茂原型水溶性ガス貯留層における群井系の 産出挙動シミュレーション

秋林 智*・周 萍**・湯原 浩三***

(昭和63年1月27日受付, 63年3月31日受理)

A Numerical Model for Simulating Production Behavior of Multi-wells in the Mobara-type Water-dissolved Natural Gas Reservoir

By

Satoshi AKIBAYASHI, Ping ZHOU and Kozo YUHARA

Abstract: This paper describes a simplified three-dimensional numerical model for production behavior of the Mobara-type water-dissolved natural gas reservoir composed of alternating beds of sandstones and mudstones. It is assumed that water and gas flow horizontally through the sandstones and vertically (in one dimension only) through the mudstones. Finite difference approximation method is used to solve the differential flow equations.

Application of the model to a practical Mobara-type field in Chiba Prefecture shows very good coincidence between the calculated and the measured values for the average gas-water-ratio of all the production wells.

Calculation results show that the production behavior remains ordinary-type if gas does not migrate from the mudstones to the sandstones even though pressure is maintained at a constant and a large amount of free gas is supplied at the boundaries, provided that the reservoir be isotropic and homogeneous.

1. 緒 言

茂原型水溶性ガス貯留層における産出挙動を的確に予測するには、多くの生産井（群井系）が同時に採水を行う場合の産出挙動を解明することが重要である。さきに秋林ら（1985）は、泥岩層がガスのみを含有していると仮定して、泥岩層からガスの浸出を考慮した水平二次元モデルにより、茂原型水溶性ガス貯留層における生産井の相互干渉を定量的に考察した。しかし、実際の茂原型と呼ばれるガス貯留層の泥岩層にはガスおよび水が共存していることから、そのようなモデルを用いては茂原型水溶性ガス貯留層における群井系の産出挙動を十分に表し得ないと考えられる。

本研究は、秋林ら（1985）の水平二次元モデルを泥岩層内の二相流を考慮したモデルに発展し、実際の産出ガス水比のヒストリ・データを用いてモデルの妥当性の検証を行うと共に、2坑の生産井間の相互干渉の問題および断層からのガスの供給による影響についても検討した。

2. 数学モデル

茂原型ガス貯留層の概念モデルを図1に示す。図中において、 H_s および H_m は砂岩層および泥岩層の厚さ、 L_x および L_y は x および y 方向における貯留層の長さ、 N は砂岩層もしくは泥岩層の枚数である。数学的に取り扱いやすくするために、次のような仮定を設ける。

(1) 砂岩層および泥岩層は等方性で、流動に与える貯留層の圧縮性の影響を無視する。

(2) 砂岩層内におけるガス、水の流動は水平二相流であるとし、毛細管圧力および重力の影響を無視する。

*秋田大学鉱山学部

**九州大学工学研究科

***九州大学工学部

図1 茂原型ガス貯留層の概念モデル

(3) 泥岩層内におけるガス、水の流動は鉛直流のみであるとする。同様に毛細管圧力および重力の影響を無視する。

(4) 貯留層の孔隙率、絶対浸透率、水の粘性係数などは圧力の変化によらず一定とする。

(5) 貯留層の温度は一定であり、水の蒸発および凝縮は考えないものとし、ガスの成分はメタンのみとする。

上記の仮定(3)はかなり大胆であるように思われるが、実際のガス貯留層では砂岩層と泥岩層との絶対浸透率の差は非常に大きく、両岩層の厚さが共に極めて薄いことから、泥岩層内においては鉛直方向の圧力勾配が水平方向のそれに比較して遥かに大きいことが解る。したがって、泥岩層における水平流を無視した。

ここで、 R_s はガスの溶解度、 K_a は絶対浸透率、 k_r は相対浸透率、 B は流体の容積係数（貯留層圧力の下での容積と標準状態における容積の比）、 μ は粘性係数、 p は圧力、 S は飽和率、 ϕ は孔隙率、 q は単位時間単位体積あたりの質量浸出量、 ρ は標準状態における密度、 t および τ は砂岩層および泥岩層内の流動方程式における時間、下添え字 w, g, s, m, b , および in . はそれぞれ水、ガス、砂岩層、泥岩層、境界および初期状態を表しているとするれば、以上の仮定に基づいて、砂岩層および泥岩層内における流動方程式は質量保存則およびダルシーの運動方程式により、次のように与えられる。

(1) 砂岩層内における水平二次元流動方程式

$$\text{ガス: } [k_{as}(\lambda_g + \lambda_w R_s) p] + q_g / \rho_g = \frac{\partial}{\partial t} \left\{ \phi_s \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{S_w}{B_w} R_s \right) \right\} \quad \dots (1)$$

$$\text{水: } (k_{as} \lambda_w p) + q_w / \rho_w = \frac{\partial}{\partial t} \left\{ \frac{\phi_s \cdot S_w}{B_w} \right\} \quad \dots (2)$$

ただし

$$\left. \begin{aligned} \lambda_w &= K_{rw} / (\mu_w B_w) \\ \lambda_g &= k_{rg} / (\mu_g B_g) \\ S_w &= 1 - S_g \end{aligned} \right\} \dots (3)$$

初期条件:

$t=0$ のとき:

$$\left. \begin{aligned} p(x, y) &= p_{in} = \text{const.} \\ S_g(x, y) &= S_{gin} = \text{const} \end{aligned} \right\} \dots (4)$$

不透水境界条件:

$$\left. \begin{aligned} x=0, L_x \text{ において: } \frac{\partial p}{\partial x} &= 0 \\ y=0, L_y \text{ において: } \frac{\partial p}{\partial y} &= 0 \end{aligned} \right\} \dots (5)$$

等圧境界条件:

$$\left. \begin{aligned} x=0, L_x \text{ において: } \\ p(0, y) &= p(L_x, y) = p_{in} \\ S_g(0, y) &= S_g(L_x, y) = S_{gb} \\ y=0, L_y \text{ において: } \\ p(x, 0) &= p(x, L_y) = p_{in} \\ S_g(x, 0) &= S_g(x, L_y) = S_{gb} \end{aligned} \right\} \dots (6)$$

式(1)および式(2)における q_w / ρ_w および q_g / ρ_g は次のように計算される。

生産井のある場所では

$$\left. \begin{aligned} q_w / \rho_w &= q_w^* + Q_w^* \\ q_g / \rho_g &= (q_g^* + R_s \cdot q_w^*) + Q_g^* \end{aligned} \right\} \dots (7)$$

生産井のない場所では

$$\left. \begin{aligned} q_w / \rho_w &= q_w^* \\ q_g / \rho_g &= q_g^* + R_s \cdot q_w^* \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots (8)$$

ここで、 q_w^* 、 q_g^* はそれぞれ単位時間単位体積当たりの水およびガスの体積浸出量、 Q_w^* 、 Q_g^* はそれぞれ単位時間単位体積当たりの採水量および採ガス量である。 q_w^* 、 q_g^* の定義式は秋林ら (1986) に従った。

(2) 泥岩層における流動方程式

$$\text{ガス: } \frac{\partial}{\partial z} \left\{ k_{am} (\lambda_{um} R_s + \lambda_{gm}) \frac{\partial p_m}{\partial z} \right\}$$

図2a 水平二次元差分格子座標系 (砂岩層)

図2b 泥岩層と砂岩層の関係および泥岩層の鉛直差分格子座標系

$$= \frac{\partial}{\partial \tau} \left\{ \phi_m \left(\frac{S_{gm}}{B_{gm}} + \frac{S_{um}}{B_{um}} R_s \right) \right\} \dots\dots\dots (9)$$

$$\text{水: } \frac{\partial}{\partial z} \left\{ k_{am} \lambda_{um} \frac{\partial p_m}{\partial z} \right\} = \frac{\partial}{\partial \tau} \left\{ \phi_m \frac{S_{um}}{B_{um}} \right\} \dots\dots\dots (10)$$

ただし

$$\left. \begin{aligned} \lambda_{um} &= k_{rum} / (\mu_{um} B_{um}) \\ \lambda_{gm} &= k_{rgm} / (\mu_{gm} B_{gm}) \\ S_{um} &= 1 - S_{gm} \end{aligned} \right\} \dots\dots\dots (11)$$

ここで、原点は各々の泥岩層の下面に置き、 z 軸は上方向を正に取っている (図2b)。

初期条件:

$\tau = 0$ のとき:

$$p_m = p_m(z) \dots\dots\dots (12)$$

境界条件:

$z = 0, H_m$ において:

$$p_m = p_{si, j} \dots\dots\dots (13)$$

3. 方程式の解法

式(1)、式(2)、式(9)、式(10)は複雑な非線形偏微分方程式

図3 差分計算フローチャート

であり、その解析解を求めることが困難であるので、本研究では差分法を用いて近似的に解くことにした。砂岩層を図2aに示す水平二次元差格子座標系で表し、各々の砂岩層ブロック (i, j) に対応している泥岩層を図2bに示す鉛直差格子座標系で表す。図2aにおいて、 L_w は坑井間隔を表している。

計算手順(図3参照)は、基本的には秋林らに従った。まず時刻 $t = (n+1) \cdot \Delta t$ ($n=0, 1, 2, \dots$) における砂岩層内の圧力および飽和率分布は、時刻 $t = n \cdot \Delta t$ におけるブロック中心 (i, j) の圧力および飽和率、ガスおよび水の体積浸出量を用いて、境界条件式(5)の下に、式(1)および(2)をIMPES法で表した差分式を解いて求める。次に泥岩層内の圧力および飽和率は、時刻 $t = (n+1) \cdot \Delta t$ の砂岩層の圧力および飽和率を泥岩層と砂岩層の境界値として固定して、式(9)および(10)をIMPES法で表した差分式を解いて求める。その後で時刻 $t = n \cdot \Delta t \sim (n+1) \cdot \Delta t$ の間のガスおよび水の平均体積浸出量 q_g^* および q_w^* を求める。

以上の計算過程を繰り返して任意の時刻における圧力および飽和率分布を求めることができる。

坑底圧力 p_{wf} は坑井ブロックにおける圧力および飽和率から、次のようにPEACEMAN (1978) の修正式によって求めた。

$$p_{wf} = p_s + \frac{Q_w \mu_w B_w}{2\pi k_{sk} r_w H_s} \ln \frac{r_w}{0.2 \Delta x} \quad \dots\dots\dots (14)$$

ここで、 p_s は砂岩層ブロックの圧力の差分解、 Q_w は坑井の採水量、 P_w は坑井の実際の半径、 Δx は x 方向の差格子間隔 ($\Delta x = \Delta y$ の正格子) を表している。

坑井の産出ガス水比 GWR は式(15)によって計算される。

$$GWR = R_s + \frac{k_{rg} \mu_w B_w}{k_{rw} \mu_g B_g} \quad \dots\dots\dots (15)$$

4. 計算の入力データ

表1は本計算の入力データを示す。ここで、 p_{in} , k_{as} , k_{am} , r_w , ϕ_s , ϕ_m , H_s , H_m , μ_w は千葉県の実際のガス田のデータを参考にして与えた(上野他, 1964)。ここで、 S_w^{**} は不動水飽和率(岩石内部壁上の濡れ膜や小孔隙内にある流動できない水の飽和率)とし、 S_w^* はガスが流動できない状態での水の最小飽和率とする。 $(S_{gin})_s$, $(S_{gin})_m$, $(S_w^{**})_s$, $(S_w^{**})_m$, $(S_w^*)_s$, $(S_w^*)_m$ などについては測定情報が入手し難いため、仮定値を用いた。

なお、ガスの粘性係数 μ_g , 純水におけるメタンの溶

表1 計算の入力データ

p_{in}	50 kgf/cm ² *1)	T	20 °C
$(S_{gin})_s$	0	$(S_{gin})_m$	0.5
K_{as}	40 md *2)	K_{am}	9×10^{-6} md *2)
H_s	0.8 m	H_m	2.2 m
L_x, L_y	3000m	$\Delta X, \Delta Y$	100 m
Δt	5 days	Δz	0.4 m
$(S^*_w)_s$	0.98	$(S^*_w)_m$	0.60
$(S_w^{**})_s$	0.05	$(S_w^{**})_m$	0.30
ϕ_s	0.23	ϕ_m	0.28
N	90	r_w	0.12m

液度 R_s , ガスを溶解した水の容積係数 B_w は、数表(FRICK, 1962; MACAIN, 1973) から実際のガス貯留層の温度 $T=20^\circ\text{C}$ (上野他, 1964) での値を読み取り、最小二乗法を用いて整理し、それぞれ次のような圧力 p (kgf/cm²) *1) の関数で近似した。

$$\left. \begin{aligned} \mu_g &= 0.01175 - 1.6765 \times 10^{-6} p + 2.7268 \times 10^{-17} p^2 \text{ cp}^*3) \\ R_s &= 0.07124 + 0.2779 p \\ B_w &= 1.0178 - 4.3188 \times 10^{-5} p + 1.8932 \times 10^{-9} p^2 \end{aligned} \right\} \quad \dots\dots\dots (16)$$

水の粘性係数 μ_w は、 20°C , 大気圧での値 $\mu_w = 1.002$ cp *3) (東京天文台, 1987) を採用した。

本研究ではガスを理想気体と仮定したことから、ガスの容積係数 B_g は理想気体状態方程式から次のように与えた。

$$B_g = P_a / P$$

ここで、 P_a は標準状態での圧力である。

ガスおよび水の相対浸透率はCOREY (1954) によって提案された次式で与えた。

$$k_{rw} = \left(\frac{S_w - S_w^{**}}{1 - S_w^{**}} \right)^4 \quad \dots\dots\dots (17)$$

$$k_{rg} = \left(1 - \frac{S_w - S_w^{**}}{S_w^* - S_w^{**}} \right)^2 \left\{ 1 - \left(\frac{S_w - S_w^{**}}{1 - S_w^{**}} \right)^2 \right\} \quad \dots\dots\dots (18)$$

5. 数学モデルの検証

前述の数学モデルの妥当性を検証するために、千葉県にある実際の茂原型ガス田における平均産出ガス水比の

*1) 1 kgf/cm² = 9.807×10^4 Pa

*2) 1 md = 9.869×10^{-4} μm^2

*3) 1 cp = 10^{-3} Pa · S

図4 対象ガス田内の坑井分布

データについてヒストリマッチングを行った。

対象ガス田は約3,500m×3,500mの正方形領域内にあり、その周辺ガス田の生産による影響を受けて境界上ではガスおよび水の流動がないものと考えられている。領域内には合計9坑の生産井が掘削されている(図4参照)。これらの坑井の過去5年間の月間平均採水量を図5に示し、圧力ビルドアップ・テストによって得られた各坑井周辺の絶対浸透率の値を表2に示している。この表に示されているように当地域内の貯留層は水理的に不均質である。しかしながら坑井周辺以外の場所における絶対浸透率等の貯留層パラメータの空間的分布が不明であることや、貯留層の地下構造および水理的条件についてまだ十分に解明されていないこと等から、各々の坑井における産出ガス水比および坑底圧力を完全にマッチングさせることは極めて困難である。そこで本研究では9坑井の平均産出ガス水比のみに注目して計算を行った。

差分計算にあたっては、対象領域を図4に示すような30×30($\Delta x = \Delta y = 116.67\text{m}$)の正方差分格子系で分割し、前述の周辺ガス田の影響を考慮して不透水境界条件(式(5))を採用した。坑井ブロックにおける貯留層の絶対浸透率は表2に示す値を用い、坑井以外のブロックにおける絶対浸透率の値は表2に示す値の平均値を用いた。図5に示す過去5年間の各坑井の採水実績を計算における採水量の入力値として与えた。

砂岩層の厚さ H_s と泥岩層の厚さ H_m (表3参照)などをパラメータとして、それらの値を種々変えて計算を

表2 圧力ビルドアップテストによる各坑井周辺の砂岩層絶対浸透率

Well No.	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$k_s \text{ (md} \cdot \text{ft}^2)$	18.0	36.0	29.0	55.0	73.0	19.0	53.0	37.0	29.0

図5 生産井過去5年間の月間平均日採水量

図6 実測値と計算値の比較

表3 計算に用いたパラメータとその範囲

H_s (m)	H_m (m)	$(S_{gin})_s$ %	$(S_{gin})_m$ %	$(S_w^*)_s$ %	$(S_w^{**})_s$ %	$(S_w^*)_m$ %	$(S_w^{**})_m$ %
0.3~1.0	0.2~2.0	0~10	30~70	90~98	5~30	60~90	30~50

行った結果、図6に示すように全坑井の平均産出ガス水比が実測値に概ね近似された。この場合貯留層の初期圧力 $p_{in.}=90\text{kgf/cm}^2 \cdot 1)$ 、泥岩層における初期ガス飽和率 $(S_{gin})_m=50\%$ 、砂岩層の厚さ $H_s=0.5\text{m}$ 、泥岩層の厚さ $H_m=0.3\text{m}$ 、砂岩層と泥岩層の枚数はともに $N=100$ 、その他のパラメータは $(S_w^*)_m=80\%$ 、 $(S_w^{**})_m=40\%$ 、 $(S_w^*)_s=95\%$ 、 $(S_w^{**})_s=20\%$ である。なお、この場合の計算値と実測値の間の相関係数は0.97である。

以上の結果から、本数学モデルは茂原型水溶性ガス貯留層における群井系の産出挙動を予測するのに妥当であると考えられる。

6. 2坑井間の相互干渉

群井の最も簡単な例として、図2aに示すように2坑の生産井が同時に採水を行う場合の計算結果を述べ、生産井1における坑底圧力 P_{wf1} 、産出ガス水比 GWR_1 に与える生産井2の距離と採水量の影響について検討する。

ここで、計算領域を $L_x=L_y=3000\text{m}$ とし、格子間隔を $\Delta x=\Delta y=100\text{m}$ 、時間ステップ Δt を5 days、泥岩層の厚さ H_m を2.2m、砂岩層の厚さ H_s を0.8m、砂岩層と泥岩層の枚数 N をともに90、貯留層の初期圧力 $p_{in.}=50\text{kgf/cm}^2 \cdot 1)$ 、泥岩層内のガスの初期飽和率 $(S_{gin})_m$ を50%とした。砂岩層および泥岩層はともに等方均質的であるとし、その孔隙率および絶対浸透率は表1に示した値を用いた。

図7および図8は、不透水境界条件(式(5))の下で生産井1の採水量 Q_{w1} を一定 ($220\text{m}^3/\text{d}$) とし、生産井2の距離・採水量比 (L_w/Q_{w2}) をそれぞれ ∞ , 5.5, 2.7, $1.8\text{d}/\text{m}^2$ としたときの生産井1の坑底圧力 p_{wf1} および産出ガス水比 GWR_1 の時間的変化の計算結果を示している。図7は生産井2の採水量 Q_{w2} を一定 ($220\text{m}^3/\text{d}$) とし坑井間隔を変化した場合 ($L_w/Q_{w2}=\infty$, 5.5, 2.7, $1.8\text{d}/\text{m}^2$) の結果であり、図8は坑井間隔 L_w を一定 (600m) とし生産井2の採水量 Q_{w2} を変化した場合 ($L_w/Q_{w2}=\infty$, 5.5, 2.7, $1.8\text{d}/\text{m}^2$) の結果である。

図7、図8の結果から、 Q_{w2} の増大または L_w の減少に伴い生産井1の圧力ドロウダウン Δp_{wf1} と産出ガス水比 GWR_1 が増加している。これは生産井間の相互干渉によるものである。 L_w/Q_{w2} の値が小さくなると、

図7 坑井間隔の変化による影響 ($Q_{w1}=220\text{m}^3/\text{d}$) 図8 干渉井採水量の変化による影響 ($Q_{w1}=220\text{m}^3/\text{d}$)

図7における L_w/Q_{w2} の減少による GWR_1 の増加量と p_{wf1} の減少量が図8におけるそれらの量より大きくなっている。つまり、距離・採水量比が小さくなると、生産井(生産井1)の産出挙動に与える干渉井(生産井2)の坑井間隔の変化による影響が採水量の変化による影響よりも大きいと言える。

7. 断層からのガス供給の影響

断層からのガスが供給される場合の産出挙動への影響を検討するために、図2aに示す生産領域が断層で囲まれていて、断層からは多量の遊離ガスを含有している水

図9 断層からのガスの供給による影響

が常に十分供給されるものと仮定して次の計算条件の下で計算を行った。

前述の流動方程式 (式 (1), 式 (2)) を解くとき、泥岩層からのガスおよび水の浸出を考慮しない ($q_w^* = 0$, $q_g^* = 0$) で、境界条件として式 (6) を採用した。ここで、 $p_{in} = 50 \text{ kgf/cm}^2$, $(S_{gin})_s = 5\%$, $L_x = L_y = 3000 \text{ m}$, $\Delta x = \Delta y = 100 \text{ m}$, $L_w = 600 \text{ m}$, $H_s = 0.8 \text{ m}$, $Q_{w1} = Q_{w2} = 220 \text{ m}^3/\text{d}$ を用い、境界上のガス飽和率 S_{gb} を 45% と与えた。

この計算結果と同様な計算条件の下で泥岩層からのガスおよび水の浸出を考慮した計算結果との比較を図 9 に示す。これより 45% という多量の遊離ガスを含む水が常に境界断層から供給されているにもかかわらず、生産井からの産出ガス水比が約 2 程度で時間の経過とともに横ばい状態となり、いわゆる通常型ガス田の産出挙動と同じ傾向を呈していることが明らかになった。

8. ま と め

本研究では茂原型水溶性ガス田の群井系の産出挙動を予測するために、泥岩層内にガスおよび水の鉛直流、砂

岩層内にガスおよび水の水平二次元流があるとする数字モデルを構築した。実際の茂原型ガス田における各坑井の産出ガス水比の平均値についてヒストリマッチングを行った結果、モデルの妥当性が確かめられた。

貯留層が等方均質という条件の下では、2 坑井間の相互干渉の計算例から、生産井の産出挙動に与える坑井間隔の変化による影響は、坑井間隔と採水量の比が小さいと、採水量の変化による影響よりも大きいことが明らかになり、境界上において圧力が一定に維持され、境界に推定された断層から多量の遊離ガスが供給されても、貯留層はいわゆる通常型ガス田と同様な産出挙動を示すことが明らかになった。

参 考 文 献

- 秋林 智, 周 萍, 1985: 水溶性ガス田の産出挙動シミュレーション, 日本地下水学会誌, 27 (4), 183-190.
- 秋林 智, 周 萍, 1986: 茂原型水溶性ガス田における産出挙動の予測モデル, 石油技術協会誌, 51 (6), 10-15.
- COREY, A.T., 1954: The Interrelation between Gas and Oil Relative Permeabilities, *Producers Monthly*, 19, 38-41.
- Frick, T.C., 1962: Hydrocarbon-Water and Formation Water Correlations, *Petroleum Production Handbook*, vol. II SPE, AIME, 10-10.
- MACAIN, W.D. JR, 1973: The Properties of Petroleum Fluids, Pennwell Books, Tulsa, 284.
- PEACEMAN, D.W., 1978: Interpretation of Well-Block Pressures in Numerical Reservoir Simulation, *SPEJ*, June, 1978, 183-194.
- 東京天文台編, 1987: 理科年表, 441.
- 上野 道隆・椎名 清・本間 敏夫・品田芳二郎・樋口 豊, 1964: 茂原型ガス田の最近の開発事情と 2・3 の問題点, 石枝誌, 29 (1), 39-47.