遊離型天然ガス鉱床の産ガス挙動と埋蔵量算出に関する考察*

平 川 誠 一

(昭和34年1月10日 受理)

Evaluation of Gas-in-place and Production Behaviors in Natural Gas Reservoir of Free Gas Type.

By

Seichi HIRAKAWA

Abstract: In this paper are discussed the evaluation of gas-in-place and production behaviors in natural gas reservoir of free gas type, and the properties of gas reservoir fluids such as gas conversion factor, solubility and water formation volume factor. These discussion are chiefly based upon the calculated results which were computed under pre-determined conditions. In these calculation are involved the encroachment effect of water into the gas reservoir and the evolution effect of natural gas from liquid phase within the reservoir.

1. 緒 言

国内における遊離型天然ガス鉱床の存在は、地質学者および地質家によって、すでに確認されているが、その開発生産に当っては、共存する水相の影響およびガス層に浸入する水相の影響を無視して、たゞ単にガスのみのいわゆる PVT 関係によって、その産出挙動およびそれに関連した埋蔵量を求めているのが現況のように思われる。こゝに無視されたこれら因子は、応々にして、その鉱床の開発生産方針を大きく左右する危惧もないわけでない。まして、将来メタンガスの地下貯蔵が企業化実現の可能性をはらんでいるようだが、これも人工的遊離型天然ガス鉱床にはかならないのであって、その地下貯蔵ガスの採り出し利用に当っては、こゝで取り上げる問題にも当然連関性がある。

そこで、当研究においては、天然ガス鉱床内流体の2, 3の性質および遊離型天然ガス鉱床のガス産出挙動と埋蔵量との算出問題について、計算例に従いながら、

ガス鉱床内附随水相の効果を考慮に入れて考察する。たゞし、油に関係のある油層内遊離型天然ガスについては、こゝでは問題外にしている。さらに、また、産出水を伴う広義の遊離型天然ガス鉱床については、計算上非常に複雑性を帯びるので、こゝでは問題を理想化して、産出水を伴わない狭義の遊離型天然ガス鉱床について研究する。

2. 仮 定

2.1. マテリアル バランス式 遊離型天然ガス鉱床からの天然ガスの産出挙動および埋蔵量に関する考察の基礎に、当研究ではガス層のマテリアル バランスの式を使用するのであるが、これに関しては筆者はすでに誘導¹⁾している。このマテリアル バランス式の使用自体に、油の場合について衆知のように、鉱床内流体の流れを勘定に入れないなどという若干の仮定に基づいている。さらに、遊離型天然ガス鉱床と称せられるものでも、現実には水溶型の要素なども含まれている場合が大部分で、その量的限界については何等定義されてないようである。これら広義の遊離型天然ガス鉱床といえど

* 文部省科学試験研究費による研究、第60回採油談話会(東大工学部採油教室)にて、昭和33年11月19日講演。

** 東京大学工学部鉱山学(採油)教室。

も、そのガス採取に当っては油の場合と反対で、できるだけ産出附随水を少なくして、含有ガスを遊離の型で採取することが理想である。そこで、この理想的な狭義の遊離型天然ガス鉱床についてのマテリアル バランス式(産出水量が零の場合、前報¹⁾の(5)式)

$$N = \frac{\alpha n - \beta' w}{(\alpha - \alpha_0) + 1/l (S_0 \alpha_0 - S \alpha - \beta_0 + \beta)} \dots (1)$$

を当研究で使用する。また、当研究で使用する記号は、特別の説明のない限り、前報¹⁾のそれと同じである。

2.2. 天然ガス鉱床内流体の性質 これら流体の性質については、その物理的性質や化学的性質など多々あるが、ここではマテリアル バランス計算に必要な諸性質のみ問題とするのであり、計算に使用するこれらの値を第1図に示す。この資料は Dodson and Standing の実験²⁾を参考にして選択仮定したガス層常数である。

第1図 流体の性質

そこで、これら常数について少し考察してみるに、まず、圧縮率・圧力・温度がきまれば、gas conversion factor (α) は定まってくる。この圧縮率は実験測定により求めるのも結構だが、ガス状炭化水素について種々の文献(例えば3)に発表されているから、それに頼ることができる。さらに、可燃性天然ガス中には、かなりの非炭化水素系のガス (N_2, CO_2 など) が含まれている。これら混合ガスの圧縮率 $Z_m = X_a Z_a + X_b Z_b$ (X は分子率) に基づいて、これらガスの含有による α の変化を公表の Z 値(ここでは4)を用いて、普通遭遇するガス層の圧力温度の範囲において計算してみたら、恒温下では圧力上昇とともに α は減少することはもちろん、恒圧下で温度が低下すると α も小になる結果も得た。50°C, 100 atm 附近についての計算結果を1例として上げると、 N_2 30%— CH_4 70%の混合ガスの α は、 CH_4 のみの α と較べ

約5%増加しているのに反し、 CO_2 20%— CH_4 80%の混合ガスの α は、 CH_4 のみ α と較べ、約10%減少している。

つぎに、天然ガスの鹹水に対する solubility (S) は、恒温恒圧下で、天然ガスの原油に対する溶解度に較べて、非常に小さいという特徴がある故、ガス層内に多少油気があれば、 S の異常変化が予想される。また、第1図に採用した S は新潟ガス田の $S^{21)}$ よりもやや小さい。これはガス層温度・天然ガス成分(ガス比重の増加とともに溶解度減少)および鹹水の性質(特に塩分濃度の増加とともに S は減少)などに左右されるのであろう。さらに、第1図からわかるように、恒温下の S は圧力増加とともに増加するけれども、その増加様相は圧力に対して直線的関係にないことも特徴の1つである。そのほか、この研究とは直接の関係はないが、Burcik²⁾によると、恒圧下で S は温度上昇とともに減少して行き、ある点で最小値となり、それから増加の方向をたどるそうである。

最後に、water formation volume factor (β) は圧力減少とともに増加する傾向がある。これは天然ガスの鹹水に対する溶解度が小なるため、圧力が減少してガスが放散されることによる液相の縮少率が比較的に小さく、それ以上に液体膨脹による容積増加が効いてくるのであろう。この β の様相はガス-油系の場合と非常にその傾向を異にしている故、ガス層内に多少の油気の存在することは、 β の値の変化を大いに招く結果となる。かゝる特殊な場合は除いて、第1図に仮定された β からわかるように、現在対象とされているガス層圧範囲では $\beta \approx 1$ であるが、この β の微小変化が計算の上に効いてくる場合がある。

3. 産ガス挙動

3.1. 関係式 遊離型天然ガス鉱床からのガス産出挙動を解明するに当り、まず、ガス層圧と累計産ガス量との関係を求める。(1)式を変形し、かつ $\alpha = \frac{T}{273} \cdot \frac{Z}{P}$ (日本式での標準状態は、 $P = 1 \text{ atm}$, $T = 273^\circ K$ で $Z = 1$) を代入する。かくして、一般式

$$\frac{P}{Z} = \frac{T}{273 A} \left\{ N \left(1 - \frac{S}{l} \right) - n \right\} \dots (2)$$

$$\text{ここで、} A = \alpha_0 N - \frac{N}{l} (S_0 \alpha_0 - \beta_0 + \beta) - \beta' w \dots (3)$$

を得る。いま、 $n \rightarrow 0$ なら、(2)式から $\frac{P}{Z} \rightarrow \frac{T}{273} \cdot \frac{1}{\alpha_0}$ となり、さらに、ガス層内温度を一定と考えると、 $\frac{P}{Z} \rightarrow \frac{P_0}{Z_0}$ となる。

つぎに、 $w_g = 0$, $w = 0$ で、かつ、ガス層内温度一定

と考えると, $m \rightarrow \infty$, $1/l \rightarrow 0$, $A \rightarrow \alpha_0 N$ となり, したがって, (2)式は次式になる。

$$\frac{P}{Z} = \frac{P_0}{Z_0} - \frac{T}{273 \alpha_0 N} \cdot n \quad \dots\dots (4)$$

この式は Calhoun の教科書⁶⁾ (p. 206) に示されているガスの PVT 関係から導いた式に一致する。そして, 水相を全く無視した当式による遊離型天然ガス鉱床の産ガス挙動は, 現実から I 歩遠ざかっている感じがある。しかしながら, 第 I 近似として使用されるには, 実用的価値がないとは断言できない。

3.2. 計算結果 まず, $w=0$ の場合を考えよう。任意に選択した 2, 3 の m の値について, (2)式および (4)式で計算した結果を第 2 図に比較図示する。この場合には, 水相に溶解しているガスも原始ガス量として考慮に入れているが, さらに, ガスの鹹水に対する溶解度は小さいから, その溶解ガスは問題としない見地に立ってみる。いま, 原始ガス層内の遊離ガス量にのみ着目して, それを G とすると, 第 3 図に示された計算結果となる。ここで, N と G との関係は, $G = N(1 - S_0/l)$ である。つぎに, w の作用を考えて ($w \neq 0$), $m=1/10$ の場合について計算した結果は, 第 4 図の通りである。かゝる場合の実際の圧力減退様相は, $w-n$ 比が一定状態でガス採取が行われないから, 第 4 図中の特定曲線をたどるのではなく, 各曲線を横切ったものとなろうが, 各開発段階における n が計測されるから, そのときの w は推算できる。

以上の計算は産出水を伴わないように採ガスした場合であり, 一般に, かゝる状態で採ガスするのが合理的理想的ではあるが, たとえ, 開発初期にこのような状態がつづいても, 開発進行につれ産出水を伴うこと必然であって, 計算通りの産ガス量は期待できない。しかしながら, この計算結果は水相の産ガスに対する影響を良く表わし, 当研究目的を満足させている。もちろん, ガス層内に油気があるときには, S, β のガス層常数が, この計算で仮定された値と大いに相異なるので, 産ガス挙動の変化が当然考えられる。

4. 埋 蔵 量

4.1. 容積法 この方法は昔から用いられている埋蔵量計算方法で, その実用式⁷⁾ (p. 180) を日本流単位にして書き換えると,

$$G = V \phi \sigma_g \frac{273 P_f}{T_f \cdot Z_f} \quad \dots\dots (5)$$

ここで, V : 遊離型ガス層の有効容積 m^3 ,

ϕ : 孔隙率, σ_g : ガス飽和率, P : 圧力 atm,

T : 温度 $^{\circ}K$, G : m^3 , f : ガス層内を表示,

となる。この方法の不利な点は, 上式中の各項の正しい

第 2 図 m の影響 (N)

第 3 図 m の影響 (G)

第 4 図 W の影響

代表値をうることの困難なことにある。いかなるガス層も均質でないから, (5)式中の各項は平均値となり, それを求めるにサンプリング・検層・坑井試験などから, 最も

確からしい代表値を求めることが先決となる。また、こゝで V を求めるためには、正しい等厚線図 (Isopachous map) を作ることが第1の仕事である。それには、ガス層構造の究明を完全に行い、ガス—水接触線を明らかにし、正しい有効層厚 (pay thickness) を決めてかゝる必要がある、これは多分に人為的になりやすい。したがって、この方法は上述のような難点を多々含むから、真に地下に存在するガス埋蔵量を算出し得ない場合がある。特に、隣接水層からのガスの補給を論ずる場合、この方法にはたよれない。

4.2. マテリアル バランス法 現在、遊離型ガス鉱床のガス埋蔵量計算に、水相を無視したガスのみのマテリアル バランスに基づき算出する方法があるが、これは(1)式で水相の項を全部省いた式、すなわち、

$$\bar{N} = \frac{\alpha n}{\alpha - \alpha_0} \quad \cdots (6)$$

となり、(4)式と同じものである。この(6)式を用いて、各開発段階で原始埋蔵量を算出すると、応々にして、第5図に示したように、一定であるべき $\bar{N}$ が変化することがある。そこで、これについて少し検討してみよう。

第5図 $\bar{N}$ の様相

まず、こゝに仮定したガス層常数に対しては、(1)式中で $s_0\alpha_0 - s\alpha - \beta_0 + \beta < 0$ ($l > 0$) で、圧力低下とともに、その絶対値が増加する。もちろん油気でもあつたりして、 s が大になれば、 β も大になり、ガス—油系の場合に近づき、この項は負数にならなくなるが、これは除外する。それ故、もし、(1)式で $1/l = 0$ として N を計算し、それを N' とすると、第5図(a) のようになる。いま、 l が大きくなれば、 $\alpha - \alpha_0$ (> 0) との釣合上、 $1/l$ ($s_0\alpha_0 - s\alpha - \beta_0 + \beta$) の項、さらに $|\beta_0 - \beta|$ の項も計算の上に効いてこなくなり、 N' の減少率は小となる。つぎに(1)式中 $w = 0$ として N を計算し、それを N'' とすると、圧力低下・開発進行とともに、浸入水量が増加する故、第5図(b) のようになる。そして、浸入水量が小なれば N'' の増加率は小となる。したがって、(6)式で $\bar{N}$ を計算すると、上述二要因項の勝ち負けで、 $\bar{N}$ が N より大になったり、小になったり、時には等しくなったりする。以上のように、(6)式によって $\bar{N}$ を求めると、水

に溶解しているガスの遊離補給のため、(1)式の N より小さく算出され、一方、浸入水または異常圧力補給のため、 N より大きく算出されることがある。

4.3. 計算演習 水相を考慮に入れたマテリアル バランス法に基づいて、原始埋蔵量算出を理解するため、演習問題について説明する。第Iに、第6図に示されたような、密閉坑底圧と累計産ガス量が得られたと

第6図 演習例 1

し、(6)式により原始埋蔵量 $\bar{N}$ を算出すると、同図に併せ画かれたようになる。原始埋蔵量計算法として、現在便宜的に行われているように、 $\bar{N}$ の算術平均をとると、 $\bar{N} = 4,300$ 万 m^3 となるが、これは妥当性をもつだろうか。極端な例ではあるが、便宜的に開発初期段階の $\bar{N}$ の値から、尤もらしい N を外挿推算し、 $N = 2,900$ 万 m^3 として、 w を計算すると、第6図に示されるようになる。しかしながら、 w_g が増加すれば、それにつれて N は増加する。したがって、 N を求めるには、 w_g または m を知ることが先決である。

第2に、第7図に示されたような値が与えられたとする、こゝで、初期の値は w の効果が小さいから、 $w = 0$ として、2つの段階の値から N と l を求めると、 $N = 2,400$ 万 m^3 、 $l = 3.47$ ($m = 0.00865$) となる。もし、この際多数段階の値から求めるときは最小二乗法による。開発段階がすゝむと、 w の効果が出てくる場合が多いが、これは $\bar{N}$ の変化様相から見当がつく。そこで、いま

第7図 演習例 2

求めた N と l とを用い、 $P=135 \text{ ksc}$ に対する w を計算したら、 1.800 kl となった。

以上は、あくまでも原始埋蔵量算出の際の水相効果を理解するための計算演題であって、 $\bar{N}$ の変化原因を水相の影響として考察したのであるが、実際のガス層のフィールドデータの解析に当っては、測定値の精度や当演習で着目した以外の因子混入などにより、複雑化することはもちろん予想され、かつ解析不能に陥ることも充分起りうる可能性がある。

5. 結 語

遊離型天然ガス鉱床のガス産出挙動および埋蔵量の算出については、従来、ガス相のみに着目し水相の影響が考えられていないので、当研究では、その影響に関して量的考察することを主眼とし、計算例に従いながら論じている。まず、計算に必要な2, 3のガス層常数の仮定設置に際し、それら諸性質について論議検討している。

それから、産ガス挙動に関する一般式を誘導し、理論上および計算上、水相を無視したときの挙動と比較している。また、原始埋蔵量算出に当っての容積法の難点と、マテリアル バランス法での水相の影響とについて論及している。

参 考 文 献

- 1) 平川：Gas Reservoir Material Balance, 石技誌, 昭和34年1月号。
- 2) Burcik：Properties of Petrol. Reservoir Fluids.
- 3) Petrol. Engineer：Aug. 1957, D-3, Compressibility Factor Charts for Natural Gas Calculations.
- 4) 数森：高圧ガス工学, 日刊工業新聞社。
- 5) 小林：新潟ガス田, 石技誌, 昭和28年5月号。
- 6) Calhoun：Fundamentals of Reservoir Engineering.
- 7) Pirson：Elements of Oil Res. Engineering.