地上生産データによる原始埋蔵量とみかけの浸透率の推定

加 藤 完 司*

(昭和62年3月13日 受付, 62年7月10日 受理)

Estimation of Initial Gas in Place and Apparent Permeability using Surface Measured Well Production Data

By

Kanji KATO

Abstract: This paper presents a method to estimate the volume of initial gas in place and apparent permeability by using surface measured flowing tubing pressure and gas flow rate. The method is essentially a material balance method, where static reservoir pressure is estimated. This article describes the stepwise procedure of the method as well its theoretical background. The proposed method excludes any artist-like technique and provide only one set of answers from a set of surface flowing data. Four examples are presented to demonstrate the applicability of the method.

1. はじめに

三井石油開発㈱, 東南アジア石油開発㈱およびユノカルタイランド社(オペレーター)は共同で, タイ湾のガス田開発に着手し, 現在, エラワン・バンポット, プラトンおよびサツンの4ガス田において200坑以上の生産井を掘削し, ガスとコンデンセートを生産している。オペレーターはこれらの生産井に対し, 定期的に坑井プラットフォームに設けられたテストセパレータによって個々の生産井の生産量や流動坑口圧を測定している。それらのデータ(単計量)は個々の生産井もしくは生産層における生産挙動の監視と現況の把握に利用されている。

一般に, 物質収支法による原始埋蔵量の推定や浸透率の計算は, 静止坑底圧の測定を必要とする。小論では, 静止坑底圧測定のかわりに, 地上で測定された単計量データから流動坑底圧と静止坑底圧を求め, 原始埋蔵量と浸透率の算出(単計データ法と呼ぶ)を試みた。タイ沖ガス田のガス層において, この単計データ法による原始埋蔵量の値は静止坑底圧測定による方法の値とはほぼ一致し, その実用性があると認められたので報告する。

2. 地質概要

タイ沖ガス田はタイ湾のはほぼ中央に位置し, 第三系堆積盆地の西部に形成された地溝型背斜構造である。構造の規模は幅3~5km, 長さ10~20kmで, その両翼部は多数の正断層によって切られ複雑な形態を示す。主要なガス層(ガス・コンデンセート層)は深度約1,200m~2,700mの中部一下部中新統中の砂岩層に賦存し, 背斜, 断層, 尖滅およびそれらの複合型封塞鉱床である。この砂岩は, 細~中粒で少量の長石と岩片を含む比較的クリーンな石英粒から成り, 河成~デルタ・浅海性堆積物と考えられている。多くのガス層は層厚数mから12mと薄く, 連続性に乏しい。その孔隙率は深度とともに減少し, 1,200mで約30%, 2,700mで10%である。

このように複雑な集ガス機構のため, タイ沖ガス田では一つのガス層が一坑のみによって貫かれている場合が多い。ガス層の特性はその層に掘削された坑井データの値を持つ均一な層とみなされる。

3. 生産井の仕上げ状況および計量

個々の生産井はシングルチュービングによる多層同時仕上で通常まず4つの生産層に仕上げられ, 必要に応じて再仕上げが行われる。厚いガス層は一つの実層として

* 三井石油開発㈱

て仕上げられるが、深度が近接し類似した貯留岩特性を持つ幾つかの薄いガス層は2～5枚のガス層を一つの生産層としてパッカーで仕切られ、仕上げられる。生産は一般に深部の生産層から開始され、その層が枯渇したり水没してガスがシステムに対して流れなくなると、その上のスライディングスリーブを開けて生産層を切り換え、上部のガス層から生産される。

生産のための穿孔用流体は、深部の異常高圧層に対しては掘削時のオイルベース泥水を、それ以外では KCl 泥水を使用している。穿孔は4ショット/ft で、いずれの場合もオーバーバランスで行われる。最深部の生産層に対しては、生産ストリング (2 7/8 インチ) 降管後、スルーチュービングによるアンダーバランスでの穿孔が実施されている。

個々の生産井の流動坑口圧、ガス流量、コンデンセートおよび水の流量は定期的に坑井プラットフォーム上のテストセパレータで計量される。同時にチョークサイズ、ケーシング圧、マニホールドの温度、計量セパレータの圧力および計量時間が記録される。計量時間は8～24時間程度が一般的であるが36時間以上にわたることもある。この単独計量は個々の生産井に対し月4～6回の割合で実施されている。ただし生産開始当初の測定頻度はこれよりも多い。

坑井プラットフォームにおいて、ガスはオリフィスマーター、液体流量は積算流量計によって計量される。

4. 計算方法

4.1 流動坑底圧の計算

流動坑口圧より流動坑底圧を計算する式、方法はさまざまなものが提唱されているが、小論ではいずれかの方法により流動坑底圧は計算されて求まっているとして話を進める。したがって流動坑底圧を求める式については論じない。今回の計算は、市販のハンドブック (KATZ *et al.*, 1959) に記載されている方法によった。この方法はガスの単相流動のみを考慮したもので、チュービング内を二相流が流れるような坑井には適用できない。それゆえ、水の生産が多く明らかにチュービング内を二相流で流れていると推定される生産井は今回の計算対象から除外した。

4.2 理論的背景

ガス井の生産挙動を近似的に記述する式として、RUSSEL *et al.*, (1966) の式が挙げられる。まず、彼らはガス層を記述する偏微分方程式、

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \frac{MP}{zRT} \left(-\frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r} \right) \right] = -\phi \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{MP}{zRT} \right) \quad (1)$$

を数値的に解き、解が実際のガス井の生産挙動に一致す

ることを示した。しかし、(1)式の数値解では実用的でないため、より実用性のあるガス井のパフォーマンスを予測する近似式 ((2)式) を示した。

$$q_{sc} = \frac{T_{sc}kh}{50304 P_{sc}T} \frac{1}{\mu(P)z(P)} \frac{(\bar{P}^2 - P_{wf}^2)}{(\ln r_e/r_w - 0.75 + S)} \quad (2)$$

一般にガス層では、一定生産量で生産が開始されると流動坑底圧は生産前の静止坑底圧から急速に低下する。そして時間の経過に伴って圧力降下は境界に向かって広がってゆく。圧力降下が境界に達するまでの期間を非定常状態という。さらに生産を続けると、ガス層はガス層全体にわたり一定の圧力降下を示すようになり、この状態を擬定常状態という。擬定常状態が始まるまでの時間(t_s)は、円型のガス層の中心に坑井がある場合、下記の式で表される (SLIDER, 1976)。

$$t_s = 40 \frac{\phi \mu c r_e^2}{k} \quad (3)$$

タイ沖ガス田の多くのガス層における t_s は数日程度とみられ、生産開始初期を除いて、生産期間のほとんどが擬定常状態である。(2)式はこの擬定常状態を記述する流動方程式に他ならない。(2)式は直接的に時間の関数となっていないが、 $\bar{P}$ が時間の関数であるため、この式はパフォーマンスを表す流動方程式と呼ばれている。(2)式において、定数 C を(4)式のように定義すると(2)式はより簡単に(5)式のように書くことができる。

$$C = \frac{T_{sc}kh}{50304 P_{sc}T (\ln r_e/r_w - 0.75 + S)} \quad (4)$$

$$q_{sc} = \frac{C}{\mu(P)z(P)} (\bar{P}^2 - P_{wf}^2) \quad (5)$$

(5)式はデリバビリティの式 ($q_{sc} = C(\bar{P}^2 - P_{wf}^2)^n$) に似ているが、 μ と z が圧力の関数として外に出ていること、圧力差の項に指数 n がついていないこと、すなわち $n=1$ であることなどが異なっている。

(5)式において、ガス流量 q_{sc} は単独計量によって実測されており、その時点の流動坑底圧、 P_{wf} は計算によって求めることができる。ガスの粘度 $\mu(P)$ と圧縮係数 $z(P)$ は容易に推定できるので、定数、 C の値を何らかの方法により十分論理的に決定することができれば静止坑底圧、 $\bar{P}$ の値を計算することができる。

C は定数であり、一つのガス層に対して一つの個々の値を持つ。したがって C の値が決定されれば個々の時点での生産データに対して個々に静止坑底圧、 $\bar{P}$ が計算され $\bar{P}$ の数値列が得られる。個々の $\bar{P}$ に対し、 $\bar{P}/z$ を計算してその値をその時点での累計生産量に対してプロットすれば、このプロットは密閉坑底圧測定による物質収支法、すなわち P/z プロットに他ならない。よって $\bar{P}/z$

のプロットから、 $\bar{P}/z=0$ の時の累計生産量の値を外挿すれば原始埋蔵量を推定することができる。

原始埋蔵量が求められれば、ガス層を円型と仮定することにより坑井から境界までの半径 r_e が得られる。(4)式において C の値が決定されていれば未知数は浸透率 k とスキンプファクター S の2つだけとなる。一般に k の値が未知であるときは S の値も未知である。したがってここでは $S=0$ と仮定することにより、(4)式からみかけの浸透率 k を計算することとする。

4.3 定数 C と原始埋蔵量の決定

ここで、 P_{wf} の関数、 C^* を次のように定義する。

$$q_{sc} = \frac{C^*}{\mu(P)z(P)} (P_i^2 - P_{wf}^2) \quad (6)$$

(6)式は(5)式の()内の第一項、 $\bar{P}^2$ が P_i^2 に置き換わっただけであるが、(5)式では C を既知、 $\bar{P}^2$ を未知数として求めたのに対し、(6)式では P_i^2 が既知数ゆえ C^* が未知数であり P_{wf} の関数になっている。 P_{wf} は時間の関数として表されるので、 C^* は時間の関数となる。 C^* は擬定常状態において時間に対し単調減少する。

C^* の一般的な物理的意味は認められない。しかし、非定常状態から擬定常状態に移移する瞬間、 $t=t_s$ 、では(5)式の $\bar{P}$ の値は極めて P_i に近い。すなわちその瞬間において(6)式と(5)式は近似的に等しくなり、よって C^* と C の値も近似的に等しい。

$$C^* = C \quad (\text{at } t=t_s) \quad (7)$$

したがって、個々の生産データから計算された C^* の値をプロットしてゆき、 $t=t_s$ のときの C^* の値をプロットから読みとるかあるいは外挿することにより、 C の値の近似値を推定することができる。ここで t_s の値が全生産期間に対して比較的小さいことを考えると $t=0$ 、すなわち C^* のプロットの y 切片の値を近似値とみなすこともできる。

次節に実際の計算手順を述べるが、真の C の値は一つ of ガス層の一組のデータセットに対して、繰り返し計算により一義的に、かつ原始埋蔵量と同時に決定されるので、 C^* のプロットからの C の近似値の読みとりに伴う誤差やあいまいさは問題とならない。

4.4 計算手順

実際の計算手順をフローチャート(図1)に沿って説明する。

(1) C の初期値の設定

計算対象層の個々の生産データに対し、(6)式によって C^* の値を計算してこれをプロットする。このプロットから C の近似値を読みとり、これを C の初期値として用いる。 C の値はブラクティカルフィールド単位(md, ft, psi)でタイ沖ガス田の場合およそ 50×10^{-8} から0.1

図1 計算フローチャート

$\times 10^{-8}$ の間である。(4)式から分かるように C の値は浸透率に比例するのでタイトな層ほど小さな値となる。

(2) $\bar{P}$ の計算

C の初期値(または修正された C の値)を用いて、(5)式により静止坑底圧、 $\bar{P}$ を計算する。(5)式で、圧力の関数として表されているガス粘度 $\mu(P)$ と圧縮係数 $z(P)$ の値は $\bar{P}$ と P_{wf} の平均圧力における値とした。

(3) $\bar{P}/z, C^*$ のプロット

P^*/z の値を累計生産量に対してプロットする。同時に参考のため C^* の値も累計生産量に対してプロットする。

(4) P^*/z および原始埋蔵量の算出

$\bar{P}/z$ の点列は、原理的にガス層の物質収支法のプロットそのものであるため通常直線を呈する。それゆえこれらの点列を通る最小2乗直線を引く。このとき、明らかに点列から偏移したデータや生産初期の不安定なデータは除いてもさしつかえない。この計算は擬定常状態のガス層に適用することを前提にしているため、非定常状態の期間の比較の長い大きなガス層やタイトなガス層では、生産初期におけるデータは除外すべきであろう。直線を引くことにより y 切片と x 切片の値がそれぞれ決定される。 y 切片の値は累積生産量=0の時点の圧力であるから初期坑底圧に対応する。この値を P^*/z と呼ぶ。

一方 x 切片は $\bar{P}$ が 0 の時の値であるから原始埋蔵量に対応する。

(5) 収束判定

実測されている初期静止坑底圧、 P_i/z と P^*/z の差の絶対値が 1 psi 未満になった時に収束完了とした。 P^*/z は前述のように $\bar{P}/z$ の点列から求められ、 $\bar{P}$ は (5) 式においてある C の値を仮定して計算されている。すなわち P^*/z を決定した段階ではある C の値が、(その値が真の C 値であるか否かは別に) 決定されており、かつ原始埋蔵量も算出されている。よって収束判定条件を満足した時点では、原始埋蔵量とガス層個々の定数、 C が真の値として求まっている。

一方、 P_i/z と P^*/z の差の絶対値が 1 psi より大きい場合は C を修正し、この修正された C の値を用いて $\bar{P}$ の計算、すなわち計算手順の (2) に戻る。

(6) みかけの浸透率の計算

真の C の値が決定されれば、(4) 式において、ガス層は円型、スキンプァクター=0 と仮定することによってみかけの浸透率、 k を計算することができる。

5. 計算例

5.1 Well No. 1

標準的な例として Well No. 1 をとりあげた。図 2 は計算対象層の単独計量データを示したもので、ガス流量と流動坑口圧およびチョークサイズのみを示してある。ガス流量は生産開始後、チョークサイズを大きくしていくにしたがって 10 MMCFD (30万 m^3 /日) まで増加しているが、その後チョークサイズの変更に伴って大きく変化している。流動坑口圧は全般に減少傾向にあるが、チョ

ークサイズの変更、すなわち生産量の変化に伴い増加することもある。このグラフは生産挙動を直観的に理解するためにはたいへん都合がよいが、埋蔵量に対する知見は何も与えていない。

図 2 に示された生産データを本法によってデータ処理した結果が図 3 に示されている。図 3 は、図 2 に示された生産データを基に前述の方法によって求められた $\bar{P}/z$ および C^* と、累計生産量の関係を示している。この図から得られた原始埋蔵量、みかけの浸透率および真の C 値は、それぞれ、4,135 MMCF, 45.5 md および 23.7×10^{-8} であり、図中に記載されている。 $\bar{P}/z$ のプロットは累計生産量に対してほぼ直線的点列を形成している。この点列に対して引かれた最少 2 乗直線の y 切片、 P^*/z は 3,594 psi であり実測の静止坑底圧に対する P_i/z の値、3,594 psi と一致している。 x 切片である原始埋蔵量は 4,135 MMCF と計算され、静止坑底圧測定によって求めた原始埋蔵量、4,436 MMCF に近い。また図 2 の生産挙動のグラフから原始埋蔵量を推定することは困難であるのと対比的に、図 3 は、明確に原始埋蔵量の値を示す。

一方、 C^* の値は常に図 3 に示されたように生産が進むにつれ減少する。この例では、累計生産量=0 付近の C^* の外挿値、 20×10^{-8} を C の初期値として繰り返し計算が行われ、真の C 値 23.7×10^{-8} が得られた。

5.2 Well No. 2

Well No. 2 (図 4) は 1985 年 3 月に生産を開始し、同年 5 月累計生産量が 222 MMCF の時点 (A) で、初期坑底圧測定に次ぐ第二回目の静止坑底圧測定が実施された。この 2 点から推定された原始埋蔵量は 5,830 MMCF

図 2 Well No. 1 の生産挙動

図 3 Well No. 1 の計算結果

図 4 Well No. 2 の計算結果

であった。一方、累計生産量が約2,500 MMCFD に達した1985年に単計データ法で求められた原始埋蔵量は坑底圧測定により推定された値の約2倍にあたる11,280 MMCF となった。この原始埋蔵量の差は、第二回目の測定時における密閉時間が十分でなかったことに起因すると推測され、さらに生産開始から第二回目の測定までの生産期間が短かったことが誤差を大きくしていると解釈される。

第三回目の密閉坑底測定は8ヶ月後の1986年1月、累計生産量が2,644 MMCF の時点(B)で実施された。3点の実測値による原始埋蔵量は13,231 MMCF と大幅に上方修正され、本法による計算値が信頼できることを実証した。

その後、若干の生産データが加わった段階における

単計データ法による原始埋蔵量は12,559 MMCF である。

5.3 Well No. 3

Well No. 3における生産開始直後の流動坑口圧は2,000 psi 前後と高い値を示していたが、4 MMCFD 台の安定生産に移行した時点より急激に減少し、本法によるプロットを実施した時の流動坑口圧は600 psi 以下であった。図5に示した計算結果によると、この層は5,176 MMCFの原始埋蔵量を持つことから大きなガス層の広がりを持つ。またみかけの浸透率は2.2 md と低くタイトな層である。それゆえ、 t_D は比較の長い日数にわたるとみられ、生産初期の C^* のプロットは非定常状態に対応するため異常を示したが、擬定常状態に移行したとみられる時点から C^* は直線的に並んでいる。この

図5 Well No. 3 の計算結果

図 6 Well No. 4 の計算結果

C^* のプロットを基に、 C の初期値を 0.6×10^{-8} として計算が進められた結果最終的な解として、真の C の値は 0.685×10^{-8} となった。この値は Well No. 1 や Well No. 2 の C の値と比べて一桁ないし二桁小さな値となっており、ガス層の特性（低浸透率）を強く反映していることが分かる。

5.4 Well No. 4

図6に Well No. 4 のデータ処理結果を示した。この層における $\bar{P}/z$ のプロットは、800 MMCF の累計生産量付近まではほぼ直線的に減少するが、その後異常な降下を示している。Well No. 4 に対する計算はこの直線部分に対してのみ実行された。

C の値は一つのガス層に対して唯一の値、この場合 2.64×10^{-8} が $\bar{P}/z$ を計算するために用いられる。本来

$\bar{P}/z$ のプロットは直線的に推移するものであるから、図6のような異常現象は、流量や圧力の測定に誤りのない限り、そのガス層で生産中に C の値が変化したということを示唆する。 $\bar{P}/z$ の低下は C の減少に対応する。 C の値は(4)式より、浸透率の減少またはスキンプァクターの増加に伴い減少するため、坑井障害が予想される。このケースでは、ガスの生産量は生産開始後急激に減少したが、自然枯渇かどうか定量的に判定はできない状態であった。

一方、オペレーターは、生産量が顕著に減少した段階で坑井障害を予想し酸処理を計画した。そしてその作業中にスライディングサイドドアにカルシウムのスケールが付着し、目づまりを起こしていることが見出された。このように $\bar{P}/z$ の異常は坑井障害を判定するのに

図 7 坑底圧測定による原始埋蔵量（横軸）と計算による原始埋蔵量（縦軸）の比較

役立つことが実証された。

5.5 静止坑底圧測定による原始埋蔵量との比較

以上の4例の他に、22層を選び、本法を適用して原始埋蔵量の計算を試みた。これら22層は水の生産が少なく、坑井内およびガス層ではガスの単相流と考えられる。これらの層に対しては静止坑底圧が測定されており、物質収支法によって原始埋蔵量が求められている。両者の原始埋蔵量の比較を図7に示した。合計26層の内、4層は実測の坑底圧から求めた原始埋蔵量との差が大きく、図中で下方に位置するが、他の22層は小規模ガス層から大規模ガス層まで比較的よく一致している。坑底圧測定から求めた原始埋蔵量が、一般に測定点の増加とともに若干変化することを考慮すると、本方法によって推定された原始埋蔵量は充分実用的と言える。

6. まとめ

小論は、地上で日常的に測定されている生産データ（単独計量データ）を使用し、原始埋蔵量とみかけの浸透率(k)が算出されることを示した。理論的な考察を基に具体的計算方法が示され、4つの事例には解説が加えられた。4つの事例において、それぞれ、単独計量データは埋蔵量に対する知見を与えないが本法（単計データ法）では明確に原始埋蔵量を示唆すること、場合により静止坑底圧測定による原始埋蔵量の推定値よりも信頼できる値が得られること、浸透率の低いタイトな層を指摘できること、およびプロットの異常から坑井障害を検出

できることが論じられた。また単計データ法によって得られた原始埋蔵量と坑底圧測定によって得られた原始埋蔵量が、26層の比較でよく一致することが示され、単計データ法は充分実用的であると結論された。

謝 辞

最後に、本論文の公表およびデータの使用を許可された三井石油開発(株)、東南アジア石油(株)およびユノカルタイランド社に深く感謝いたします。また、本稿をまとめるにあたり、三井石油開発(株)佐々木詔雄氏より有益な助言をいただき、ここに謝意を表します。

記 号

- C : (4)式で定義されるガス層定数, $\text{MMCFD} \cdot \text{cp}/\text{psi}^2$
- C^* : (6)式で定義される値, $\text{MMCFD} \cdot \text{cp}/\text{psi}^2$
- c : 圧縮率, $1/\text{psi}$
- h : ガス層層厚, ft
- k : 浸透率, md
- P : 圧力, psi
- $\bar{P}$: 密閉坑底圧, psi
- q : 流量, MMCFD
- r_e : ガス層半径, ft
- r_w : 坑井半径, ft
- S : スキンファクター
- T : 温度, $^{\circ}\text{R}$
- t : 時間, 日
- z : 圧縮係数
- μ : 流体粘度, cp
- ϕ : 孔隙率
- 添字
- i : 初期
- sc : 標準状態
- wf : 流動坑底状態

参 考 文 献

- 1) KATZ, *et al.*, 1959: Handbook of Natural Gas Engineering, 309-310, McGraw-Hill.
- 2) RUSSEL, *et al.*, 1966: Method for Predicting Gas Well Performance, *JPT.*, Jan., 99-108.
- 3) SLIDER, H.C., 1976: Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods. 102-104, Petroleum Publishing Company.