論 文

堆積盆シミュレーションにおける石油の二次移動とそのモデル化*

徳永 朋祥^{*,**}・松原 修^{**}・茂木 勝郎^{**}

登坂 博行^{**}・小島 圭二^{**}

(Received July 30, 1997; accepted November 26, 1997)

Can we properly model secondary migration in basin simulation?

Tomochika Tokunaga, Osamu Matsubara, Katsuro Mogi,
Hiroyuki Tosaka and Keiji Kojima

Abstract: Modeling secondary migration and accumulation of hydrocarbons is one of the principal requirements in multi-dimensional basin simulation. In this paper, the treatment of secondary migration on basin simulators was discussed from both numerical and experimental point of view.

Firstly, a new gridding method is proposed for increasing reproductivity by decreasing discretization errors, in which thin grids in both source/seal bed and carrier bed along their lithologic boundaries are constructed. Case studies using an imaginary siliciclastic sedimentary basin show that this treatment can reproduce secondary migration pattern that is close and consistent with those obtained from thinly divided grid systems without increasing cpu times and memory spaces. This treatment is also easily included into most of the previously developed basin simulators, thus, it would be an effective tool for modeling secondary migration in sedimentary basins.

Secondly, displacement patterns are discussed based on the relative magnitudes among buoyancy, interfacial, and viscous forces using the results of one-dimensional vertical oil-water displacement experiments. Two displacement patterns are recognized during the experiments, one clearly formed a typical shock front and the other did not. Through trial-and-error matching approach using a two-phase fluid flow simulator, we found that the "shock-front" pattern can be reproduced by using typical relative permeability curves, while for "non-shock-front" case, we need quite different curves to reproduce observed results. It suggests that ordinary relative permeability curves obtained from special core analysis in the field of reservoir engineering might not be valid for modeling secondary migration.

Such investigations would be important for improving our understanding of petroleum migration in sedimentary basins, and should be conducted in parallel with the application of simulators to actual basins.

Key words: basin simulation, secondary migration, gridding, oil-water displacement experiment, relative permeability, entry pressure

* 平成9年6月5日, 平成9年度石油技術協会春季講演会, 地質・探鉱部門シンポジウム「石油探鉱に果たすシミュレーションの役割」で講演 This paper was presented at the 1997 JAPT Geology and Exploration Symposium entitled "Applications of simulation modeling to hydrocarbon exploration" held in Makuhari, Chiba, Japan, June 5, 1997.

** 東京大学大学院工学系研究科 Department of Geosystem Engineering, the University of Tokyo

*** 現所属: ウィスコンシン大学 Present address: Department of Geology and Geophysics, University of Wisconsin-Madison

1. はじめに

堆積盆発達過程および堆積盆地内における炭化水素の生成・移動・集積過程を説明する物理的・化学的モデル(例えば, Tissot and Welte, 1978)が発表されて以来, 堆積物の圧密, 炭化水素の生成, 流体および熱の移動を考慮した総合的な堆積盆シミュレータの開発が行われてきている(例えば, Nakayama and Van Siclen, 1981; Ungerer *et al.*, 1990)。著者らも, 同様の現象をモデル

化した三次元堆積盆シミュレータの開発を行い(徳永ほか, 1994), パラメータセンシティビティスタディ(Tokunaga *et al.*, in press)や実フィールドスケールでの適用を目指した検討(徳永ほか, 1997)を行っている。

これらの堆積盆シミュレータを用いた解析結果が探鉱上意味のある役割を果たすためには, 今後とも検討すべき問題が多く残されている。本論では, 特に石油の二次移動過程のモデル化について取り上げ, その問題点について議論するとともに筆者らが行ってきているいくつかの試みについて紹介したい。

2. 堆積盆シミュレーションにおける二次移動

堆積盆シミュレーションの分野では, 最近三次元化を進めるような傾向が見られる。1997年度の AAPG 年会においても, “3-D Basin Simulation and Visualization” というテーマが設けられ, いくつかの研究機関で開発された三次元堆積盆シミュレータを用いた計算例が発表されていた。実際の自然現象は三次元的な広がりをもって起こるわけであるから, これは当然の方向と考えられる。現状のモデル化のコンセプトにおける多次元化とは, 石油の二次移動に代表される貯留層内の流体流動の多次元化を意味する。なぜなら, 石油の一次移動および圧密排水は岩質境界における垂直一次元流れととらえられ, また, 堆積物の変形に関してもほとんどのモデルでは垂直一次元的な圧密のみを考えているからである。熱移動に関しても, 天水の侵入が活発に起こり, それが地下水流れに大きな影響を与えているような堆積盆地(例えば, Illinois 盆地や Arkoma 盆地; Bethke *et al.*, 1988)では, 流体の移動に伴う熱の側方への移動を考慮することが重要になってくるが, 北海の北部 Viking graben (Ungerer *et al.*, 1990)のような圧密によって排水された水の貯留層内移動が主たる流体の移動と考えられる堆積盆地では, 垂直な方向への熱伝導が主であり, 側方への移動はそれほど重要とはならないことが示されている。

3. 石油の地層内移動様式を考慮した堆積盆シミュレーション

数値計算上, 多相流体流動の定式化を援用して石油の二次移動をモデル化し, 多次元化することはそれほど困難ではないが, 実際にはさまざまな問題が発生してくる。例えば, 堆積盆シミュレータを用いた解析では, 対象がフィールドスケールとなるために, コンピュータの能力の制約上個々の格子をかなり大きく取らざるをえなくなる。大きな格子分割を用いた数値計算の結果として

得られた堆積盆地内の水・石油の分布は, 格子の大きさ次第で大きく異なることも考えられ, シミュレータの有意性が失われることにもなる。

上述の問題に対応するためには, 石油の移動がどのように起こっているのかを適切に理解し, シミュレーションに反映することが重要であると考えられる。ここでは, 石油の移動に関する地質学的・石油地化学的考察の結果を再検討し, 堆積盆地内の水・石油の二相移動を効率的に, また, 地質学的観察事実・考察結果と調和的な形態として表現するための手法について検討を行った。

3.1 石油の移動形態に関する整理

貯留層内の石油の二次移動は, 一般に, 石油の独立相での移動としてとらえられており, その主たる営力は浮力であると考えられている(例えば, Tissot and Welte, 1978)。したがって, 均質な地層の場合, 浮力による上方への移動が起こった後に貯留層の上部, すなわち, 帽岩との境界の直下を伝って石油が側方へ移動し, トラップにたどり着くような経路をとることが予想される(Fig. 1)。このことは, ガラスビーズなどを擬似的な貯留層として用いた室内実験の結果(Dembicki, Jr. and Anderson, 1989; Catalan *et al.*, 1992; Frette *et al.*, 1992)からも示唆されている。最近, Thomas and Clouse (1995)は, 貯留層内の石油の移動を二次元的に可視化する実験を行い, 上述のような形態を確認している。

Fig. 1 Cross section of oil migration in simple anticlinal structure where reservoir rock is overlain by sealing sediments and underlain by source rock (Dembicki, Jr. and Anderson, 1989, reprinted by permission from AAPG).

また、一次移動に関しても、石油・ガスは独立相として排出される（ただし、ドライガスは拡散による移動も無視できない）と考えられるようになってきている（Dickey, 1975; Leythaeuser *et al.*, 1982; England *et al.*, 1987; Mackenzie *et al.*, 1988）。石油の排出は、石油根源岩と貯留層との境界で起こるが、おのおのの孔隙径の大きさの違いにより、貯留層内部における毛細管圧力と根源岩内のそれとの間には大きな差が発生する（例えば、中山, 1988）。すなわち、鉱物に対して一般に非濡れ相である石油は、境界面においては、毛細管圧力の差に起因する大きなポテンシャル差で貯留層の方に移動することが考えられる。Kimmeridge 泥岩中の C_{15+} 量および有機溶剤によって抽出が可能である炭化水素量の分布の測定結果（Fig. 2）（Mackenzie *et al.*, 1988）によると、根源岩中央部では、ほぼ一様の炭化水素量分布

を示しているが、貯留層との境界付近で急激に炭化水素量が減少するパターンが示されている。これは、石油根源岩からの効率的な炭化水素の排出は、貯留層との境界付近で起こっており、根源岩中心部から上下方向への移動はそれほど排出には利いていないことを示唆している。また、炭素数の大きな炭化水素分子では、拡散による移動はほとんど利いていないことが示されており（England *et al.*, 1987）、Fig. 2 に見られる炭化水素量分布は、毛細管圧力の差に起因する大きなポテンシャル差による排出の結果であると考えられることができる。

3.2 石油の移動を適切に表現するための格子分割法の提案

以上の議論を踏まえ、さらに、格子を増やすことによる使用メモリ領域の増加・計算時間の増加をできるだけ少なくするために、以下のような格子分割を行うこと

- (a) Geological columns for two wells. Lines represent shales and dots sandstones. Solid block alongside columns indicate zones selected for detailed study.
- (b) Geological and geochemical characteristics of the Kimmeridge Clay Formation in the North Sea.

Fig. 2 Yields of C_{15+} hydrocarbons and solvent-extractable organic matter relative to total organic carbon for a), a 13m interval at the base of thick shale from well 1 and b), a 14m shale from well 2 (Mackenzie *et al.*, 1988, reprinted by permission from the authors and the publisher).

が有効であると考えている。

ここでは、石油の根源岩からの排出に関して、貯留層との境界部における毛細管圧力の大きさの違いに着目し、境界部において両方の地層に薄い格子を作成する。さらに、貯留層最上部に到達した後の側方への移動が主たる二次移動の経路であることを考慮し、貯留層最上部とその上位の帽岩の両方に、同様に薄い格子を作成する (Fig. 3)。これは、堆積盆地内において二相流体流動が主として起こっている領域について、その部分のみを抽出し細かい格子分割をすることによって、流れのパターンをより自然らしく再現しようという試みである。

ここで、地層境界面に新しく作成した格子は、薄ければ薄いほど毛細管圧力の影響をより正確に表現するものと考えられるが、薄い格子を作ることによって計算が不安定になるおそれがあるために、ここでは試験的に、考慮している地層の20%の厚さの格子を形成するようにしている。

3.3 種々の格子分割による計算結果

本節では、一般的堆積シミュレータで行われている地層区分によって分割した粗格子、全体を細かく分割した細分格子と、境界のみを細分化した分割の計算結果の比較を行う。

本ケースでは、砂岩泥岩互層からなる仮想的な堆積盆地の二次元断面を用い、筆者らが開発した堆積シミュレータ BASIN3D2P (徳永ほか, 1994) によって計算を行った。ここでは、下から2層めの砂岩層を貯留層とし、また、いちばん下の泥質岩層と下から3層めの泥質岩層とを有効な根源岩としている。細分格子との比較を行うことを目的とし、下から3層めまでの地層をそれぞれ1, 2, 4, 8分割した場合の計算と新しい格子分割法による計算との比較を行った。数値計算に用いた入力値は Table 1 に示されている。

Fig. 4 は、堆積開始後14.95 m. y. における堆積盆地内

の岩質分布および水飽和率分布である。細分格子による計算結果からは、格子分割が細くなるにつれて貯留層の最上部に石油飽和率の大きい部分が集中してくることが認められる。また、構造頂部では、最上部には十分な石油の濃集が見られるが、砂岩層の下部ではほとんど石油は存在していないことが分かる (Figs. 4d; 4e)。これは、構造頂部に存在している石油は、側方移動によってもたらされたものであり、直下の根源岩からもたらされたものではないことを意味している。このような特徴は、地層区分のみによって分割した粗格子によっては再現することが困難である (Fig. 4b) が、新しい格子分割法による計算結果ではよく再現されていることが分かる (Fig. 4f)。

さらに、細分格子との比較をするために、いくつかの地点で、深さ-水飽和率分布のグラフを作成した (Fig. 5)。この図を見ると、新しい格子分割法による計算結果は、地層を8分割した計算とも調和的であることが分かる。ところで、地層を2分割した計算や地層をそのまま1つの格子とした計算では、細分格子と違った水飽和率分布を示す部分が見られる。また、境界面近傍では、貯留層内の水飽和率が根源岩内のそれよりも小さくなっており、根源岩層内で、貯留層に近づくにつれて水飽和率が上昇している (Fig. 5)。この結果は、Kimmeridge 泥岩中に見られる炭化水素の分布形態 (Fig. 2) (Mackenzie *et al.*, 1988) と調和的であり、地層境界面における毛細管圧力の絶対値の差によるものであると解釈される。

ここでは、さらに計算時間に関する比較も行った。Table 2 は、今回の設定における計算でかかった cpu 時間を示したものである。新しい格子分割による計算時間は、地層をそのまま1つの格子とした計算に比べてわずかに (1.014倍) 時間がかかるのみである。それに比較して、地層を4分割した細分格子では1.4倍、地層を8分割した細分格子では4.1倍の時間がかかっている。この結果は、新しい格子分割法では、地層をそのまま1つの格子とした計算に比べて計算時間の増加はほとんどなく、計算時間の面からもこの手法が有効であることを示している。

このように、新しい格子分割は、細分格子と同様な結果を得ることが可能であり、メモリーの節約、計算時間の面からも有効な方法である。今回提案した方法を実際に用いる場合には、まず、粗い格子分割による数値計算によって貯留層・根源岩層となりうる地層を決定することになる。このようにして、一度対象とする地層を決定した後には、今回提案した格子分割を行うことは容易である。さらに、この方法は、具体的には地層境界部分

Fig. 3 Schematic figure showing the proposed grid system along the boundary between a carrier bed and its underlying seal and overlying source beds.

Table 1 The input values for the calculation of the imaginary sedimentary basin.

Number of time steps		23
Length of one time step		0.65 (m. y.)*
Number of grid for X direction		8
Number of grid for Y direction		1
Width of grid for X direction		2000.0 (m)**
Width of grid for Y direction		2000.0 (m)**
Initial porosity	for mudstone	0.6
	for sandstone	0.4
Constant of Athy's equation	for mudstone	0.6E-4 (1/m)
	for sandstone	3.0E-4 (1/m)
Heat flow between basement and sediments		1.9 (hfu)***
Grain size of sandstone		medium****
Total organic carbon in mudstone	for Z=1 & Z=3	5.0 (wt%)
	for other grids	1.0 (wt%)
Composition of organic matter in mudstone	type I kerogen	30.0 (%)*****
	type II kerogen	50.0 (%)*****
	type III kerogen	20.0 (%)*****
Amount of heat generation in sediments		0*****

*Length of time step is set to be constant for all time steps.

**Width of grids for X & Y directions is set to be constant for all grids.

***Heat flow is assumed to be constant for all time steps.

****Grain size of sandstone is set to be constant for all sandstone grids.

*****Composition of organic matters in mudstone is assumed to be constant for all grids containing mudstone.

*****Heat generation in sediments is not considered for all time steps.

の格子を細かく切るだけでよく、既存の堆積盆シミュレータに組み込むことは容易であり、汎用性があるものと考えている。

4. 長期の二次移動を表現するための多相流体流動パラメータに関する実験的検討

4.1 二相置換の定式化と二次移動に応用するに当たっての問題点

今までの議論においてもそうであったが、石油の二次移動は、一般に多孔質媒体内の多相置換の問題として定式化され、シミュレーションに応用されてきている。ここでは、拡張された Darcy の法則と各相の質量保存則を用いて以下のように定式化されることが多い。

$$\nabla \cdot \left(\frac{\rho_i K k r_i}{\mu_i} \nabla \Phi_i \right) + \rho_i q_i = \frac{\partial}{\partial t} (\rho_i S_i \phi) \quad (1)$$

$$\Phi_i = P_i - \rho_i g z \quad (2)$$

$$P_{nw} - P_w = P_c \quad (3)$$

ここに、 ρ_i ：密度、 K ：絶対浸透率、 $k r_i$ ：相対浸透率、 μ_i ：粘性係数、 Φ_i ：水理学的ポテンシャル、 q_i ：湧きだし流量、 S_i ：飽和率、 ϕ ：孔隙率、 P_i ：圧力、 g ：重力加速度、 z ：基準とする位置からの深度、 P_c ：毛細管圧力、

$i=nw$ （非濡れ相）、 w （濡れ相）、である。しかし、この定式化は、生産・圧入などに伴う圧力勾配が主たる置換の営力となるような現象に対して行われてきたものであり、二次移動のように浮力が主たる営力である現象に直接応用できるものか、また、応用する場合に、そのパラメータはどのようなものであるかに関してはよく分かっていない。

4.2 実験的にパラメータを推定する試み

上述の問題に対して、筆者らは、室内実験による検討から長期の多相流体流動を表現するパラメータを決定する試みを行ってきている。

4.2.1 実験装置

実験は、内径が5cmのガラス柱に粒径をそろえたガラスビーズを満たした垂直多孔質媒体を用いて行った (Fig. 6)。媒体の作成に当たっては、水で十分にぬらしたガラスビーズを約5cm程度流し込むごとにガラス柱を振動させ、均一なパッキングを達成するようにした。多孔質媒体の高さは約20cm程度とした。

パッキングが終了した後、流し込んだガラスビーズの量と多孔質媒体の容積から孔隙率を、一定流量の水の注入に伴う入口圧と出口圧の差（ポテンシャルの差）から

Fig. 4 Cross sectional displays of calculated results in the basin 14.95m.y. after the initial deposition. Abbreviations are; s: source bed, c: carrier bed, and ss: source/seal bed.

(a) Lithology distribution. (b) to (f) Water saturation distribution by the system in which each of the three lowest beds into (b) one grid (the ordinary grid system). (c) two grids. (d) four grids. (e) eight grids. (f) two for source/seal beds and three for a carrier bed (the proposed grid system).

Fig. 5 The columnar displays of calculated water saturation distribution in the basin 14.95 m.y. after the initial deposition. The numbers indicate the division of grids in each bed and "new" indicates the proposed grid system. Hatched area indicates the zone of carrier bed. See Fig. 4 (a) for the location of the columns.

Table 2 Comparison of the cpu times for the calculations. Grid division types are the same as those shown in Fig. 5.

grid division	1	2	4	8	new
cpu time (sec)	9058.0	8863.4	12655.9	36946.1	9181.3
ratio with conventional gridding	1.000	0.979	1.397	4.079	1.014

浸透率を求めた。その後、染色した石油を多孔質媒体の下側の流入口から一定流量で注入し、置換実験を行った。注入を行っている間、多孔質媒体の下端と上端との圧力差を差圧計を用いて計測し、上端から流出する石油の量を上部に取付けたビュレットで計測するとともに、全流出量を定水位装置からあふれた水の質量を計測することによって求めた。また、置換の形態の観察も行った。今回用いた石油 (Ondina 15) の物性は徳永ほか (1996) に示されている。

4.2.2 観察された置換形態

4.1 節に示された定式化では、二相置換現象は、浮力、毛細管圧力、水理学的圧力差 (ポテンシャル差) による力を営力として起こるものと考えていることが分かる。本実験では、二次移動を対象とすることを念頭に置きながら、まず、二相の置換現象がこれらの営力の相対的な寄与の大きさの違いによってどのように変化するかを知ることを目的とした実験を行った。すなわち、ガラスビーズの粒径と石油の流入速度をさまざまに変化させていくつかの実験を行った。実験の設定とその結果得られた種々の値は Table 3 に示してある。

今回行った実験の結果、2 種類の特徴的な置換の形態が認められた。すなわち、粒径が小さく流入速度が速い場合にはショックフロントが形成され、かなり一様な置

換が起こるが、粒径が大きく流入速度が遅い場合には流体の通路がいくつか形成され、空間的に偏った置換が起こる (Fig. 7)。

実験で認められた置換の形態の違いは、置換の営力の相対的な大きさの違いに依存していることが考えられる。そこで、置換の形態と営力の相対的な大きさの関係を評価するために、ボンド数 (Bo') とキャピラリー数 (Ca) という 2 つの無次元数を用いることとした。これらのおのおのの定義は以下のとおりである。

$$Bo' = \frac{(\rho_w - \rho_o)g \sin \theta K}{\sigma \phi} \quad (4)$$

$$Ca = \frac{u_o \mu_o}{\sigma \phi} = \frac{\left(-\frac{Kkr_o}{\mu_o} \frac{\Delta \Phi_o}{\Delta x} \right) \mu_o}{\sigma \phi} = \frac{-Kkr_o}{\sigma \phi} \frac{\Delta \Phi_o}{\Delta x} \quad (5)$$

ここに、 θ : 流体の移動の方向と水平方向とのなす角、 σ : 界面張力、 u_o : 石油の Darcy 速度、 $\Delta \Phi_o / \Delta x$: 水理学的ポテンシャル勾配である。ボンド数のもとの定義では、(4) 式の K/ϕ の部分が a^2 (a : 代表孔隙径) となっている。しかし、実験から多孔質媒体の代表孔隙径を求めることは容易ではないために、ここでは、一様な管径の毛管柱の毛細管圧力の式と、Leverett J 関数との類推から (4) 式の形にしている。

Fig. 6 Schematic diagram of the one-dimensional oil-water displacement apparatus used in this study. d.p. indicates differential pressure transducer.

Fig. 8 には、今回の実験の結果得られた Bo' と Ca と置換の形態の関係が示されている。この図から、置換の形態の違いは管力の違いによってうまく整理されることが見て取れる。すなわち、ショックフロントを形成するような置換は高 Ca/Bo' 比の条件で形成され、流体が偏在するような置換は低 Ca/Bo' 比の条件で形成されている。これは、水理学的圧力差が主たる置換の管力である場合はショックフロントが形成され、浮力が主たる管力である時は、流体が偏在するような置換が起こることを示しており、石油・水の置換現象に関する我々の感覚とよくあっている。

実験で見られた置換の形態の違いを表現するための多相流体流動パラメータに関して、数値解析を用いた評価を行った。ここでは、2つの実験についての結果を紹介する。実験から得られるデータの例は、Fig. 9 に示しているが、この中で入口圧と出口圧の差に見られるジャンプは、石油が多孔質媒体に侵入していくために必要な置換圧力を示している。さらに、実験の後半には、圧入した石油の流量と流出する石油の流量がほぼ同じになり、媒体中の水は動かなくなる状態となっているが、この場

合、残留水飽和率 (Sw_r) は、

$$Sw_r = 1 - \frac{qt}{Ah\phi} \quad (6)$$

となる。ここに、 q : 圧入流量、 t : 定常状態の部分のデータから外挿した時間 (Fig. 9)、 A : 多孔質媒体の断面積、 h : 多孔質媒体の高さである。数値解析では、毛細管圧力として置換圧力を採用し、その水飽和率依存性は無視している。また、実験で求められた残留水飽和率を不動水飽和率とし、入口ポテンシャルと出口ポテンシャルの差および排出された石油の流量を適切に表現する相対浸透率曲線を試行錯誤によって求めた。

Fig. 10は、その結果である。ショックフロントを形成するような流動は、コア試験で得られる一般的な相対浸透率に近い形で再現されることが分かるが、流体の通路が偏在するような流動は、それとは大きく違った曲線を用いないといけなことが分かる。

また、非濡れ相としての石油が多孔質媒体内に侵入していくために必要な置換圧力に関する検討も行ってみた。Fig. 11は、各実験における絶対浸透率と置換圧力を、横軸に本実験での圧入流量を取って示したものである。この図から分かるように、今回の実験においては、同じ粒径のガラスビーズを用いた実験ではほぼ同様の浸透率を示しており、パッキングの程度はほぼ同様であったと考えることができる。しかし、圧入流量と置換圧力との関係の図を見ると、置換圧力は、圧入流量が小さくなるにつれて小さくなっていくことが分かる。すなわち、非常にゆっくりとした石油の移動が行われる場合、置換圧力は一般的な試験法で求められたそれと比較して十分小さくなり、石油の二次移動における貯留層内の置換圧力は非常に小さいことが予想される。しかし、このような傾向が帽岩でも見られるとすれば、室内実験の結果からは、シール能力を高く見積ってしまうことになり、探鉱上危険側の判断をしていることになる。こうした可能性を支持するものとして、計算上の結果ではあるが、日本海側のいくつかの油・ガス田では、トラップにたまっている石油柱の原始高から推定される帽岩の毛細管圧力が、帽岩を構成する粒子と孔隙率からモデル化される毛細管圧力よりも低いことが認められている (中山・高畑, 1993; 中山一夫, 1997私信)。

4.2.3 石油の二次移動の条件の推定と本実験の示唆するもの

それでは、自然界で起こっている石油の二次移動はどのような管力の組合せによって起こっているのだろうか。

ここでは、今まで発表されているさまざまなデータを用いて、その管力の比を求めてみることにした。ここで

Table 3 Summary of the experiments conducted in this study. Abbreviations in displacement pattern are; SF: "shock front" pattern, and NSF: "non-shock front" pattern.

Run No.	96523	96528	96611	9679	96716	96722	96731	9682	9688	96816	96830	9693	9696	96X4	96X17	96Y7	97116	97123	97130
grain size (mm)	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	1.0	1.0	1.0	0.4	1.0	1.0	1.0	0.1	0.4	0.4	0.4	1.0	0.6
petroleum fluid	Ondina 15	Ondina 15	Ondina 15	Ondina 15	Ondina 15	Ondina 15	Ondina 15	Ondina 15	Ondina 15	Ondina 15	Ondina 15	Ondina 15	Ondina 15	Ondina 15	Kerosine	Kerosine	Ondina 15	Ondina 15	Ondina 15
injection rate (cm ³ /min)	0.5	0.2	0.05	0.5	0.5	0.05	1.0	0.5	0.1	0.01	1.0	1.0	0.1	0.01	0.1	0.05	1.0	0.5	1.0
height of the medium (cm)	20.6	20.2	18.7	21.7	21.6	22.6	19.5	18.7	21.3	22.7	21.1	20.2	20.5	21.3	23.0	22.9	16.9	17.1	19.6
porosity (%)	—	—	35.7	—	34.1	37.9	37.4	36.8	39.5	37.5	38.2	38.0	38.4	36.2	37.1	36.4	38.0	36.6	36.6
water temperature (°C)	19.8	22.7	22.6	22.2	26.7	26.1	28.6	28.8	25.4	27.7	24.4	25.0	26.0	21.8	20.5	17.9	15.0	18.9	15.9
entry pressure (gf/cm ²)	10.5	9.6	9.3	11.0	12.2	10.0	2.9	2.8	2.55	5.6	3.05	3.0	2.5	27.0	6.5	6.25	11.3	2.8	7.8
interfacial tension (dyne/cm)	41.0	41.2	41.2	41.1	41.4	41.5	41.4	41.4	41.5	41.4	41.4	41.5	41.4	41.0	—	—	40.2	40.9	40.4
viscosity of water (cP)	1.003	0.942	0.944	0.953	0.855	0.87	0.823	0.819	0.883	0.84	0.903	0.89	0.871	0.962	0.991	1.06	1.138	1.03	1.11
viscosity of oil (cP)	29.2	26.0	26.0	26.5	21.6	22.3	20.2	20.0	23.0	21.0	24.1	23.5	22.4	27.0	1.4	1.46	36.0	30.0	35.0
density of water (g/cm ³)	0.9982	0.9976	0.9976	0.9978	0.9966	0.9968	0.9961	0.996	0.9969	0.9963	0.9972	0.997	0.9968	0.9978	0.9981	0.9986	0.9991	0.9984	0.999
density of oil (g/cm ³)	0.842	0.84	0.84	0.84	0.837	0.837	0.836	0.836	0.838	0.836	0.839	0.838	0.837	0.84	0.784	0.783	0.845	0.842	0.844
permeability (darcy)	130	119	120	102	80	121	581	575	834	120	—	633	—	10.4	119	121	111	—	119
Bond number	—	—	1.24E-5	—	8.75E-6	1.19E-5	5.81E-5	5.84E-5	7.82E-5	1.20E-5	—	6.17E-5	—	1.07E-6	—	—	1.08E-5	—	1.21E-5
Capillary number	—	—	2.68E-7	—	2.22E-6	2.28E-7	4.15E-6	2.05E-6	4.71E-7	4.31E-8	4.95E-6	4.82E-6	4.60E-7	5.60E-8	—	—	7.61E-6	3.12E-6	7.37E-6
residual water saturation	—	—	—	—	0.292	0.678	0.604	0.646	—	0.698	—	0.585	0.849	—	0.538	0.628	0.341	0.518	0.26
displacement pattern	SF	SF	SF/NSF	SF	SF	NSF	NSF	NSF	NSF	NSF	NSF	NSF	NSF	SF	SF/NSF/SF/NSF	SF	SF	SF/NSF	SF

Fig. 7 Typical examples of displacement patterns observed in the experiments.

a) "Shock front" pattern. b) "Non-shock front" pattern.

Fig. 8 The double logarithmic plots between Bond number and Capillary number. Open circles indicate the "shock front" pattern, solid circles "non-shock front" pattern, and open triangle pattern undetermined. Crosses indicate the estimated conditions for actual secondary migration. Numbers express the angle between the migration direction and horizontal direction. See text for details.

用いた仮定は以下のとおりである。

- 1) 石油の密度は60°F (15.6°C) 大気圧の状態では34° API (0.855 g/cm³) であり、石油—地層水の界面張力は70°F (21.1°C) の時30 dyne/cm である。
- 2) 地層水の密度は地表条件で1.03 g/cm³ であり、また考慮している貯留層の条件は100°C, 200気圧である。
- 3) 貯留層の浸透率は400 md であり、孔隙率は20% である。
- 4) 石油の二次移動の速度は、約2.5 cm/y である (England *et al.*, 1987)。

上述の条件で求められた Bo' と Ca は、Fig. 8 に十字で示されている。流体の移動の方向によって Bo' が変化しているのは、浮力の寄与の違いによるものである。本研究における実験結果を直接外挿することには問題があることは承知しているが、思考実験として外挿を行うと、水平方向への石油の二次移動は、ショックフロントを作るような領域となり、垂直方向への移動は、流体が偏在する置換を行うような領域になることが示唆される。この結果と数値解析から得られた相対浸透率曲線を考慮すると、たとえ均質等方的な貯留層であっても、石油の二次移動をモデル化する場合には、相対浸透率の異方性を考慮しなければならない可能性があることが示唆される。

今回の結果は、実験室レベルの透水性が高い均質媒体

Fig. 9 An example of obtained data from this experiment.

内の話であるから、それを用いて、自然界の貯留層内流れを直接議論することはできない。今後、より複雑な系への応用や、スケール変化に応じたパラメータの評価方法などに関する検討を行うことが必要であろう。

5. まとめ

本研究では、石油の二次移動を堆積盆シミュレータ内で適切に表現することを目的とし、格子分割の方法に関する検討と、長期の二相置換を表現するためのパラメータに関する実験的検討を行った。

その結果、以下のことが明らかとなった。

- 1) 石油の地層内移動様式を考慮した格子分割を行うことが、特に、石油の二次移動をモデル化する場合に重要である。
- 2) 長期にわたる多相流動を表現する相対浸透率は、

Fig. 10 Examples of the results of numerical matching. For left hand side figures, circles indicate measured data and curves indicate calculated results. For right hand sides, curves indicate manually obtained relative permeability curves. a) For "shock front" pattern. b) For "non-shock front" pattern.

- 0.4mm (Ondina15)
- ▲ 0.4mm (Kerosine)
- 0.6mm (Ondina15)
- 1.0mm (Ondina15)

Fig. 11 The relationships between injection rate and permeability, entry pressure obtained from the experiments.

一般的な石油工学の分野で求められてきたものとは大きく違う可能性があり、毛細管圧力に関しても、室内実験で求められるそれとは違う値を用いる必要があることが示唆された。

この種の検討は、我々の長期の石油の移動に関する基

礎的な認識を深め、堆積盆シミュレーションの結果を評価・解釈するうえで、重要な示唆を与えるものであると考えている。今後とも、この種の検討は、シミュレータを実堆積盆地に適用していくことと並行して行うべきであろう。

謝 辞

石油の物性の計測では、石油公団の秋田康幸氏、植木松英氏、共和界面科学株式会社の亀井信一氏、株式会社ジャパンエナジーの添田元一氏、三谷宏氏、戸井田康宏氏にお世話になりました。株式会社地球科学総合研究所の中山一夫博士には、有益な議論をしていただくとともに、草稿にも目を通していただきました。ジャパン石油開発株式会社の吉野博厚氏には、有益なコメントをいただきました。記して感謝いたします。なお、本研究は、平成7年度新井科学技术研究振興財団研究助成金(研究代表者 徳永朋祥)および科学研究費補助金(奨励研究 A08751085; A09751031; 研究代表者 徳永朋祥)の助成によって行われたものであります。

引用文献

- Bethke, C. M., Harrison, W. J., Upson, C. and Altaner, S. P., 1988: Supercomputer analysis of sedimentary basins. *Science*, **239**, 261-267.
- Catalan, L., Xiaowen, F., Chatzis, I. and Dullien, F. A. L., 1992: An experimental study of secondary oil migration. *AAPG Bull.*, **76**, 638-650.
- Dembicki, Jr., H. and Anderson, M. J., 1989: Secondary migration of oil: experiments supporting efficient movement of separate, buoyant oil phase along limited conduits. *AAPG Bull.*, **73**, 1018-1021.
- Dickey, P. A., 1975: Possible primary migration of oil from source rock in oil phase. *AAPG Bull.*, **59**, 337-345.
- England, W. A., Mackenzie, A. S., Mann, D. M. and Quigley, T. M., 1987: The movement and entrapment of petroleum fluids in the subsurface. *J. Geol. Soc. Lond.*, **144**, 327-347.
- Frette, V., Feder, J., Jøssang, T. and Meaki, P., 1992: Buoyancy-driven fluid migration in porous media. *Phys. Rev. Lett.*, **68**, 3164-3167.
- Leythaeuser, D., Schaefer, R. G. and Yukler, A., 1982: Role of diffusion in primary migration of hydrocarbons. *AAPG Bull.*, **66**, 408-429.
- Mackenzie, A. S., Leythaeuser, D., Muller, P., Quigley, T. M. and Radke, M., 1988: The movement of hydrocarbons in shales. *Nature*, **331**, 63-65.
- 中山一夫, 1988: 堆積盆評価のための二次元総合モデル. 石技誌, **53**, 41-50.
- 中山一夫・高畑伸一, 1993: キャピラリィモデルによる

- シール能力の評価. 第58回石油技術協会春季講演会シンポジウム・個人講演要旨集, 98.
- Nakayama, K. and Van Siclen, D. C., 1981: Simulation model for petroleum exploration. *AAPG Bull.*, **65**, 1230-1255.
- Thomas, M. M. and Clouse, J. A., 1995: Scaled physical model of secondary oil migration. *AAPG Bull.*, **79**, 19-29.
- Tissot, B. P. and Welte, D. H., 1978: *Petroleum Formation and Occurrence*. 538 pp. Springer-Verlag.
- Tokunaga, T., Hosoya, S., Tosaka, H. and Kojima, K., in press: Estimation of intrinsic permeability of argillaceous rocks and the effects on long-term fluid migration. In: Illiffe, J. and Düppenbecker, S. (eds.), *The Application of Basin Modelling Technique to Hydrocarbon Exploration: What Have We Learnt?* Geol. Soc. Lond. Spec. Publ.
- 徳永朋祥・茂木勝郎・中村正彦・登坂博行・小島圭二, 1996: 有機化合物の飽和帯水層内移動に関する基礎的実験. 平成8年度日本応用地質学会研究発表会講演論文集, 201-204.
- 徳永朋祥・西塚知久・登坂博行・小島圭二, 1997: 実用的な三次元堆積盆シミュレーションに向けて—新潟沖堆積盆地を例とした検討—. 石技誌, **62**, 438-450.
- 徳永朋祥・登坂博行・小島圭二, 1994: 長期油田形成プロセスのモデリングと三次元堆積盆シミュレータの開発. 石技誌, **59**, 519-530.
- Ungerer, P., Burrus, J., Doligez, B., Chénet, P. Y. and Bessis, F., 1990: Basin evaluation by integrated two-dimensional modeling of heat transfer, fluid flow, hydrocarbon generation, and migration. *AAPG Bull.*, **74**, 309-335.