological markerに近いものです。この部分は 2.5km で消失します。いっぽう石油は 1km で出現(先へのべた初期と中期の境界深度)し 2.5km で山をつくります。このピークの対応温度は HITCHON (1974) によると およそ90°C 1972年の TRAN によると 100°C です。石油は 3.5km で生成がとまります。TISSOT のこの図はずい分「せっから」で 日本の新潟や北海道では 4,000m から泥岩中の石油分が急に増えるのは すでに説明したとおりで

す。

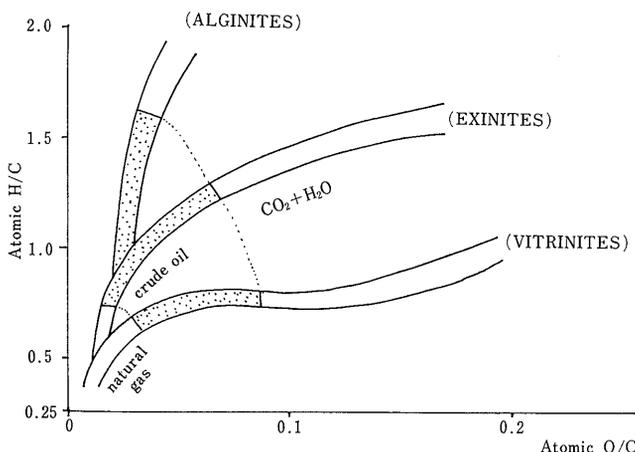
図によると 浅所で生物化学的に 多量のガスが生成されます。それから 2km 位までは(石油生成のピークに近づくまでは) 少量のガスが熱分解で生成されるだけです。石油生成のピーク以深では 断然 CH₄ が多く生成されます。ここで TRAN の1972年の H₂S 発生データをみますと 炭酸塩岩に限って H₂S は80°C で生成がはじまります。すなわち H₂S の出現は 石油生成ピークの 100°C よりも 20°C 分浅いところからはじまることとなります。地化学ロギングのさいに 注目しておけば 物指に使えるでしょう。

石油の後期成因説を支える大切な研究の1面が ケロゲンの変質と石油・ガスの生成の点にあります。

石炭のいわゆる炭化現象を扱った有名な本にオランダの VAN KREVELEN らの書いた Coal Science (1957) という単行本があります。彼は1961年の論文で石炭の炭化度に関して 第25図に記入した3つのコースを示しました。図の縦軸は有機物の H/C (原子比) 横軸は O/C です。植物の木質部が炭化すると図の Vitrinite 方向をたどり H/C の変化は小さいが O/C は 0.1 まで急に変化して この間に CO₂ と H₂O を発生します。図の Alginite は海藻が集まった石炭と考えていただきます。もともと海棲生物(aquatic organism)は O/C が小さく H/C が大きくて 水素に富みます。Exinite は木葉 胞子 花粉などが混じった 前の2つの中間的なものです。図で Crude Oil(原油)と書いたところへ 右上から近づくまでは 有機物の分解で CO₂ と H₂O が主に生成されます。KREVELEN (1961) DURAND ら (1972) HITCHON (1974) TISSOT (1974) を著者が集成して得た 第25図で 原油と書かれた部分では H/C の



第24図 地層の埋没深度と炭化水素類の生成 (TISSOT et al. 1974年3月)



第25図 有機物の evolution とガス・石油の生成 (Van KREVELEN, 1961, DURAND et al. 1972, HITCHON 1974, TISSOT 1974 これらを本島 1974集成)

変化 すなわち図の上下方向の動きが大きいのです。この上下変化が大きい Alginite からは多量の石油が出ますが Vitrinite は少量の石油しか生成しません。

このように 石油の生成を支配するのは ①有機物の質的なもの (いわゆる親から受けついで遺伝的なもの) と ②有機物がその後を受ける物理・化学的条件 (いわゆる環境) です。H/C の大きい有機物は石油生成に都合よく その小さいものはガスを多く発生します。

さて 図の石油発生期をすぎるとどうなるかといいますと 左下の天然ガス段階へ入ります。これが高温における熱分解メタンの発生段階です。

パリ盆地のケロゲン は Exinite → Arginite のコースをたどりますが 西カナダのデボン紀のケロゲンは 図の Exinite コースを忠実にたどっています。 いっぽう西カナダの Mannville のケロゲンは Vitrinite から発して Vitrinite と Exinite の中間コースを左下へと達します。

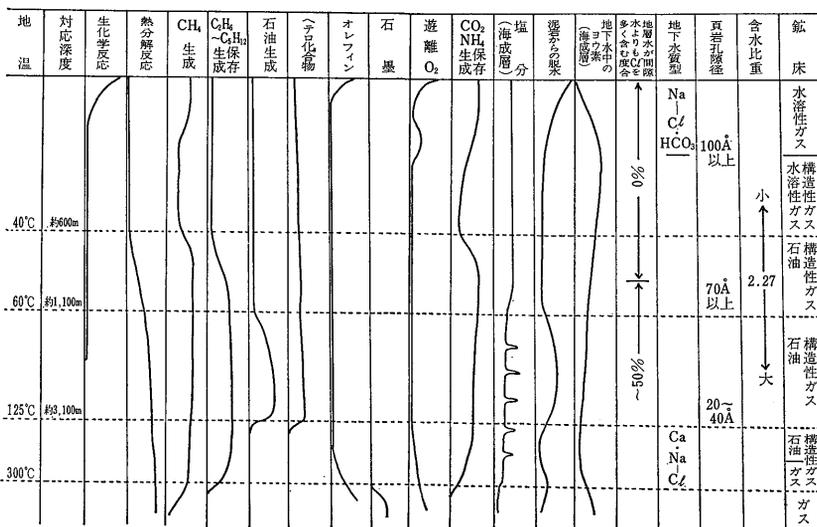
最後に 油田・ガス田地帯における各種要素を示す 垂直断面図 第26図 (本島 1973) でこの項をしめくります。 図によって いろいろの要素が 地下でそれぞれ多重相関的に動的にバランスをとっていることがうかがえます。 このような地化学的なまとめは 数多い地質調査所員の資料 国内外の文献などをむじゅんなく配列しようとする試みから生まれました。 石油・ガス鉱床の地化探と関係が深い 諸要素の垂直分布は 今後その折にふれて 改良されてゆくでしょう。

10. おわりに

著者は 目下1974年にカナダから発行された「A. A. LEVINSONの Introduction to Exploration Geochemistry」を読んでおります。 この本は石油・ガスの地化探 データの統計処理も含んでいますが 内容の大部分は金属鉱床の地化探が占めています。 その説明の配分・配置は 十分に検討されたらしく 地化探の原理・方法・技術が非常にわかり易くなっています。 著者は1974年の夏頃から インドネシア国バンドン市に新設のRegional Mineral Resources Development Centre (エカフェの鉱物資源開発センター) の地球化学探鉱部門を担当するために 長期出張の予定があり ここにあわたくし石油・ガスの地化探の現状をとりまとめました。 LEVINSON の著書などに比較すると まず分析技術の説明が省略されていること 地化学ロギングの説明が足りないこと 鉱床型別の説明が (たとえば LEVINSON ではボーリリ銅が相当くわしく書いてあります) 不充分であること文献表がないことなどなど多くの欠点が見られます。 しかし鉱床成因論にたった地化探が大切であるという姿勢だけは貫いたつもりであります。 エカフェ域内で金属 非金属 石油 ガス 石炭 特殊鉱物などについての調査経験をつんで 将来よりよい内容の出版物に成長させたい というのが 著者の夢です。 皆々様の御力添えをお願い致します。

—1974年7月21日稿了—

(筆者は 技術部)



第26図 地温 有機物 鉱床などの関係 (本島原図 1973)