論 説
 Original Article

半解析的手法による坑内流体流入制御の評価手法の構築

深 川 宏 士

(Received May 16, 2008 ; accepted September 11, 2008)

A framework for the evaluation of inflow control effects using a semianalytical technique

Hiroshi Fukagawa

Abstract : The applicability of a semianalytical technique for the evaluation of inflow control effects in complex geological settings is assessed. The semianalytical approach, based on Green's functions, is extended through the development of an improved approximation for near wellbore heterogeneity. The basic heterogeneity model describes the permeability field in terms of a locally varying skin and a global effective permeability. The proposed framework in this work consists of three steps. The first part is to evaluate settings of inflow control devices to achieve uniform fluid inflow to the wellbore with the semianalytical technique. The second step is to convert effects of inflow control devices to skin values to account for the same pressure drop in each completed section. The third step is to evaluate the effects of uniform influx with a full field finite difference simulation model. Results obtained in this work suggest that the semianalytical approach is a practical tool to model the performance of nonconventional wells (e.g., deviated, horizontal or multilateral wells) equipped with inflow control devices in real field settings.

Keywords : semianalytical approach, Green function, inflow control devices

1. はじめに

近年、掘削技術ならびに坑内機器の信頼性の向上に伴い、坑内据え置き型圧力計および温度計あるいは坑内への流体流入量（インフロー）を調節する坑内据え置き型流体流入制御装置などを装備した坑井が仕上げられている。これらの坑井は、スマートウェル¹⁾あるいはインテリジェントウェル²⁾などと呼ばれ、その導入が世界的潮流となっている。スマートウェルは一般的に仕上げ区間が長く、貯留層の不均質性などに起因して坑内への貯留層流体の不均一な流入が生じ易いといわれている。そのため、流体流入制御装置などにより均一化を図らなければ、坑井への水付き時期等を最適化できないという問題が報告されている^{2~5)}。また、近年はスネークウェル⁶⁾やドラゴンウェル⁷⁾などと呼ばれる、貯留層内を三次元的に掘り進み、任意の坑跡を形成して仕上げられる非在来型坑井も登場している。これらの坑井は、坑跡が従来の差分型シミュレーターの座標系に沿わせられない場合もあり、シミュレーションにおける坑井能力の設定が難しい場合もある。したがって、仕上げ区間での流体流入量を最適化するために、複雑な坑跡にも対応でき、さらに、掘削直後に流体流入制御装置の効果や設置位置などを検討できるような簡便な手法の確立が求められている。本論ではこの目的のための実践的な

枠組みを述べる。

2. 半解析的手法による坑井モデリング

複雑な坑跡を持つ坑井能力のモデリングには、グリーン関数を用いた解析的な手法が適用されている^{8~10)}。それらの具体的な解法記述は Ouyang⁸⁾、Wolfsteiner⁹⁾ ならびに Valvatne¹⁰⁾ に詳しい。したがって、ここでは概要のみを記述したい。

2.1 応答関数の作成

僅少圧縮性単相流を考えた時、その圧力方程式は以下の式で表すことができる。

$$\nabla \cdot (k \nabla \Phi) = \phi \mu c_t \frac{\partial \Phi}{\partial t} \quad (1)$$

ここで、 $\Phi = p + (g/g_c) \rho z$ であり、重力の影響を考慮したポテンシャルとしている。(1) 式を満足する一次元自由空間グリーン関数はよく知られており、図 1 に示すように閉境界で囲まれた区間 $[0, 1]$ の一次元問題を考えた時、

図 1 IPSS 概念図

* 帝国石油株式会社 企画部 Teikoku Oil Co., Ltd.

初期時間において地点 x_0 で引き起こされた単位強さのパルスが時間 t において地点 x に与える影響は、鏡像を無限に重ねあわすことにより、次式で表すことができる¹¹⁾。

$$S_x(x, x_0, t) = \frac{1}{\sqrt{4\pi t}} \sum_{n=-\infty}^{\infty} \left[\exp\left(\frac{(x-2n-x_0)^2}{-4t}\right) + \exp\left(\frac{(x-2n+x_0)^2}{-4t}\right) \right] \quad (2)$$

これは Instantaneous point source/sink solution (IPSS) と呼ばれる。(1) 式において、浸透率 k にテンソルの対角成分 (k_{xx} , k_{yy} , k_{zz}) を考えた場合、(1) 式は (3) 式のように書き換えることができる。

$$k_{xx} \frac{\partial^2 \Phi}{\partial x^2} + k_{yy} \frac{\partial^2 \Phi}{\partial y^2} + k_{zz} \frac{\partial^2 \Phi}{\partial z^2} = \phi \mu c_t \frac{\partial \Phi}{\partial t} \quad (3)$$

次に、Besson¹²⁾ と同様に浸透率の異方性で記述されている (3) 式を等方性な等価な式で以下のように書き換える。

$$\frac{\partial^2 \Phi}{\partial x'^2} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial y'^2} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial z'^2} = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial \Phi}{\partial t} \quad (4)$$

ただし、 $k = \sqrt[3]{k_{xx} k_{yy} k_{zz}}$ であり、 (x', y', z') は以下の座標変換を実施したものである。

$$\begin{bmatrix} x' \\ y' \\ z' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a & 0 & 0 \\ 0 & b & 0 \\ 0 & 0 & c \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x \\ y \\ z \end{bmatrix} \quad (5)$$

ここで、 $a = \frac{\sqrt{k_{yy} k_{zz}}}{k}$, $b = \frac{\sqrt{k_{xx} k_{zz}}}{k}$, $c = \frac{\sqrt{k_{xx} k_{yy}}}{k}$ である。

次に以下の無次元数を導入する。

$$\begin{aligned} t_D &= \frac{kt}{C_t \phi \mu c_t x_e'^2} \\ q_D &= \frac{qB\mu}{C_q k x_e'^2 \Phi_i} \\ \Phi_D &= \frac{\Phi_i - \Phi}{\Phi_i} \\ x_D &= \frac{x'}{x_e'}, y_D = \frac{y'}{x_e'} \text{ and } z_D = \frac{z'}{x_e'} \end{aligned} \quad (6)$$

これらの無次元数により (2) 式を書き換えると以下のようになる。

$$S_x(x_D, x_{D0}, t_D) = \frac{1}{\sqrt{4\pi t_D}} \sum_{n=-\infty}^{\infty} \left[\exp\left(\frac{(x_D-2n-x_{D0})^2}{-4t_D}\right) + \exp\left(\frac{(x_D-2n+x_{D0})^2}{-4t_D}\right) \right] \quad (7)$$

一次元の IPSS は Neumann 積の法則¹¹⁾ により容易に三次元問題に拡張できるため、(7) 式に対し Neumann 積の

法則を適用し、時間に対して積分をすることで (8) 式に示すように任意の位置における応答関数を得ることができる。

$$\begin{aligned} \Phi_D(x_D, y_D, z_D, t_D) &= \frac{1}{x_{De} y_{De} z_{De}} \int_0^{t_D} S_x\left(\frac{x_D}{x_{De}}, \frac{x_{D0}}{x_{De}}, \frac{t_D}{x_{De}}\right) \\ &\quad S_y\left(\frac{y_D}{y_{De}}, \frac{y_{D0}}{y_{De}}, \frac{t_D}{y_{De}}\right) \\ &\quad S_z\left(\frac{z_D}{z_{De}}, \frac{z_{D0}}{z_{De}}, \frac{t_D}{z_{De}}\right) dt_D \end{aligned} \quad (8)$$

一般に、この積分は数値的に実施されるため、本手法は半解析的な手法と呼ばれる。

最終的に、点 $[M_0, M_1]$ で結ばれたある区間を考えた場合、その区間を積分することにより次式に示されるような、区間中心の応答関数を得ることができる。

$$\Phi_D\left(\frac{(M_{D0}+M_{D1})}{2}, t_D\right) = \int_{M_{D0}}^{M_{D1}} \Phi_D(x_D, y_D, z_D, t_D) dM_D \quad (9)$$

2.2 流入量の決定

図2に示すように周囲を直方体の閉境界条件で囲まれた坑井を考える。次に、図に示すようにこの坑井を N 個の分割領域 (セグメント) に分けたものを考える。この時、坑井から生産されている無次元化された単位時間当たりの生産流量 q_D をとした時、物質収支を満足するために次式が成り立つ。

$$q_D = \sum_{i=1}^N q_{iD}(i) \quad (10)$$

ここで、 $q_{iD}(i)$ はセグメント番号 i に流入する無次元生産量である。

IPSS を各セグメントに適用すると、セグメント番号 i の坑井ポテンシャルは、重ねあわせの原理により以下の式で表せられる。

図2 解析モデル概念図

$$\Phi_{wD}(i) = \sum_{j=1}^N q_{ID}(j) \Phi_D(j) \quad (11)$$

ここで、 $\Phi_D(j)$ は IPSS から求められたグリーン関数である。さらに、スキンによる圧力変化を考えると、(11) 式は次式のように表せられる。

$$\Phi_{wD}(i) = \sum_{j=1}^N q_{ID}(j) \Phi_D(j) + s(i) q_{ID}(i) \quad (12)$$

ここで、 s は無次元で表せられるスキンである。

次に (12) 式によりセグメント番号 1 の坑井ポテンシャルが求まれば、残りのセグメントのポテンシャルは坑内のポテンシャルが連続することにより次式で求められることになる。

$$\Phi_{wD}(i) = \Phi_{wD}(1) - \sum_{j=1}^{i-1} \Delta p_{wb}(j) \quad (13)$$

ここで、 $\Delta p_{wb}(j)$ はセグメント番号 j で生じる坑内の圧力損失であり、坑壁と流体の摩擦による圧力損失や各セグメントでインフローが合流することにより生じる圧力損失あるいは流体流入制御装置などによる圧力損失である。したがって、この項目はそのセグメントを通過する生産量の関数となる。最終的に (12) および (13) 式より以下の式が成立する。

$$R(i) = \Phi_{wD}(1) - \sum_{j=1}^{i-1} \Delta p_{wb}(j) - \left(\sum_{j=1}^N q_{ID}(j) \Phi_D(j) + s(i) q_{ID}(i) \right) = 0 \quad (14)$$

(14) 式はセグメント番号 2 から N までの $N-1$ 個のセグメントに対して成立し、(10) 式により、総生産量と各セグメントの流入量は関係付けられるため、未知数はセグメント番号 2 から N までの各セグメントへの流入量となる。一般に (13) 式中の圧力損失は未知数である各セグメントへの流入量と非線形の関係を持つことから (14) 式を満足するような各セグメントへの流入量の決定にはニュートン・ラフソン法などの繰り返し計算が必要である。以上の手法により任意の坑跡を持つ坑井の圧力および各セグメントへの流体流入量の決定が可能となる。

3. 坑内圧力損失

Valvatne¹⁰⁾ によれば、貯留層の浸透率が極めて大きいまたは坑内で高ガス油比となる状況を除き、水平坑井などにおける坑壁と運動流体の摩擦による圧力損失ならびにインフローの合算による圧力損失は坑内チョークなどによるそれに比べ無視できるものである。また、本論では流体流入制御装置のモデリングを論旨の中心とするため、ここでは流体流入制御装置による圧力損失のみを考慮するものとする。流体流入制御装置の例として次式で表される Sachdeva ら¹³⁾ による液相単相のチョークモデルを採用する。

$$\Delta p_c = 2.120 \cdot 10^{-8} \frac{\rho q_c^2}{D_c^4} \quad (15)$$

ここで、 D_c はチョークサイズ直径であり、 q_c は単位時間当たりのチョーク通過流量である。本論では (15) 式で表せる圧力損失モデルを採用したが、いかなる生産量と圧力損失の関係式あるいは関係表でも使用することができる。

4. 広域的な浸透率および局所的な不均質性の決定

前章までに述べた手法を実油田へ適用することを考えると、広域的に貯留層を代表する浸透率の評価および仕上げ区間に沿って生じる貯留層の局所的な不均質性の評価が必要である。本章ではこの 2 点についての算定手法について述べたい。

4.1 広域的な浸透率の算定

ここでは広域的な浸透率、 $(k_{xx}^G, k_{yy}^G, k_{zz}^G)$ を算定する手順を述べる。事前に坑井試験などにより対象貯留層における平均浸透率についての知見がある場合はその値を使用することができる。無い場合には、地質推計学やヒストリーマッチングより得られた浸透率分布から求める必要がある。実油田での検討を考えた場合、そのような手法によって得られる浸透率分布は数万から数百万のセルで構成される。Journal ら¹⁴⁾ は、それらの情報を以下の (16) 式を通じて 1 つの代表的な浸透率で表現する試みを実施している。その結果、地質推計学を使用して作成した浸透率分布において一旦決定した平均化乗数は、異なる実現像についても有効であることを示している。

$$k_{dd}^G = \left[\frac{1}{\int_V w(u) du} \int_V w(u) [k_{dd}(u)]^{\omega_{dd}^G} du \right]^{\frac{1}{\omega_{dd}^G}} \quad (16)$$

ここで、上添え字の G は広域的 (Global) な有効浸透率を意味し、下添え字の dd は浸透率の方向 (x, y あるいは z) を示す。また、 ω は平均化乗数、 w は重み関数、 u は位置ベクトルを示す。この広域的な浸透率 k_{dd}^G の幾何平均、 $k = \sqrt[3]{k_{xx}^G k_{yy}^G k_{zz}^G}$ が (4) 式に代入され、(5) 式の座標変換に使用される。

4.2 局所的な浸透率の算定

仕上げ区間に沿ったインフローの不均一性を表現するにはセグメント近傍の浸透率を評価し、(12) 式中にあるスキンに反映する必要がある。Wolfsteiner⁹⁾ はセグメント近傍の評価において、各セグメント近傍の浸透率分布を (16) 式により平均化して算定している。ただし、重み関数はセグメントと浸透率分布位置の距離の二乗に反比例するものとし、以下のように表している。

$$k_{dd}^L = \left[\frac{1}{\int_V r^{-2}} \int_V \frac{1}{r^2} [k_{dd}(u)]^{\omega_{dd}^L} du \right]^{\frac{1}{\omega_{dd}^L}} \quad (17)$$

ここで、上添え字の L は坑井近傍の局所的 (Local) な

図3 局所的浸透率評価フローチャート

浸透率を意味する。ただし、この手法は等方性の浸透率分布には有効であるが、異方性（特に縦方向の浸透率が水平方向のそれより著しく低い場合）が著しい場合は、坑内への流体流入の状況を再現できなくなることが確認されている¹⁵⁾。したがって、坑井近傍の浸透率の異方性を次の(18)式により評価し、図3に示す手順により、坑井近傍の異方性の情報を(17)式に反映する¹⁵⁾。

$$\begin{aligned} L_{xx} &= \frac{\sqrt{k_{yy}^L k_{zz}^L}}{\sqrt[3]{k_{xx}^L k_{yy}^L k_{zz}^L}} \\ L_{yy} &= \frac{\sqrt{k_{xx}^L k_{zz}^L}}{\sqrt[3]{k_{xx}^L k_{yy}^L k_{zz}^L}} \\ L_{zz} &= \frac{\sqrt{k_{xx}^L k_{yy}^L}}{\sqrt[3]{k_{xx}^L k_{yy}^L k_{zz}^L}} \end{aligned} \quad (18)$$

これらを用い、セグメント中心と坑井近傍の浸透率分布との物理的距離 $r = \sqrt{(\Delta x)^2 + (\Delta y)^2 + (\Delta z)^2}$ を浸透率の異方性を考慮した重みつき距離 $r = \sqrt{(L_{xx} \Delta x)^2 + (L_{yy} \Delta y)^2 + (L_{zz} \Delta z)^2}$ に補正したものを(17)式の r として使用する。

4.3 スキンの決定

前項までに IPSS を評価するための広域的な浸透率と坑井近傍の不均質性を評価するための局所的な浸透率が算定された。次にこれらの値の大小をスキンに変換し坑内への流体流入量を評価する。ここでは、スキンの算定に以下の Hawkins の式¹⁶⁾を使用する。

$$s = \left(\frac{k^G}{k^L} - 1 \right) \ln \frac{r^L}{r_w} \quad (19)$$

ここで、 $k^G = \sqrt[3]{k_{xx}^G k_{yy}^G k_{zz}^G}$ 、 $k^L = \sqrt[3]{k_{xx}^L k_{yy}^L k_{zz}^L}$ とし、 r_w は坑井半径である。 r^L はセグメント周辺の浸透率評価領域とした。本論では、以上の解析手順を半解析的手法と呼ぶ。

5. 実油田への適用例

5.1 実油田の概要および部分モデルの作成

ある海洋油田を例に取り実油田への適用例を示す。

この油田の構造図とガス油界面 (GOC) および油水界面 (OWC) 位置を図4に示す。図に示すように、この油田は大きなガスキャップと端水面をもち、地層傾斜は北西南東方向に約3度となっている。また、海洋に位置するという制約から油の生産のみを優先したい状況にある。貯留層は7つの堆積相から構成され、底部から Dolomitic Sandstone (DS), Lagoonal Grainflats (LGF), Lagoon, Ooid Grainstone Complex (OGC), Skeletal Grainflats (SGF), Skeletal Grainstone Complex (SGC) および Shelf に分類される。その中で、SGC 相がもっとも良好な生産性を有していることが確認されている。したがって、図4に示されるように油胚胎部分であり、かつ図5に示されるように貯留層性状良好箇所である SGC 相内の 550 ft を選択的に仕上げる坑井を想定した。図6(左図)に示すように水平方向の浸透率是对数正規分布を示すが、縦方向の浸透率は岩相により異なるため、水平方向のそれとは異なる分布形態を示す(図6右図)。前章までに述べた手法は直方体の貯留層に対してのみ適用可能である。したがって、直方体の空間に記述される新たな浸透率分布図領域を、実際の貯留層から部分領域を抜き出すことにより作成する。ここでは図7に示す領域を対象に坑井位置および SGC 相を中心にした 1,500 ft × 1,500 ft × 180 ft の部分モデルを作成した。次に、図8に示すように、黒く表示している新しい格子枠を既存の浸透率分布図(図8上図背面図)に重ね合わせ、新たな直方体の浸透率分布図(図8下図)とした。新たな浸透率分布図では x, y 方向の格子長を既存の浸透率分布図と同

図4 実油田モデル構造図および坑井位置

図5 坑井位置断面図

図 6 水平（左）および垂直（右）浸透率分布図

図 7 部分モデル領域図

図 8 部分モデル作成概念図

様の 50 ft とし、 z 方向を既存分布図の平均値の半分である 4 ft とした。貯留層全体を記述した既存の浸透率分布図（全体モデル）と新たな浸透率分布図（部分モデル）のグリッドサイズ等を表 1 に示す。図 8 の下図に示した坑跡は図 5 に示した元の坑跡に対応するものである。

5.2 部分モデルでの圧力比較

新たに作成した部分モデルに対して前節までに述べた手法（半解析解）を適用する。計算モデルの諸条件は表 1 に示したものとする。また、ここでは簡単のため穿孔部のメ

表 1 モデル諸条件一覧

全体モデルサイズ ($n_x \times n_y \times n_z$)	120 × 240 × 57
全体モデルグリッドサイズ (ft)	
x 方向	50
y 方向	50
z 方向	0.5–40
部分モデルサイズ ($n_x \times n_y \times n_z$)	30 × 30 × 45
部分モデルグリッドサイズ (ft)	
x 方向	50
y 方向	50
z 方向	4
総圧縮率 (1/psi)	1×10^{-5}
油比重 (lbm/ft ³)	56
油粘性 (cp)	0.5
油容積係数 (RB/STB)	1.35
初期圧力 (psia)	2,500
油生産レート (STB/day)	500
坑井半径 (ft)	0.5

表 2 広域的浸透率

方向	k_{dd}^G	ω
x	23.5	1.0
y	23.5	1.0
z	7.1	0.0

カニカルスキンは無いものとする。表 2 に (16) 式で算定した広域的な浸透率を示す。表 3 には図 3 の手順で評価した坑井近傍の浸透率およびスキンを示す。ここでは、これらの値を用いて計算される圧力およびインフロー状況が、汎用数値シミュレーターを用いて計算される結果と乖離していないかを確認する。これは、本手法が不均質浸透率分布を正しく近似できているかどうか確認するために必要な手順である。そのため部分モデルの数値シミュレーションは半解析解と等価の油単相条件として実施する。使用した汎用数値シミュレーターは CMG 社の IMEX⁽⁷⁾ であり、シミュレーションのグリッドは部分モデルのものとした。図 9 に数値シミュレーションと半解析解による坑井での圧力挙動の比較を示す。この図から分かるとおり、初期圧力 2,500 psi に対し、100 日間生産した時点での IMEX の計

表3 各セグメントの浸透率およびスキン

セグメント 番号	セグメント 位置 (ft)	坑井近傍 浸透率 (md)	セグメント スキン
1	50	5.30	11.37
2	100	3.99	16.99
3	150	3.62	19.31
4	200	4.83	13.07
5	250	5.57	10.55
6	300	4.74	13.67
7	350	8.50	5.04
8	400	9.57	3.74
9	450	15.95	-0.05
10	500	8.32	5.28
11	550	6.90	7.70

 $(\omega_{xx}^L, \omega_{yy}^L, \omega_{zz}^L) = (0, 0, -1)$ にて算定

図9 部分モデルの圧力挙動比較

図10 部分モデルでの油インフロー比較 (0.1日後)

算値は1,400 psiであり、半解析解のそれは1,445 psiである。誤差は全体の圧力変化に対し4%程度であり十分な近似を得ていると判断された。また、図10には0.1日後(遷移域)、図11には100日後(外部境界条件影響下)のインフローの比較を示す。いずれのケースでも平均誤差は10%以下である。半解析解での手法では、任意の形状を持つ外部境界条件には対応できない。したがって、理論的には本手法の適用は、坑井近傍の不均質性が支配的である生産直後の遷移域でのインフロー状況がインフロー最適化の対象時間内である程度保存される場合に限定される。実際の観点からは遷移域以外の流動状態の事前の把握は困難な場合が多いと考えられる。したがって、坑井近傍で外部境界が閉じているような条件を把握している場合^{18, 19)}を

図11 部分モデルでの油インフロー比較 (100日後)

除いては、生産直後の遷移域におけるインフローモデリングの実施は現実的な選択肢と考えられる。

5.3 全体モデルとの坑内流入状況の比較

図12は部分モデルでの半解析解(油単相流)と全体モデルでのシミュレーション結果(多相流および油単相流条件)を比較したものである。比較の時間は、外部境界条件の影響を受けない時点(0.1日後)で実施している。この結果より、半解析解の結果は全体モデルの傾向を捉えていることが確認された(多相流条件との平均誤差は8%, 油単相流とのそれは4%)。次に、多相流全体モデルにおける0.1日後と100日後のインフローの経時変化を図13に比較する。この比較により外部境界条件や飽和率変化がインフローの変化に与える影響は無視できる程度(平均2.5%)であることが確認された。以上により、半解析解と全体モ

図12 部分モデルでの半解析解と全体モデルでの油インフロー比較 (0.1日後)

図13 多相流全体モデルでの油インフロー状況の経時変化

図 14 インフロー制御位置および実施有無の比較

デルの生産開始直後である 0.1 日後の乖離は許容範囲内と
考えられたため、半解析解の結果はインフローコントロール
効果の評価に十分資するものと判断された。

5.4 インフローコントロールの効果算定

図 12 から分かるとおり、セグメント位置 300 ft 以上の
坑内においてインフローが顕著なことが確認される。したが
って、図 14 に示すとおり、セグメント位置 325–425 ft
区間（セグメント番号 7 および 8）、425–475 ft 区間（セグ
メント番号 9）ならびに 475–575 ft 区間（セグメント番号
10 および 11）に（15）式に従うインフロー制御バルブを
設置し、流入の均一化を試みた。図 14 の破線はバルブに
より均一化されたインフローの計算値である。バルブで圧
力損失を設けることによりインフローが均一化されることが
分かる。チョークサイズおよび得られた圧力損失を表 4
にまとめる（表中のチョーク番号は図 14 中のチョーク番
号に対応する）。この段階で、各バルブでの圧力損失は既
知のため、次の（20）式を用いてこの圧力損失はスキンに
変換でき²⁰⁾、IMEX などの汎用数値シミュレーターへの入
力が可能となる。

$$s_c = \frac{kh}{141.2q_c B\mu} \Delta p_c \quad (20)$$

ここで添え字の c はチョークを表し、 Δp_c はチョークで
の圧力損失、 q_c は単位時間当たりのチョーク通過流量、
 h は坑井仕上げ方向の格子長、 k は坑井仕上げ格子におけ
る坑井仕上げ方向以外の浸透率の幾何平均である。（20）
式により得られたスキンおよび流入量などを表 5 にまとめ
る。この変換により全体モデルにおけるインフロー制御の
効果が確認できることになる。図 15 は全体モデルを用い
て一定の油生産量の条件下での（20）式によって得られた
インフロー制御の有無が水の生産に与える影響を比較した
ものである。この図から分かるとおり、インフロー制御を

表 4 チョークサイズおよび圧力損失など

チョーク 番号	流体流入レート (bbl/day)	チョーク サイズ(ft)	圧力損失 (psi)
1	90	0.1	80
2	46	0.06	120
3	85	0.1	73

表 5 チョーク設置セグメントのスキンおよび流入量など

セグメント 番号	浸透率 (md)	仕上げ長さ (ft)	流入レート (bbl/day)	スキン
7	11	50	42	7
8	11	50	48	6
9	21	50	40	21
10	8	50	46	4
11	7	50	39	4

図 15 多相流全体モデルによる含水率およびガス油比
推移の比較

図 16 多相流全体モデルでの油インフローの経時変化
（インフロー制御実施時）

実施することにより高浸透率部における地層内での圧力勾
配を抑制することになり、坑井への水付きを遅らせる効果
が確認された。また、その後の含水率の上昇を抑える効果
も確認された。同図ではガス油比（GOR）の経時変化も
併記しているが、インフロー制御の有無に関して顕著な差
異は確認されなかった。また、図 16 に油インフロー制御
時の多相流全体モデルにおけるインフローの経時変化を示
す。0.1 日後の GOR はほぼ溶解ガス油比の 470 scf/stb、含
水率は 0 % であり流動状態は油単相流に近い。一方、100
日後には GOR が 4,324 scf/stb、含水率が 6 % の多相流条件
下となっている。本ケースではこのように流動状態が変化
した場合においても、図 16 に示したように、100 日後の
油インフロー状態は 0.1 日後のそれと大きく変化していな
いことが確認された（平均 13% の変化）。しかしながら、
半解析解の適用条件は僅少圧縮性単相流であるため、飽和
率分布が著しく変化するような多相流条件下での適用には
限界が生じる。したがって、本手法は今後増えていくこと

図 17 検討手順フローチャート

が想定される既存の差分型シミュレーターでの対応が難しい複雑な坑跡を持った坑井におけるインフロー制御機器の初期設定などに対する適用が考えられる。最後に、今まで述べた検討手順を図 17 のフローチャートに整理する。

6. まとめと展望

- 本検討をとおし、以下の成果が得られた。
- 任意の坑跡に対応可能である半解析的手法が、異方性を含む浸透率の不均質性を持つ実際の貯留層モデリングに適用可能なことが示された。
 - 半解析的手法で得られるインフロー制御の値が、全体モデルシミュレーションのインプットデータという形で多相流全体モデルのシミュレーションに反映可能なことが示された。
 - 半解析的手法では、必要とするパラメーターが少ないため（広域的な浸透率と各セグメントのスキンのみ）、坑井掘削直後に坑井元にてインフロー制御装置を備えた仕上げ編成を決定するような状況で迅速な判断を行うことができる。その際、物理検層結果や坑井試験結果あるいはプロダクション検層結果などを利用することによって坑井元での確度の高い迅速な判断が可能となると考えられる。

謝 辞

本稿の公表を許可された帝国石油株式会社に対し謝意を表します。全体の構成に際して帝国石油株式会社島本辰夫

博士にご助言いただいた。ジャパン石油開発株式会社の皆様には実油田への適用時の問題点において有益なご意見を頂いた。また、2名の査読の方には有益なご教示をいただいた。記して感謝申し上げます。

SI 単位換算係数

ft × 3.048*	E - 01 = m
bbl × 1.589874	E - 01 = m ³
ft ³ × 2.831 685	= m ³
psi × 6.894757	E + 03 = Pa
darcy × 9.86923	E - 01 = m ²
cp × 1.0*	E - 01 = Pa.s

* は正確な値

記 号

B : 容積比, rb/stb
C_l : 単位変換係数 (158.02)
C_q : 単位変換係数 (887.25)
c : 圧縮率, psi ⁻¹
D : 直径, ft
g : 重力加速度, lbf.ft/sec ²
g_c : 重力加速度単位変換定数, 32.2 lbm/ lbf.ft/sec ²
h : 仕上げ長, ft
k : 浸透率, md
L : 局所的異方性指標
n : 数

N : 分割総数
 p : 圧力, psi
 q : 生産量, stb/day
 R : 残差式
 r : 距離または坑井半径, ft
 S : IPSS
 s : スキン
 t : 時間, day
 u : 位置ベクトル
 V : 容積
 W : 重み関数
 x, y, z : 座標軸
 x_e, y_e, z_e : 貯留層サイズ, ft
 Δp : 圧力変化量, psi
 $\Delta x, \Delta y, \Delta z$: セグメント中心と浸透率分布サンプリング点との距離, ft
 Φ : ポテンシャル, psi
 Φ_D : 無次元グリーン関数
 ϕ : 孔隙率, 割合
 μ : 粘性, cp
 ρ : 密度, lbm/ft³
 ω : 平均化乗数
 ε : 収束判断値

添え字

$'$: 座標変換
 0 : 基準
 D : 無次元量
 G : 広域的平均
 L : 局所的平均
 c : チョーク
 dd : 方向 (x, y または z)
 e : 貯留層サイズ
 I : インフロー
 i : 初期状態
 t : 全体
 x, y, z : 座標
 w : 坑井
 wb : 坑内

参 考 文 献

- 1) van der Steen, E., 2006 : An Evolution from Smart Wells to Smart Fields. paper SPE 100710 presented at the 2006 SPE Intelligent Energy Conference and Exhibition, Amsterdam, The Netherlands, 11–13 April 2006.
- 2) Addiego-Guevara, E. A. and Jackson M.D., 2008 : Insurance Valve of Intelligent Well Technology against Reservoir uncertainty. paper SPE 113918 presented at the 2008 SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, U.S.A., 19–23 April 2008.
- 3) Augustine, J.R., 2002 : An Investigation of the Economic Benefit of Inflow Control Devices o Horizontal Well Completions Using a Reservoir-Wellbore Couples Model. paper SPE 78293 presented at the 2008 SPE 13th European Petroleum Conference, Aberdeen, Scotland, U.K., 29–31 October 2002.
- 4) Aggrey, G.H. and Davies, D.R., 2006 : Data Richness and Reliability in Smart-Field Management–Is There Value?. paper SPE 102867 presented at the 2008 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, U.S.A., 24–27 September 2006.
- 5) Aggrey, G.H. and Davies, D.R., 2006 : Data Richness and Reliability in Smart-Field Management– Is There Value?. paper SPE 102867 presented at the 2008 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, U.S.A., 24–27 September 2008.
- 6) Obendrauf, W., Schrader, K., Al-Farsi, N. and White A., 2006 : Smart Snake Wells in Champion–Expected and Unexpected Benefits from Smart Completions. paper SPE 100880 presented at the 2006 SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Adelaide, Australia, 11–13 September 2006.
- 7) Prince, P. and Tarmidi, R. and Hou, T.W., 2005 : Drilling and Completing Wells Uphill. paper SPE 96832 presented at the SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition, Dubai, U.A.E., 12–14 September 2005.
- 8) Ouyang, L-B., 1998 : Single phase and Multiphase Fluid Flow in Horizontal Wells. PhD Dissertation, Stanford University, CA.
- 9) Wolfsteiner, C., 2002 : Modeling and Upscaling of Nonconventional Wells in Heterogeneous Reservoirs. PhD Dissertation, Stanford University, CA.
- 10) Valvatne, P.H., 2000 : A Framework for Modeling Complex Well Configurations. Master's report, Stanford University, CA, 2000.
- 11) Gringarten, A.C., and Ramey, H.J., 1973 : The Use of Source and Green's Functions in Solving Unsteady-Flow Problems in Reservoirs. *SPEJ*, pp 285–296, October 1973.
- 12) Besson, J., 1990 : Performance of Slanted and Horizontal Wells on an Anisotropic Medium. paper SPE 20965 presented at the Europec, The Hague, Netherlands, October 22–24, 1990.
- 13) Sachdeva, R., Schmidt, Z., Brill, J. P. and Blais, R.M., 1986 : Two-Phase Flow Through Chokes. paper SPE 15657 presented at the 1986 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, U.S.A., 5–8 October 1986.
- 14) Journel, A.G., Deutsch, C.V., and Desbarats, A.J., 1986 : Power Averaging for Block Effective Permeability. paper SPE 15128 presented at the California Regional Meeting, Oakland, CA, April 2–4, 1986.
- 15) Fukagawa, H., 2002 : Semianalytical modeling of

- nonconventional well performance in realistic reservoirs.
Master's report, Stanford University, CA, 2002.
- 16) Hawkins, M.F., 1956 : A Note on the Skin Effect. Trans. AIME, pp 356–357, 1956.
- 17) Computer Modeling Group Ltd., 2004 : User's Guide IMEX advanced oil/gas reservoir simulator version 2007.
- 18) Shimamoto, T., Inoue, N and Sato, K., 1997 : Characterization of a Volcanic Formation Through Comprehensive Well Test Analyses, paper SPE 37413 presented at the 1997 SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, U.S.A., 9–11 March 1997.
- 19) Nomura, M., and Sato, K., 1999 : Continuity Assessment Through Flow-test and Production Data in a Volcanic Formation. paper SPE 56679 presented at the 1999 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, U.S.A., 3–6 October 1999.
- 20) Lee, John., 1982 : Well Testing, 4p, Society of Petroleum Engineers of AIME.