

フェルガナ油田の地層水中に溶存するガスの研究*

V. E. Narizhnaya

大橋 加一 訳

フェルガナ石油ガス地方の条件のもとで、溶存ガスを石油探査の指標として利用する可能性を明らかにするため、中央アジア石油産業合同の中央研究所で、油田の坑井開発に際して含油境界線外側および含水帯の遊離ガス（随伴的・自生的）や水溶ガスの組成と、非産油層中のガス組成との比較を行なった。

ガスの試験は、坑井および湧泉から比較試料をとるために主として地表条件のもとで行なう通常の方法によった。これはまた、多くの場合、地層水が攻撃的であり、水で充填された坑井を深層ポンプ法により開発するため、地下でのサンプリングができないためでもある。遊離ガスや水に溶存するガスの対比から、それらの同質性、特に石油を欠除する場合に窒素・炭化水素組成の同質性が示されたが、また随伴的ガス、特にその非炭化水素部分は、油乳濁液から採取したガスとは一致しないことが示された。これは、ガス成分の水中の溶解度と石油中の溶解度が著しく異なることと関係がある。例えば、アンディジャン油田 52 号井のガスでは、随伴的ガス中の硫化水素と炭酸ガスの含有量は 5.2% であるのに、水に溶存するガス中のそれは 38.5% であるし、また窒素の量はそれぞれ 4.95% および 23.3% である。ガス組成の変化は含油帯から遠ざかる距離に伴って起きるので、その基本的な法則性は、主として水に溶存するガスについて究明された。

実験資料から、溶存ガスの組成は、本質的には油層の地下水学的保全の程度（閉じた油田と開いた油田）、産油層の岩石学的特性（石灰質・砂質）、および地層中の脱硫酸塩作用の程度、すなわち硫酸塩水と炭化水素とが反応して硫化水素と炭酸ガス（水中では重炭酸塩になることもある）を形成する作用の程度などに依存することが認められた。

各油田について、含油境界線からの距離に伴うガス組成の変化を、いま挙げたほとんどすべてのファクターの組合せからなるグループに分類した結果、以下のようになった。

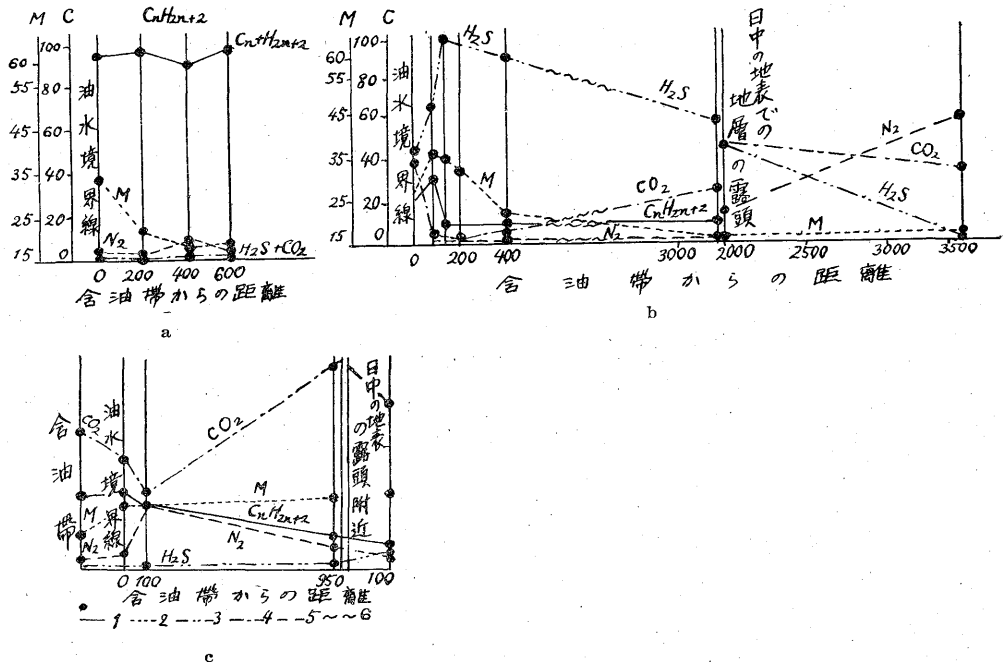
1. 中ないし高度に鉍化された水（1200~6200 mg 当量/kg）と接触する、中・深部（700~2,200 m）に位置する、閉じた油田の石灰質貯油層〔（パルバンターシ）V および VI 層、アンディジャン V および VII 層、北部リシュタンのリヤカン層訳者註1、イズバスケット VII 層〕中では、油水境界線から 600m までは、そしておそらくそれ以上距たっても、変化するのは主として炭化水素ガス成分だけである。境界線の付近で（そこから 100~200m の間）炭化水素成分は軽くなり（炭化水素の分子量が 17~17.5 まで低下する）、その後は含油帯から遠去かっても事実上変化しない。炭化水素の総量はきわめて高い値を保ち（90~97%）、また窒素は反対に低く、時に 10% まで高まるだけで、15% に達することは稀である（第1図 a 参照）。例えば東部イズバスケット V 層の溶存ガスがこれに当ることが認められたが、この層中では、その後工業的含油性が証明された。

この構造グループに属するガス中の窒素量増加は、非産油層準と一致しており、例えば非産油性のピークに相当するマイリ・スゥ VII 層のガスは 30% の窒素を含有する。

2. 中ないし低度に鉍化された水（750~1,000 mg 当量/kg）と接触する、深度 270~600 m に位置する、開いた油田の石灰質貯油層（チミオンとチャンギルターシの V 層）中では、含油帯から距たるに従って、100m ごとにほとんど 25% の割合で窒素含有量の急速な増大が起

* Наризжная, В.Е.: Изучение газов, растворенных в пластовых водах месторождений Ферганы, Геология нефти и газа, No. 4, 1960

訳者註 1) リヤカン層=南フェルガナの地層名。Up. Creta. (Cenomanian)。リヤカン村に由来。



第 1 図

こり、それに伴ない炭化水素量は逆に減少する。おそらく、この増大はガスを試験した地点の構造状態と関係するものであろう。

3. 中ないし高度に鉍化された水 (750~5,300 mg 当量/kg) によって特徴づけられる、中等の深度 (700~1,800 m) に位置する、閉じた油田の砂質貯油層 (アンディジャン III 層, 北部リシュタン XVI 層および XVII 層, ネフテアバド II 層, アク・メチェティ III 層) 中では、ガス組成の変化は石灰質層中におけるとほとんど同じである。しかし、若干の試料 (特に III 層の場合) については、境界線に接するところすでに比較的大きな窒素含有量 (10~15% まで) が認められ、境界線から距たるに従いその後の窒素量の増大は、石灰質貯油層の場合と同様緩慢に行なわれる。

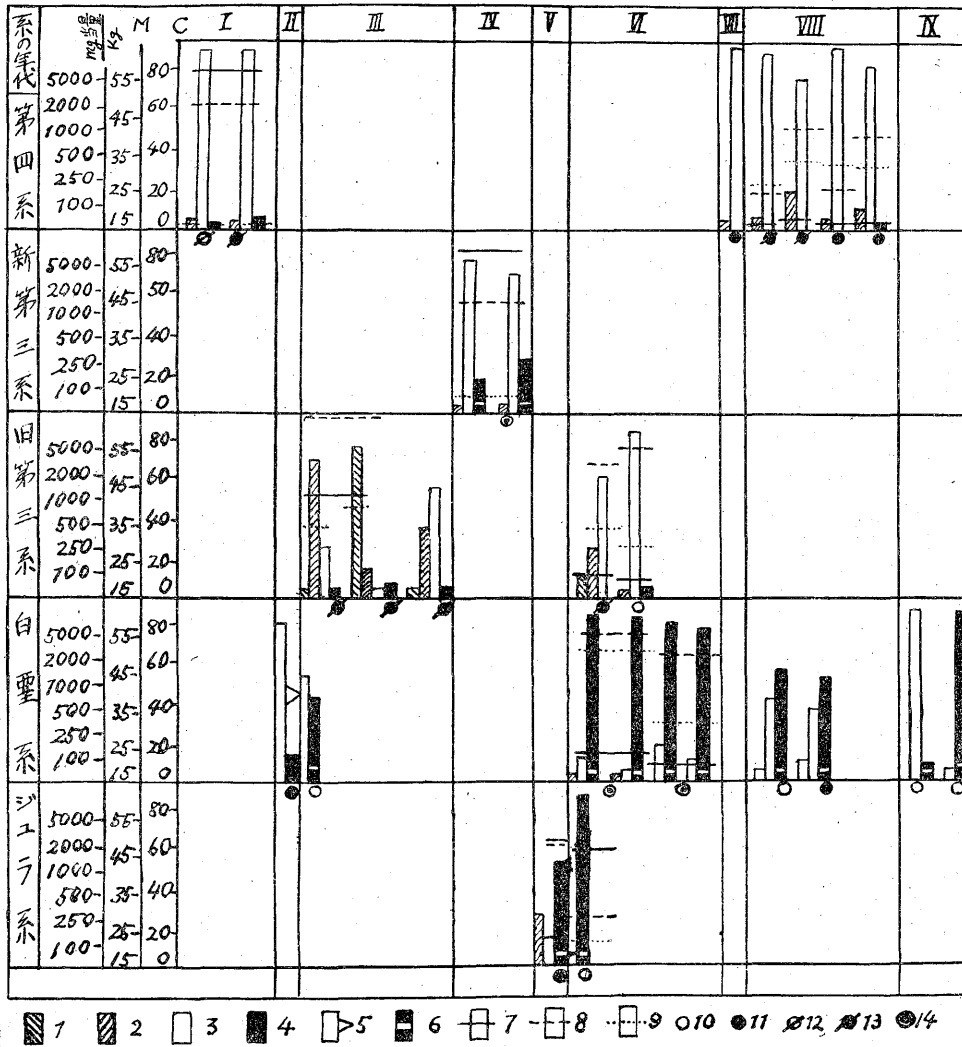
このグループに属する油田の溶存ガス中の窒素の高い含有量 (50~60% 以上) は、おそらく含油性の否定的指標と考えるべきで、ホドゥジ・オスマン XVIII 層, ショール・スウのペストロツヴェトナヤ 層^{訳者註2)}, ホドゥジアバド XIV 層, その他のガスがこれに当る (第 2 図)。これらの地層の否定的判定は試験の結果によっても確認された。

かくて、石灰質貯油層中でも、また砂質貯油層中でも、炭化水素の高い含有量 (80~95%) は含油性の好指標ではあるが、必ずしも工業的であるとは限らない。例えば、東部イズバスケント VII 層中では、ガスの好組成にもかかわらず工業的含油性は証明されなかった (もっとも微量の産油は見られたけれども)。

4. 中ないし低度に鉍化された水 (140~2,800 mg 当量/kg) と接触する、浅い深度 (300~700 m) に位置する、開いた油田の砂質貯油層 (チャンギルターシとテケ・ベリーの III 層) 中では、含油帯付近すでに窒素の著しい含有 (30~50%) が記録され、日中の地表の露頭では特に高い (60% まで) が、しかしこの場合も、おそらく石灰質貯油層中におけると同様、上述油層の構造と関連するであろう。

これらの貯油層中でも、同様の特徴をもつ閉じた油層中でも、窒素の含有量は含油帯に近接

訳者註 2) ペストロツヴェトナヤ 層=南フェルガナの地層名。Up. Creta. (Senonian) 地層の色“雑色の”に由来。

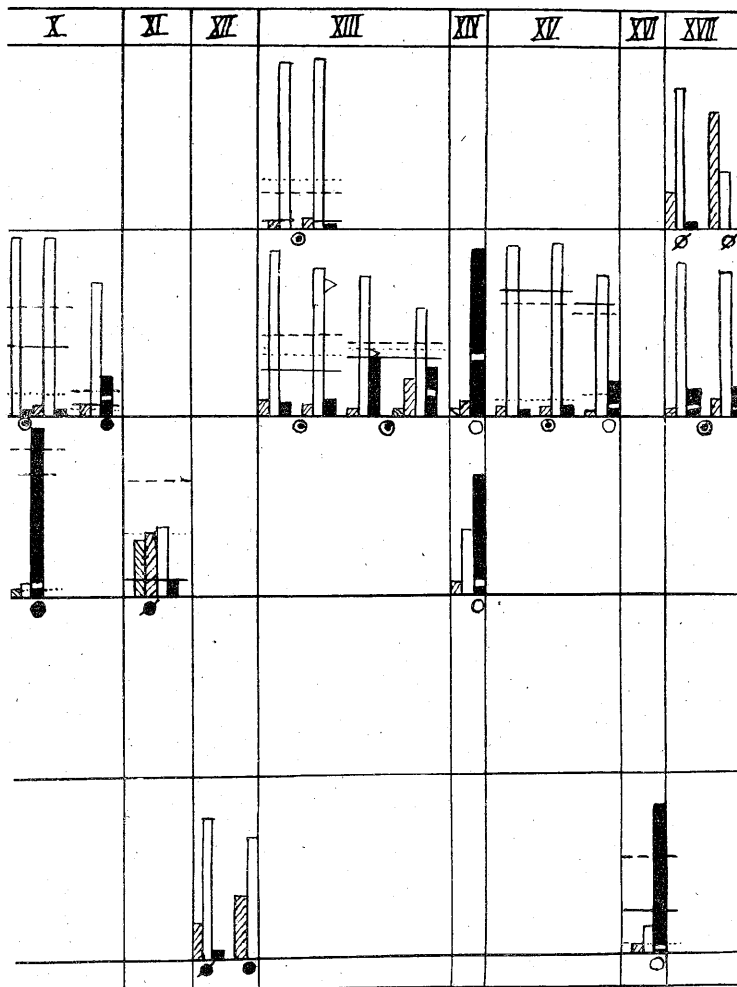


第2図 フェルガナ盆地諸地区における各地質時代のガス組成の対比 (工業的含油性を示さないガス特性)

I—アイリタン; II—ネフテアバド; III—ショール・スウ; IV—ツズルーク; V—チョンガラ; VI—北部リシュタン; VII—コプチャガイ; VIII—ホドゥジャ・オスマン; IX—ホドゥジアバド; X—アク・メチエティ; XI—カラ・ダリヤ; XII—ドゥジャラル・アバド; XIII—イズバスケント; XIV—マイリ・スウ; XV—ナマングン; XVI—サリ・ピヤ・サイ; XVII—チュスト・バブ;
M—ガスの炭化水素分子の分子量
C—ガス組成 (%)

したところで高まるため、普通炭化水素の重さの軽減が識別されるような距離では、炭化水素がすでに消失して、その重さの軽減が存在しないような印象を与える。したがって、窒素の高い含有量と、異常に高い炭化水素分子量との共存は、おそらくきわめて小さな石油プールに相応するに違いない。実際に、このことはネフテアバドの白堊系中でも観測されている (第2図参照)。

5. 最初のグループと同様中ないし高度に鉍化されているが、特に硫酸塩化の高い (5~40 mg 当量/kg) 水と接触する、中等深度に位置する、閉じた油田の石灰質貯油層 (パルパンターシ V, VII および VIII 層, アンディジャン V および VII 層, ショール・スウ V+VI 層 および VII 層, 北部リシュタンのリヤカン層) 中では、活発な脱硫酸塩過程が観察される。



1— H_2S ; 2— CO_2 ; 3— N_2 ; 4— $C_n H_{2n+2}$; 5—ガスの炭化水素分子の分子量; 6—水中の塩分 (mg 当量/kg); 7—全鉄度; 8— SO_4^{2-} イオンの含有量 $\times 100$; 9— HCO_3^- イオンの含有量 $\times 100$; ガスの型式; 10—坑井から採取した自生ガス; 11—坑井から採取した溶存ガス; 12—湧泉から採取した自生ガス; 13—湧泉から採取した溶存ガス; 14—同一坑井中の溶存ガス (右側) と自生ガス (左側)。

若干の場合には、その過程は全地層に及び (パルバンターシ VIII 層), 他の場合には地層の一部に行なわれる (パルバンターシ V 層, 北部リシュタンのリヤカン層)。

これらの場合には (第 1 図 b 参照), 水に溶存するガスは、境界線に近接する地帯でも、またそこから距ったところでも、硫化水素の高い含有量^{註 1)} (95~98% まで) と比較的軽質の少量の炭化水素とによって識別される。含油帯から著しく離れると、硫化水素成分は減少して、炭酸ガスが増加する。日中の地表での地層の露頭では、ガス組成中の窒素と炭酸ガスの量が増大し、硫化水素と炭化水素は減少する。

フェルガナ油田について認められたような脱硫酸塩過程の発達は、硫酸塩濃度の高い境界線付近の水の炭化水素プールに対する活発な作用を促進するのが普通である (例えば、パルバンターシ VIII 層や西部アンディジャン・ブロック V 層の狭小な石油プールの場合)。この現象

註 1) 遊離ガス, 特に随伴的ガス中では、この含有量はずっと少ないということを指摘する必要がある。

は、周縁に狭小な石油帯しか有しない(北部リシュタンのリヤカン層)か、またはそのような石油帯を全く有しない(アク・サラヤ VII 層および VIII 層)ガスプールでも観察される。この後者の2例では、硫化水素がガスプール中にみいだされる。

これらのデータに基づいて、ガス井中の硫化水素含有量が著しく高い北部ソーフの試掘地区では、周縁の石油帯は狭小で、ガスプールを脱硫酸過程の侵入から隔離するには不十分であろうという予想が立てられた。この予想は、この地区のその後の試掘によって確認された。

6. 浅い深度(250~400m)に位置する、開いた油田の石灰質貯油層(チャンギルターシとチミオンのV層)中でも、高濃度の硫酸塩水との接触のもとでは、脱硫酸過程が進行する。この場合、鉍化水の量が多ければ、反応生成物中に硫化水素が有勢となり(チャンギルターシの場合)、鉍化水の量が少なければ炭酸ガスと硫化水素を等量を含む(チミオンの場合)。

この2地区のガスの研究、および例え痕跡はあったにしても一般に含油性が認められない層準には硫化水素が欠除すること(第2図参照)は、フェルガナの条件下では溶存ガス組成中の硫化水素を含油性の直接的な指標と考えるべき根拠を与えるものである。しかしこの場合、硫化水素の地下における酸化過程の産物である硫化水素は、実際上分解程度の最も少ないものであり、したがって閉じた条件下では停止する場合もありうることを考慮しなければならない。このことは、硫酸塩還元バクテリアが存在しないことによっても、また水中における硫酸塩の高い含有量(もっとも脱硫酸塩反応の平均に相当する中間層の値に比較すれば低いが)によっても確認される。硫化水素の形成を伴う脱硫酸塩作用の現在進行中の過程は、遺憾ながらフェルガナにおいては、すでに採掘された石油鉍床でしか観察されず、したがってその法則性を確立するための典型とはなりえない。

7. 低度に鉍化された、実際上硫酸塩の存在しない水($0.5\sim 5\text{ mg 当量/kg SO}_4^{2-}$)と接触する、浅い深度(250~500m)に位置する、多少とも開いた構造においては、水中に溶存するガスは、含油帯の近辺でも、そこから比較的遠いところ(1kmまで)でも、炭酸ガスの高い含有量(60~97%まで)によって識別される(第1図C参照)。この現象は、石灰質貯油層(テケ・ベリとマイリ・サイのV層)中でも、また砂質貯油層(チョンガラとヤルクータンのIV層)中でも認められる。

かくて、上記条件下では、溶存ガス中における炭酸ガスの出現は含油性の肯定的指標ではあるが、しかしそれは石油を含まない層準にも見られるので、硫化水素のような直接的な指標ではないし、また硫化水素に較べて遙かに望みの薄い指標である。炭酸ガスは、硫化水素に較べて、炭化水素プールの地化学的分解程度が大きいことを示すものである。この場合、水中には硫酸塩が事実上存在しないため、炭化水素の地下における酸化過程はおそらく窮極まで進行する。このような構造の場合には、石油プールの工業的価値は比較的小さいのが普通である。

炭酸ガスの著しい含有が、上に検討したものとほきわめて異なった条件で現われるならば、それはおそらく含油性とは無関係のものである。チョンガラのジュラ系中のガス現象はこの例で(第2図参照)、そこでは炭酸ガスの高含有量が濃度の高い硫酸塩水と結びついており、油田について先に検討したのとは逆に非常に深いところで見られるもので、おそらく含油性とは関係がない。

フェルガナ油田では、生物起源窒素の含有量、He/Ar比、および試験地点と含油帯との距離、の間の相互関係が多くの論者によって指摘されながら、いまだに追跡されていない。若干の随伴的ガスについて、また特に自由ガスについては、2つの指数の値の増大が認められる。水に溶存するガス中では、2つの指数、なかでもHe/Ar比は、含油帯中でもまたその境界付近でも鋭く減少する。この減少は、おそらく稀ガスの水中における溶解度と石油中における溶解度との差に関係するもので、その差以上にはならないのが普通である。ところで、同一坑井中の随伴的または自生的ガスと溶解ガスのテストの際にも、同様の差異がえられる。例えば、チャンギルターシ115号井では、随伴的ガス中のHe/Ar比0.23は等しいのに、水溶ガス中では0.009である。結局、上記指数の高い値は、若干の見透しの悪い地区で記録されてい

る (アイリタン, チュスト・パプ, ナマンガン)。

かくて、フェルガナ油田の条件下では、生物起源窒素と He/Ar 比を探查指標として利用することは不可能であり、それは既存のプールが損傷を受けずに保存されていることの指標となりうるにすぎない。例えば、パラバンターシ油田の随伴的ガス中でその値が高いのは、構造の閉じた性質と結びつくものである。

含油性と無関係な層準中には、主として窒素ガスが見られる (第2図参照)。地表の湧泉のガス中には、炭酸ガスも頻繁に含まれ、特に硫酸塩や重炭酸塩を比較的多く含む鉱化度の低い水の中によく見られる。

含油層準に一致するか (ショール・スウ V+VI 層), またはせめて痕跡的な含油性とでも関係をもつ (サリ・カミシュ VII 層, カラ・グリヤ背斜 V 層) ような湧泉のガス中には、硫化水素が炭酸ガスと同時に現われるか、または場合によって硫化水素が優勢である。

いわゆる《見込みのない》ガス組成とは、生化学過程の広範にわたる伝播のことを指し、その過程はガス中に炭化水素とその分解生成物 (炭酸ガスと硫化水素) とが存在するという形で現われる。ガス中の炭化水素含有量は、より若い系から旧第三系 (すなわち最も産油性の大きい系) に近づくに従って増大しさらに下って白堊系やジュラ系に移行するとふたたび減少する。

可能性のある石油探查指標としての溶存ガスの研究は、その弾力的な変化法則を解明するために継続してゆかねばならない。

〈ソ連天然ガス研究所ウズベク支部〉