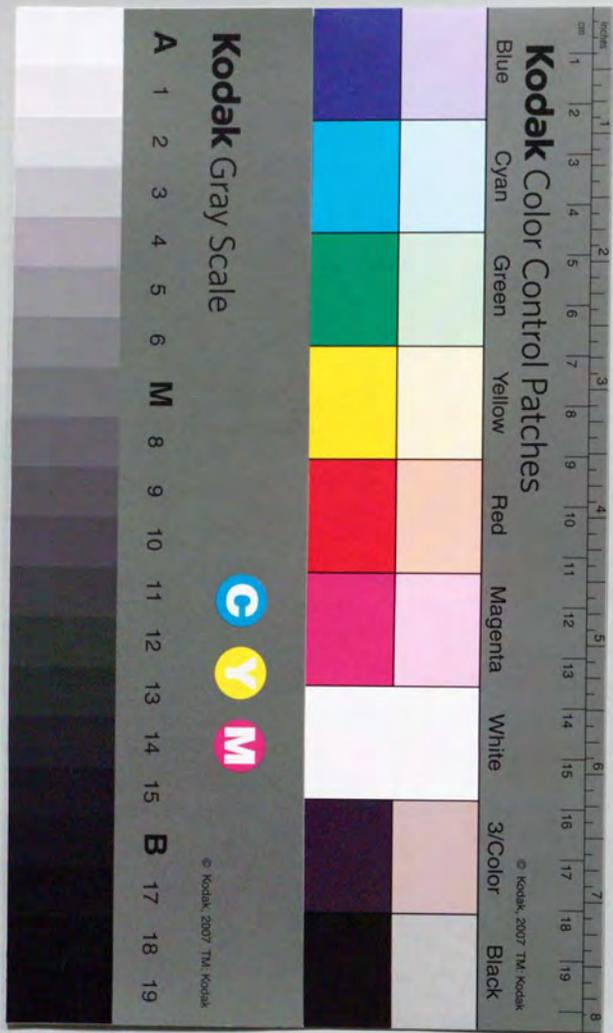


三次元堆積盆シミュレータの開発と
実堆積盆地への応用

Development of a three-dimensional
basin simulator and its application to
an actual sedimentary basin

1996年

徳永 朋祥



①

三次元堆積盆シミュレータの開発と
実堆積盆地への応用

Development of a three-dimensional
basin simulator and its application to
an actual sedimentary basin

1996年

徳永 朋祥

Abstract

The exploration for petroleum is still a high-risk activity, then, it is no wonder that over the years the oil industry and research institutions have actively encouraged research and development of methods that cut the risk factor. However, one of the reasons why the ratio of drilling success has not been considerably improved is probably that we cannot detect oil and/or gas reservoirs directly from the seismic surveys.

Recently, following the incredible development of computer technologies, basin simulators, which integrate the theories and experimentally obtained knowledge of the processes on the petroleum generation, the migration, the formation of sedimentary basins, and so on, have drawn the attention as they would possibly become one of the tools to make drilling decision. However, they have not yet been accepted as practical tools for exploration activities because of their oversimplification of geological phenomena and of little efforts on the examination of parameters used in the simulators. Moreover, previously developed two-dimensional basin simulators have become insufficient to apply recent exploration targets because the targets have changed to small structures and satellite structures around previously developed oil fields, indicating that we should model three-dimensional dome/basin structures and facies changes which occur in nature.

In this context, I have developed a three-dimensional two-phase basin simulator and have carried out several case studies using imaginary sedimentary basins whether it can reproduce the geological history of various sedimentary basins, and parameter sensitivity studies have also been carried out. The experiments to evaluate the parameter which express primary migration of petroleum from source rocks were also conducted. Finally, the modelling procedures were discussed using the data from the offshore Niigata Basin and the simulator was tested to check its applicability to the actual system.

The main conclusions obtained from this study are as follows.

- (1) A three-dimensional two-phase basin simulator BASIN3D2P was developed to reproduce long-term processes of petroleum field formation. The simulator treats one-dimensional compaction of sediments, chemical kinetics of petroleum generation and maturation of organic material, three-dimensional two-phase fluid flow, three-dimensional convective/conductive heat flow, dehydration of clay minerals, and hydraulic fracturing processes. The physical properties of fluids, solids, solid/fluid systems were thoroughly

reviewed and were modelled for the simulator. The method to obtain appropriate initial guess and that to determine the suitable time step length were developed, and modified Newton-Raphson method which applied linear search was incorporated into the simulator, and hence, we can calculate the three-dimensional evolution processes of sedimentary basins which occurred through the geological time scales.

(2) BASIN3D2P was applied to the sedimentary basin which experienced erosion processes and to the basin in which sediments deposited fast enough to produce hydraulic fracturing, and it was confirmed that we can calculate the evolution processes of sedimentary basins which went through the complex histories by BASIN3D2P.

(3) The evolution of an imaginary sedimentary basin was simulated using both a three-dimensional model and a two-dimensional cross-sectional one using the BASIN3D2P and results of both models were compared. Calculated results of a two-dimensional model differed from those at equivalent cross-section for the three-dimensional one because the two-dimensional models do not account for horizontal migration from the direction other than that of the cross-section, and the volume of source rocks which supplied petroleum for the particular structure was different between the models. From these results, it is suggested in general that three-dimensional analyses are necessary for basin modelling studies.

(4) A new gridding method was proposed to express long-term two-phase fluid migration in sedimentary basins. Case studies using an imaginary sedimentary basin showed that the method qualitatively reproduce observed patterns of petroleum distribution in the source rocks and that the method was able to reproduce supposed secondary migration pattern more efficiently than that obtained by the conventional gridding method.

(5) One dimensional consolidation experiments of artificially deposited or remolded muddy samples and those of natural mudstones using triaxial compression apparatus were carried out together with permeability measurements at each consolidation equilibrium, to quantify permeability change during mechanical compaction. Results show that porosity(ϕ)-permeability(K) relationships for respective samples are linear on double logarithmic scales over the range $0.25 < \phi < 0.7$, that is to say, porosity and permeability satisfy the relationship: $K = K_0(\phi/\phi_0)^a$ where K_0 is initial permeability, ϕ_0 is initial porosity, and 'a' is the experimentally obtained parameter. Experimental results indicate that the parameter 'a' of the equation could be estimated from the clay content of the sample.

(6) The above mentioned relationship is confirmed by the thorough review of published data. The relationship can be extrapolated to natural condition when porosity of the sample is greater than about 0.3.

(7) The above mentioned relationship becomes deviated from measured data in the low porosity range. However, we can get an appropriate form of the permeability reduction pattern for mudstones by numerical analysis using BASIN3D2P because porosity and pore pressure are very sensitive to the pattern of change in permeability.

(8) The ratio between effective vertical stress and effective horizontal stress is found to be constant through the normal consolidation process of the mudstone.

(9) Parameter sensitivity studies on the development of overpressure and on the expulsion of petroleum from source rocks were carried out using BASIN3D2P. Results show that the choice of the parameter 'a' of porosity-permeability relationship of mudstone is important to obtain more acceptable geological histories from basin simulation studies.

(10) BASIN3D2P was applied to the offshore Niigata Sedimentary Basin. Here, three-dimensional distribution of sediments, and other input data sets were properly prepared. Thermal history reconstruction using vitrinite reflectance data was not able to apply for the Basin and the problems on the application of vitrinite reflectance modelling were discussed. The results of the case study showed that we can analyze the three-dimensional evolution process of the actual sedimentary basin by BASIN3D2P, that the result would become more consistent with the actual system if we carefully choose the parameters used in the simulator, and that the absolute age determination was one of the major problems for the application of the basin simulators to actual systems.

(11) The method to evaluate the calculated results by the basin simulators was discussed. Here, the importance to apply the history-matching technique was pointed out, and the necessity to develop new technologies and methods to obtain palco-temperatures, -pressures, -porosity, -water saturation, was stressed.

要旨

炭化水素鉱床の探鉱は、現在の我々の科学のレベルにおいても未だにリスクが高い活動であり、そのために石油会社、石油関連機関等で現在までに多くの研究開発が行われてきつつある。しかし、そのような努力によっても試掘井の成功率が飛躍的に向上しない理由の一つは、発展した弾性波探査の手法によっても地下深部にある流体が石油・ガスであるかどうかを判断できないところにあると考えられる。従って、我々は、間接的な情報から鉱床の存在の有無を推定せざるを得ないのが現状である。

近年の石油成因論、移動に関する理論や実験、堆積盆地の形成に関する理論の発達、フィールドでの知見の蓄積と最近の著しいコンピュータ技術の進歩によって、堆積シミュレーション技術が従来の手法の限界を補い、より定量的な堆積評価を可能にするものとして注目されてきつつある。しかし、このような目的に用いる堆積シミュレータは、現段階では必ずしも探鉱用の道具として十分な機能を持つに至っていない。

これらの現状から、本研究では、今後、探鉱対象が中・小規模油田や既存油田の近傍構造になっていくと考えられることから、そのような対象に適用可能な実用的な三次元堆積シミュレータの開発を行うと共に、このようなシミュレータを用いるうえで最も重要な問題として捉えられている石油の一次移動を表現するパラメータの評価を行うための室内実験を行った。さらに、開発した堆積シミュレータを用いて、様々な地質発達史を示す堆積盆地への適用性の評価とパラメータの感度解析を行った。そのうえで、実際の堆積盆地のデータを用いて、実スケールの堆積盆地への適用性の検討を行ったものである。

本研究により得られた成果の要点は以下のとおりである。

- (1)地質時間に亘って起こる堆積物の圧密過程、有機物の熟成過程および炭化水素生成過程、二相流体流動過程、熱移動過程、粘土鉱物からの脱水過程、水圧破碎現象、をモデル化し、実堆積スケールを対象とした実用的な三次元堆積シミュレータBASIN3D2Pを開発した。さらに、シミュレーションで用いる物性について包括的なレビューを行い、それらをモデル化した。さらに、地質時間という長期間を対象とした非線形性の強い連成問題を安定的に解くために、初期推定値の推定、直線探索法を用いたNewton-Raphson法、タイムステップの取り方について検討し、数千万年に亘る三次元堆積発達過程の計算を可能にした。
- (2)侵食過程を含むような複雑な堆積発達史を示す堆積盆地や、急激な過剰間隙水圧の発生に伴う水圧破碎現象を起こすような条件を示す堆積盆地での適用可能性の検討を行うために、仮想的な堆積盆地を用いた数値解析を行い、このような複雑な歴史を経てきた堆積盆地に対してもBASIN3D2Pは適用可能であることを明らかにした。
- (3)堆積発達史を数値解析的手法を用いて評価する場合に三次元モデルが必要であることを、仮想的な堆積盆地の二次元断面モデルと三次元モデルとの解析結果の比較を行うことによって明

らかにした。ここでは、二次元断面モデルの問題点として、流体流動方向が断面方向のみしか考えられないために起こる問題と、ある構造に集積する炭化水素を生成するのに貢献している根源岩の体積の見積が二次元断面モデルと三次元モデルとでは大きく違ってくることによる集積量の違いの問題とを指摘し、三次元モデルの必要性を示した。

(4)地質時間に亘る炭化水素の移動に関する地質学的、石油地化学的知見の整理を行い、それを数値計算において適切に表現するための格子分割法を提唱した。この格子分割法では今までの一般的な格子分割法による計算と比較して計算時間はほとんど変化しないことを示し、さらに、細分格子による計算結果との比較から、今回提唱した格子分割による空間分割法によって十分良い精度で貯留層内の炭化水素の移動を表現できることを示した。

(5)泥質堆積物の浸透率の圧密に伴う変化を明らかにするために、泥質スラリーを出発物質とした一次元圧密試験と、泥質岩を出発物質とし、三軸圧縮試験機を用いた K_0 圧密試験を行った。その結果、両方の実験において、浸透率と間隙率(孔隙率)の関係は両対数グラフ上で直線関係を示しながら変化していくことが明らかとなった。さらに、両対数グラフ上での直線の傾きは、第一近似的には試料の粘土含有率によって決定されることを実験的に示した。

(6)浸透率と間隙率の関係について議論している過去の論文に関する包括的なレビューを行い、それらのデータのほとんどが、今回の実験結果から得られた関係を満たしていることを確認した。さらに、これらの結果を実堆積盆へ適用することが可能であるかどうかの検討を行い、基本的には適用が可能であるとの結論を得た。

(7)間隙率が小さい領域(0.3以下)では、(5)(6)で示された関係が成り立たないことを指摘し、その領域での浸透率と間隙率の関係を明らかにするためには、BASIN3D2Pのような堆積盆シミュレータを用いた繰り返し計算が必要であることを示した。さらに、このような計算の繰り返しによって適切な関係を得るためには、坑井データの間隙率と間隙水圧とを適切に再現するような関係を得るようすべきであることを数値解析の結果を用いて示した。

(8)泥質岩を出発物質とし、三軸圧縮試験機を用いた K_0 圧密試験から、圧密過程、除荷過程における K_0 値の変化を高圧圧密領域まで計測し、正規圧密過程においては K_0 値は一定値を示すことを明らかにした。

(9)堆積盆シミュレータにおける物性の感度解析の例として、堆積盆内の過剰間隙水圧の発生と、石油の一次移動に対する物性の感度の比較を行った。その結果、泥質堆積物の浸透率と間隙率の関係がどちらの現象に対しても重要であることが示され、今回行った泥質堆積物の浸透率変化に関する実験的、数値解析的手法を用いた検討が本質的に重要であることを明らかにした。

(10)新潟沖の堆積盆地を対象地域として実堆積盆スケールへのBASIN3D2Pの適用性の評価を行った。ここでは、まず、対象地域の種々のデータを総合的に評価することによって、三次元的な地質構造、地層分布等を適切にモデル化することを行った。その過程で、熱流量史を再現するに当たって一般的なビトリナイトを用いた熱流量史再現が本堆積盆地に適用できないことを指摘し、ビトリナイトを用いた手法の問題点を述べた。また、三次元ケーススタディでは、

BASIN3D2Pを用いて実スケールの堆積盆地を対象とした解析が可能であることを示し、また、いくつかのパラメータに関して、地質学的に妥当な範囲でより適切な値を用いることによって、実際の現象に近い計算結果を得ることが可能であることを示した。さらに、堆積盆シミュレーションにおいては、絶対年代をどのように評価するか、即ち、計算期間をどのように設定するかが非常に重要であることが示された。

(11)堆積盆シミュレーションの計算結果の評価手法について議論し、ヒストリーマッチング的な手法を用いた地質現象のトレンドまでを含んだ評価が必要であることを指摘した。さらに、そのような手法を用いるためには、過去の時点における物理量を推定する技術開発が必要であることを示した。

以上、本研究の成果は、今後、探鉱上重要なツールの一つとなることが考えられる三次元堆積盆シミュレータの開発に成功し、それが実堆積盆を対象とした問題にも適用が可能であることを示したこと、このようなシミュレーションを行ううえで本質的に重要である泥質堆積物の浸透率の変化過程を実験的手法と数値解析的手法を用いて推定する方法を明らかにしたこと、シミュレーションの評価手法に関する提案を行ったこと、と要約される。

目次	ix
Abstract	i
要旨	v
目次	ix
List of Figures	xv
List of Tables	xxv
1. はじめに	1
2. 堆積盆シミュレーション技術の現状と本研究の目的	5
2. 1. はじめに	5
2. 2. 堆積盆シミュレーションの目的	5
2. 3. 石油探鉱における堆積盆シミュレーション技術発達史	6
2. 4. 堆積盆シミュレーション技術の現状	8
2. 4. 1. 一般的な堆積盆シミュレータで用いる地質現象のモデル化の現状	8
2. 4. 1. 1. 圧密・侵食現象に関するモデル	8
2. 4. 1. 2. 炭化水素生成に関するモデル	11
2. 4. 1. 3. 流体移動に関するモデル	14
2. 4. 1. 3. 1. 石油の一次移動過程	14
2. 4. 1. 3. 2. 石油の二次移動	23
2. 4. 1. 4. 熱移動に関するモデル	27
2. 4. 1. 5. 粘土鉱物からの脱水過程	27
2. 4. 1. 6. 変形現象に関するモデル	29
2. 4. 2. 堆積盆シミュレータの現状	30
2. 4. 2. 1. 堆積盆シミュレータの具体例	30
2. 4. 2. 2. 既存シミュレータの空間次元	32
2. 4. 2. 3. 座標系の取り方	32
2. 4. 2. 4. 数値解析法	32
2. 4. 2. 5. 堆積盆シミュレーション技術に関する研究の最近の流れ	33
2. 5. 堆積盆シミュレータの問題点と本研究の目的	33
3. 三次元二相堆積盆シミュレータBASIN3D2Pの開発	37
3. 1. はじめに	37
3. 2. BASIN3D2Pで用いる油田形成のシナリオ	37

3. 3. BASIN3D2Pにおける地質現象の数値モデル	37
3. 3. 1. 圧密および侵食過程	37
3. 3. 1. 1. 仮定	44
3. 3. 1. 2. 間隙率-埋没深度曲線の選択	44
3. 3. 1. 3. 圧密過程を表現する支配方程式の導出	51
3. 3. 1. 4. 侵食過程のモデル化	65
3. 3. 2. 有機物熟成・炭化水素生成過程	67
3. 3. 2. 1. 仮定	67
3. 3. 2. 2. 有機物熟成過程のモデル	68
3. 3. 2. 3. 炭化水素生成過程のモデル	70
3. 3. 3. 流体流動過程	77
3. 3. 3. 1. 仮定	77
3. 3. 3. 2. 流体流動方程式の導出	77
3. 3. 4. 熱移動過程	89
3. 3. 4. 1. 仮定	89
3. 3. 4. 2. 熱移動に関する支配方程式の導出	89
3. 3. 5. 粘土鉱物からの脱水過程	94
3. 3. 6. 変形現象	97
3. 3. 6. 1. はじめに	97
3. 3. 6. 2. 水圧破碎現象	97
3. 3. 6. 3. 断層	102
3. 4. BASIN3D2Pに用いる物性	102
3. 4. 1. 流体物性	102
3. 4. 1. 1. 地層水の物性	102
3. 4. 1. 2. 液状炭化水素の物性	102
3. 4. 1. 3. ガスの物性	108
3. 4. 2. 固体粒子の物性	118
3. 4. 3. 地層内流体・固体粒子混合体としての物性	124
3. 4. 3. 1. 熱伝導率	124
3. 4. 3. 2. 絶対浸透率	129
3. 4. 3. 3. 相対浸透率	139
3. 4. 3. 4. 毛細管圧力	145

3. 4. 4. 物性を表現する定数の基準値の設定	145
3. 5. BASIN3D2Pにおける連成解析手法	158
3. 5. 1. はじめに	158
3. 5. 2. 数値解析における諸条件	158
3. 5. 3. 連成解析手法の詳細	160
3. 5. 3. 1. 支配方程式の残差形式での表現	160
3. 5. 3. 2. トランスミッシビリティの重み付け	161
3. 5. 3. 3. 非線形性の取り扱いと行列方程式の解法	162
3. 5. 4. 地層の変形に応じた格子の取り扱い	164
3. 5. 5. 境界や断層の形状に応じた格子の平面分割	166
3. 5. 6. 収束性向上のための手法	168
3. 5. 6. 1. 初期推定値の設定	168
3. 5. 6. 2. 直線探索法を用いた修正Newton-Raphson法	169
3. 5. 6. 3. タイムステップの取り方の工夫	171
3. 6. バッリストリッピング法とフォワードモデリング	171
3. 6. 1. はじめに	171
3. 6. 2. 坑井データを用いたバックストリッピングとそのフォワードモデリング	173
3. 6. 2. 1. モデル井の地質概要	173
3. 6. 2. 1. 1. 坑井の位置	173
3. 6. 2. 1. 2. データベース	173
3. 6. 2. 1. 3. 層序	173
3. 6. 2. 2. 坑井データのバックストリッピング	176
3. 6. 2. 3. フォワードモデリング	179
3. 7. BASIN3D2Pの妥当性の検討およびいくつかの地質過程の計算	184
3. 7. 1. はじめに	184
3. 7. 2. 三次元モデルの妥当性の検討	184
3. 7. 2. 1. はじめに	184
3. 7. 2. 2. 計算結果の評価	184
3. 7. 3. 侵食過程モデル	189
3. 7. 3. 1. はじめに	189
3. 7. 3. 2. 計算の設定と計算結果	189
3. 7. 4. 水圧破碎現象	206

3. 7. 4. 1. はじめに	206
3. 7. 4. 2. 一次元モデルによる数値モデルの比較検討	215
3. 7. 4. 3. 二次元断面モデルによる計算	221
3. 8. 本章のまとめ	227
4. 三次元モデルの特性の評価と長期流体流動過程の表現法の検討	235
4. 1. はじめに	235
4. 2. 仮想堆積盆を用いた二次元断面モデルと三次元モデルの比較	235
4. 2. 1. はじめに	235
4. 2. 2. 計算の設定	235
4. 2. 3. 計算結果の比較と議論	239
4. 3. 堆積盆内における石油の移動に関する地質学的考察・実験結果を考慮した格子分割	268
4. 3. 1. はじめに	268
4. 3. 2. 長期多相流体流動過程に関する考察	268
4. 3. 2. 1. 炭化水素の根源岩からの排出に関する検討	268
4. 3. 2. 2. キャリアー層内の石油の二次移動に関する検討	269
4. 3. 3. 長期流体流動過程を考慮した格子分割法	271
4. 3. 4. 従来の格子分割法における計算との比較	271
4. 3. 4. 1. 計算の設定	271
4. 3. 4. 2. 計算結果の比較	274
4. 3. 5. 細分格子との比較	284
4. 3. 5. 1. 計算の設定	284
4. 3. 5. 2. 計算結果の比較	284
4. 4. 本章のまとめ	290
5. 泥質堆積物の物性変化に関する実験的検討および感度解析	317
5. 1. はじめに	317
5. 2. 泥質堆積物の物性変化に関する検討の現状	317
5. 3. 泥質スラリーを用いた一次元圧密実験	321
5. 3. 1. はじめに	321
5. 3. 2. 実験装置および実験法	321
5. 3. 3. 実験に用いた試料	326
5. 3. 4. 実験結果の整理法	326
5. 3. 4. 1. 間隙率の算出	328

5. 3. 4. 2. 浸透率の算出	329
5. 3. 5. 実験結果	333
5. 3. 6. 過去の実験との比較	351
5. 3. 7. 粘土含有率による浸透率減少を表す式の定数の推定	383
5. 4. 泥質岩による三軸圧縮試験機を用いた K_0 圧密試験	383
5. 4. 1. はじめに	383
5. 4. 2. 実験装置および実験法	383
5. 4. 3. 実験に用いた試料	395
5. 4. 4. 実験結果の整理と比較	395
5. 4. 4. 1. 浸透率-間隙率の関係	395
5. 4. 4. 2. K_0 値	405
5. 5. 実験結果の堆積盆シミュレータへの適用に関する検討	410
5. 5. 1. はじめに	410
5. 5. 2. 浸透率-間隙率の関係の自然状態の試料への適用可能性	412
5. 5. 2. 1. 坑井から採取されたコアデータとの比較	412
5. 5. 2. 2. 塩分濃度の与える影響の評価	415
5. 5. 2. 3. 堆積環境の与える影響の評価	415
5. 5. 2. 4. 実験室スケールから堆積盆スケールへのスケール変換	416
5. 6. 泥質岩の圧密に伴う浸透率変化の堆積盆発達過程に与える影響評価	418
5. 6. 1. はじめに	418
5. 6. 2. 計算の設定	418
5. 6. 3. 計算結果の比較と議論	421
5. 7. 本章のまとめ	427
6. 堆積盆シミュレータにおける物性の感度解析	431
6. 1. はじめに	431
6. 2. 計算の設定	431
6. 3. 物性の感度解析	432
6. 3. 1. 過剰間隙水圧の発生	432
6. 3. 2. 液状炭化水素の排出(石油の一次移動)	447
6. 4. 本章のまとめ	456
7. 実堆積盆を用いた三次元堆積盆発達史の数値解析	457
7. 1. はじめに	457

7. 2. 新潟堆積盆地の概要	457
7. 2. 1. 地質概要	457
7. 2. 2. 入力データの作成	462
7. 2. 2. 1. 層序(層厚および地質年代、堆積深度)	462
7. 2. 2. 2. 岩質分布および物性値	464
7. 2. 2. 3. 海底面温度	464
7. 2. 2. 4. ケロジェンに関するデータ	477
7. 2. 2. 5. 圧密平衡状態での圧密方程式と各地層の間隙率	477
7. 2. 2. 6. 現在熱流量	482
7. 2. 2. 7. 熱流量史	482
7. 3. 新潟堆積盆地を対象とした三次元ケーススタディ	501
7. 3. 1. 計算の設定	501
7. 3. 2. 計算結果と計測データの比較	504
7. 3. 3. 入力値の再評価と新しい入力値を用いた計算結果	529
7. 4. 堆積盆シミュレーションの結果の評価に関する議論	563
7. 5. 本章のまとめ	567
8. まとめ	569
謝辞	573
引用文献	575

List of Figures

Fig. 2-1 Flow chart of three-dimensional dynamic deterministic model for basin evaluation.	7
Fig. 2-2 Relationship between porosity and depth of burial for shales and argillaceous sediments.	12
Fig. 2-3 Sources of hydrocarbons in geological situations, with regard to the evolution of organic matter.	13
Fig. 2-4 General scheme of kerogen degradation under thermocatalytic cracking.	15
Fig. 2-5 Interrelationship of various physical parameters with increasing depth of burial for shale-type sediments.	19
Fig. 2-6 Solubilities of normal alkanes and aromatics in water.	20
Fig. 2-7 Distribution of various petroleum compound classes in typical medium crude oil.	21
Fig. 2-8 Importance of bound water in petroleum expulsion.	22
Fig. 2-9 Schematic representation of concept for study of diffusion effects.	24
Fig. 2-10 Depth trends of concentrations of selected light hydrocarbons in near-surface interval of Campanian/Maestrichtian-age source-rock shales.	25
Fig. 2-11 Relation between effective diffusion coefficient and carbon number for n-alkanes.	26
Fig. 2-12 Marine shale bulk composition during dehydration.	28
Fig. 2-13 Example of two-dimensional fluid flow calculation of an accretionary wedge.	31
Fig. 3-1 The cartoon displaying the concept of effective stress and pore pressure.	47
Fig. 3-2 The cartoon showing the model of idealized water saturated porous media.	47
Fig. 3-3 The cartoon to express one-dimensional consolidation process of water saturated porous media.	47
Fig. 3-4 Schematic porosity-depth plot of mudstone.	50
Fig. 3-5 Relationship between depth of burial and effective stress of mudstone.	50
Fig. 3-6 Relationships between effective stress and porosity of mudstones.	52
Fig. 3-7 Relationships between effective stress and logarithms of porosity of mudstones.	55
Fig. 3-8 Comparison of porosity versus effective stress relationships discussed in	

this study.	58
Fig. 3-9 Relationships between effective stress and porosity of sandstones.	60
Fig. 3-10 The method to calculate porosity of the multilithological grid.	64
Fig. 3-11 The cartoon showing the change of porosity during uplifting processes.	66
Fig. 3-12 Activation energy distribution for Easy%Ro model.	71
Fig. 3-13 Results of Easy%Ro model applied to simple geological scenarios.	72
Fig. 3-14 Results of Easy%Ro model applied to simple geological scenarios with a linear temperature increase of 0.5°C/m.y. to 30.0°C/m.y.	76
Fig. 3-15 Activation energy distributions for the model of petroleum generation from organic materials.	78
Fig. 3-16 Results of Tissot and Welte's model applied to simple geological scenarios.	79
Fig. 3-17 Results of Tissot and Welte's model applied to a simple geological scenario with a geothermal gradient of 25°C/km and a burial rate of 0.2mm/yr.	83
Fig. 3-18 The cartoon showing the small hexahedron.	84
Fig. 3-19 Results of Pytte and Reynolds' dehydration model applied to simple geological scenario with constant temperature of 75°C to 150°C.	95
Fig. 3-20 Results of Pytte and Reynolds' dehydration model applied to a simple geological scenario with a geothermal gradient of 25°C/km and a burial rate of 0.2mm/yr.	96
Fig. 3-21 Schematic diagram of the uniaxial consolidation apparatus used in the high-stress experiments to measure both σ_v' and σ_h' .	99
Fig. 3-22 Viscosity of water as a function of pressure and temperature.	103
Fig. 3-23 Formation volume factor of water as a function of pressure and temperature.	104
Fig. 3-24 Heat capacity of water as a function of pressure and temperature.	105
Fig. 3-25 Gas-free crude oil viscosity as a function of temperature and °API of crude oil at 60°F and atmospheric pressure.	106
Fig. 3-26 Crude oil viscosity from gas-free crude oil viscosity and gas in solution.	107
Fig. 3-27 Viscosity of crude oil above the bubble-point pressure.	109
Fig. 3-28 Viscosity of crude oil as a function of pressure and temperature.	110
Fig. 3-29 Density correction for compressibility of liquids.	111

Fig. 3-30 Density correction for thermal expansion of liquids.	112
Fig. 3-31 Formation volume factor of crude oil as a function of pressure and temperature.	113
Fig. 3-32 Heat capacity of crude oil as a function of temperature.	114
Fig. 3-33 Viscosity of gases at atmospheric pressure.	115
Fig. 3-34 Viscosity ratio as a function of pseudo-reduced temperature and pressure.	116
Fig. 3-35 Viscosity of methane as a function of temperature and pressure.	117
Fig. 3-36 Formation volume factor of methane as a function of pressure and temperature.	119
Fig. 3-37 Heat capacity of methane as a function of temperature and pressure.	121
Fig. 3-38 Heat capacity of pure quartz and quartzose sandstones as a function of temperature.	122
Fig. 3-39 Heat capacity of solid matrix as a function of temperature.	123
Fig. 3-40 Thermal conductivity of water saturated mudstones as a function of porosity at room condition.	126
Fig. 3-41 Thermal conductivity of water saturated quartzose sandstones as a function of porosity at room condition.	127
Fig. 3-42 Idealized representation of distribution of wetting and nonwetting fluid phase about intergrain contacts of spheres.	128
Fig. 3-43 Thermal conductivity of water saturated rocks as a function of temperature.	130
Fig. 3-44 The method to calculate directional thermal conductivity of the multilithological grid.	131
Fig. 3-45 Porosity-permeability relationships of muddy soils and mudstones.	132
Fig. 3-46 Porosity-permeability relationships of sandstones.	135
Fig. 3-47 Cartoons showing drainage paths during experiments.	136
Fig. 3-48 Relationship between permeability and porosity of mudstones on double logarithmic scales.	137
Fig. 3-49 Relationships between porosity and logarithms of permeability anisotropy of mudstones.	138
Fig. 3-50 Example of relative permeability curves for oil and water in a rock.	140

Fig. 3-51 Relationship between intrinsic permeability and critical water saturation, and irreducible water saturation of clean sandstone.	141
Fig. 3-52 Relationship between relative permeability of oil phase at irreducible water saturation and the irreducible water saturation of clean sandstones.	142
Fig. 3-53 Relationship between water saturation and relative permeability of water phase of clean sandstones.	143
Fig. 3-54 Relationship between intrinsic permeability and constant 'n' of equation (3.132).	144
Fig. 3-55 Comparison between modelled and measured relative permeability curves.	146
Fig. 3-56 Relative permeability curves of rocks as a function of water saturation and intrinsic permeability.	149
Fig. 3-57 Relationship between intrinsic permeability and irreducible water saturation obtained from mercury injection porosimetry.	153
Fig. 3-58 Capillary pressure of rocks as a function of water saturation and porosity.	154
Fig. 3-59 Nomograph to estimate methane-water interfacial tension at different temperature and pressure.	156
Fig. 3-60 Method to calculate convection term for lateral directions.	165
Fig. 3-61 Method to calculate area of fluid migration for vertical directions and convection term for lateral directions.	167
Fig. 3-62 Cartoon explaining the method to obtain initial guess of porosity, pore pressure and temperature.	170
Fig. 3-63 Flow chart for the determination of reduction coefficient $\mu(v)$.	172
Fig. 3-64 Location map of COST well No.1, South Padre Island, offshore Texas, Gulf of Mexico.	174
Fig. 3-65 Relationship between porosity and depth.	178
Fig. 3-66 Comparison between calculated and measured porosity.	182
Fig. 3-67 Comparison between calculated and measured temperature.	183
Fig. 3-68 Geologic history of the COST well No.1 calculated by BASIN3D2P.	185
Fig. 3-69 The three dimensional grid system of an imaginary sedimentary basin, uniform in strike, at 13.65m.y. after the initial deposition.	188
Fig. 3-70 Comparison of calculated results of two-dimensional and three-	

dimensional models 13.65m.y. after the initial deposition.	191
Fig. 3-71 Water saturation distribution at $z=2$ of three-dimensional models.	195
Fig. 3-72 Calculated water saturation distributions in the basin.	207
Fig. 3-73 Comparison of calculated degree of overpressure with changing time step lengths.	216
Fig. 3-74 Details of the difference of calculated degree of overpressure with changing time step lengths.	217
Fig. 3-75 Comparison of calculated degree of overpressure with changing time step lengths.	222
Fig. 3-76 Comparison of the change of permeability with changing time step lengths.	223
Fig. 3-77 Models of the change of permeability with the change of pore pressure.	224
Fig. 3-78 Comparison of the calculated degree of overpressure with changing the constant 'n' of the equation (3.117).	225
Fig. 3-79 Comparison of the changes of permeability with changing the constant 'n' of the equation (3.117).	226
Fig. 3-80 Calculated water saturation distributions in the basin without considering hydraulic fracturing.	229
Fig. 3-81 Calculated water saturation distributions in the basin with considering hydraulic fracturing.	232
Fig. 4-1 The three dimensional grid systems of an imaginary sedimentary basin at 11.05m.y. after the initial deposition.	236
Fig. 4-2 The three dimensional grid systems of an imaginary sedimentary basin at 15.6m.y. after the initial deposition.	237
Fig. 4-3 The cross-sectional displays of calculated results in the basin 11.05m.y. after the initial deposition.	240
Fig. 4-4 The displays of calculated results of the two-dimensional cross sectional model 11.05m.y. after the initial deposition.	247
Fig. 4-5 Comparison of two-dimensional and three-dimensional calculated overpressure distributions 11.05m.y. after the initial deposition.	248
Fig. 4-6 Distribution of water flow vectors at $Z=15$ and $Z=17$ obtained by the three-dimensional results 11.05m.y. after the initial deposition.	249

Fig. 4-7 The X-Z cross-sectional displays of calculated results in the basin 15.6m.y. after the initial deposition.	250
Fig. 4-8 The X-Y sectional displays of change of water saturation distribution at Z=2 between 13.65m.y. and 15.6m.y. after the initial deposition.	266
Fig. 4-9 The comparison of three-dimensional and two-dimensional calculated results (water saturation distribution) 15.6m.y. after the initial deposition.	267
Fig. 4-10 Geological and geochemical characteristics of the Kimmeridge Clay Formation in the North Sea.	270
Fig. 4-11 Map view and cross section AA' of oil migration in simple anticlinal structure where reservoir rock is overlain by sealing sediments and underlain by source rock.	272
Fig. 4-12 Cartoons showing the proposed grid system along the boundary between a carrier horizon and its underlying and overlying seal/source horizons.	273
Fig. 4-13 X-Z cross-sectional displays of calculated water saturation distribution in the basin 10.4m.y. after the initial deposition.	276
Fig. 4-14 X-Z cross-sectional displays of calculated water saturation distribution in the basin 13.65m.y. after the initial deposition.	278
Fig. 4-15 X-Z cross-sectional displays of calculated water saturation distribution in the basin 14.3m.y. after the initial deposition.	280
Fig. 4-16 The columnar display of calculated water saturation distribution in the basin 10.4m.y. after the initial deposition at column (1,1), using the proposed grid system.	282
Fig. 4-17 The columnar display of calculated water saturation distribution in the basin 14.3m.y. after the initial deposition at column (8,1), using the proposed grid system.	283
Fig. 4-18 X-Z cross-sectional displays of calculated water saturation distribution in the basin 14.95m.y. after the initial deposition.	285
Fig. 4-19 The columnar displays of calculated water saturation distribution in the basin 14.95m.y. after the initial deposition.	291
Fig. 5-1 Comparison of measured flow rates of muddy samples with predicted ones by Kozeny-Carman equation.	318
Fig. 5-2 Relationship between logarithms of measured hydraulic conductivity and	

void ratio.	318
Fig. 5-3 Schematic diagram of the one-dimensional consolidation-permeability measurement apparatus used in this study.	322
Fig. 5-4 Procedures of the experiments in this study.	323
Fig. 5-5 Time versus logarithms of differential head relationship for falling head permeability experiments.	325
Fig. 5-6 Relationship between applied loads and the amount of displacement of the apparatus.	330
Fig. 5-7 Schematic diagram of the falling head permeability experiments.	331
Fig. 5-8 Time versus logarithms of differential head relationship for a falling head permeability experiment.	331
Fig. 5-9 Relationships between permeability and porosity on double logarithmic scales.	342
Fig. 5-10 Relationship between logarithms of permeability and void ratio.	350
Fig. 5-11 Relationship between permeability and porosity on double logarithmic scales obtained from published articles.	357
Fig. 5-12 Relationships between permeability and porosity on double logarithmic scales of laboratory consolidated experiments of remolded and/or deposited samples rearranged from published data.	381
Fig. 5-13 Relationships between permeability and porosity on double logarithmic scales of laboratory consolidated experiments of initially undisturbed samples rearranged from published data.	382
Fig. 5-14 Plots of the relationship between constant 'a' of equation (5.20) and clay content of the samples used in one-dimensional consolidation experiments.	384
Fig. 5-15 Schematic diagram of triaxial compression apparatus with transient pulse permeability measurement system used in this study.	386
Fig. 5-16 Time versus logarithms of differential pressure relationship for transient pulse permeability experiments.	394
Fig. 5-17 Time versus logarithms of differential pressure relationship for transient pulse permeability experiments.	396
Fig. 5-18 Porosity versus permeability relationships obtained from consolidation experiments with transient pulse permeability measurements.	401

Fig. 5-19 Relationship between effective vertical stress and logarithms of permeability.	404
Fig. 5-20 Relationship between porosity and permeability on double logarithmic scales.	404
Fig. 5-21 Relationships between porosity and permeability on double logarithmic scales.	406
Fig. 5-22 Plots of the relationship between constant 'a' of equation (5.20) and clay constant of the samples.	407
Fig. 5-23 Relationship between horizontal effective stress and vertical effective stress of the consolidated samples.	408
Fig. 5-24 Relationship between horizontal effective stress and vertical effective stress of the consolidated samples.	408
Fig. 5-25 Relationship between horizontal effective stress and vertical effective stress of the consolidated samples.	408
Fig. 5-26 Relationship between horizontal effective stress and vertical effective stress of the consolidated samples.	409
Fig. 5-27 Relationship between overconsolidation ratio and K_0 values on double logarithmic scales.	411
Fig. 5-28 Plots of porosity versus permeability of published data and results of our experiments.	413
Fig. 5-29 Compressibility of argillaceous rocks at hydrostatic pressure up to 2040kgf/cm ² .	414
Fig. 5-30 Plot of large-scale permeability versus porosity for a variety of argillaceous units derived from inverse analyses of flow systems.	417
Fig. 5-31 Porosity versus permeability relationships used for this sensitivity study.	419
Fig. 5-32 Input lithology distribution (sand ratio map) of an imaginary sedimentary basin 14.3m.y. after the initial deposition.	422
Fig. 5-33 Columnar displays of calculated results at the structural top 14.3m.y. after the initial deposition.	423
Fig. 5-34 Calculated results of water saturation distribution in the basin 14.3m.y. after the initial deposition.	426
Fig. 5-35 Examples of the history of water saturation in the grids.	428

Fig. 6-1 Illustration of the sediment profile assumed in this computation.	433
Fig. 6-2 Result from sensitivity analysis on degree of overpressure at the lowest horizon.	437
Fig. 6-3 Result from sensitivity analysis on degree of overpressure at the lowest horizon.	438
Fig. 6-4 Relationships between porosity and depth of burial of mudstones.	439
Fig. 6-5 Relationships between porosity and depth of burial of mudstones.	440
Fig. 6-6 Calculated result of smectite content in illite/smectite minerals.	442
Fig. 6-7 Calculated result of untransformed organic carbon ratio.	443
Fig. 6-8 Result from sensitivity analysis on quantities of liquid oil expelled into the carrier horizon.	448
Fig. 6-9 Result from sensitivity analysis on transformation ratio of organic material into liquid oil at the lowest horizon.	449
Fig. 6-10 Result from sensitivity analysis on depth of burial of the lowest horizon.	450
Fig. 6-11 Result from sensitivity analysis on temperature at the lowest horizon.	452
Fig. 6-12 Change of porosity as a function of time at the lowest horizon.	453
Fig. 6-13 Change of water saturation as a function of time at the lowest horizon.	454
Fig. 6-14 Change of vertical permeability as a function of time at the third lowest horizon.	455
Fig. 7-1 Index map of the Niigata and Nagano areas.	458
Fig. 7-2 Geologic profiles of the offshore Niigata Sedimentary Basin.	459
Fig. 7-3 Locality map of the Niigata Sedimentary Basin and the studied area.	460
Fig. 7-4 Relationship between two-way travel time of P-wave and depth.	463
Fig. 7-5 Time contour map of the base of No.3 <i>Globorotalia inflata</i> bed and the distribution of deep sea fans of Sy-1k unit.	466
Fig. 7-6 Modelled structural map of the base of No.3 <i>Globorotalia inflata</i> bed.	467
Fig. 7-7 Modelled lithology distribution of Sy-1k unit.	468
Fig. 7-8 Relationships between porosity and permeability of sandstones.	469
Fig. 7-9 Fraction of generation potential versus activation energy obtained by open system pyrolysis for typical immature potential source rocks from the Niigata Basin.	476
Fig. 7-10 Relationships between pore pressure and depth in the Niigata Basin.	477

Fig. 7-11 Relationships between porosity and depth of burial in the Niigata Basin.	478
Fig. 7-12 Zones of different pore pressure-depth relationships shown in Fig. 7-10.	481
Fig. 7-13 Comparison of the calculated present temperature with changing thermal histories.	482
Fig. 7-14 Comparison between calculated present temperature and measured ones.	483
Fig. 7-15 Comparison between calculated vitrinite reflectance and measured ones.	492
Fig. 7-16 A well-plot showing vitrinite-1 and vitrinite-2 reflectance values of a cutting samples with increasing depth.	497
Fig. 7-17 Mean reflectance values versus hydrous pyrolysis temperatures at which aliquot of Woodford Shale, Phosphoria Retort Shale, Alum Shale, Wilcox Lignite, and Blackhawk Coal were heated for 72 hours.	498
Fig. 7-18 Comparison between calculated vitrinite reflectance using Simple-Ro model (Suzuki et al., 1993) and measured ones.	499
Fig. 7-19 Sketch to show the principal features of the subsidence model.	503
Fig. 7-20 Calculated heat flow history of the Niigata Basin using the McKenzie's model with present basement heat flow.	505
Fig. 7-21 Horizontal grid system of the Niigata Basin in this study.	506
Fig. 7-22 Comparison between measured and calculated porosity at present time.	508
Fig. 7-23 Comparison between measured and calculated pore pressure at present time.	522
Fig. 7-24 Comparison between measured and calculated temperature at present time.	532
Fig. 7-25 An example of WNW-ESE cross-sectional view of calculated water saturation distribution in the basin at present time.	543
Fig. 7-26 Input heat flow history of the Niigata basin in this study.	546
Fig. 7-27 Modified relative permeability curves used in this study.	547
Fig. 7-28 Comparison between measured and calculated porosity at present time by the second run.	548
Fig. 7-29 Comparison between measured and calculated pore pressure at present time by the second run.	562
Fig. 7-30 Comparison between measured and calculated temperature at present time by the second run.	572

Fig. 7-31 Calculated water saturation distribution and lithology distribution of Td unit at present time.	583
Fig. 7-32 Calculated water saturation distribution and lithology distribution of Sy-Un unit at present time.	584
Fig. 7-33 Calculated water saturation distribution and lithology distribution of Sy-Ik unit at present time.	585
Fig. 7-34 Overall flow chart of the three-dimensional basin simulator.	588

List of Tables

Table 2-1 Properties of several published basin models.	9
Table 2-2 Explanation of symbols used in Tables 2-1 and 2-3.	9
Table 2-3 Properties of several basin modelling programs currently in use.	10
Table 2-4 Correspondence between theories for petroleum generation and those for petroleum migration.	16
Table 2-5 Possible mode of primary migration (expulsion) of petroleum from source rocks.	17
Table 2-6 Calculation of Peclet numbers for vertical migration of petroleum liquids.	26
Table 3-1 Geological processes considered in BASIN3D2P.	38
Table 3-2 Main constitutive equations used in BASIN3D2P.	39
Table 3-3 Methods for evaluating the degree of maturation of organic materials.	69
Table 3-4 Activation energies, stoichiometric factors, and the frequency factor used in Easy%Ro.	71
Table 3-5 Activation energies, stoichiometric factors, and frequency factors used in the generation model.	78
Table 3-6 Example of measured permeability of fractures.	101
Table 3-7 Heat capacities and densities of water and methane as a function of temperature and pressure.	120
Table 3-8 Models and correlations for the effective thermal conductivity of composed material.	125
Table 3-9 Anisotropy of thermal conductivity obtained from core samples.	128

Table 3-10 Several proposed permeability k (cm^2) models as a function of sediment porosity ϕ and particle radius r (cm).	134
Table 3-11 Default values of constants to obtain physical properties of fluid, solids, and fluid/solid systems.	157
Table 3-12 Age and depth data of COST well No.1	175
Table 3-13 Model data for the COST well No.1	180
Table 3-14 Input data obtained by backstripping method.	181
Table 3-15 The input values for the calculation of the imaginary sedimentary basin.	190
Table 3-16 The input values for the calculation of the erosion model.	197
Table 3-17 The grid widths for the calculation of the erosion model.	197
Table 3-18 Pseudo-well data for the calculation of the erosion model.	198
Table 3-19 The input values for the two-dimensional model.	228
Table 4-1 The input values for the calculation for the imaginary sedimentary basin.	238
Table 4-2 The input values for the calculation for the imaginary sedimentary basin.	275
Table 4-3 Comparison of the cpu times for the calculations.	315
Table 5-1 Samples used in the experiments.	327
Table 5-2 Results of the consolidation-permeability measurement experiments.	334
Table 5-3 Summary of compiled data from published articles.	352
Table 5-4 Compressibility of water, rocks and minerals.	392
Table 5-5 Specs of the systems and properties of the samples used in this study.	392
Table 5-6 Pressure values used in the experiments and the specs of the differential pressure transducer used in this study.	392
Table 5-7 Physical properties and grain size distribution of the sample used for consolidation experiments with transient pulse permeability measurements.	397
Table 5-8 Results of the consolidation-permeability measurement experiments.	398
Table 5-9 Input data for this sensitivity study.	420
Table 6-1 Input values for this calculation.	434
Table 6-2 Varieties of parameters used in this study with their minimum, standard, and maximum values.	435

Table 6-3 Qualitative display of sensitivities obtained from this study.	436
Table 6-4 Coefficient of thermal expansion of rocks and minerals.	445
Table 7-1 Standard geological columns in the Niigata Sedimentary Basin.	461
Table 7-2 Summary of the stratigraphy and the division of units in the studied area.	465
Table 7-3 Input initial total organic carbon (wt%) for each case in this study.	545

1. はじめに

石油・天然ガスは、現代文明社会の必須物質としての位置を占めており、その探鉱・開発は現在も継続して活発に行われてきている。我が国においても、日本海沖・北海道等で探鉱活動が継続的に行われており、いくつかの油田では生産に移行しているものも見られる。

炭化水素鉱床の探鉱は、現在の我々の科学のレベルにおいても未だにリスクが高い活動である。世界における試掘井の成功率は約5から10%であり、これらの掘削に必要な費用は平均して1000ドル/フィート(30万円/m)程度である。さらに、最近の試掘井の掘削では、平均して15000フィート(4500m)程度の深度をターゲットとしている(Lerche, 1990)。そのために、多くの研究開発が石油産業では行われており、その結果としての基礎科学の発展も見られている。しかし、そのような努力によっても試掘井の成功率が飛躍的に向上しない理由の一つは、発展した弾性波探査の手法によっても地下深部にある流体が水であるか石油・ガスであるかを判断できないことによるものと考えられる。従って、我々は、間接的な情報から鉱床の存在の有無を推定せざるを得ないのが現状である。

そのために、地質学的な手法や石油地化学的調査に基づいた堆積盆評価技術が石油探鉱の分野では発達してきており、いくつかの方法が提唱され実際に用いられている(天然ガス鉱業会・大陸棚石油開発協会, 1992)。

近年、従来の手法の限界を補い、より定量的な堆積盆評価を可能にすることを目的として、堆積盆シミュレーション技術が注目されるようになってきている。これは、最近の石油成因論、移動に関する理論や実験、堆積盆地の形成に関する理論の発達、フィールドでの知見の蓄積によって、石油の生成・移動・集積についての定量的な取り扱いが可能になってきたことおよび、最近の著しいコンピュータ技術の進歩により多量のデータの処理が可能になったことにより発達してきた技術である。このような試みは、フランス、アメリカ等の研究機関を中心として研究がはじめられているが、現在、我が国においても石油公団、石油会社、大学等で研究が行われつつある。

このような堆積盆シミュレータは、最近では特に一次元モデルを中心として探鉱作業に応用されつつあるが、地質現象のモデル化に当たって取り扱い可能な現象に限られていることによる簡略化や、現象を記述するに当たって用いている多くのパラメータに関する検討が不十分であるために、必ずしも探鉱用の道具として十分な機能を持つにいたっていない(天然ガス鉱業会・大陸棚石油開発協会, 1992)。さらに、現在までに開発され、世界的に用いられている堆積盆シミュレータのほとんどすべては現象を二次元断面内でおこるものと簡略化しているために、実際の地質時間にわたって起こっている現象を十分に表現できないという問題点が指摘されている(J. Wendebourg, 1994私信)。特に、今後、探鉱対象がより中・小規模の油田や既存油田の周辺の構造に向かうことを考えると、対象地域の地質構造、地層分布、流体移動のすべてを代表できるような二次元断面を選択し、モデル化していくことは困難になることが予想され、三次元モデルの必要性が増すものと思われる。

これらの現状から、本研究では、以下の点に関して検討を行った。まず、実堆積盆スケールでの堆積盆発達過程を三次元的に表現することが可能な堆積盆シミュレータの開発を行い、その過程で長期地質現象のモデル化の方法と、そこで用いる物性の整理を行った。また、開発されたシミュレータを用いて、地質学的・石油地化学的に得られた知見と調和的なシミュレータの計算結果を得るために必要な手法の検討を行った。さらに、石油鉱床形成過程で最も重要な問題として捉えられている石油の一次移動を表現するパラメータの評価を行うための第一段階として、泥質堆積物の物性変化に着目し、室内実験を行うと共に既存文献の再評価を試みた。また、実際に堆積盆シミュレータを用いた検討を行う場合に、どのパラメータを特に十分に吟味すべきかを示すことを目的としたセンシティビタディスタディを行った。実堆積盆地を対象とした地質モデル作成法の検討およびケーススタディも行っている。

具体的には、第2章以降に個々に示されているが、それらの要点は以下のとおりである。

第2章では、現在までに開発されてきている堆積盆シミュレータおよび堆積盆シミュレータで考慮されている地質現象のモデル化について概観し、それらの問題点を抽出し、本研究の目的を明らかにする。第3章では、今回開発した三次元堆積盆シミュレータ(BASIN3D2P)に関して、考慮している地質現象の数値モデル化の詳細、シミュレータに用いている物性の整理、数値解析手法の詳細について記載する。さらに、実堆積盆を対象とした計算を行うに当たって必要なバックストリッピング法について、実際の坑井データを用いながらその詳細を説明する。その後、BASIN3D2Pの妥当性についての検討を行う。第4章では、三次元モデルと二次元断面モデルを用いた堆積盆発達過程の計算の比較から、堆積盆評価を行うに当たってBASIN3D2Pのような三次元シミュレータの必要性を示す。さらに、多次元モデルでボトルネックとなっている石油の移動過程について、地質学的、石油地化学的知見と調和的な計算結果を得るために効果的であると考えられる格子分割法を提唱する。第5章では、この種の堆積盆シミュレータに与えるパラメータに関して、特に、泥質岩の浸透率に着目し、その変化について、室内実験による検討と既存文献の再評価を行うことによって、長期に亘る浸透率の変化を評価する方法の検討を行う。さらに、その結果を用いた数値計算結果を用いて、今回検討した泥質岩の浸透率の評価の重要性を明らかにする。第6章では、一次元モデルを用い、堆積盆シミュレータにおける物性の感度解析を行い、石油鉱床を対象とした評価をシミュレータを用いて行ううえで重要な物性の抽出を行う。第7章では、新潟堆積盆地を対象とした三次元堆積盆発達史の数値解析の例を示し、地質モデルの作成に関する詳細な検討を行い、さらに、三次元堆積盆シミュレータの実堆積盆への適用可能性を検討する。最後に、第8章では、本研究から得られた成果を整理し、今後の課題を指摘する。

油田の形成過程を明らかにすることは、炭素サイクル、堆積盆の形成の様な地球規模の現象から、長期の圧密、多相流体流動のような堆積物内部で起こっているミクروسケールの現象までを包含するものであり、さらに、空間・時間的にも非常に大規模な現象を扱うものである。従って、短期間で多くの現象が明らかにされたり、また、それに応じた評価技術が開発され、実用化されることは期待されるものではない。しかし、このような地殻資源開発の理論的な探鉱手法を確立することは、探査上のリスクの軽減をもたらすのみならず、個々の現象の定量的

な理解という基礎科学的な発展にもつながるものと期待される。

2 堆積盆シミュレーション技術の現状と本研究の目的

2.1 はじめに

コンピュータの急速な進歩とあいまって著しく改良された数値解析手法を用いて、最近、様々な現象の長期シミュレーションが行われてきている。これは、地球内部でおこっている現象を適切に数値モデル化し解析する試みである。各々のモデルとしては、例えば以下のようなものがある。

- 1) 地殻変動に関する広域モデル(例えば、McKenzie, 1978; Royden *et al.*, 1980; Chery *et al.*, 1991; Kruse *et al.*, 1991)
- 2) 炭化水素の生成や根源岩の熟成に関する地化学モデル(例えば、Tissot and Espitalié, 1975; Waples, 1980; Sweeney and Burnham, 1990)
- 3) 圧密、流体/熱移動モデル(例えば、Welte and Yukler, 1981; Hart and John, 1986; Nakayama, 1987; Bethke, 1985, Bethke *et al.*, 1988; 中山, 1988; 市川, 1989; Lerche, 1990; Ungerer *et al.*, 1990; Settari, 1992; 徳永ほか, 1994)
- 4) 堆積プロセスモデル(例えば、Helland-Hansen *et al.*, 1988; Tetzlaff and Harbaugh, 1989; Lawrence *et al.*, 1990; 内田・伯野, 1990, Zeng and Lowe, 1992; Slingerland *et al.*, 1994)
- 5) 構造地質学的モデル(例えば、Jones, 1984; 小玉, 1989)
- 6) 氷河性海水準変動モデル(例えば、Clark *et al.*, 1990; Tushingham and Peltier, 1991)
- 7) 断層活動に伴う周辺岩盤の変位モデル(例えば、Ando, 1971; 大塚, 1978; Kasahara, 1978)
- 8) 火山噴出物堆積モデル(例えば、Valentine and Wohletz, 1989)
- 9) 熱水作用モデル(例えば、Lichtner, 1985; Norton, 1984; Auge and Brimhall, 1989; Brimhall *et al.*, 1985; Lasaga, 1984; Lichtner, 1988)

堆積盆シミュレーションの分野では、堆積盆全体を対象とした総合的な油田形成シミュレーションモデルが1980年代の初期に発表され(例えば、Nakayama and van Sicken, 1981; Welte and Yukler, 1981)、それ以来世界の石油会社、関連研究機関で精力的な研究が継続されている(Hermanrud, 1993参照)。

現在では、実際の探鉱にこれらのモデルが応用された例もあるが、モデルの理論・考え方そのものには、学術的な向上の余地が多分に残されている(中山, 1991)。本章では、堆積盆シミュレーションの目的、発達史及び現状について紹介し、併せて、現時点における問題点等について議論し、本研究の目的を明確にする。

2.2 堆積盆シミュレーションの目的

堆積盆シミュレータは、一般には、一次元過程である圧密、0次元過程である石油生成反応モ

デルと二次元もしくは三次元過程の流体流動モデルとを組み合わせることによって総合化された一つのシステムを形成している(Fig. 2-1)。この種のシミュレータの最終目的は、堆積盆内で長期に亘って起こる堆積盆発達過程、油田形成過程をより定量的に捉え、油田探鉱過程における油田位置、埋蔵量の予測などに利用しようというものである。また、このようなシミュレータを用いることによって、シミュレーションで用いている様々なパラメータを対象とした感度解析を行うことができる。その結果は、長期に亘る堆積盆発達過程を考察する上で重要なパラメータを抽出するための基礎データとして用いることが可能である。このようにして、探鉱時において、詳細にかつ精度良くデータを取ることが必要になってくる重要なパラメータが明らかになり、各データを取得する場合の、精度・取得密度の判断をすることが可能になる。さらに、現象を理解する立場に立った場合には、堆積盆シミュレーションで重要であると考えられるパラメータの実験的・理論的検討を行うことにより、第一義的に重要な物性に関して、その変化を理解することが無駄なく行える。このように、堆積盆シミュレーションには、石油の探鉱に対する長期地質現象の理解という目的と、長期地質現象を定量的に解析する場合に重要な現象の抽出という大きな二つの目的があると考えられる。

2. 3 石油探鉱における堆積盆シミュレーション技術発達史

堆積盆シミュレーション技術の発達史に関しては、Hermanrud(1993)に非常に良くまとめられており、ここでは、そのまとめにしたがって、堆積盆シミュレーション技術発達史を概観する。

堆積盆内で地質時間に亘って起こる現象、特に、熱もしくは流体の移動、を数値モデル化し、定量的に評価する試みは、1940年代から行われてきていた(例えば、Hubbert, 1940; Carslaw and Jaeger, 1947)。熱および流体の移動を連成させた問題はStallman(1963)によって与えられている。但し、この時点においては、多孔質媒体自体の変形は起こらないものとされていた。

熱に関する問題に関しては、Lee(1965)の論文が発表されるまでは、それほど注意が払われていないのが現状であった。その後、Kappelmeyer and Haenel(1974)によって地球熱学一般に関するまとめがなされ、さらに、Gretener(1981)によって地球熱学的考え方をを用いた石油鉱床探査が行われている。炭化水素生成過程を数値的に計算するために熱史が重要であるという現在一般に受け入れられている考え方は、Lopatin(1971)、Tissot and Espitalié(1975)によって示されている。

堆積盆発達史を解析する上で最も基礎となるバックストリップングの方法論は、1970年代中頃にPerrier and Quiblier(1974)、Watts and Ryan(1976)、van Hinte(1978)によって確立された。この方法は、McKenzie(1978)やRoyden and Keen(1980)による地殻の伸張モデルによって与えられる熱史と組み合わせることによって、堆積物埋没史に温度の変化を加えることを可能にしてきた。これらの方法は、そのまま石油鉱床の探鉱に用いられるようになってきている(例えば、Royden et al., 1980; Sclater and Christie, 1980)。しかし、これらのモデルにおいて

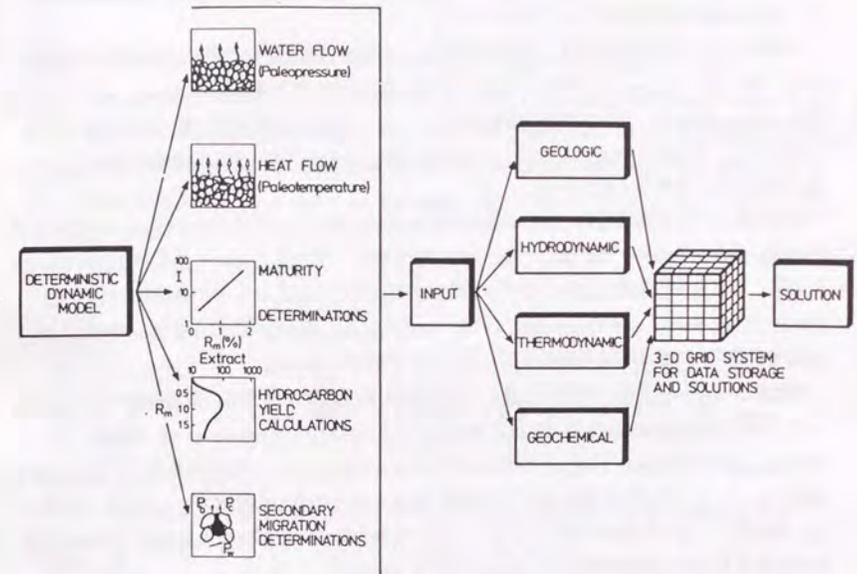


Fig. 2-1 Flow chart of three-dimensional dynamic deterministic model for basin evaluation. (Welte and Yukler, 1981)

は、流体の流動の影響は考慮されておらず、熱の移動では、堆積物内において定常状態を保った一次元の熱の移動を考えているのみである。

このようなモデル化以外にも、1960年代から、その他の地質プロセスのモデル化が行われている。例えば、Harbaugh(1966)は、海底での堆積作用について、Bonham-Carter and Sutherland(1967)は、デルタ地域の堆積作用についてモデル化を行っている。これらのモデルに関しては、その後も進展があるが、これらを石油鉱床形成過程モデルと連成する様なものは、現在のところ、まだ見られていない。

圧密が進んでいる堆積盆内の流体の流動を最も最初に解析したものは多分Ortenblad(1930)であろう。但し、このモデルにおいては、堆積速度が常に一定であるという条件が含まれていた。その後、堆積盆内の流体の流動と熱の移動を総合的にモデル化したものが発表され(例えば、Sharp, 1976; Sharp and Domenico, 1976; Yukler et al., 1978)、これらをきっかけとして、1980年代前半に、いわゆる堆積シミュレータの発表がなされた。

堆積シミュレータは、世界的に見ると、4箇所の研究機関で精力的に進められてきた。それらは、ドイツのIES(Welte and Yukler, 1981)、フランスのIFP(Ungerer et al., 1990)、アメリカのIllinois大学(Bethke, 1985)およびSouth Carolina大学(Lerche, 1990)である。これらの研究機関によってまとめられた考え方は、その後発表されたモデルの基礎となっており、最近では、堆積シミュレータは、基本的には、圧密、有機物成熟および炭化水素生成、流体および熱の移動過程を総合的にモデル化したものとなっている。

最近では、統計物理学の概念を用いたモデル(Wong, 1988)等も発表されているが、現在のところ、一般的なものとはなっていない。

このような進展をうけて、1980年代の後半から1990年代にかけては、特に、北海地域を中心として堆積シミュレータの実堆積盆への応用がなされるようになってきた。また、それらの成果をうけて、1990年代には、堆積シミュレーション技術に関する国際シンポジウムがいくつか開催されている(例えば、Doré et al., 1993; Düppenbecker and Illiffe, 1994)。そこでは、現存の堆積シミュレータを用いた計算結果による各地域での堆積盆発達史、油田形成史に関する解釈が主たるテーマとなっている。

Hermanrud(1993)によってまとめられた主たる堆積シミュレータに関する論文のリストとその内容についてはTable 2-1およびTable 2-2に示されている。さらに、現在一般に用いられている堆積シミュレータのリストとその内容はTable 2-3に示されている。

2. 4 堆積シミュレーション技術の現状

2. 4. 1 一般的な堆積シミュレータで用いる地質現象のモデル化の現状

2. 4. 1. 1 圧密・侵食現象に関するモデル

Table 2-1 Properties of several published basin models. (Hermanrud, 1993)

The column "Transient eq..." points to whether a transient temperature equation is solved in the lithosphere below the sediments. Programs which determine (transient) paleo heat flow by determination of stretching factors, following the principles of McKenzie(1978), have not been included. See Table 2-2 for further explanation.

Early papers (1930-1983)	Coordinate system	Numerical method	Transient eq. in P and/or T		Includes HC generation	Includes HC expulsion	Comments
			Dimensions in transient eq.	Porosity equation			
Ortenblad, 1930	E A P	1 Tz.C	-	-	K	-	Based on soil mechanics theory. Uses void ratio. Approximate solutions.
Gibson, 1958	A,D P	1 Tz.C	-	-	-	-	Based on soil mechanics theory/elastic medium theory.
Paaswell, 1967	A P T	1 Tz.C	-	-	-	-	Uses void ratio. Constant thermal conductivity (independent of porosity).
Bredehoft and Hanshaw, 1968	A P	1 Tz.C	-	-	-	-	Maintenance of fluid overpressuring in a compacting sedimentary basin.
Smith, 1971	A P	1 Tz.Em	-	-	-	-	Points to errors in previous fluid flow equations. Based on reservoir engineering.
Domenico and Palciauskas, 1973	A P T	2	-	-	-	-	Non-compacting sediments, steady state temperature equation.
Sharp and Domenico, 1976	D P T	1 Tz.C	-	-	-	-	Combines equations for energy and fluid transport in compacting sediments.
Yukler et al., 1978	D P T	1 Tz.C	-	-	-	-	Sim. to Sharp and Domenico, 1976, but avoids the inapp. Gibson (1958) eq.
Royden et al., 1980	A T	1	(+)	-	-	-	No compaction, at state in sediments, transient in lithosph. Comp. maturity.
Scialer and Christie, 1980	A T	1 Z.Em	(+)	-	-	-	Calculates maturation. Paleo heat flow from crustal stretching. 1D steady state.
Angevine, 1983	E A T	1 Z.Em	-	-	-	-	Hydrocarbon generation from Tissot and Espitalié (1975).
De Bremaecker, 1983	L EL T	1	(+)	-	-	-	Includes the whole lithosphere in transient temperature equations. Comp. maturity.
Main schools							
The German school	E D P T	3, Tz.C	+	+	K	-	First model announced 1981. (Welle and Yukler, 1981).
The French school	L O,EL P T	2, Tz.Em	+	+	K	-	First model announced 1983. (Durand et al., 1983).
University of Illinois	L D P T	2, Tz.Em	-	-	-	-	First model announced 1985. (Bethke, 1985). Later models include HC gen.
University of South Carolina	L F D P T	2, Tz.Em	+	+	K	-	First model announced 1985, release of proprietary Gulf Oil Co. work (Lerche and Gleason, 1984).
Late papers (1985-1992)							
Keith and Rimstidt, 1985	E D P	1 Tz.Em	-	-	-	-	Accounts for smectite dehydration.
Rosenblat, 1985	E A P	2 Tz.Em	-	-	-	-	Two-phase flow in a horizontal, compacting layer.
Haugerud, 1986	D T	1	-	-	-	-	Non-compacting. Public domain program.
Shi and Wang, 1986	L EL P	1 Tz.C	-	-	-	-	Thermal expansion of fluid calculated from geothermal gradients.
Blanchard, 1987	E EL P	2 Tz.C	-	-	-	-	Derives Welle et al. (1981)'s fluid flow eq., claims that of Yukler et al. (1978) to be incorr.
Pedersen, 1987	L D T	2 Z.Em	(+)	-	-	-	Couples 1D thermal model to 2D (flexural) subsidence calculations.
Deming and Chapman, 1988	E L	2 Z.Em	-	-	-	-	Compare results from 1D and 2D thermal steady state modeling.
Mudford, 1990	E D T	1 Z.Em	(+)	-	-	-	Maturation from Wood (1988). Focus on sensitivity/error analysis.
Henry and Wang, 1991	L D P T	1, Tz.Em	+	+	-	-	Two-phase flow equations. HC generation from Sweeney et al. (1987).
Hermanrud et al., 1991	L EL P T	2, Tz.Em	+	+	-	-	Thermal effects of thrusting. Anisotropic permeability.
Oskaya, 1991	L D P	1, Tz.Em	(+)	-	-	-	Describe 1D finite difference code which bleeds off overpressure below cap rocks.
Grigg et al., this volume	E D P T	3, Tz.Em	+	+	-	-	Maturation from Wood (1988) computed from geothermal gradients. HC generation from Tissot and Espitalié (1975).

Table 2-2 Explanation of symbols used in Tables 2-1 and 2-3. (Hermanrud, 1993)

A	= Analytical solution
+	= Exact solutions in space, integrated numerically in time
C	= Porosity calculated from sediment compressibility
D	= Finite difference method
E	= Eulerian coordinate system
F	= Finite element method
Em	= Empirical porosity is depth/affective stress equation
En	= Fractional coordinates
L	= Thermal conductivities can be combined from end-member lithologies
k	= Permeability (dimension L ²) in fluid flow equation
+	= Coefficient of permeability (= hydraulic conductivity)
(dimension L/T)	= in fluid flow equation
L	= Lagrangian coordinate system
Li	= Thermal conductivities library
Mi	= Thermal conductivities from mineralogy
P	= Transient fluid flow equation
Rt	= Analytical solution of T, eq., 3D second. migr. calculated by ray-tracing
Sa	= The program is for sale
Sw	= Modelling services based on this program for sale
Tz	= Porosity reduction computed from the Terzaghi (1925) effective stress concept
Z	= Compaction is calculated from a porosity/depth relationship
-	= The listed topic is included in the model
(-)	= The listed topic is not included in the model
(+)	= Includes modelling of maturity
*	= Sale/service not yet decided

Table 2-3 Properties of several basin modelling programs currently in use (as of July 1st, 1992). (Hermanrud, 1993)

Vendor	Programme name	Coordinate system	Numerical method	Transient eq. in ρ and/or T.	Oil phase in transition	porosity equation	Includes HC generation	Includes HC exsolution	Transient eq. in lithosphere	Thermal conductivities	Interface with other programs	Contact Address
<i>Programmes developed for commercial purposes</i>												
BEICIP-FRANLAB	Matoli (1)	L	D	T	1	Z, Em	+	+	-	-	-	232 Avenue Napoleon Bonaparte, 92500 Rueil-Malmaison, France
	Genex (1)	D	D	T	1	Z, Em	+	+	-	-	-	
	Temispack	D	D	P, T	2	Tz, Em	+	+	-	-	-	
GAPS Geol. Cons.	Bury	D	D	P, T	1	Z, Em	+	+	-	-	-	13 Deodar Rd., London SW16 2NP, UK
IES GmbH	PDI-1D	L	D	P, T	1	Tz, C	+	+	-	-	-	Bastionstrasse 11-19, D-5170 Juelich, Germany
	PDI-2D	L	D	P, T	2	Tz, C	+	+	-	-	-	
	PDI-3D (2)	L	D	P, T	3	Tz, C	+	+	-	-	-	
	PDI-2DM	L	D	P, T	2	Tz, C	+	+	-	-	-	
	PD/PC (1-D)	L	D	P, T	1	Tz, C	+	+	-	-	-	
IFE	IFE 1D (3)	L	D	P, T	1	Tz, Em	+	+	-	-	-	P.O. Box 40, 2007 Kjeller, Norway
IKU	Semi/Basic	L	D	P, T	1	Z, Em	+	+	-	-	-	7034 Trondheim, Norway
INTERA	Basin	L	D	P, T	1	Z, Em	+	+	-	-	-	Highlands Farm, Grays Rd., Henley-on-Thames, Oxon, RG9 4PS, UK
Japex	BSS	L	D	P, T	1	Z, Em	+	+	-	-	-	2-17-22 Akasaka, Minato-ku, Tokyo, Attn. K. Nakayama, Exploration Dept.
	Geopet	L	D	P, T	2	Tz, Em	+	+	-	-	-	2000 West 120th Avenue, Suite 10, Denver, Co 80234, USA
Platte River	Basinmod	L	D	P, T	1	Z, Em	+	+	-	-	-	Don, Aberdeen, AB23 8GX, UK
PSTI	Hedera (4)	L	D	P, T	1	Z, Em	+	+	-	-	-	Rogaland Research, P.O. Box 2503 Ullandhaug, 4004 Stavanger, Norway
PROCOM	SMT (5)	L	D	P, T	2	Z, Em	+	+	-	-	-	4108 Rainsong, Dallas, TX 75287, USA
Yoklar, M.A.	Yoklar/C	L	D	P, T	1	Tz, C	+	+	-	-	-	
	Yoklar/D	L	D	P, T	1	Tz, C	+	+	-	-	-	
	Yoklar/2D (3)	L	D	P, T	2	Tz, C	+	+	-	-	-	
	Yoklar/3D (3)	L	D	P, T	3	Tz, C	+	+	-	-	-	
	Yoklar/3D (3)	L	D	P, T	3	Tz, C	+	+	-	-	-	
<i>Industry - sponsored, University - developed programmes</i>												
Un. of Alabama	BHTH	L	D	T	1	Z, Em (+)	-	-	-	-	-	Prof. P.B. Visscher, Univ. of Al., Dept. of Physics, Box 870324 Tuscaloosa, AL 35487-0324, USA
Un. of Cal., Berkeley	Integrated	L	EL	P, T	2	Tz, Em	+	+	-	-	-	Prof. C-Y Wang, Univ. of Cal., Dept. Geol. Geophys., Berkeley, CA 94720, USA
Un. of Illinois	Basin Mod.	L	D	P, T	2	Tz, Em	+	+	-	-	-	
Un. of S. Carolina	Geopet 2 (6)	L	D	P, T	2	Tz, Em	+	+	-	-	-	Prof. C. Bethke, Univ. of Ill. at Urbana-Champaign, Dept. Geol., 245 Natural Hist. Building, 1301 West Green Street, Urbana, IL 61801, USA
Cornell/Lamont	Access. Basin	L	EL	P, T	2	Tz, C	-	-	-	-	-	Prof. I. Lerche, Univ. S. Carolina, Dept. Geol. Sci., Columbia, SC 29201, USA
		L	EL	P, T	2	Tz, C	-	-	-	-	-	Computational Mechanics Corp. (GBRN), 601 Concord Street, Suite 201, TENN 37919, USA
<i>Programmes whose use are restricted by nationality</i>												
JNOC	Sigma-2	L	D	P, T	2	Tz, Em	+	+	-	-	-	1-2-2 Hamada, Mihama-Ku, Chiba City, 261 Japan

地質学的な時間スケールにおける圧密過程を表現する場合、一般に空隙率(孔隙率)と埋没深度の関係を用いることが多い。これは、Athy(1930)によって最初にオクラホマの堆積盆地において確立されたもので、その後、同様の空隙率-埋没深度曲線がいくつも発表されている(Fig. 2-2)(例えば、Baldwin and Butler, 1985; Falvey and Middleton, 1981; Magara, 1980; Sclater and Christie, 1980)。一般的には、これらの式に、有効応力の考え方を取り入れた空隙水の脱水の遅れを考慮した項を付加することによってより現実に近い表現をすることが多い(例えば、Rubey and Hubbert, 1959)(3. 3. 1節参照)。ところで、有効応力の考え方によって堆積物の圧密を表現するモデルを提出したのは、土質工学の分野が先行しており、Terzaghi(1925)によって有効応力の増加にともなって圧密が進行することが示されている。このような表現をすることによって、石油の生成や過剰空隙水圧の発生に伴う水圧の増加を含んだ圧密の表現をすることが可能になる。

2. 4. 1. 2 炭化水素生成に関するモデル

鉱床を形成している石油の生成過程については、様々な議論が続けられており、決着は未だついていない状態であると思われる。これらの議論の詳細については、田口(1986)によくまとめられている。成因説は、大きく分けると、石油の生成の時期によって、続成作用初期成因説と続成作用後期成因説とに分けられる。続成作用初期成因説では、堆積物が完全に固結する以前に、堆積物中の有機物が分解・転化してプロトベトリウムという親水性の中間物質を形成する。それが、圧密水流によって貯留岩中に移動し、その後の続成作用によって石油へと変化すると考える。しかし、

- 1)プロトベトリウムがまだ発見されていない。
- 2)続成作用初期に形成される炭化水素は、高分子成分が卓越し、一般の石油の化学的特徴と異なる。
- 3)続成作用後期成因説に比較して発生する炭化水素の量が少ない。

という理由から、現在では、続成作用初期成因説の石油鉱床形成への貢献度は少ないと考えられている。一般的には、以下のような続成作用後期成因説が世界的に受け入れられている。

生物体を構成している高分子有機化合物は、その生物の死後運搬されて、海底や湖底に堆積物と共に堆積する。そこで、微生物による分解・加水分解等を受け、単量体となる。その後、これらの単量体は逆に重縮合するようになり、フルボ酸・フミン酸・フミン等の高分子有機化合物を形成する。これらの有機物は、堆積物中でさらに重縮合・環化・脱アミノ・脱炭酸・還元等の作用を受けてケロジェンに変化する。

埋没がさらに進むと、堆積物の温度は上昇し、ケロジェンは熱分解を受けるようになる。その結果、水・二酸化炭素と共に、液状炭化水素がケロジェンから発生する。埋没深度がより増大すると、さらに熱分解が進み、ケロジェンから発生した炭化水素が再び熱分解し、ガスやコンデンセートが生成される。このような有機熱成作用は、大まかには、Fig. 2-3のようにまと

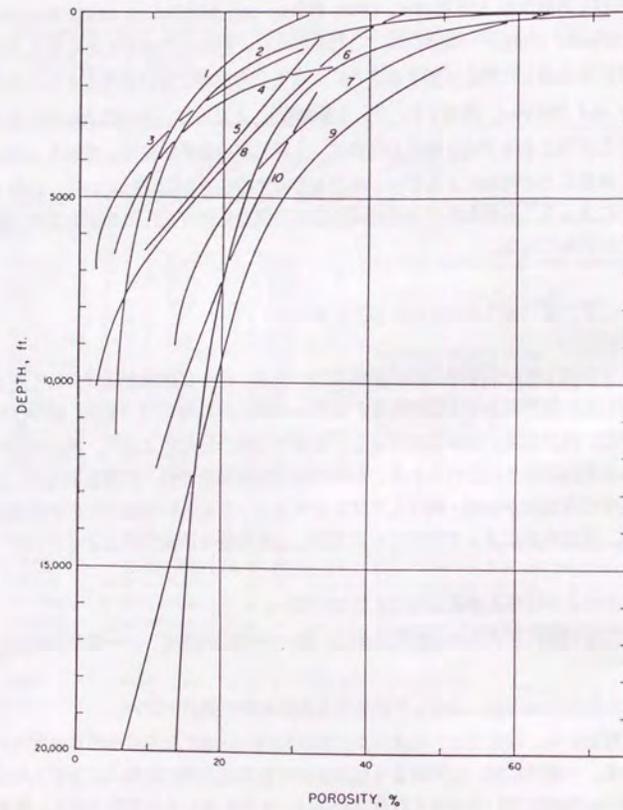


Fig. 2-2 Relationship between porosity and depth of burial for shales and argillaceous sediments. 1 = Proshlyakhov(1960); 2 = Meade(1966); 3 = Athy(1930); 4 = Hosoi(1963); 5 = Hedberg(1936); 6 = Dickinson(1953); 7 = Magara(1968); 8 = Weller(1959); 9 = Ham(1966); 10 = Foster and Whalen(1966). (Rieke III and Chilingarian, 1974)

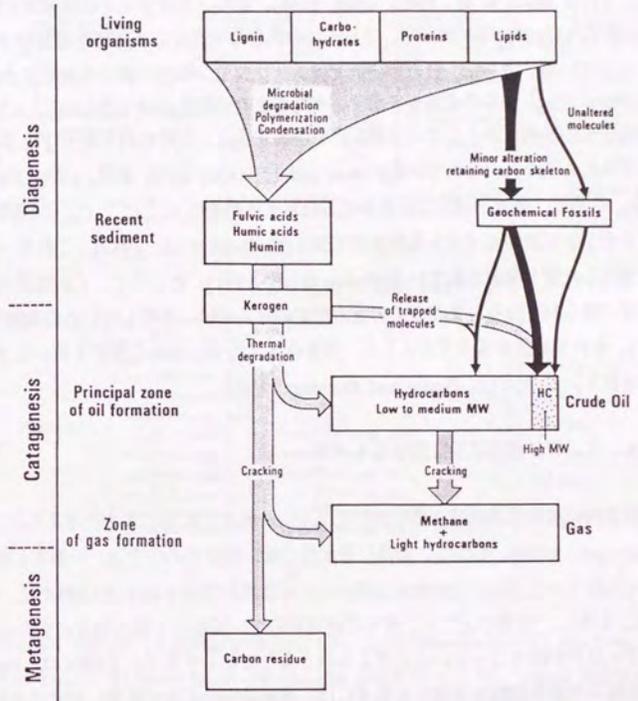


Fig. 2-3 Sources of hydrocarbons in geological situations, with regard to the evolution of organic matter. Geochemical fossils represent a first source of hydrocarbons in the subsurface (black solid arrows). Degradation of kerogen represents a second source of hydrocarbons (gray dotted arrows). (Tissot and Welte, 1984)

められる(Tissot and Welte, 1984)。

石油生成の解析では、主にケロジェンの分解による炭化水素の生成をモデル化することが重要である。石油地化学的・石油地質学的研究によって、ケロジェンの分解反応は、主として温度と時間に依存しており、圧力の影響を余りうけないことが示されている(Connan, 1974; Hood et al., 1975; Stach et al., 1982; Ujiie, 1986)。また、ケロジェンの分解反応は、Connan(1974)やHood et al.(1975)等によって、アレニウス型の一次反応式に従うと見做されることが明らかになっている。さらに、最近の研究では、ケロジェンの型の割合を表現するために、また、実際のケロゲンからの生成カインティクスをより適切に表現するために、いくつかの独立な一次反応式の並列反応として、分解反応を解析することが行われており(Fig. 2-4)、一般の地化学モデルにも取り入れられている(Tissot and Espitalié, 1975; 秋久, 1979; Tissot and Welte, 1984)。さらに、各々の独立な反応系における生成物を $C_1, C_{2-5}, C_{6-14}, C_{15+}$ の4種類に分けるいわゆるコンポジションモデルも発表されており(Espitalié et al., 1988)、これを一次元堆積盆モデルに適用した例も発表されている(Forbes et al., 1991)。ところで、この反応モデルでは、反応式の数が限られており、また、その数の決定の理由がはっきりしないとの指摘もあり(Lerche, 1990)、それを解決するモデルとして、活性化エネルギーの分布関数を用いるモデル化の方法も提案されている(例えば、Braun and Burnham, 1987)。

2. 4. 1. 3 流体移動に関するモデル

堆積盆内の流体の流れは、基本的にはダルシー流れで記述できると考えられている(例えば、Scheidtger, 1974)。しかし、非常に透水性の低い泥質岩の中では、一種のしきい圧力が存在し、それ以下の圧力勾配では流体は動かない可能性が指摘されてきた(例えば、Neuzil, 1986)。しかし、現在のところ、非常に浸透率の低い泥質岩の様な場合においても、基本的には、ダルシー流れが成り立っていると考えられるようになってきている(例えば、Neuzil, 1994)。

石油鉱床の形成過程を考慮する場合には、堆積盆内の石油の移動に関する考察が必要である。一般に、石油の移動に関しては、石油根源岩からキャリアー層へ排出される過程である一次移動と、キャリアー層内の流れである二次移動とに分けて考えられている。

2. 4. 1. 3. 1 石油の一次移動過程

石油の一次移動の主たる営力は、石油の生成時期によって様々なものが考えられている。その概要は河井(1977a, b)によってTable 2-4のようにまとめられている。具体的な移動の機構については、様々なものが提唱されており(Table 2-5)、それらを氏家(1990)に従って、以下にまとめる。

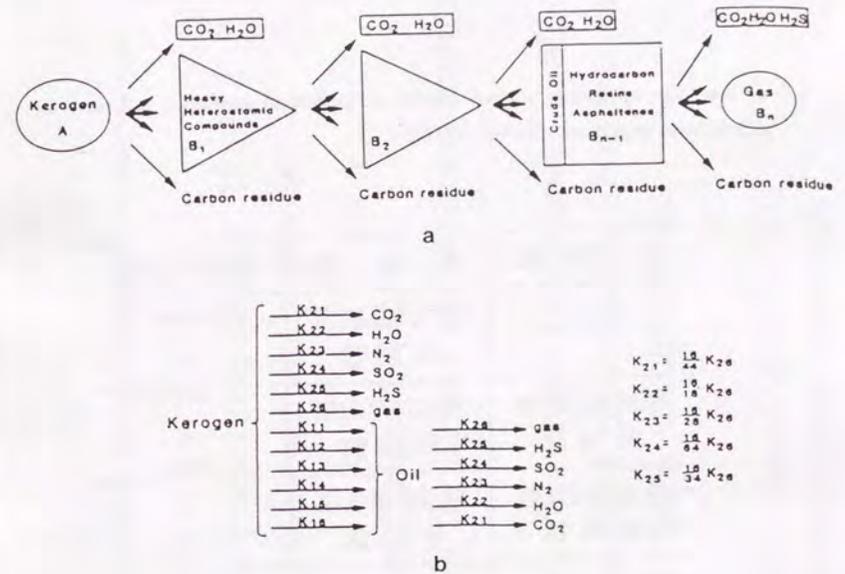


Fig. 2-4 (a) General scheme of kerogen degradation under thermocatalytic cracking. (b) Two detailed kinetic frameworks of oil and gas production. The Tissot(1969) scheme is produced by setting K_{21} through K_{25} to zero and by ignoring K_{26} in the direct transformation of kerogen to oil and gas. (Lerche, 1990)

Table 2-4 Correspondence between theories for petroleum generation and those for petroleum migration. (Kawai, 1977a)

成因説	移動説	泥岩の孔隙率
	続成作用初期 移動説	70% ↓
続成作用初期 成因説	続成作用前期 移動説	30% ↓
続成作用後期 成因説	続成作用後期 移動説	10% ↓ 0%

Table 2-5 Possible mode of primary migration (expulsion) of petroleum from source rocks.

1. Colloidal (micellar) solutions (Baker, 1959)

Not seems to be a very likely process

2. Molecular solution (Price, 1976)

Possible modes for lighter hydrocarbon fractions

3. Diffusion-controlled process (Leythaeuser et al., 1982)

Possible modes for lighter hydrocarbon fractions (gas)
Processes destroying accumulations

4. Hydrocarbon phase migration (Dickey, 1975)

Most plausible migration processes

a) コロイド説(Baker, 1959; Meinschein, 1959; Cordell, 1972, 1973)

ミセル説とも呼ばれ、水を媒体とする移動である。一般に石油は水には溶解しないが、石油炭化水素の分子が会合して親水コロイドを形成すれば、そのコロイドが水に溶解し、水の移動に伴って石油も移動できるという考え方である。しかし、コロイドの大きさは、6から500nm程度の大きさになってしまい(Baker, 1962)、続成作用初期以降では、泥岩の平均粒子間隙よりもコロイドの方が大きくなり、移動が困難であると考えられる(Fig. 2-5)。

b) 分子溶解説(Price, 1976)

真の溶解説とも呼ばれ、これも水を媒体とする移動である。炭化水素は、微量ながらも分子溶解の形で水にとける。しかも、温度上昇に伴い、高分子の炭化水素は、低分子の炭化水素よりも相対的な溶解度ははるかに高くなる(Price, 1976)。このような実験結果から、石油炭化水素は分子の状態のままで水にとけると考えた説である。しかし、

- 1) 油田形成に關与した水と石油の収支計算をすると、媒体となった水の量に比べて集積した石油の量が圧倒的に多い。
- 2) 集積した石油の組成が、水に対する溶解度と相関していない(Fig. 2-6; Fig. 2-7)。という理由で、移動機構の主体ではないと考えられている。

c) 拡散移動説(Leythaeuser et al., 1982)

拡散による移動を考える場合には、多孔質媒体内の水の移動を考慮しなくてよい。この場合、炭化水素は、その濃度が高い部分から低い部分に向かって移動することになる。Leythaeuser et al.(1982)は、いくつかの特別な地質条件においては、拡散による移動がガスの一次移動の主たる要因となりうることを示した。ところで、拡散による移動は、濃度の高い部分から低い部分に向かって起こる移動であるので、炭化水素鉱床、特にガス鉱床からのガスの消散の主たる要因と考えられる(Tissot and Welte, 1984)。

d) 油相説(Dickey, 1975)

石油が水とは独立して、単一の液相またはガス相として連続的に移動するという説である。一般には、泥質岩間隙中の石油相の有効浸透率が極めて低いので、油相での移動は疑問とされていたが、圧密をうけた泥質岩中の秩序水は、固体と同様な挙動を示し、さらに、熟成の進んだ根源岩内では、石油の飽和率が高まるので石油の相対浸透率が高まり、第一次移動としての油相移動が可能になると考えられる(Fig. 2-8)。後期移動説に立つかぎり、油相移動を唱えても、続成作用の進んだ泥質岩の浸透率は低いので、一次移動の機構について何らかの作用を付加することが多い。それらは以下のようなものである。

d-1) フラクチャー説(Tissot and Welte, 1978)

石油は油相またはガス相として、全く水の媒体なしに根源岩内のマイクロフラクチャーを通

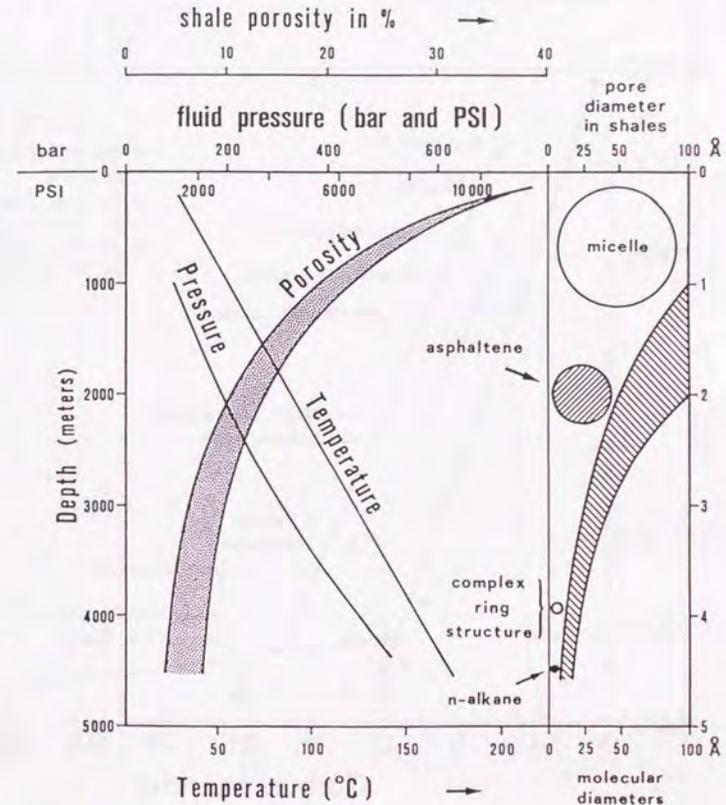


Fig. 2-5 Interrelationship of various physical parameters with increasing depth of burial for shale-type sediments. (Tissot and Welte, 1984)

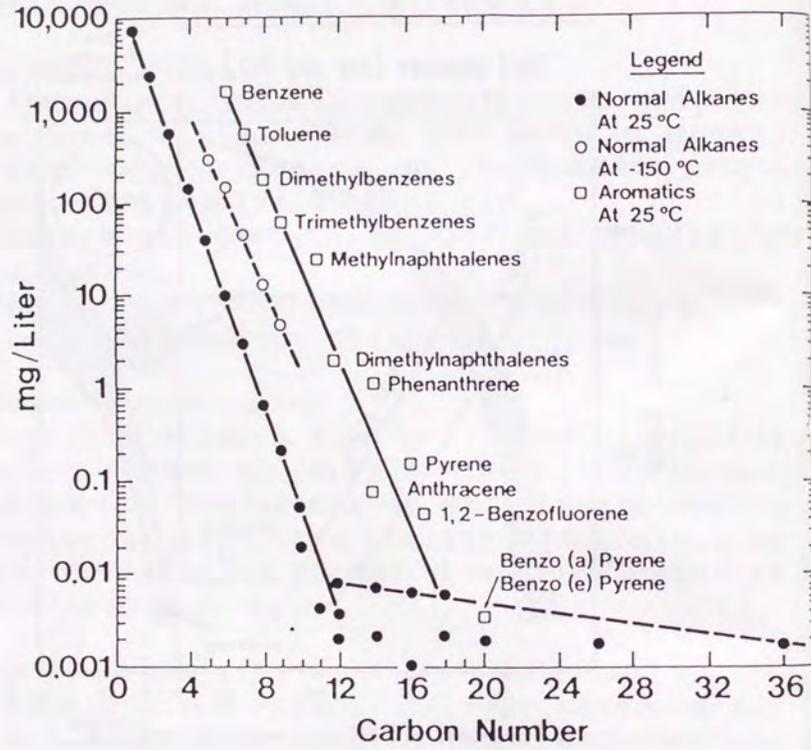


Fig. 2-6 Solubilities of normal alkanes and aromatics in water. (McAuliffe, 1979)

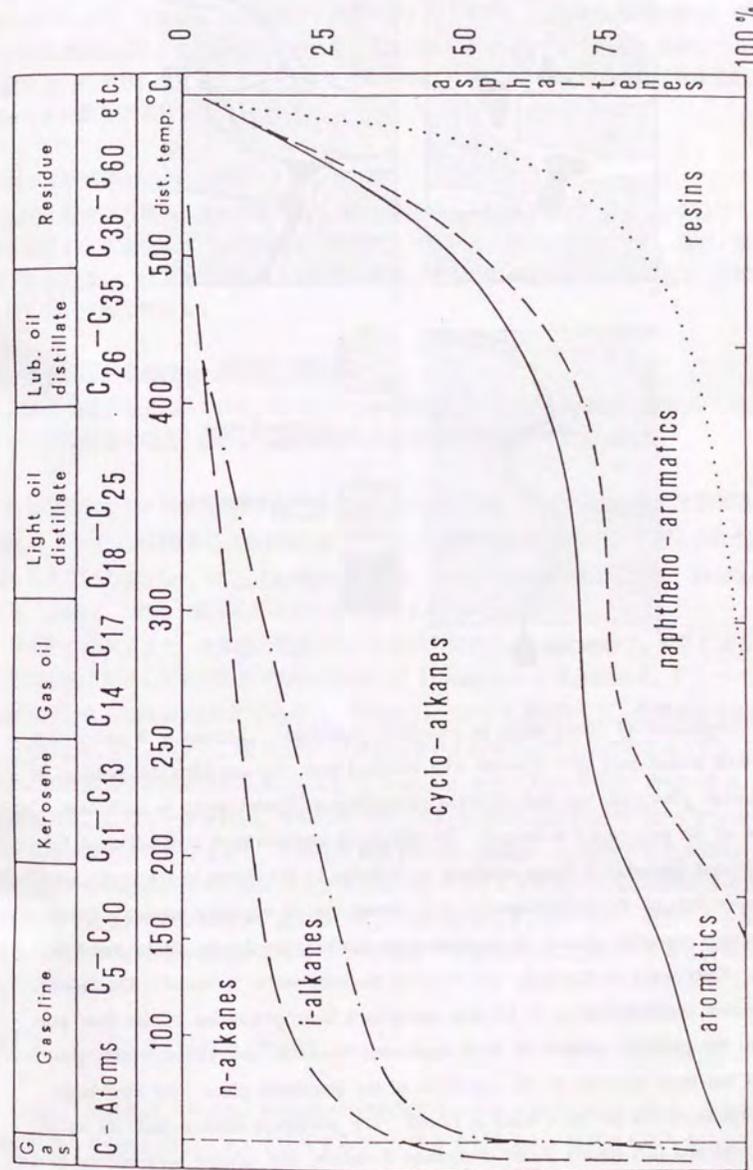


Fig. 2-7 Distribution of various petroleum compound classes in a typical medium crude oil. (Bestougeff, 1967)

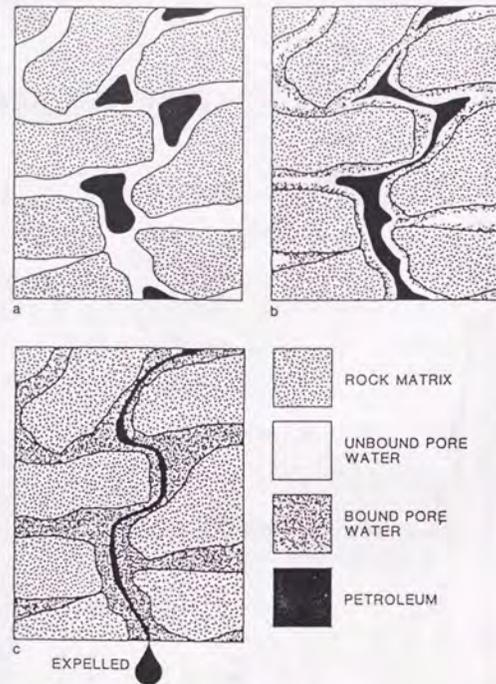


Fig. 2-8 Importance of bound water in petroleum expulsion. Cartoons a, b and c show potential source rock pore systems with identical pore volume, identical volumes of petroleum generated, but with different proportions of bound water in each case. (a) None of the pore water is bound. The petroleum concentration is insufficient for continuous filaments to form, resulting in globules of petroleum in the pores, unable to move through the interconnecting pore throats due to opposing capillary forces. Petroleum expulsion cannot occur: relative permeability to the petroleum phase is zero. Only water is expelled. (b) Some of the pore water is bound. The same petroleum concentration as in (a) now occupies a large proportion of the 'free' pore space: the globules coalesce to form continuous filaments and, although only pore water has been expelled so far, expulsion of the petroleum phase may now begin. (c) Effectively all the pore water is bound. The petroleum volume (still the same as in (a) and (b)) readily forms continuous filaments, and relative permeability to the petroleum phase is high. A large proportion of the petroleum available is actually able to be expelled (expulsion efficiency is high). (Pepper, 1991)

じて移動するという説である。マイクロフラクチャーの成因は次のように考えられる。続成作用の進行により、ケロジェンから低分子炭化水素が発生すると、流体の体積が増加し、根源岩内に高圧部が生じる。この高圧により、マイクロフラクチャーが形成される。このような過程の繰り返しにより、マイクロフラクチャーが連続的に発達して、石油が徐々にそれを伝わってキャリア層まで移動する。

d-2) ガス溶解説 (Neglia, 1979)

続成作用後期の過熱成帯で形成された高温・高圧のガスが断層やフラクチャーを通じて上昇する過程で、石油をガス中に溶解して、浅所へと運搬する。浅所に到達すると、温度・圧力の低下にともない、ガスは一部液化して石油となる。残りの軽い部分は、さらに上方へと移動して行くという考えである。

d-3) ケロジェン通過説 (McAuliffe, 1979)

蠟燭の芯説ともよばれている。ケロジェンから発生した石油炭化水素は、ケロジェン自身の三次元的な網目状構造を伝わって、根源岩の外へ移動するという考え方である。

最近の地質学的・石油地化学的研究の進歩によれば、石油・ガスは独立相として排出される(但し、ドライガスは拡散による移動も無視できないことが指摘されている)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)。これは、以下の観察結果から支持されている。

今までに述べてきた一次移動の要因の内、比較的可能性があるものとして、拡散による移動と石油の独立相としての移動の2つがあげられる。Leythaeuser et al.(1982)は、グリーンランドの海岸沿いの石油根源岩(泥質岩)を用い、その地点において氷床がなくなった時点から拡散による移動が起きたと仮定し、深さ方向への炭化水素分子の濃度の変化を測定することによって、見かけの根源岩中の拡散係数を算出した(Fig. 2-9; Fig. 2-10; Fig. 2-11)。England et al.(1987)は、このデータを用い、根源岩中の炭化水素相の移動速度を $4 \times 10^{-13} \text{ m}^3 \text{ m}^{-2} \text{ s}^{-1}$ と仮定し、ペクレ数を求めることによって、各炭化水素分子における拡散による移動と炭化水素相による移動の効率の比較を行った(Table 2-6)。その結果、ドライガスにおいては、拡散による移動が効率的であると判断されるが、炭素数の大きな炭化水素分子においては、拡散による移動はほとんど利いておらず、炭化水素相としての移動が一次移動の主たる要因であると判断されることが示された。

2. 4. 1. 3. 2 石油の二次移動

石油の二次移動は一次移動に引き続いて行われるキャリア層内の移動である。キャリア層に移動した油滴は浮力によって上昇するが、どこかで捉えられ、後続のものと合体してある

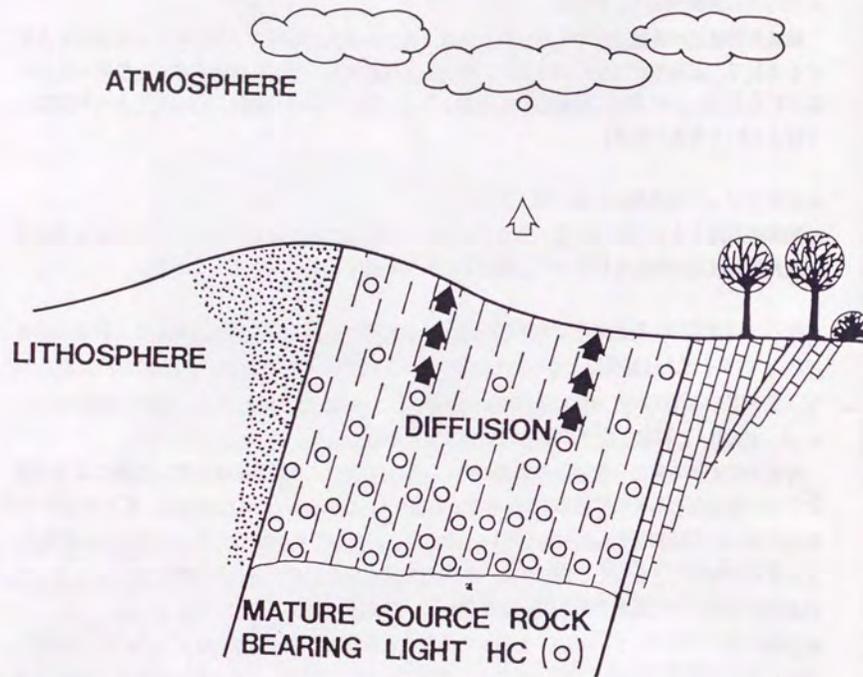


Fig. 2-9 Schematic representation of concept for study of diffusion effects: within near-surface interval of outcropping source-rock concentration gradients toward earth's surface serve as driving force for diffusion of light hydrocarbons. (Leythaeuser et al., 1982)

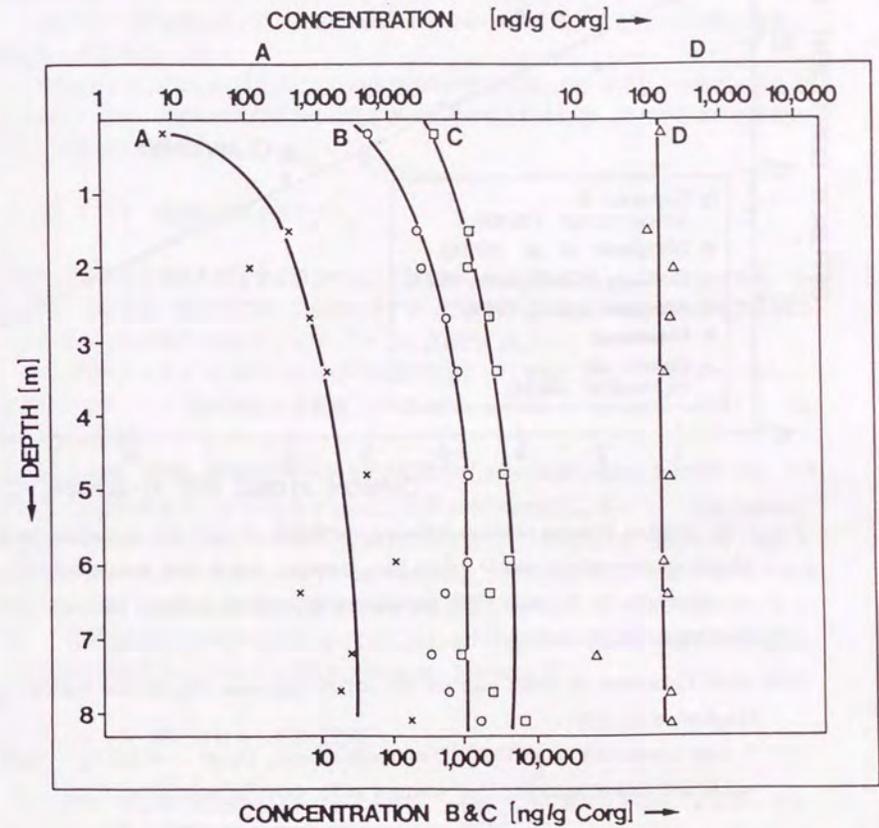


Fig. 2-10 Depth trends of concentrations of selected light hydrocarbons in near-surface interval of Campanian/Maastrichtian-age source-rock shales, core-hole E, west Greenland. A, propane; B, iso-butane; C, n-butane; D, n-heptane. (Leythaeuser et al., 1982)

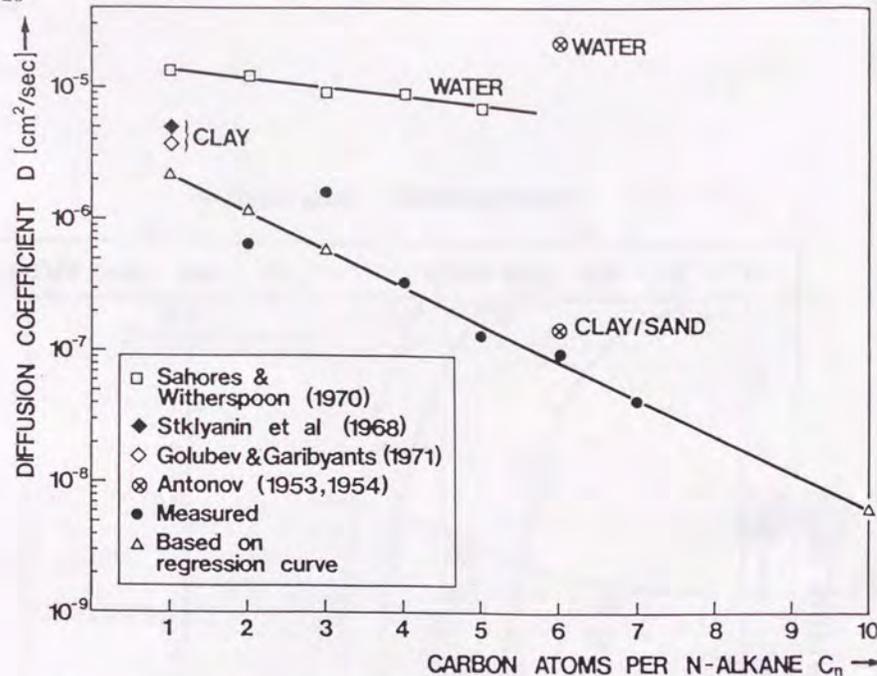


Fig. 2-11 Relation between effective diffusion coefficient, D , and carbon number for n -alkanes in comparison with D values from literature, which were determined experimentally for diffusion either in water or in rocks of indicated lithology. (Leythacuser et al., 1982)

Table 2-6 Calculation of Peclet numbers for vertical migration of petroleum liquids. (England et al., 1987)

\dagger : from Leythacuser et al.(1982); \ddagger : extrapolated using $\log_{10} D = -0.283 C_n - 10.39$ where n is carbon number. q is assumed to be $4 \times 10^{-13} \text{ m}^3 \text{ m}^{-2} \text{ s}^{-1}$.

	$(\text{m}^2 \text{ s}^{-1}) D^*$	Peclet numbers (qw/D) for different length scales (w)		
		$w = 10 \text{ m}$	$w = 100 \text{ m}$	$w = 1000 \text{ m}$
Methane	2×10^{-10}	0.02	0.20	2.0
Ethane	1×10^{-10}	0.04	0.40	4.0
Propane	6×10^{-11}	0.07	0.70	7.0
Isobutane	4×10^{-11}	0.10	1.0	10
n -butane	3×10^{-11}	0.13	1.3	13
n -pentane	2×10^{-11}	0.20	2.0	20
n -hexane	8×10^{-12}	0.50	5.0	50
n -heptane	4×10^{-12}	1.0	10	100
n -decane	$6 \times 10^{-13} \ddagger$	6.7	67	670
n -tricosane	$1 \times 10^{-13} \ddagger$	40	400	4000

程度の大きさの塊になる。これにより、炭化水素相にかかる浮力が大きくなり、この結果さらに上方への移動が起こる。浮力の大きさは炭化水素相と水相の比重差および、炭化水素相柱の高さの積であり、これが毛細管の抵抗力を越えると移動が可能となる。キャリアー層内に圧力勾配がある場合には水流によって運ばれることも考えられる。

このような二次移動によって、石油は移動のポテンシャルと抵抗力が平衡する場所に滞留・集積するとされる。

二次移動については、油層工学における多相流れの理論を用いて記述することができるが、実際の密度差置換の速度を適切に表現するためには、相対浸透率・毛細管圧力などの議論が必要である。

2. 4. 1. 4 熱移動に関するモデル

熱移動に関する現象を記述する場合には、エネルギー保存則を用いるのが一般的である。エネルギー保存則は、熱力学の第一法則のことであって、熱や仕事を含めて、いろいろな形態のエネルギーの和が保存されることを示している。具体的には、

{系の内部エネルギーと運動エネルギーの蓄積速度} = {対流で運ばれる内部エネルギーと運動エネルギー} + {熱伝導による熱量} + {重力による仕事} + {圧力による仕事} + {粘性力による仕事}

と書ける(長島, 1978)。堆積盆内熱移動モデルに限らず、熱の移動を考慮するモデルでは、これらの内、どの現象までを取り込むかによって、モデルの内容が変化してくる。一般的な堆積盆内熱移動モデルにおいては、エネルギーの移動の要因として、熱伝導による熱の移動と対流で運ばれる内部エネルギーを取り入れている(Hermanrud, 1993参照)。また、一部の堆積盆内熱移動モデルでは、熱伝導による熱の移動を考慮する場合に、リソスフェア内部の熱伝導までを考慮し、堆積物の急激な堆積や侵食によって起こされる堆積盆地基盤からの熱流量の急激な変化を自動的に計算するようにしている(Ungerer et al., 1990)。

2. 4. 1. 5 粘土鉱物からの脱水過程

粘土鉱物、特に膨潤性を示すスメクタイト等は、一般に大量の層間水を持っているが、その層間水は、温度上昇にともない排出され、間隙水に付加される(Fig. 2-12)。この作用によって、間隙水の体積が増加し、間隙水圧が増大する。従って、この効果は、圧密の遅れ、過剰間隙水圧の発生等に影響を与えると考えられる。具体的には、この反応は、スメクタイトがイライトに変化する過程として捉えられる。

スメクタイトがイライトに変化していく過程は、以下の3つの反応のステージを経ると考えられている(Bekins, et al., 1994)。それは、

1)カリウムイオンの交換によるスメクタイトからイライトへの変化

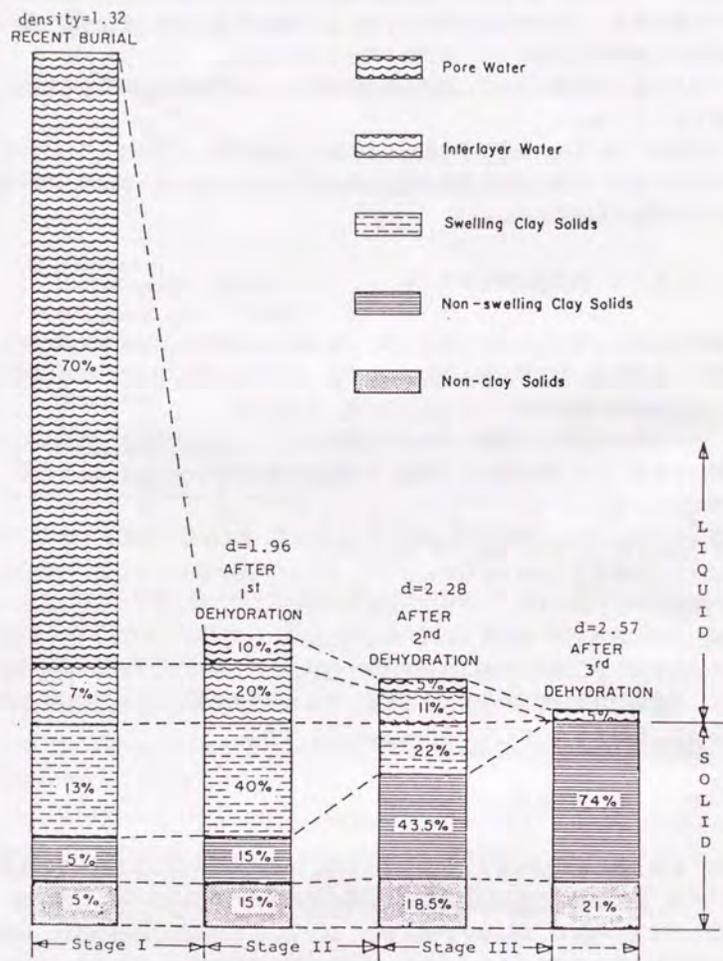


Fig. 2-12 Marine shale bulk composition during dehydration. (Burst, 1969)

2)スメクタイトの溶解とイライトの沈殿

3)イライトの再結晶

である。このような反応系は、主として時間と温度に依存する反応であり、反応速度論的なモデル化がなされている。今まで行われてきた検討は、大きく分けて二つの方法で行われてきている。即ち、一つは、鉱物を実験室内でスメクタイトからイライトへ変化させ、その過程での反応速度パラメータを決定しようとするもの(例えば、Eberl and Hower, 1976; Roberson and Lahann, 1981; Howard and Roy, 1985; Whitney and Northrop, 1988; Huang et al., 1993)であり、一つは、埋没史が明らかになっている堆積盆や熱履歴が単純な貫入岩近傍におけるデータを用い、自然界における鉱物組み合わせの変化を計測し、そこから見かけの反応速度パラメータを決定しようとするもの(例えば、Velde and Vasseur, 1992; Pytte and Reynolds, 1989; Dutta, 1986)である。また、このような反応系の反応モデルとしては主として以下の三つが提唱されている。

- 1)アレニウス型の一次反応もしくは一次反応の並列・組み合わせとして表現するもの(例えば、Eberl and Hower, 1976; Dutta, 1986; Velde and Vasseur, 1992)。
- 2)イライトとスメクタイトの配列状態が反応速度に関係すると考え、それらを確率的に扱ったモデル(例えば、Bethke and Altaner, 1986)。
- 3)アレニウス型の高次反応として表現するもの(例えば、Pytte and Reynolds, 1989; Huang et al., 1993)。

ところで、室内実験によって求められた反応速度パラメータは、実験者によって大きく異なっており(Velde and Vasseur, 1992)、実験上の問題があることが示唆されている。さらに、実験室で得られた反応速度パラメータは、自然界のデータを用いて得られた値に比べて非常に大きくなっており、これは、反応過程が違っている可能性が指摘されている(Vasseur and Velde, 1993)。即ち、小さい反応速度パラメータは、イオン交換もしくは鉱物の溶解が主たる反応過程であると考えられ(Lasaga, 1981)、自然界ではこの反応過程が主であると考えられるが、実験室条件では、鉱物自体の反応が起きているために大きな反応速度パラメータを示している可能性がある(Vasseur and Velde, 1993)。従って、自然界で起きている現象を数値的に再現する場合には、現在の知識では、自然界における鉱物組み合わせの変化を計測し、そこから見かけの反応速度パラメータを決定するアプローチが有効であることが理解される。

2. 4. 1. 6 変形現象に関するモデル

圧密以外の堆積盆内の変形現象は、2. 4. 2. 4節に述べるように、炭化水素鉱床の評価を目的とした堆積盆シミュレータでは、空間分割法として有限差分法を用いているものがほとんどであるために、取り入れるのが非常に困難であるのが一般的である。しかし、堆積盆内の流体の流動を考慮するうえで重要である断層については、ほとんどのシミュレータにおいて、

何らかの方法で組み込まれている。一般には、有限差分法の枠組みの中で表現できるように、堆積盆内のモデル化すべき断層をすべて垂直もしくは水平の断層と取り扱っている(例えば、Ungerer et al., 1990)。ただし、断層にともなう変位と圧密、流体流動をモデル化したものもあり、それを用いて、オレゴン沖の付加体、バルバドス沖の付加体の地質現象の数値計算がなされている(Fig. 2-13)(Henry and Wang, 1991)。ただし、この計算に用いられたシミュレータでは、空間分割法としては有限要素法が用いられている。

また、堆積盆内での流体流動を考慮するうえでは、過剰間隙水圧の発生にともなうマイクロフラクチャリングが重要であることが指摘されており(Lerche, 1990)、ほとんどの堆積盆シミュレータで取り入れられている。

2. 4. 2 堆積盆シミュレータの現状

2. 4. 2. 1 堆積盆シミュレータの具体例

2. 3節に述べたように、堆積盆シミュレータの開発は、ドイツ・フランス・アメリカの4箇所の研究機関で精力的に進められており、いくつかの商用シミュレータも発表されている(Table 2-3)。ここでは、Exxon、TOTAL、BP等がユーザーとして用いているIFP-BEICIP(フランス)が作成した商用シミュレータTEMISPACK®を例として、現存の堆積盆数値モデルの内容を概観する(Ungerer et al., 1990)。

このシミュレータでは、2. 4. 1節で説明している各過程のうち、粘土鉱物からの脱水過程以外をモデル化し、解析できるようになっている。具体的には、圧密過程は、有効応力の考え方を採用しており、従って、過剰間隙水圧の発生を考慮できるようになっている。また、水圧破碎現象も考慮されている。熱の計算においては、熱伝導による熱の移動と流体の移動にともなう熱の移流を考慮している。さらに、地殻および上部マントルまでをモデル化し、熱の計算に加えることが可能であり、リフティングイベントやテクトニックな沈降、急激な堆積や削剝にともなう基盤からの熱流量の変化を自動的に計算することができるようになっている。炭化水素の生成は、反応速度論的な扱いをしている。また、炭化水素の根源岩からの排出および移動は、油層工学的な取り扱い、即ち、二相のダルシー流れで表現するようにしている。

また、これらの計算をするうえで必要な入力データを作成するためのバックストリッピングもモデルに組み込まれており、さらに、計算結果を表示する出力も、坑井データとしての表示、二次元断面としての表示、時間の関数としての表示ができるように工夫されている。

このシミュレータは、FORTRAN77によってコーディングされており、SUN_UNIXタイプのワークステーションもしくは、CRAY社のスーパーコンピュータ上で計算ができるようになっている。

ただし、このシミュレータでは、二次元断面での計算しか行えず、二相流体流動を表現するパラメータが堆積盆発達過程を通じて固定されており、毛細管圧力は岩質のみの関数となっ

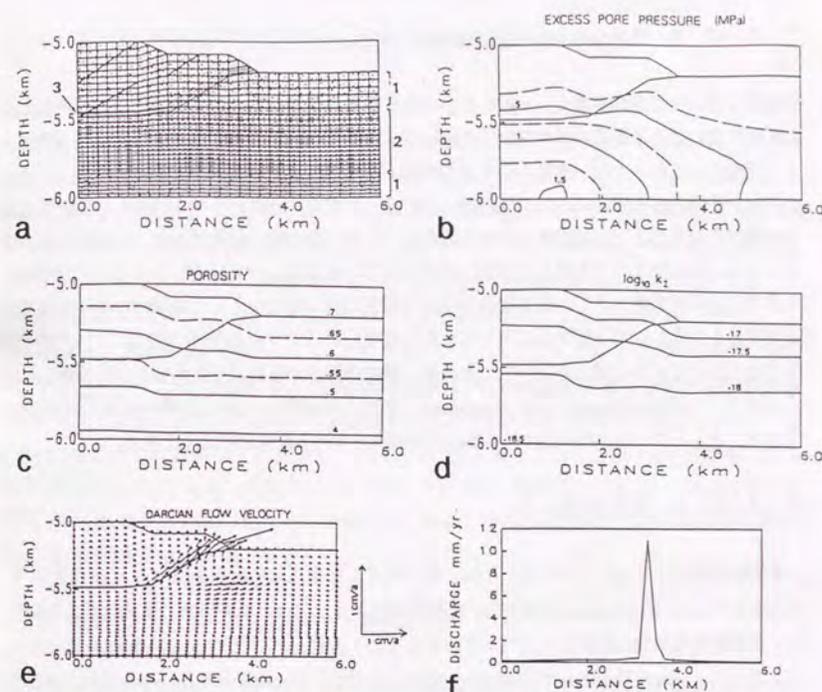


Fig. 2-13 Example of two-dimensional fluid flow calculation of an accretionary wedge (thrust fault dominated setting) with imposed thrusting kinematics. (Henry and Wang, 1991)

(a) Mesh of the model at the end of the computations. The domains in which each set of material properties is used are shown: 1, isotropic clays and clayey muds; 2, decollement and clays with sand layers, this is modelled by clay type material properties but with an horizontal permeability increased by two orders of magnitude; 3, fault elements with two orders of magnitude of anisotropy. (b) Output of excess pore pressure field, in megapascals, from the model. (c) Porosity contour lines of the sediment in the model. (d) Decimal log of permeability in the direction normal to the strata (minimal permeability) of the sediment in the model. (e) Vector plot of fluid flow in the model. Boundary condition at the seaward boundary is no flow. (f) Graph of the surface discharge. This graph give the norm of the Darcy fluid velocity projected at surface nodes, without correction for the angle between the vector and the surface.

いるなど、いくつかの改良すべき点が残されている。

2. 4. 2. 2 既存シミュレータの空間次元

現在までに発表され、また、一般に用いられている堆積盆シミュレータのリストと内容に関してはすでに2. 3節に示されている(Table 2-1; Table 2-2; Table 2-3)。これらを見るとほとんどのシミュレータは一次元もしくは二次元モデルとなっている。一次元モデルと二次元モデルは、探鉱をする場合において取り扱い方が違っており、一次元モデルは主として炭化水素の生成および排出までを考察するための道具として用いるのが一般的であり、二次元モデルは主として二次移動までを考慮する場合に用いられている(中山, 1991)。特に、一次元モデルは、入手できる地質情報が乏しい新地域の石油地質評価においてはかえって能率的に解を求めることができるために、近年実用面においてその応用域を広げつつある(中山, 1991)。いくつかの機関では三次元モデルの開発を行いつつあるが、筆者の知るかぎり、三次元モデルを公表したところはドイツのIES(Wangen and Throndsen, 1994)と本研究によるもの(徳永ほか, 1994)の2つである。ところで、IESのものは、水のみ単相流を考慮したもののものである。

2. 4. 2. 3 座標系の取り方

初期の堆積盆シミュレータにおいては、格子サイズを固定した座標系(オイラー座標系)が用いられていた。de Bremaecker(1983)は、彼の堆積盆シミュレータにおいて、圧密を考える場合に、座標系が堆積物の圧密にともなって変化していく座標系(ラグランジュ座標系)を取り入れた。さらに、South Carolina大学のグループは、ラグランジュ座標系を用いるうえで、全体を0から1までにスケリングするフラクショナル座標系を用いている。これは、堆積速度の急速な変化による境界での不安定性に対応するためである(Lerche, 1990; Hermanrud, 1993)。Hermanrud(1993)によると、オイラー座標系とラグランジュ座標系との優劣については単純に判断できないとしているが、最近(1984年以降)に発表された論文ではほとんどのものがラグランジュ座標系を用いていることから、ラグランジュ座標系の方が最近では好まれているようである。

2. 4. 2. 4 数値解析法

非常に初期の堆積盆モデルにおいては、現象を単純化することによって解析解を用いた検討が行われてきた。しかし、最近のコンピュータの急速な発展にともなって、現在では、より複雑な現象までを取り込んだ数値解析によるモデルが堆積盆モデルとして捉えられている。堆積盆モデルでは、非線形性の強い多相流体流動を対象とするために、ほとんどのモデルでは有限差分法を用いた数値モデル化が行われている。しかし、堆積物の変形を主として捉えようと

するモデルにおいては、有限要素法を用いたモデルも発表されている(2. 4. 1. 6節参照)。

2. 4. 2. 5 堆積盆シミュレーション技術に関する研究の最近の流れ

2. 3節にも述べたように、1980年代の堆積盆シミュレーション技術の概念、考え方の急速な進歩と、コンピュータの能力の急速な発展にともない、1980年代の後半から1990年代の前半にかけては、堆積盆シミュレータの実堆積盆への応用がなされるようになってきた(例えば、Dofé et al., 1993)。実堆積盆への応用においては、堆積盆発達過程における熱史の評価が非常に重要であることが明らかにされ(例えば、Waples et al., 1992)、熱史の評価を行うために、熟成度を示す指標であるビトリナイト反射率やその他の有機物熟成指標に関する研究が進められ、それらの反応速度論的パラメータの評価が行われて来ている(例えば、Suzuki et al., 1993; Sweeney and Burnham, 1990)。また、モデルを用いるうえで今までほとんど評価されてきたいなかった入力パラメータ(例えば、泥質岩の絶対浸透率(Tokunaga et al., 1994)や相対浸透率(Okui and Waples, 1993))をどのように評価すればよいのかという基礎的な検討も少しづつおこなわれるようになってきている。このような動きと共に、堆積盆シミュレータの拡張を目指した試みも行われるようになってきている。即ち、それらは、堆積盆シミュレータの三次元への拡張(Wangen and Throndsen, 1994; Tokunaga et al., 1994; 徳永ほか, 1994)および多成分多相系への拡張(Burrus, 1994)である。

2. 5 堆積盆シミュレータの問題点と本研究の目的

堆積盆数値モデルのコンセプトは、1970年代に急速に発展し、その成果を取り込むことによって、1980年代に基本的な堆積盆シミュレータの枠組みは完成した。また、堆積盆シミュレータを用いた実堆積盆への応用も活発に行われている(例えば、Dofé et al., 1993)。しかし、堆積盆シミュレーション技術の分野においては、少なくとも以下の点に関しては、検討がなされなければならないと思われる。

1) 堆積盆シミュレータの空間次元の拡張(三次元化)

堆積盆シミュレータは、地質時間に亘る堆積盆発達過程と、それにもなう炭化水素の生成・移動・集積をモデル化することによって、炭化水素鉱床の形成過程に関する検討を行うことを目的の一つとしている。このような現象を考える場合、炭化水素および水の移動が非常に重要な要素になってくる。流体流動は、地層分布や堆積盆形態の時間に伴う変化によって、堆積盆内では複雑な三次元流れをしていることが容易に考えられる。そのために、地質時代に亘って流体の流動を十分に表現することができる二次元断面を決定することは一般には非常に困難であると思われる。探鉱対象が大規模構造であった時期には、二次元断面を用いた検討も十分意味があったと考えられるが、現状では、対象が中・小規模油田、特に、既存油田の近傍の

構造になってきつつあり(Brennan et al., 1990)、また、単純な背斜構造以外にも、層位トラップ等が重要な探鉱対象となっている現在では(天然ガス鉱業会・大陸棚石油開発協会, 1992)、特に三次元的なモデル化が必要と思われる。このことは、適切な入力データを得るための手法に関する検討が今後必要になるが、三次元堆積盆シミュレータを開発することが本質的に重要であることを示している。

2) 堆積盆内での現象を表すパラメータのセンシティブィティスタディー

堆積盆シミュレータは、一般に、圧密、熱および流体の移動、炭化水素の生成をモデル化したものと捉えられるが、このような現象を数値計算するためには、非常に多くのパラメータを決定することが必要になってくる。また、数値計算の結果は、パラメータの与え方に大きく左右される。従って、堆積盆シミュレータを用いた堆積盆発達史、炭化水素鉱床形成史の再現を試みる場合には、与えるパラメータが実際の地質現象を十分に表現するものであることが必要になってくる。特に、どのパラメータが計算結果に大きな影響を与えるかについての評価を行い、そのうえで、重要なものについては、特に、実験的・理論的検討を行うことが必要となってくる。ところが、現在までのところ、総合的な堆積盆シミュレータにおいてこのようなパラメータセンシティブィティスタディーはほとんど行われていないのが現状である。

3) 泥質堆積物中の流体流動物性に関する検討

堆積盆シミュレータにおいては、泥質堆積物の流体流動特性が非常に重要であることが指摘されている(例えば、Waples, 1991)。特に、炭化水素は石油根源岩である泥質岩中で形成されると考えられており、炭化水素の排出に関して、泥質堆積物の流体流動特性は決定的に重要である。ところで、間隙率が50%以上という圧密初期については、土質工学・農学の分野で浸透率に関する実験的検討および単純化されたモデルを用いた検討がなされており(例えば、Tavenas et al., 1983)、また、石油掘削井から採取されたコアの実測による検討が間隙率の小さい領域では行われている(例えば、Katsube et al., 1991)(5章参照)。しかし、圧密の初期から後期までに亘って実際にどのような浸透率の変化をしているかに関する検討はほとんどなされていない。また、多相流体流動パラメータに関しては、Okui and Waples(1993)による検討が見られるのみである。

堆積盆シミュレーション技術に関する上記のような現状から、本研究においては、以下の点に関する検討を行っている。

- 1) 三次元二相堆積盆シミュレータの開発とシミュレータによる地質現象の表現に関する検討
- 2) 二次元モデルおよび三次元モデルの比較検討
- 3) 堆積盆内における多相流体流動パターンを考慮した格子分割法に関する検討
- 4) 泥質堆積物の物性変化に関する実験的検討とその結果を用いた感度解析
- 5) いくつかの地質過程に対する入力パラメータの感度解析

このような検討の後に、本研究では、実堆積盆のデータを用いた三次元堆積盆発達史の数値解析を行い、実堆積盆を対象とする場合のデータの取り扱い方および評価の仕方、モデル化の方法について検討を行うと共に、堆積盆数値シミュレータの実現象への適用可能性について議論を行う。

3 三次元二相堆積盆シミュレータBASIN3D2Pの開発

3.1 はじめに

本章では、今回開発した三次元二相堆積盆数値シミュレータBASIN3D2Pの詳細について記載する。まず最初に、BASIN3D2Pで採用している地質現象、即ち、圧密及び侵食過程、有機物熟成及び炭化水素生成過程、流体流動過程、熱移動過程、粘土鉱物からの脱水過程、変形現象、の各々の数値モデル化について説明する。その後、上記モデルを表現するパラメータについて、現時点において公表されているデータを用いたレビューを行う。さらに、上記数値モデルの連成解析手法について記述する。その中で、長期地質現象を扱ううえで問題となる、格子の変形の取り扱い及び、数値計算の収束性の向上のために用いているいくつかの手法についても説明する。また、実際の堆積盆地のデータを用いて、数値計算を行うためのデータを取得するうえで必要なバックストリッピング法およびその結果得られたデータを用いたフォワードモデリングの例を示す。最後に、堆積盆数値モデルにおいて様々な取り扱いが今までになされてきている侵食過程モデル、水圧破碎モデル、について、BASIN3D2Pでの取り扱いの例を示し、その妥当性について議論する。

3.2 BASIN3D2Pで用いる油田形成のシナリオ

BASIN3D2Pで用いている油田形成のシナリオは以下のとおりである。

堆積物は、堆積の進行にともなって埋没していくが、埋没が進行するに従って、堆積物中から間隙水が排出されることによる圧密が進行する。また、埋没が進行するに従って、地層温度は上昇し、有機物の熟成が進行する。本シナリオでは、現在の石油地化学の分野では最も一般的なケロジェン起源説に基づいた石油の続成作用後期成因説を採用している。地下深部で熟成された有機物は液状炭化水素を生成するが、これらは、基本的には石油根源岩と呼ばれる泥質岩中でおこる。泥質岩中で生成された石油は、石油の独立相として泥質岩から排出されキャリアー層に移る。キャリアー層内では、ポテンシャル差に従って石油は移動し、トラップに集積して移動が終わる。ここでは、石油の移動のポテンシャルとトラップにおける抵抗力が平衡している。現在までに行われてきている個々の現象に関するレビューは2.4.1節を参照されたい。

BASIN3D2Pで採用している地質現象はTable 3-1に示されており、また、主たる支配方程式はTable 3-2に示されている。

3.3 BASIN3D2Pにおける地質現象の数値モデル

3.3.1 圧密及び侵食過程

Table 3-1 Geological processes considered in BASIN3D2P.

Sedimentation and Compaction	
Athy's equation or Falvey & Middleton's equation + Terzaghi's effective stress model	
Lithology (sand-mud ratio)	
Maturation (Vitrinite reflectance)	
Arrhenius 1st order parallel equations (Easy %Ro method)	
Petroleum generation	
Arrhenius 1st order parallel equations (oil or gas generation only)	
Fluid flow	
3 dimensional 2 phase compressible Darcian flow	
Permeability reduction during compaction	
Permeability anisotropy of muddy rocks	
Change of relative permeability, capillary pressure during compaction	
Change of physical properties (density and viscosity) of fluids	
Heat flow	
3 dimensional convective/conductive heat flow	
Change of physical properties (thermal conductivity, specific heat, and enthalpy) of fluids, rock matrix, and rock/fluid systems	
Heat flow history	
Clay dehydration (Smectite to illite transformation)	
Higher order Arrhenius equation	
Deformation	
Hydraulic fracturing	
Faults	

Table 3-2 Main constitutive equations used in BASIN3D2P.

Compaction model

$$\phi = \sum_i r_i \phi_{0i} \exp(-c_{a_i} \gamma z) \quad (\text{modified Athy(1930)'s equation})$$

or

$$\phi = \sum_i r_i \frac{1}{\frac{1}{\phi_{0i}} + c_{fm_i} \gamma z} \quad (\text{modified Falvey and Middleton(1981)'s equation})$$

$$\gamma = \frac{\sigma'}{\sigma - P_{hy}}$$

Fluid flow model

(water)

$$\nabla \cdot \left(\frac{Kk_{rw}}{\mu_w B_w} \nabla \Phi_w \right) + \frac{1}{B_w} \frac{d}{dt} \left(\frac{B_w (1-\phi) \rho_s \cdot SMEC \cdot Y_w}{\rho_{wst}} \right) = \frac{S_w}{(1-\phi) B_w} \frac{d\phi}{dt} + \phi \frac{d}{dt} \left(\frac{S_w}{B_w} \right)$$

(oil)

$$\nabla \cdot \left(\frac{Kk_{ro}}{\mu_o B_o} \nabla \Phi_o \right) + \frac{1}{B_o} \frac{d}{dt} \left(\frac{B_o (1-\phi) \rho_s \cdot TOC \cdot Y_o}{\rho_{ost}} \right) = \frac{1-S_w}{(1-\phi) B_o} \frac{d\phi}{dt} + \phi \frac{d}{dt} \left(\frac{1-S_w}{B_o} \right)$$

Heat flow model

$$\begin{aligned} & \nabla \cdot \left(\frac{\rho_{wst} h_w Kk_{rw}}{\mu_w B_w} \nabla \Phi_w \right) + \nabla \cdot \left(\frac{\rho_{ost} h_o Kk_{ro}}{\mu_o B_o} \nabla \Phi_o \right) + \nabla \cdot (\lambda \nabla T) + \frac{d}{dt} \left\{ (1-\phi) \rho_s \cdot SMEC \cdot Y_w \cdot U_w \right\} \\ & + \frac{d}{dt} \left\{ (1-\phi) \rho_s \cdot TOC \cdot Y_o \cdot U_o \right\} + Q_{dr} = \frac{\rho_{wst} S_w U_w}{(1-\phi) B_w} \frac{d\phi}{dt} + \phi \frac{d}{dt} \left(\frac{\rho_{wst} S_w U_w}{B_w} \right) + \frac{\rho_{ost} (1-S_w) U_o}{(1-\phi) B_o} \frac{d\phi}{dt} \\ & + \phi \frac{d}{dt} \left(\frac{\rho_{ost} (1-S_w) U_o}{B_o} \right) + \rho_s (1-\phi) \frac{dU_s}{dt} \end{aligned}$$

Table 3-2 Continued.

Geochemical models	
(Clay dehydration model)	(Pytte and Reynolds(1989)'s model)
$\frac{dS}{dt} = -A \exp\left(-\frac{E}{RT}\right) (K/Na) \cdot S^5$	
$(K/Na) = 74.2 \exp\left(-\frac{2490}{T}\right)$	
$Y_w = 0.2(S_0 - S)$	
(Petroleum generation model)	(Tissot and Welte(1984)'s model)
$\frac{dx_i}{dt} = -k_i x_i$	
$k_i = A_i \exp\left(-\frac{E_i}{RT}\right)$	
$Y_o = \sum_i C_i (1 - x_i)$	
(Vitrinite reflectance model)	(Sweeney and Burnham(1990)'s model)
$\frac{dw_j}{dt} = -k_{vj} w_j$	
$k_{vj} = A_v \exp\left(-\frac{E_{vj}}{RT}\right)$	
$F = 1 - \sum_j \frac{w_j}{w_{0j}}$	
$\%R_o = \exp(-1.6 + 3.7F)$	

Table 3-2 Continued.

Deformation model	
(Hydraulic fracturing model)	
$P_p > P_{hy} + K_0(\sigma_v - P_{hy}) + T_s$	
$K_v = K_{mat} + C_h(P_p - P_{crit})^\alpha$	
Nomenclature	
A	frequency factor for smectite to illite transformation (1/s)
A _i	frequency factor for i th reaction of petroleum generation (1/s)
A _v	frequency factor for the reaction of vitrinite (1/s)
B _o	formation volume factor of oil phase (fraction)
B _w	formation volume factor of water phase (fraction)
C _i	ratio of organic material reacting in the i th reaction to unit weight of organic material (fraction)
c _{ai}	Athy(1930)'s constant for i th sediments (1/m)
c _{mi}	Falvey and Middleton(1981)'s constant for i th sediments (1/m)
c _{hf}	empirical constant for the permeability increase by hydraulic fracturing (m ² /Pa ^α)
E	activation energy for smectite to illite transformation (J/mol)
E _i	activation energy for i th reaction of petroleum generation (J/mol)
E _{vj}	activation energy for j th reaction of vitrinite (J/mol)
F	fraction of reactant converted in the vitrinite reaction (fraction)
h _o	enthalpy of oil phase (J/kg)
h _w	enthalpy of water phase (J/kg)
K	intrinsic permeability tensor (m ²)
K ₀	ratio of horizontal to vertical effective stress (fraction)
K _{mat}	interstitial intrinsic permeability of sediments for vertical direction (m ²)
K _v	intrinsic permeability for vertical direction (m ²)
K/Na	ratio of activities of K to Na (fraction)

Table 3-2 Continued.

k_i	rate constant for i^{th} reaction of petroleum generation (1/s)
k_{ro}	relative permeability of oil phase (fraction)
k_{rw}	relative permeability of water phase (fraction)
k_{vj}	rate constant for j^{th} reaction of vitrinite (1/s)
P_{crit}	critical pressure for hydraulic fracturing (Pa)
P_{hy}	hydrostatic pressure (Pa)
P_p	pore pressure (Pa)
R	gas constant (J/K/mol)
%Ro	calculated vitrinite reflectance by Swcency and Burnham(1990)'s method (%)
Q_{dr}	heat generation from unit volume of porous medium by the decay of radionuclides (J/m ³ /s)
r_i	volume ratio of sediment type (fraction)
S	mole fraction of smectite in illite/smectite minerals (fraction)
S_o	initial mole fraction of smectite in illite/smectite minerals (fraction)
SMEC	ratio of initial smectite to solid matrix (fraction)
S_w	water saturation (fraction)
T	temperature (K)
T_s	tensile strength of the sediments (Pa)
TOC	ratio of initial organic carbon to solid matrix (fraction)
t	time (s)
U_o	internal energy of oil phase (J/kg)
U_s	internal energy of solid matrix (J/kg)
U_w	internal energy of water phase (J/kg)
w_j	mole fraction of unreacted vitrinite reacting in the j^{th} reaction (fraction)
w_{0j}	initial mole fraction of unreacted vitrinite reacting in the j^{th} reaction (fraction)
x_i	mole fraction of organic material reacting in the i^{th} reaction (fraction)
Y_o	amount of generated oil from unit weight of organic material (fraction)
Y_w	amount of generated water from unit weight of smectite (fraction)
z	burial depth (m)

Table 3-2 Continued.

Greek	
α	empirical constant for the increase of intrinsic permeability by hydraulic fracturing (-)
γ	Rubey and Hubbert(1959)'s parameter (fraction)
λ	thermal conductivity tensor of rock/fluid systems (W/m/K)
μ_o	viscosity of oil phase (Pa s)
μ_w	viscosity of water phase (Pa s)
ρ_s	density of solid matrix (kg/m ³)
ρ_{ost}	density of oil phase at standard condition (kg/m ³)
ρ_{wat}	density of water phase at standard condition (kg/m ³)
σ	overburden pressure (Pa)
σ'	Terzaghi(1925)'s effective stress tensor (Pa)
σ_v	vertical effective stress (Pa)
Φ_o	flow potential of oil phase (Pa)
Φ_w	flow potential of water phase (Pa)
ϕ	porosity (fraction)
ϕ_{oi}	initial porosity of i^{th} sediment (fraction)

3. 3. 1. 1 仮定

BASIN3D2Pにおいては、以下の仮定をすることによって圧密および侵食過程のモデル化を行っている。

- 1) 圧密過程および侵食過程は一次元的に表現可能である。
- 2) 過剰間隙水圧の発生およびそれともなう圧密の遅れは、有効応力の考え方で説明される。
- 3) 地質学的に得られた間隙率-埋没深度曲線は、圧密平衡状態において得られたものである。
- 4) 圧密ともなう固体粒子部分の質量変化は無視できる。さらに、固体粒子は非圧縮性である。

3. 3. 1. 2 間隙率-埋没深度曲線の選択

2. 3. 1. 1節で示したように、現在までに非常に多くの間隙率-埋没深度曲線が発表されている。それらのうちで主なものは以下の式であろう。

a) 泥質岩の間隙率-埋没深度曲線

a-1) Athy(1930)の式

$$\phi = \phi_0 \exp(-c_a z) \quad (3.1)$$

ここに、 ϕ : 間隙率、 ϕ_0 : 堆積時の間隙率、 c_a : 堆積盆固有の定数、 z : 埋没深度、である。

a-2) Terzaghi(1925)の式

$$e = e_0 - C_c \log \left(p_0 + \frac{dp}{p_0} \right) \quad (3.2)$$

ここに、 e : 間隙比、 e_0 : 堆積時の間隙比、 C_c : 圧縮指数、 p_0 : 圧密先行荷重、 dp : 載荷量、であり、間隙率と間隙比との間には、

$$\phi = \frac{e}{1+e} \quad (3.3)$$

の関係がある。

a-3) Baldwin and Butler(1985)の式

$$z = aS^b \quad (3.4)$$

ここに、 S : ソリディティー、 a, b : 堆積盆固有の定数、であり、ソリディティーと間隙率の間には、

$$\phi = 1 - S \quad (3.5)$$

の関係がある。

a-4) Falvey and Middleton(1981)の式

$$\frac{1}{\phi} = \frac{1}{\phi_0} + c_{fm} z \quad (3.6)$$

ここに、 c_{fm} : 堆積盆固有の定数、である。

b) 砂岩の間隙率-埋没深度曲線

b-1) Athy(1930)の式

式(3.1)

b-2) Falvey and Middleton(1981)の式

式(3.6)

b-3) Magara(1980)の式

$$\phi = \phi_0 - az \quad (3.7)$$

ここに、 a : 堆積盆固有の定数、である。

これらの式の比較をするわけだが、式をより一般的な形とするために、埋没深度を有効応力で表現することとし、以下の考え方にしたがって式の変形を行う。

一般に、圧密は、有効応力(σ)の増加に伴って起こると考えられている(例えば、Rubey and Hubbert, 1959)。従って、 σ は、圧密の進行度の関数と考えることができる。ここで、堆積物内における有効応力は、以下のように考えることが可能である(石原, 1988)。

外力によって土の内部に伝えられる応力には、土が水で飽和されている場合、粒子と粒子の接点を通して伝えられる粒子間応力と、間隙を満たしている水を通して伝えられる間隙水圧

の2種類が存在する。粒子間応力は、土の変形や強度に直接関係を持つもので、有効応力と一般に呼ばれている。

今、Fig. 3-1の様な堆積物中の一断面を考え、これを通して伝えられる力に着目してみる。断面積 S の範囲内に存在する個々の粒子に働く力を、 N_1 、 N_2 、...、 N_n 、で表すと、全体の粒子間力は、 $N_1+N_2+\dots+N_n$ となる。これを断面積 S で除したものが有効応力 σ' の定義である。次に、個々の粒子の接触面積を、 a_1 、 a_2 、...、 a_n 、とし、考えている断面積内でのこれらの合計を $a=a_1+a_2+\dots+a_n$ とする。また、間隙内の水が受けている水圧を P とすると、断面積 S の中の水圧の合計は、 $(S-a)P$ であるから、単位面積あたりの水圧は、 $(1-a/S)P$ となる。これが間隙水圧の定義である。従って、この断面に作用している全体の応力を σ とすると、これは、有効応力と間隙水圧の和として表されるから、

$$\sigma = \sigma' + \left(1 - \frac{a}{S}\right)P \quad (3.8)$$

となる。ここに、 σ は一般に全応力と呼ばれているものである。

ところで、上述のモデルでは、粒子と粒子の接触部分には水が入ってこず、従って、この部分の水圧は0であると仮定している。しかし、このような接触状態が現実中存在することは非常にまれであり、かなり平坦な部分どうしが密着していたとしても周囲から水が入り込んでくることは容易に起こりうる(石原, 1988)。従って、接触面積は0とみなし、粒子と粒子の間は点接触で結ばれていると仮定しても良い場合がある。この場合、 $a=a_1+a_2+\dots+a_n=0$ となるので、(3.8)式は、

$$\sigma = \sigma' + P \quad (3.9)$$

と簡単化される。これが、堆積物内における有効応力の保存則である。

ここでは、石油鉱床形成過程を考慮するような空間スケールにおいては、堆積物中の粒子間は、点接触であると理想化し、(3.9)式を用いることとする。ここでは、Athys(1930)の式を例として、埋没深度で表される式を有効応力で表す式展開を説明する。

さて、Athys(1930)の式は、圧密平衡状態で成り立つ式と仮定しているので、

$$\phi = \phi_0 \exp(-c_a z_c) \quad (3.10)$$

と表される。ここに、 z_c :圧密平衡状態に達したときの深度、である。

上述の議論で示したように、圧密の進行度は、間隙率 ϕ で表されるので、

$$\sigma' = \sigma'(\phi) \quad \text{or} \quad \phi = \phi(\sigma') \quad (3.11)$$

とおくことができる。ここで、圧密過程を間隙率と埋没深度の関係式を用いて表すことを念頭において、一次元圧密過程を考える。このとき、全上載応力は、海水面を基準にとると、

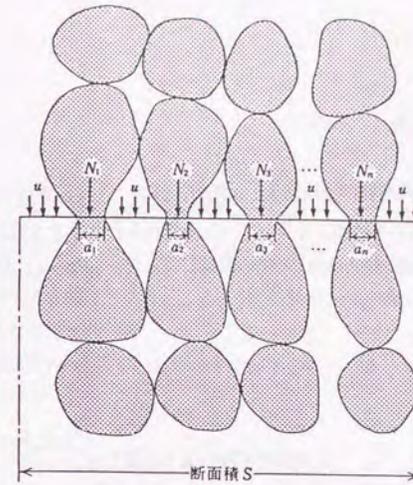


Fig. 3-1 The cartoon displaying the concept of effective stress and pore pressure (Ishihara, 1988). See text for details.

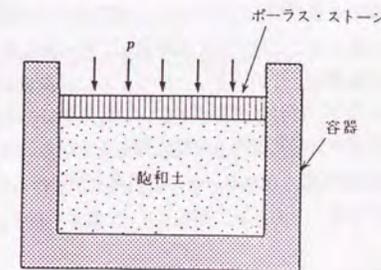


Fig. 3-2 The cartoon showing the model of idealized water saturated porous media. (Ishihara, 1988).

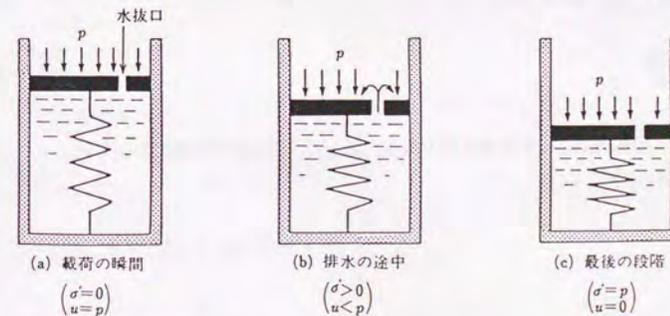


Fig. 3-3 The cartoon to express one-dimensional consolidation process of water saturated porous media (Ishihara, 1988). See text for details.

$$\sigma = \rho_{bs}gz + \rho_{bws}g(H_{sur} - H_{bot}) \quad (3.12)$$

となる。ここに、 ρ_{bs} : 上載堆積物の平均密度、 g : 重力加速度、 ρ_{bws} : 海水の平均密度、 H_{sur} : 海水面の位置、 H_{bot} : 海底面の位置、である。この σ は、(3.9)式からわかるように、 σ' と P によって支えられる。ここで、Rubey and Hubbert(1959)の展開に従って、 $\eta(0 \leq \eta \leq 1)$ という値を導入すると、

$$P = \eta\sigma \quad (3.13)$$

$$\sigma' = \sigma - P = (1 - \eta)\sigma \quad (3.14)$$

と書ける。

ここで、石原(1988)に従って、一次元圧密を次のように考える。

Fig. 3-2に見られるように、堆積物を切り出したものを考え、これの側方への変位はないと仮定する。このとき、剪断変形はほとんど無く、起こりうる変位は主として堆積物の体積収縮に起因する鉛直変位である。ここで、堆積物の構造をTerzaghi(1925)のモデルに基づいて以下のように考える。堆積物の骨格構造を模式的にばねで表し、容器内の水は間隙水を示す(Fig. 3-3)。間隙水は、ピストンの上にあるふたに開けた小孔を通して外へ流れ出ることができるが、この孔の大きさは堆積物の透水性を表す。このとき、このモデルに外荷重が加わったとする。載荷の瞬間には水が排出できないので、ばねは縮まずピストンは不動である。ばねに伝えられる力は有効応力を、ばねまたはピストンの変位は土の鉛直歪を表すからこの段階では、有効応力 σ が0になり、上載荷重は間隙水圧に伝えられる。その後間隙水が抜けることによって有効応力と鉛直歪が増加し、圧密が進行する。このとき、間隙水圧 P は静水圧以下にはならないので、

$$P_{min} = \rho_{bwp}gz + \rho_{bws}g(H_{sur} - H_{bot}) \quad (3.15)$$

となる。ここに、 P_{min} : 間隙水圧の取りうる最小値、 ρ_{bwp} : 間隙水の平均密度、である。このとき、 η の最小値 η_{min} は、

$$\eta_{min} = \frac{P_{min}}{\sigma} \quad (3.16)$$

となる。この状態が、圧密平衡状態である。従って、圧密平衡状態においては、

$$\begin{aligned} \sigma' &= (1 - \eta_{min})\sigma \\ &= \left(1 - \frac{P_{min}}{\sigma}\right)\sigma \\ &= \rho_{bs}gz + \rho_{bws}g(H_{sur} - H_{bot}) - \{\rho_{bwp}gz + \rho_{bws}g(H_{sur} - H_{bot})\} \\ &= (\rho_{bs} - \rho_{bwp})gz \end{aligned} \quad (3.17)$$

となる。これは、圧密平衡状態における z_e と σ' との関係式である。即ち、ある σ' の値の時の圧密平衡状態の深度を求める式となる。

ところで、ある間隙水圧 P を持っている時点を考えて、

$$\begin{aligned} \sigma' &= \sigma - P \\ &= \rho_{bs}gz + \rho_{bws}g(H_{sur} - H_{bot}) - P \end{aligned} \quad (3.18)$$

である。この σ' の時の圧密平衡状態の深度 z_e は、(3.17)式及び(3.18)式から、

$$z_e = \frac{\rho_{bs}gz + \rho_{bws}g(H_{sur} - H_{bot}) - P}{(\rho_{bs} - \rho_{bwp})g} \quad (3.19)$$

となる。ここで、ある深度 z における静水圧の値を P_{hy} とすると、

$$P_{hy} = \rho_{bwp}gz + \rho_{bws}g(H_{sur} - H_{bot}) \quad (3.20)$$

であるから、(3.19)式は、

$$z_e = \frac{\sigma - P}{\sigma - P_{hy}} z \quad (3.21)$$

となる。これは、水圧 P が静水圧より大きなきは、圧密平衡状態の深度は z よりも浅い位置にあり、 $P = P_{hy}$ になったときにはじめて $z_e = z$ となることを意味している(Fig. 3-4)。従って、(3.10)式は、

$$\phi = \phi_0 \exp(-c_a \beta z) \quad (3.22)$$

$$\beta = \frac{\sigma'}{\sigma - P_{hy}} = \frac{\sigma - P}{\sigma - P_{hy}} \quad (3.23)$$

と表される。ここで、(3.12)式および(3.20)式より、

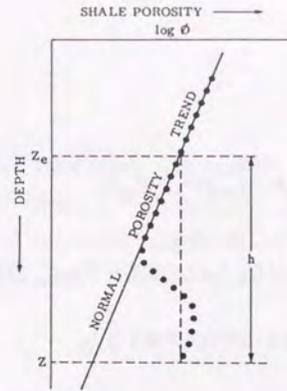


Fig. 3-4 Schematic porosity-depth plot of mudstone (Magara, 1978).

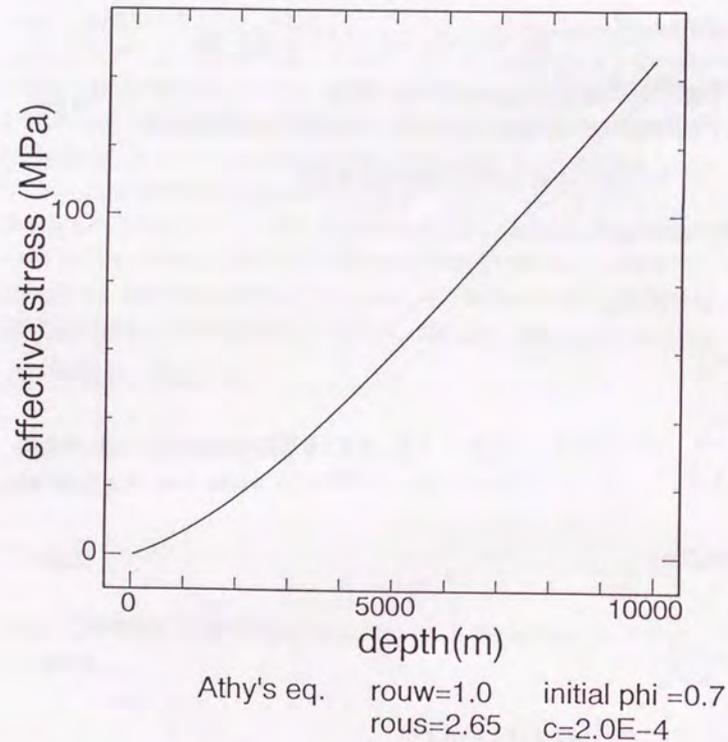


Fig. 3-5 Relationship between depth of burial and effective stress of mudstone. This diagram assumes that the sediments are at compaction equilibrium.

$$\sigma - P_{hy} = (\rho_{bs} - \rho_{bwp})gZ \quad (3.24)$$

となる。従って、(3.22)式および(3.24)式より、

$$\begin{aligned} \phi &= \phi_0 \exp\left\{-c_a \frac{\sigma'}{(\rho_{bs} - \rho_{bwp})gZ}\right\} \\ &= \phi_0 \exp\left\{-\frac{c_a}{(\rho_{bs} - \rho_{bwp})g} \sigma'\right\} \end{aligned} \quad (3.25)$$

となる。ところで、上載堆積物の平均密度は、

$$\rho_{bs} = \int_0^z (\phi \rho_{wp} + (1-\phi)\rho_s) dz \quad (3.26)$$

と表される。ここに、 ρ_{wp} : 間隙水の密度、 ρ_s : 固体粒子の密度、である。ここで、 ϕ を z の関数として、Athy(1930)の式を上式に代入すると、深さ-有効応力の関係が得られる。その例をFig. 3-5に示す。

今まで述べてきたような変形を各式に対して行い比較すると、その結果はFig. 3-6およびFig. 3-7の様になる。

泥質岩に対して提唱されている式を比較すると、Falvey and Middleton(1981)以外の式は、間隙率の測定の誤差を考慮にいれるとかなりよい一致を示す(Fig. 3-8)。今回は、泥質岩の間隙率-埋没深度曲線として、Athy(1930)の式とFalvey and Middleton(1981)の式を採用する。Terzaghi(1925)の式では、有効応力が大きくなると間隙比が負になる可能性があり、数値計算上問題が生じることが考えられ(Shi and Wang, 1986)、また、Baldwin and Butler(1985)の式では、堆積時の間隙率が1になってしまうために、BASIN3D2Pでは採用しない。

砂岩に対して提唱されている式に関しても、泥質岩に対して行ったのと同様の考察を行うとFig. 3-9のようになるが、Magara(1980)の式では、有効応力が大きくなると間隙率が負になる可能性があるために、BASIN3D2Pでは採用せず、泥質岩の場合と同様に、Athy(1930)の式とFalvey and Middleton(1981)の式を採用する。

3. 3. 1. 3 圧密過程を表現する支配方程式の導出

前節の議論より、圧密過程を表現する式のうち、Athy(1930)の式は、(3.22)式の形で表され、また、Falvey and Middleton(1981)の式は、同様の式変形を行うと、

phi-effective stress

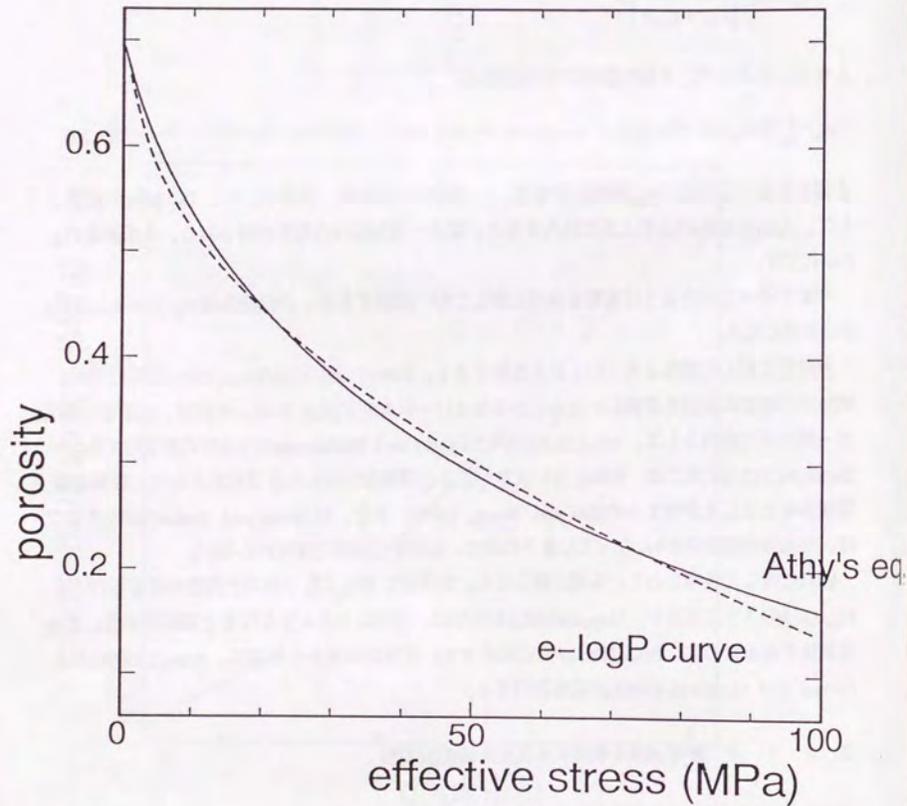


Fig. 3-6 Relationships between effective stress and porosity of mudstones.

(a) Comparison between the model of Athy(1930) and that of Terzaghi(1925).

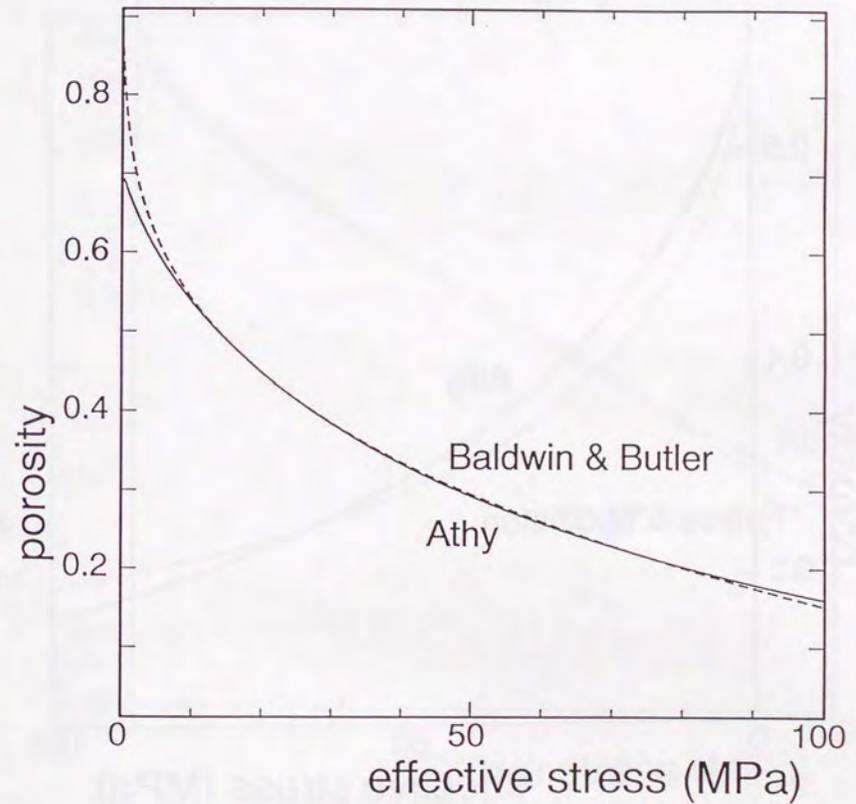


Fig. 3-6 Continued.

(b) Comparison between the model of Athy(1930) and that of Baldwin and Butler(1985).

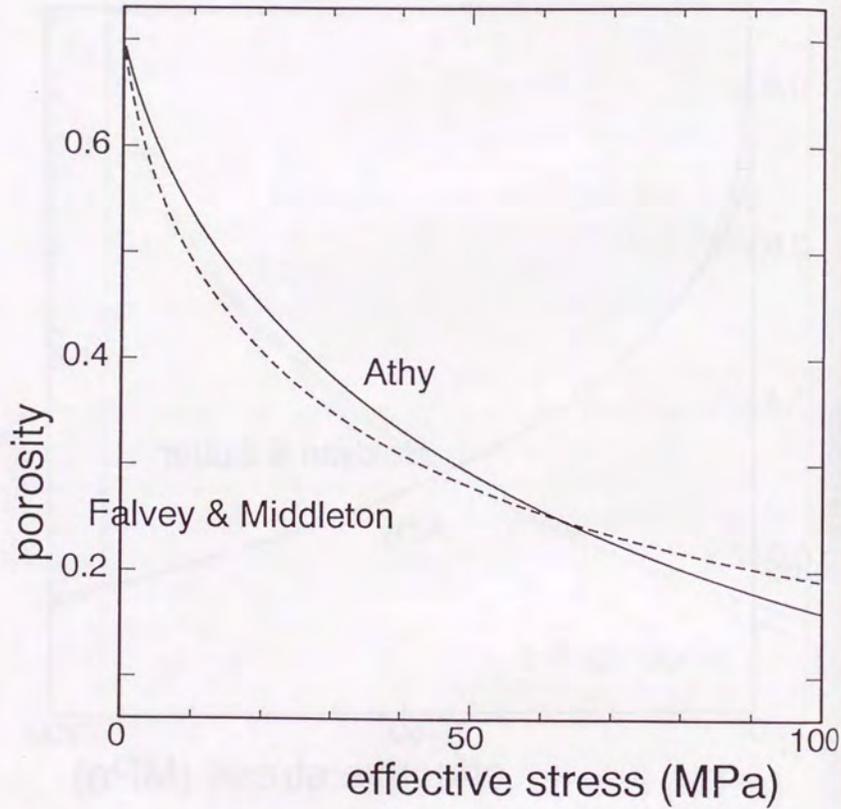


Fig. 3-6 Continued.

(c) Comparison between the model of Athy(1930) and that of Falvey and Middleton(1981).

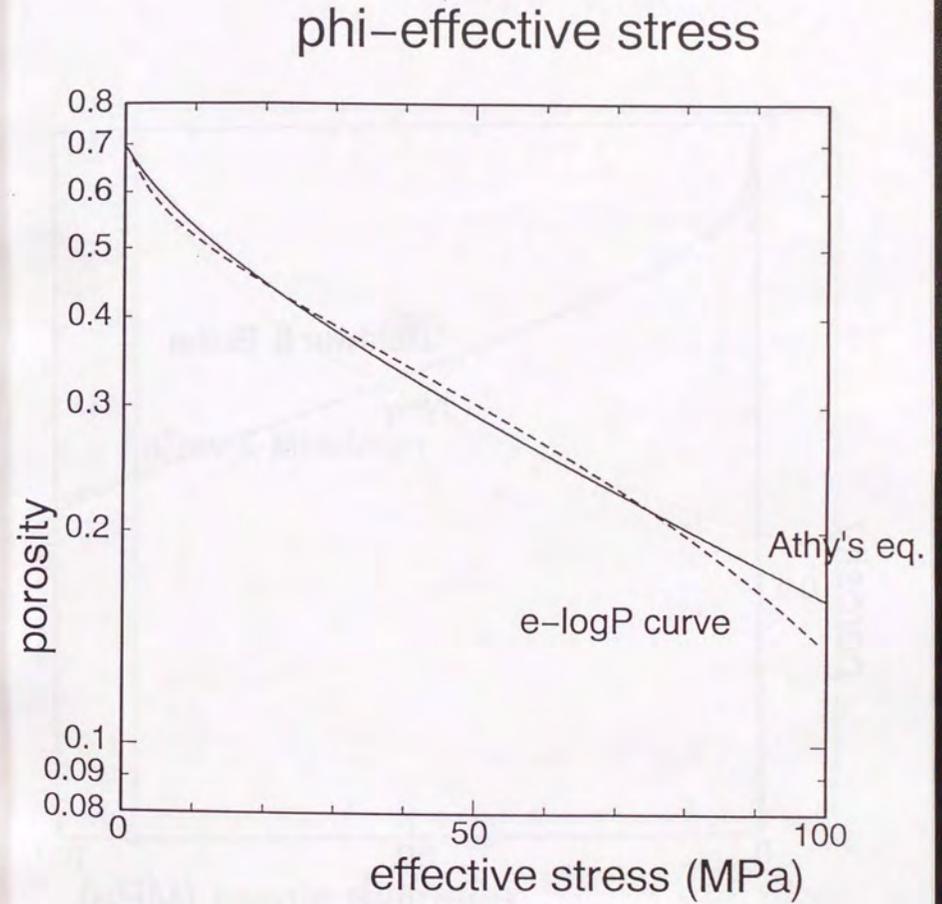


Fig. 3-7 Relationships between effective stress and logarithms of porosity of mudstones.

(a) Comparison between the model of Athy(1930) and that of Terzaghi(1925).

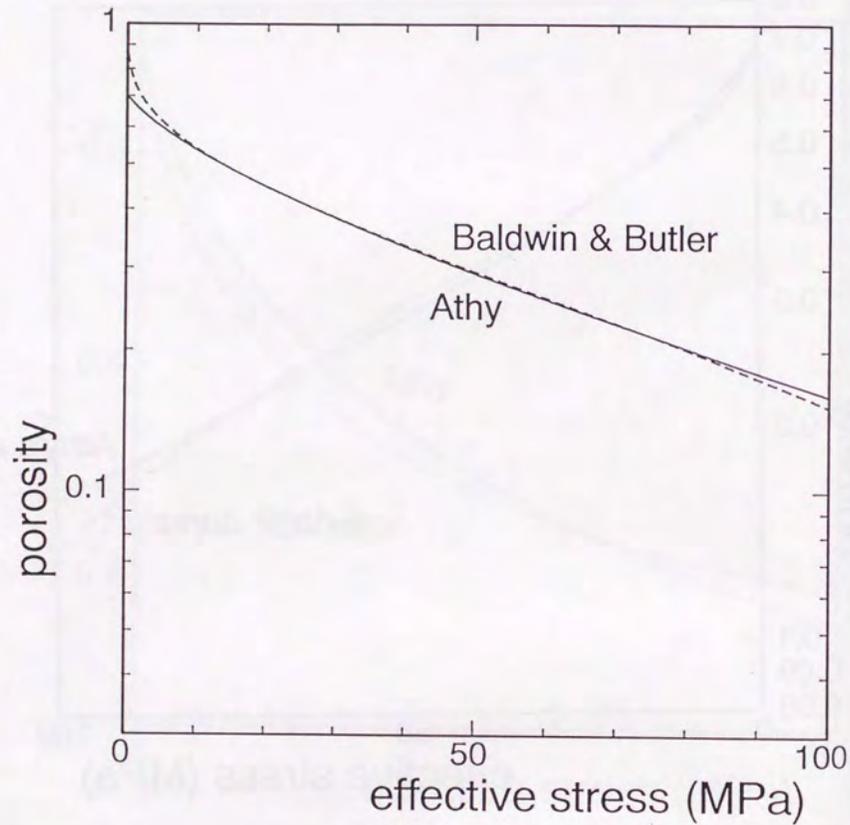


Fig. 3-7 Continued.

(b) Comparison between the model of Athy(1930) and that of Baldwin and Butler(1985).

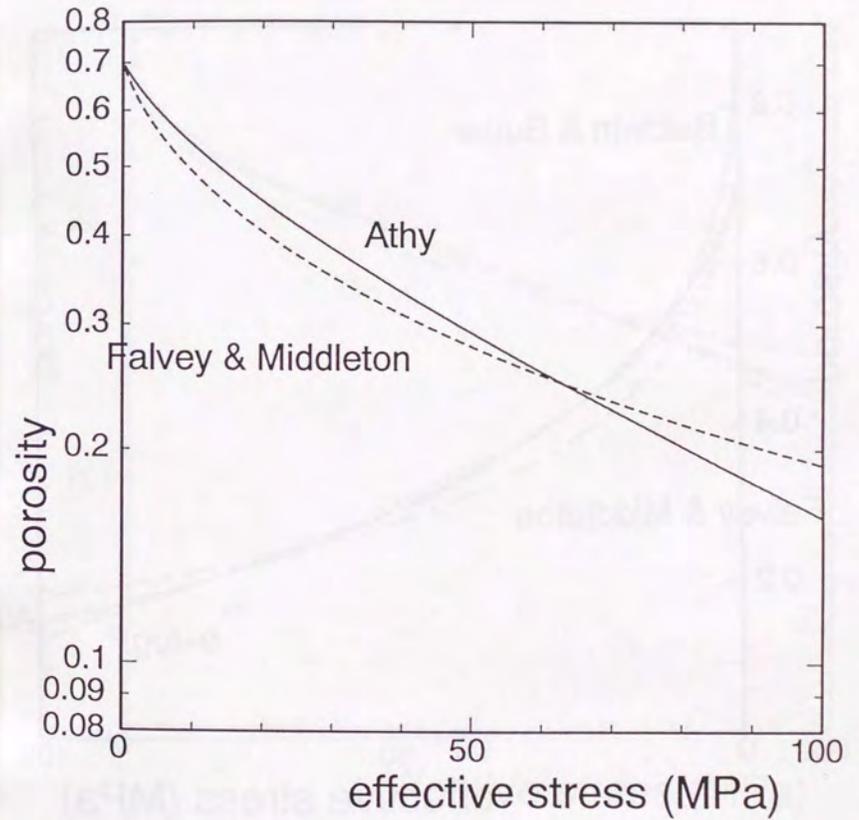


Fig. 3-7 Continued.

(c) Comparison between the model of Athy(1930) and that of Falvey and Middleton(1981).

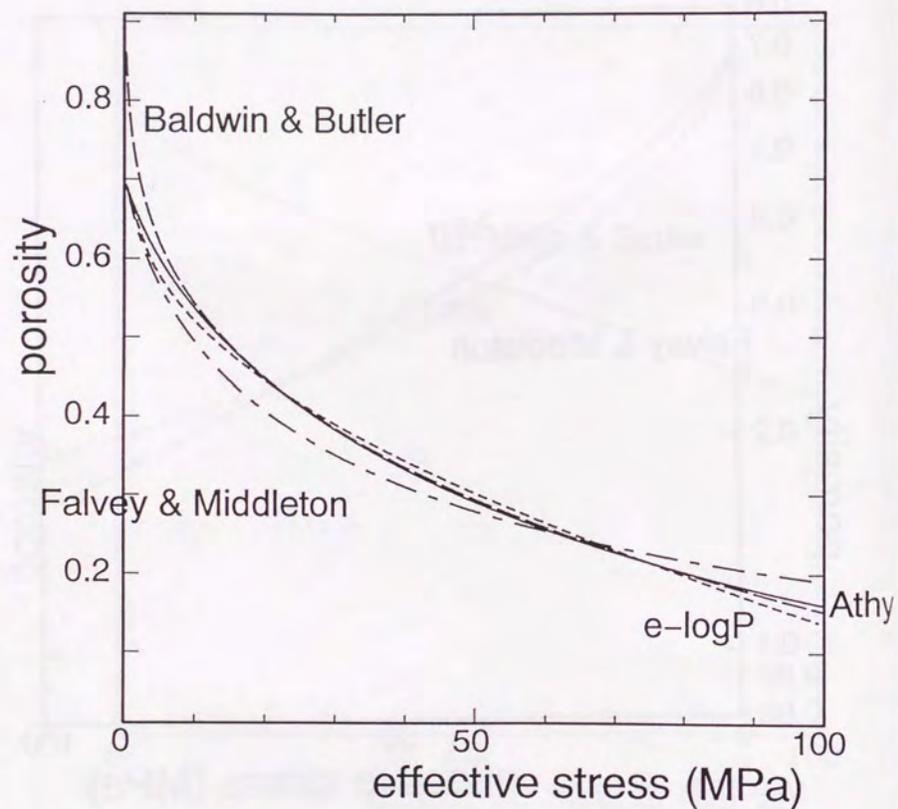


Fig. 3-8 Comparison of porosity versus effective stress relationships discussed in this study.

(a) The relationships both on normal scales.

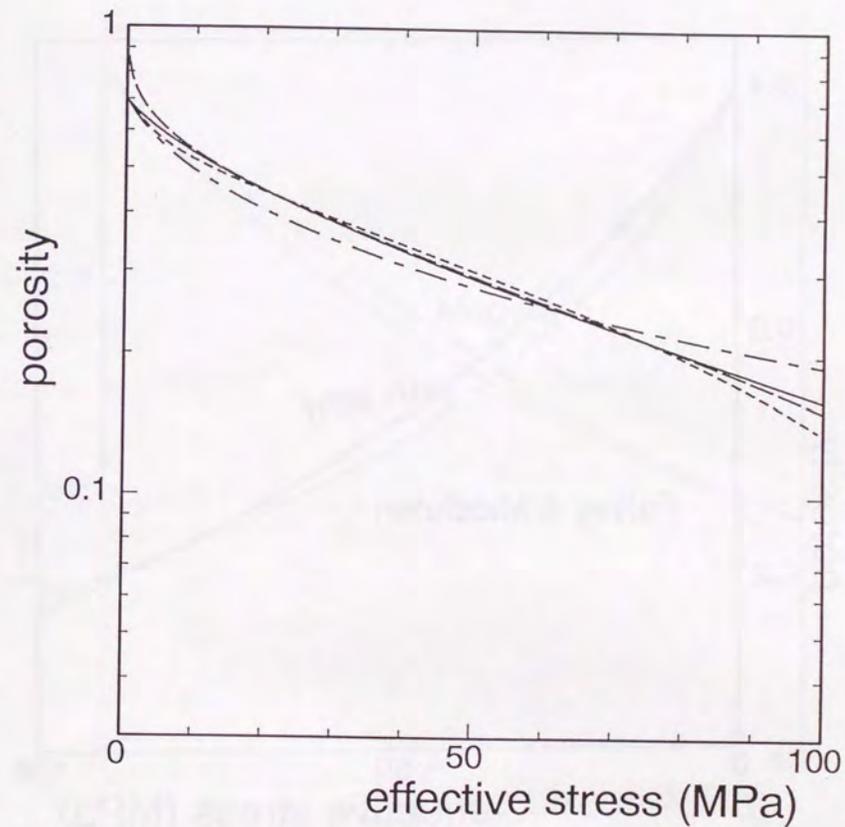


Fig. 3-8 Continued.

(b) The relationships between effective stress and logarithms of porosity. Patterns of the lines are the same as Fig. 3-8(a).

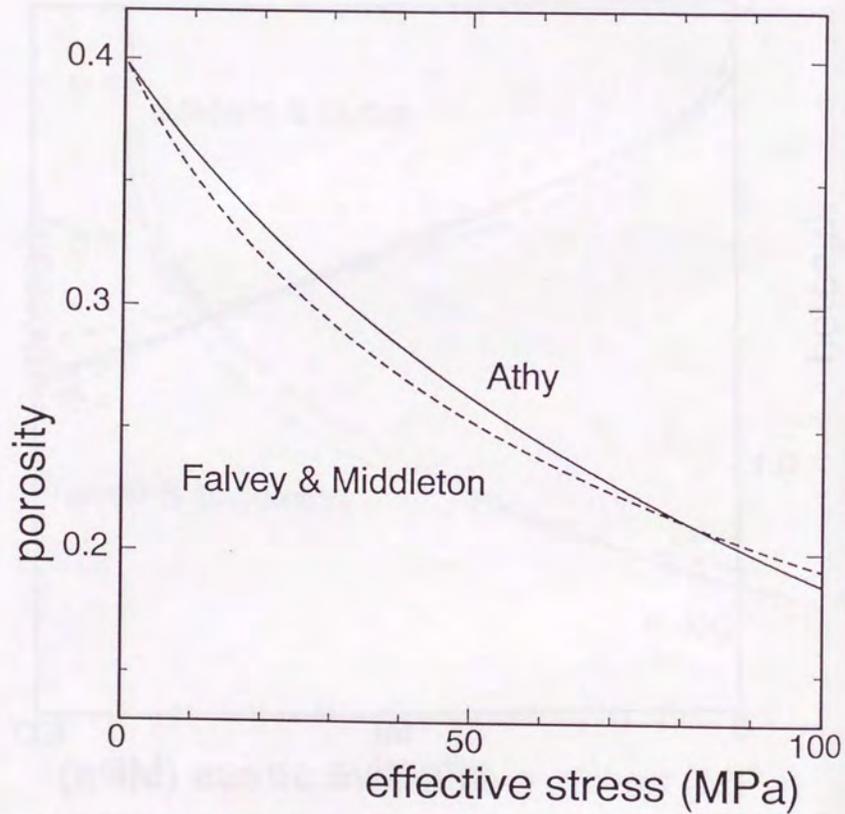


Fig. 3-9 Relationships between effective stress and porosity of sandstones.

(a) Comparison between the model of Athy(1930) and that of Falvey and Middleton(1981).

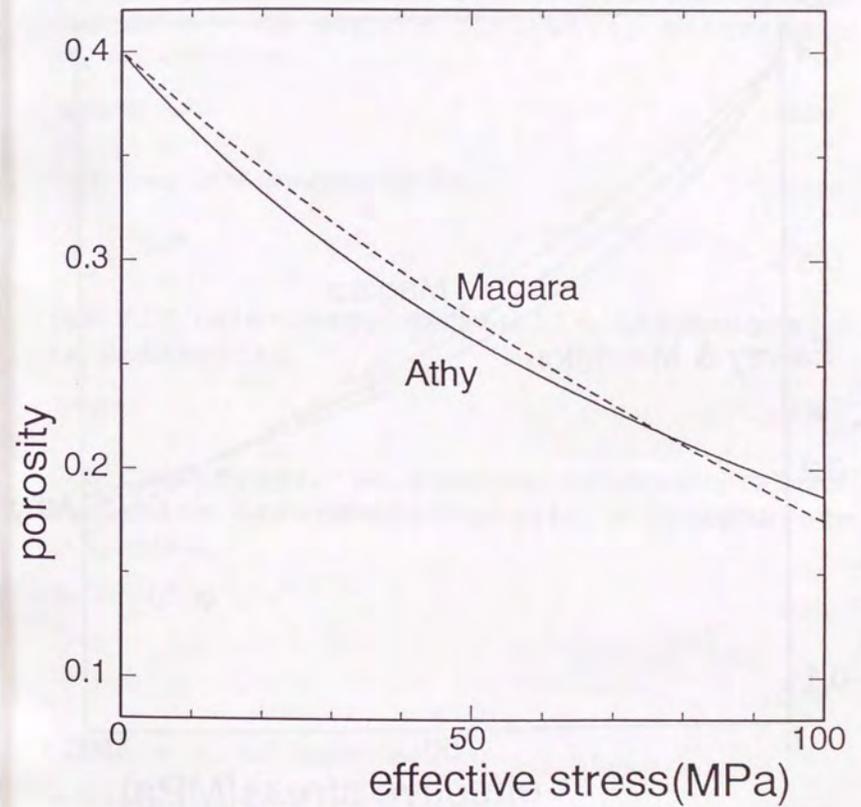


Fig. 3-9 Continued.

(b) Comparison between the model of Athy(1930) and that of Magara(1980).

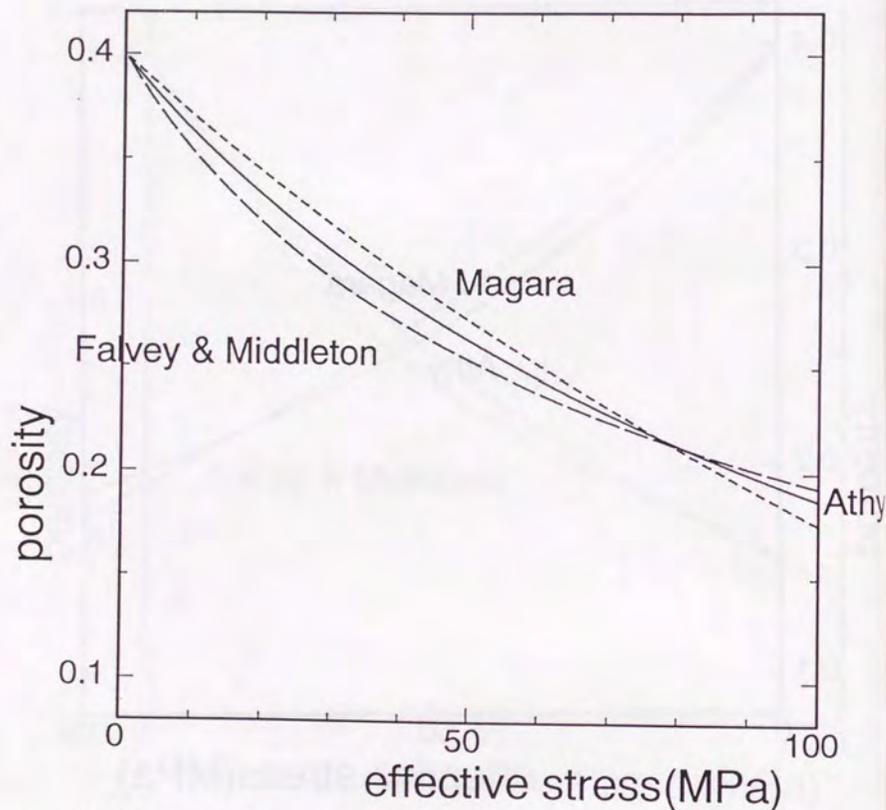


Fig. 3-9 Continued.

(c) Comparison of all the models discussed in this study.

$$\frac{1}{\phi} = \frac{1}{\phi_0} + c_{fm} \beta z \quad (3.27)$$

と表される。

堆積盆全体を考慮するようなモデルにおいては、格子分割の段階において、格子の大きさを個々の堆積物一枚一枚ごととすることはできない(Fig. 3-10)。従って、一つの格子の中には、種々の岩質の地層が含まれていることになる。ここで、ある格子における各々の岩質の地層の圧密の状態は、格子の中心点の深さにおけるものであると仮定すると、個々の岩質の地層について、Athys(1930)の式の場合、

$$\phi_i = \phi_{0i} \exp(-c_{ai} \beta z) \quad (3.28)$$

となり、Falvey and Middleton(1981)の式の場合、

$$\frac{1}{\phi_i} = \frac{1}{\phi_{0i}} + c_{fmi} \beta z \quad (3.29)$$

となる。ここに、 i :格子内の各種堆積物の種類、である。ここで、各種堆積物の体積分率を r_i すると、各々の地層の厚さ X_i は、

$$X_i = r_i X \quad (3.30)$$

となる。ここに、 X :格子の厚さ、である。格子内の固体粒子の体積は圧密によって変化しないと仮定しているので、格子内の全固体粒子体積は $X(1-\phi)$ であり、個々の岩質の固体粒子体積は $X_i(1-\phi_i)$ であるから、

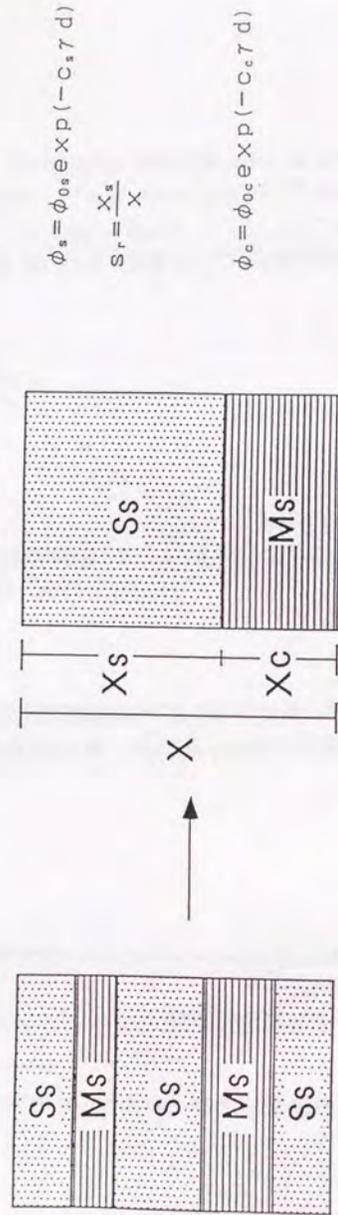
$$X(1-\phi) = \sum_i X_i(1-\phi_i) \quad (3.31)$$

$$\therefore \phi = \sum_i r_i \phi_i \quad (3.32)$$

と表される。従って、Athys(1930)の式の場合、

$$\phi = \sum_i r_i \phi_{0i} \exp(-c_{ai} \beta z) \quad (3.33)$$

となり、Falvey and Middleton(1981)の式の場合、



$$1 - \phi = s_r (1 - \phi_s) + (1 - s_r) (1 - \phi_c)$$

$$\therefore \phi = s_r \phi_s + (1 - s_r) \phi_c$$

Fig. 3-10 The method to calculate porosity of the multilithological grid.

$$\phi = \sum_i r_i \frac{1}{\frac{1}{\phi_{0i}} + c_{fmi} \beta z} \quad (3.34)$$

となる。

(3.21)式中のPは、後述の流体流動の式より計算されるが、その中で、間隙率の減少に伴う浸透率の変化が考慮される必要がある。このような、流体流動、熱の移動に関する物性の圧密過程による変化は、具体的には3.4節で説明する。

3.3.1.4 侵食過程のモデル化

堆積盆発達過程においては、汎世界的な海水準変動・堆積盆基盤の上昇に伴って、上載堆積物の一部及び全部の侵食が起こる場合が想定される。このような侵食過程については、以下のようなモデル化を行っている。

a) 考慮している格子が圧密平衡状態であった場合

この場合、考慮している格子の間隙率は、最大埋没深度 z_{max} の位置での平衡状態である ϕ_{min} になっている。圧密に伴う変形は、一般に非可逆過程であり、最大埋没深度によって決定づけられると考えられている(Hedberg, 1936; Magara, 1980)ので、上昇に伴う間隙率の変化は起こらず、堆積物は過圧密状態で存在していることになる。このような状態の格子が、その後の堆積に伴って埋没した場合には、 z_{max} よりも深くまで埋没した場合には、圧密が進行するが、それまでは、変形しないようにしている(Fig. 3-11)。

b) 考慮している格子において過剰間隙水圧が発生している場合

考慮している格子の間隙率が、上昇した深さにおける圧密平衡状態での間隙率よりも小さい場合、この格子は、上昇した深さにおける圧密平衡状態よりも圧密が進行している過圧密状態になっているので、間隙率の変化は起こらなくなる(Fig. 3-11)。ところで、考慮している格子の間隙率が、上昇した深さにおける圧密平衡状態での間隙率よりも大きい場合、この格子は、上昇した深さにおける圧密平衡状態にはまだ達していないことになり、圧密は進行する(Fig. 3-11)。この場合、計算上の圧密平衡状態は、最大埋没深度である z_{max} を基準にするが、間隙率の値が上昇した深さにおける圧密平衡状態の間隙率よりも小さくなった時点で、圧密が終了するようにモデル化している(Fig. 3-11)。このような状態においては、過剰間隙水圧は、その後、時間と共に解消していくが、それに伴う変形は起きないことになる。

これらの格子では、その後の堆積に伴って埋没が進行した場合には、各深度における圧密平

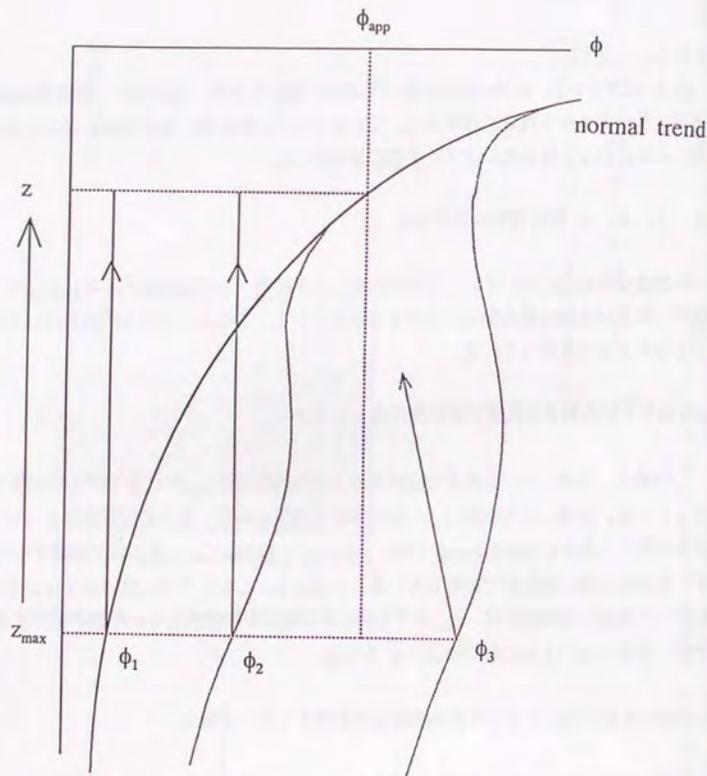


Fig. 3-11 The cartoon showing the change of porosity during uplifting processes. The solid line indicates porosity–depth relationship at compaction equilibrium. Arrows indicate the pattern of change of porosity. See text for details.

平衡状態での間隙率よりも間隙率が大きい場合には、その値に達するまで圧密が進行し、間隙率はその深度における圧密平衡状態のそれよりも小さい場合には、圧密が起こらないようにモデル化していることになる(Fig. 3-11)。

これらを数式で表すと、以下ようになる。即ち、Athy(1930)の式およびFalvey and Middleton(1981)の式の各々について、それぞれ現在の埋没深度における圧密平衡状態での間隙率 ϕ_{app} を、

$$\phi_{app} = \sum_i r_i \phi_{0i} \exp(-c_{ai} z) \quad (3.35)$$

$$\phi_{app} = \sum_i r_i \frac{1}{\frac{1}{\phi_{0i}} + c_{fmi} z} \quad (3.36)$$

のように求めておき、実際の間隙率 ϕ が、 $\phi \leq \phi_{app}$ であれば、間隙率は変化せず、 $\phi > \phi_{app}$ の時には、

$$\phi = \sum_i r_i \phi_{0i} \exp(-c_{ai} \beta z_{max}) \quad (3.37)$$

もしくは、

$$\phi = \sum_i r_i \frac{1}{\frac{1}{\phi_{0i}} + c_{fmi} \beta z_{max}} \quad (3.38)$$

を満たすように圧密が進行していく。

実際には、条件に応じて(3.33)(3.34)(3.37)(3.38)式のどれかを用いて間隙率を求めると、例えば(3.25)式を変形することによって、

$$\sigma' = - \frac{(\rho_{bs} - \rho_{brsp}) g}{c_a} \ln \frac{\phi}{\phi_0} \quad (3.39)$$

のように、間隙率の関数として有効応力が求められる。また、(3.12)式から全上載応力が求められるので、3.3.3節の流体流動の式から求められる間隙水圧と組み合わせることによって(3.9)式の有効応力保存則が満たされるように計算を行う。

3.3.2 有機物熟成・炭化水素生成過程

3.3.2.1 仮定

$$F = 1 - \sum_j \frac{w_j}{w_{0j}} \quad (3.42)$$

を求める。ここに、 w_{0j} :堆積時における仮想的な反応物質の量、である。このFを求めてやることにより、

$$\%Ro = \exp\{\ln(\%Ro_0) + 3.7F\} \quad (3.43)$$

から、%Ro(平均ビトリナイト反射率)(mean random reflectance of vitrinite)を求めることができる。ここに、%Ro₀:堆積時のビトリナイト反射率、であり、一般に0.2という値が取られている(Morrow and Issler, 1993)。この計算における活性化エネルギーの分布と、頻度因子の値は、Fig. 3-12・Table 3-4に示されている(Sweeney and Burnham, 1990)。また、このモデルを用いた、最も単純な条件におけるビトリナイト反射率の変化についての計算結果をFig. 3-13・Fig. 3-14に示す。

3. 3. 2. 3 炭化水素生成過程のモデル

炭化水素の生成過程についても、有機物熟成過程と同様に表現することが可能であるとされている(例えば、Tissot and Welte, 1984)。BASIN3D2Pにおいては、後に説明する流体流動に関して、二相流体流動を考慮しているために、液体の石油もしくはドライガスが最終生成物であるとし、石油のクラッキングは考慮していない。また、Tissot and Welte(1984)のデータを用い、タイプI、タイプII、タイプIIIの各々のケロジェンタイプについて炭化水素生成の計算を行っている。このモデルは、ケロジェンを活性化エネルギーに従い、 $E_j(j=1,n)$ に分割し、各々の頻度因子を A_j としたとき、反応速度定数は、

$$k_j = A_j \exp\left(-\frac{E_j}{RT_a}\right) \quad (3.44)$$

と表され、ケロジェン量 x_j の変化が、

$$\frac{dx_j}{dt} = -k_j x_j \quad (3.45)$$

で表されるとするものである。従って、単位質量のケロジェンからの炭化水素の生成量 Y_0 は、

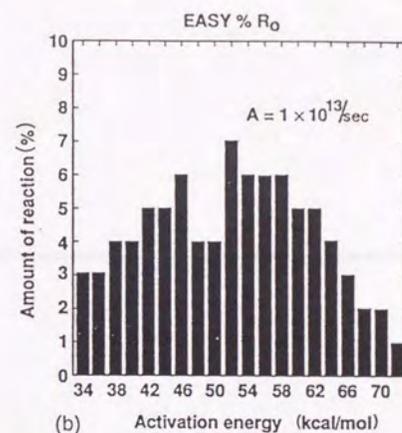


Fig. 3-12 Activation energy distributions for Easy%Ro model (Sweeney and Burnham, 1990). Easy%Ro assumes that the frequency factor is $1 \times 10^{13}/\text{sec}$ for all the activation energies.

Table 3-4 Activation energies, stoichiometric factors, and the frequency factor used in Easy%Ro (Sweeney and Burnham, 1990).

Stoichiometric Factor	Activation Energy (kcal/mole)
0.03	34
0.03	36
0.04	38
0.04	40
0.05	42
0.05	44
0.06	46
0.04	48
0.04	50
0.07	52
0.06	54
0.06	56
0.06	58
0.05	60
0.05	62
0.04	64
0.03	66
0.02	68
0.02	70
0.01	72

*Pre-exponential or frequency factor $A = 1.0 \times 10^{13}/\text{sec}$.

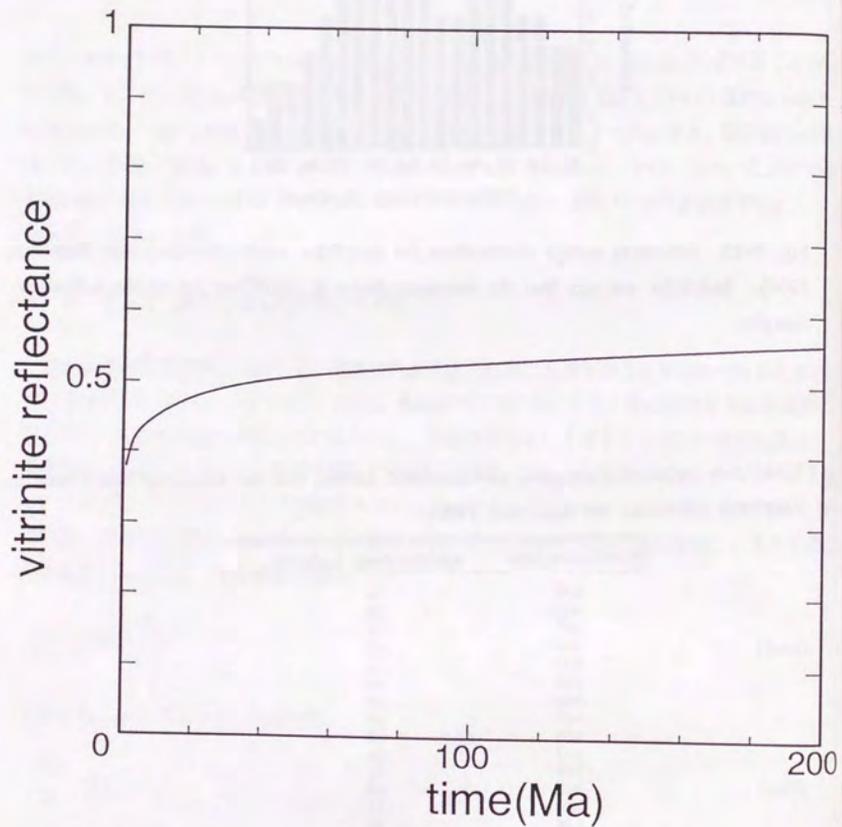


Fig. 3-13 Results of Easy%Ro model applied to simple geological scenarios.
(a) Constant temperature (75°C).

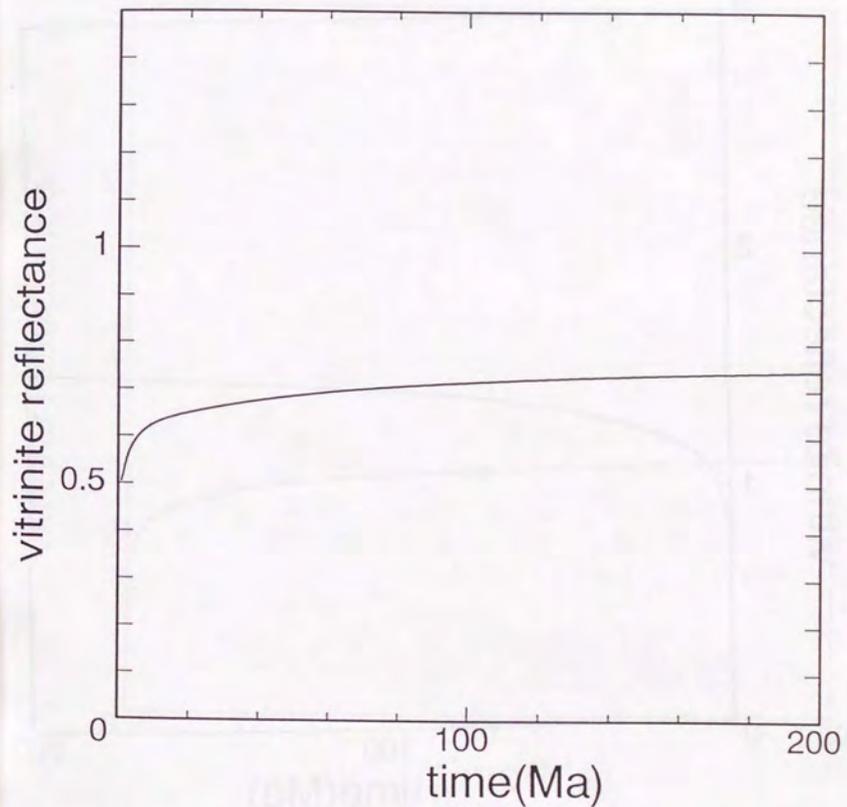


Fig. 3-13 Continued.
(b) Constant temperature (100°C).

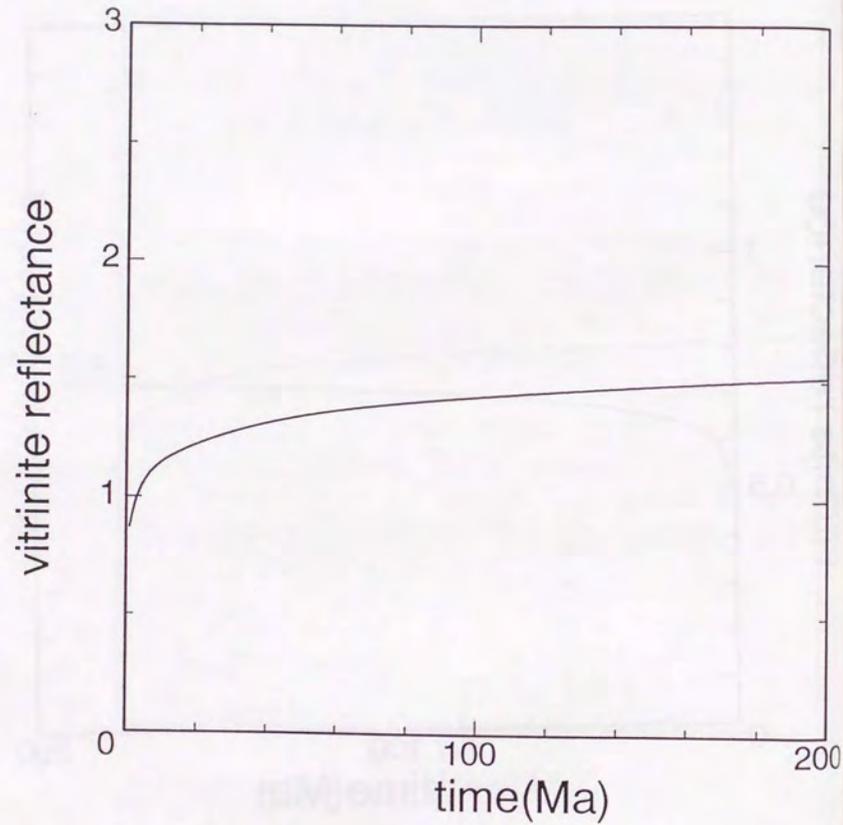


Fig. 3-13 Continued.

(c) Constant temperature (150°C).

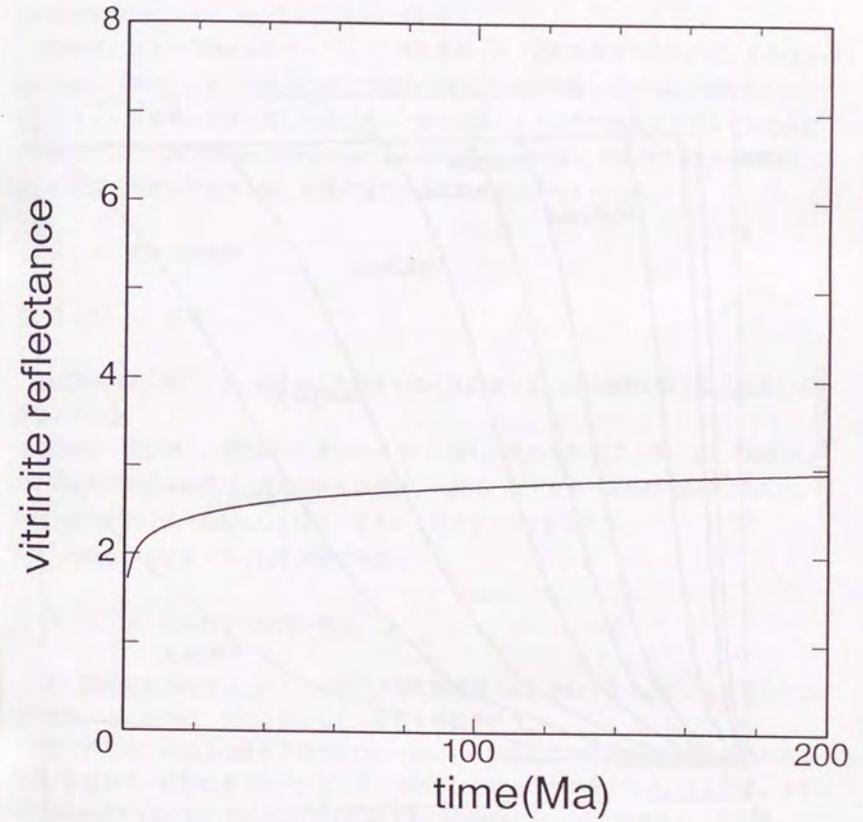


Fig. 3-13 Continued.

(d) Constant temperature (200°C).

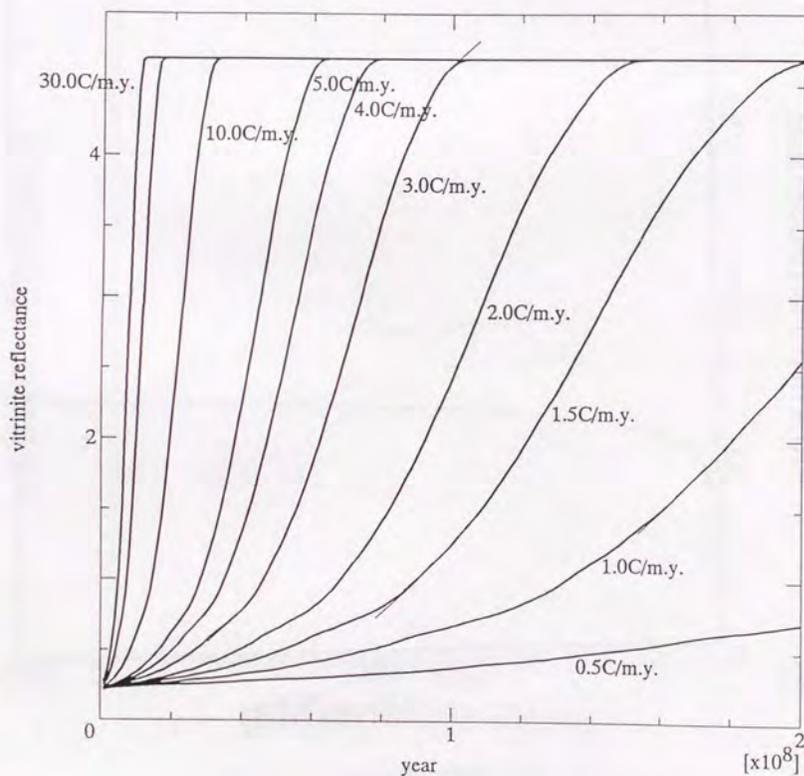


Fig. 3-14 Results of Easy%Ro model applied to simple geological scenarios with a linear temperature increase of 0.5°C/m.y. to 30.0°C/m.y.

$$Y_o = \sum_j C_j (1-x_j) \quad (3.46)$$

で表される。ここに、 C_j :反応経路jの反応を起こすケロジェンの全有機物に対する質量比、である。この計算における活性化エネルギーの分布と、頻度因子の値は、Fig. 3-15・Table 3-5に示されている(Tissot and Welte, 1984)。単純な条件における石油の生成量の変化についての計算結果はFig. 3-16・Fig. 3-17に示されている。

実際のケロジェンの熱分解に伴っては、二酸化炭素・水・硫化水素等の生成が起こるが(Tissot and Welte, 1984)、これらの生成に関してはBASIN3D2Pでは考慮していない。現在のところ、ビトリナイト反射率の計算に関しては、水・二酸化炭素・メタン等の生成をモデル化したものが発表されている(VITRIMAT)(Burnham and Sweeney, 1989)が、石油の生成モデルでは、これらの生成を考慮したモデルは、筆者の知るかぎりまだ発表されていない。

3. 3. 3 流体流動過程

3. 3. 3. 1 仮定

BASIN3D2Pにおいては、以下の点を仮定することによって、流体流動に関する支配方程式を導出している。

- 1) いわゆる一次移動、二次移動共に多相のダルシー流れて記述される(2. 3. 1. 3節参照)。
- 2) 堆積盆内での流体流動は、炭化水素生成後は、一般に、水・ガス・石油の三相流となるが、BASIN3D2Pでは水・石油もしくは水・ガスの二相流であると仮定する。
- 3) 水・石油もしくは水・ガスは不混和である。

3. 3. 3. 2 流体流動方程式の導出

二相の流体流動方程式は、ダルシーの式と質量保存則を組み合わせることによって得られる。これ以降、水・石油の二相流を例として方程式の導出を行う。

圧密に伴う流体流動を考慮する場合には、圧密に伴う固体粒子の移動を考慮する必要がある。固体粒子の移動に伴ったラグランジュ表示をしてやるのが望ましい。ここでは、まず、玉井(1989)及びLuo and Vasseur(1992)に従って、単相流についての展開を行い、その後、二相流体流動の場合の展開を行う。

多孔質媒体について、流体と固体の各々についてのオイラー座標における質量保存則は、以下のようにして導くことができる。

多孔質媒体中に、Fig. 3-18に示す微小六面体を考える。直交座標系(x,y,z)を考え、六面体の重心の位置をP(x,y,z)とする。各座標軸方向の辺の長さを δx 、 δy 、 δz 、とする。そして、点Pに

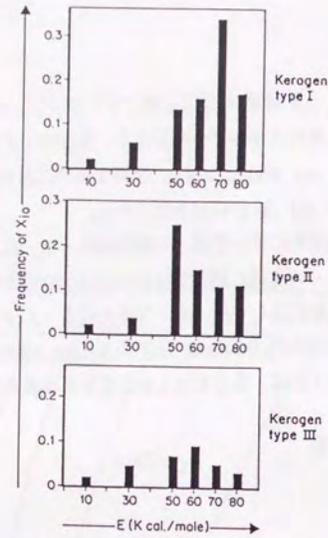


Fig. 3-15 Activation energy distributions for the model of petroleum generation from organic materials (Tissot and Welte, 1984).

Table 3-5 Activation energies, stoichiometric factors, and frequency factors used in the generation model (Tissot and Welte, 1984).

Class	Activation energies		Kerogen types					
	Average value (kcal mol ⁻¹)	<i>A</i>	Type I		Type II		Type III	
			<i>x</i> ₀	<i>A</i>	<i>x</i> ₀	<i>A</i>	<i>x</i> ₀	<i>A</i>
E ₁₁	10	0.024	4.75 10 ⁵	0.022	1.27 10 ⁵	0.023	5.20 10 ³	
E ₁₂	30	0.064	3.04 10 ¹⁶	0.034	7.47 10 ¹⁶	0.053	4.20 10 ¹⁶	
E ₁₃	50	0.136	2.28 10 ²⁵	0.251	1.48 10 ²⁷	0.072	4.33 10 ²⁵	
E ₁₄	60	0.152	3.98 10 ³⁰	0.152	5.52 10 ²⁹	0.091	1.97 10 ³²	
E ₁₅	70	0.347	4.47 10 ³²	0.116	2.04 10 ³⁵	0.049	1.20 10 ³³	
E ₁₆	80	0.172	1.10 10 ³⁴	0.120	3.80 10 ³⁵	0.027	7.56 10 ³¹	
Genetic potential of kerogen								
<i>x</i> ₀ = Σ <i>x</i> ₀			0.895		0.695		0.313	

A is expressed as 10^{*n*} yr⁻¹

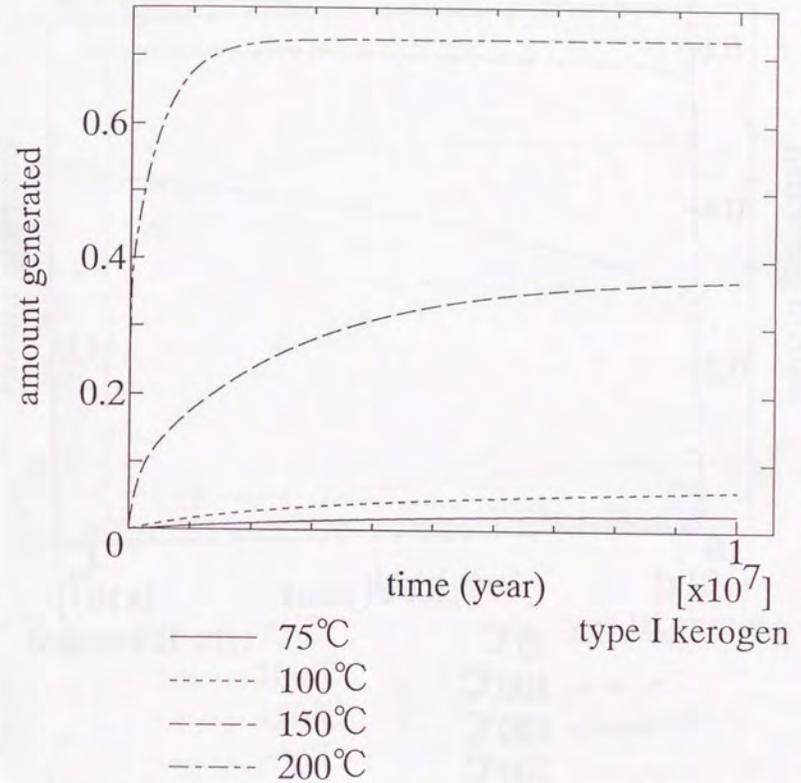


Fig. 3-16 Results of Tissot and Welte's model applied to simple geological scenarios. (a) Constant temperature of 75°C to 200°C for type I kerogen.

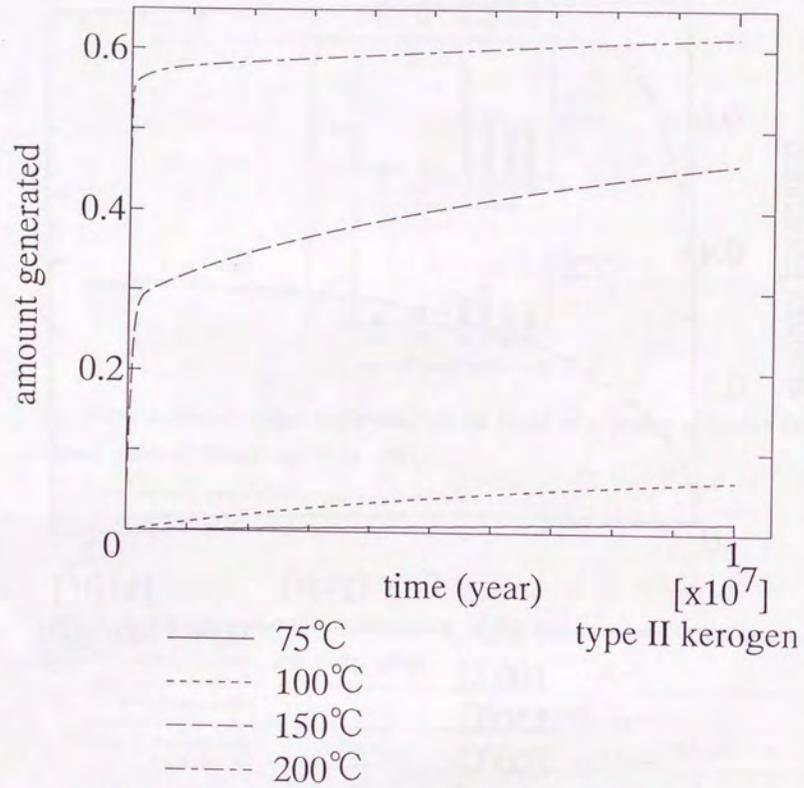


Fig. 3-16 Continued.

(b) Constant temperature of 75°C to 200°C for type II kerogen.

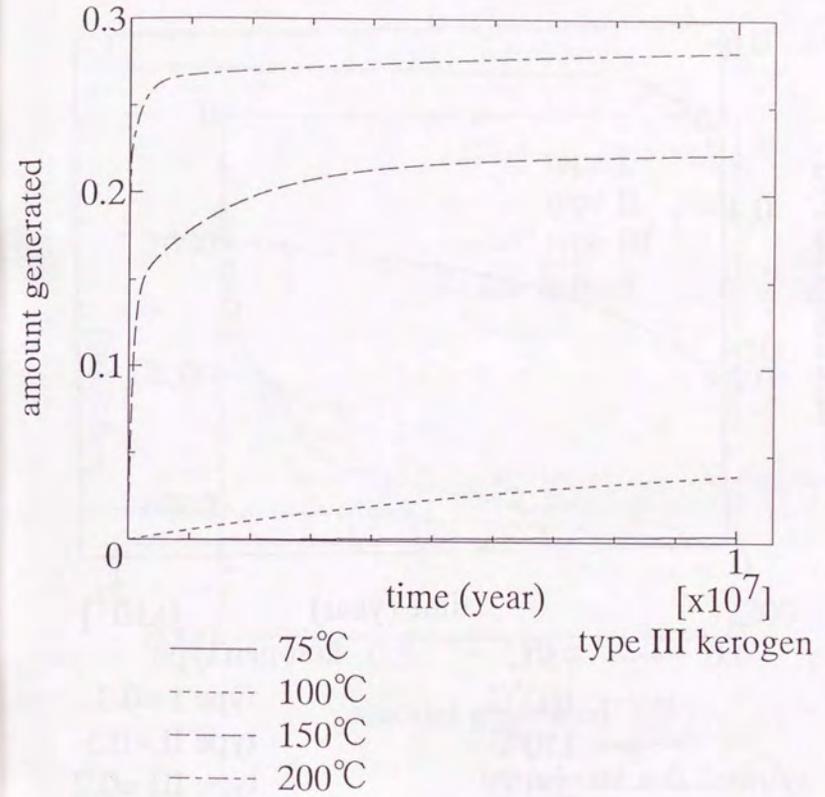


Fig. 3-16 Continued.

(c) Constant temperature of 75°C to 200°C for type III kerogen.

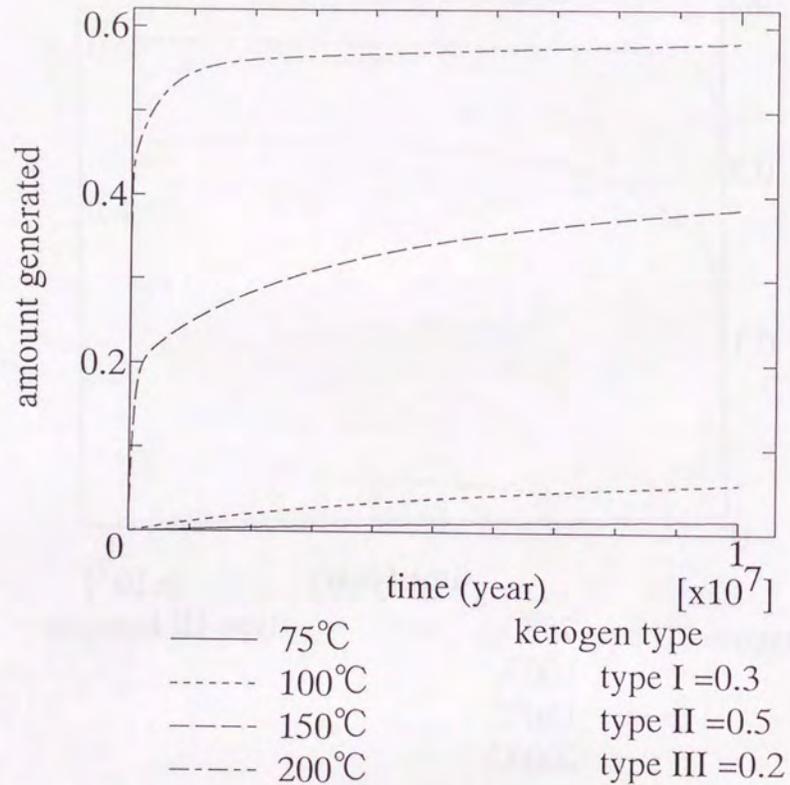


Fig. 3-16 Continued.

(d) Constant temperature of 75°C to 200°C for mixture of type I, II, and III kerogens.

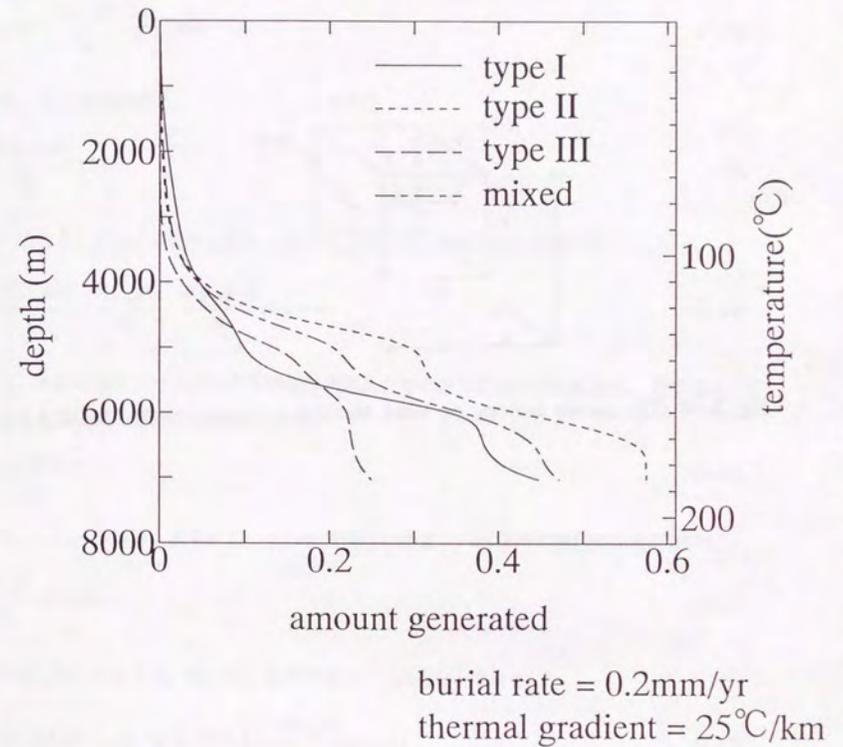


Fig. 3-17 Results of Tissot and Welte's model applied to a simple geological scenario with a geothermal gradient of 25°C/km and a burial rate of 0.2mm/yr. The ratio of mixing for the 'mixed' calculation is the same as that in Fig. 3-16(d).

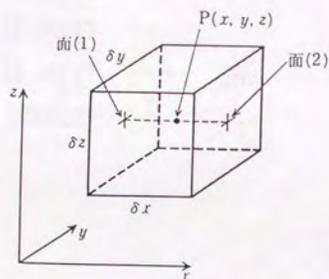


Fig. 3-18 The cartoon showing the small hexahedron (Tamai, 1989). See text for details.

おける速度の三成分を (u, v, w) で表す。x方向の流量変化は、次のように与えられる。x- $1/2\delta x$ の位置にある面(1)を通して単位時間に流入する流体の質量は、水の密度を ρ_w とすると、

$$\left\{ \rho_w \phi u - \frac{\partial(\rho_w \phi u)}{\partial x} \frac{\delta x}{2} \right\} \delta y \delta z \quad (3.47)$$

で与えられる。一方、x+ $1/2\delta x$ の位置にある面(2)を通して単位時間に流出する質量は、

$$\left\{ \rho_w \phi u + \frac{\partial(\rho_w \phi u)}{\partial x} \frac{\delta x}{2} \right\} \delta y \delta z \quad (3.48)$$

となる。この両者の差は、

$$-\frac{\partial(\rho_w \phi u)}{\partial x} \delta x \delta y \delta z \quad (3.49)$$

で与えられる。同様の考察をy方向、z方向にも行えば、六面体内の質量の変化は、

$$\left\{ -\frac{\partial(\rho_w \phi u)}{\partial x} - \frac{\partial(\rho_w \phi v)}{\partial y} - \frac{\partial(\rho_w \phi w)}{\partial z} \right\} \delta x \delta y \delta z \quad (3.50)$$

となる。単位時間における多孔質媒体単位体積あたりの流体の湧きだし体積を q_w とすると、これによる六面体内の質量の変化は、

$$\rho_w q_w \delta x \delta y \delta z \quad (3.51)$$

となる。これらの移流・湧きだしによる質量輸送の結果、六面体内の質量は単位時間内に、

$$\frac{\partial(\rho_w \phi)}{\partial t} \delta x \delta y \delta z \quad (3.52)$$

だけ変化したことになる。従って、水の流速ベクトルを \vec{u}_w とすると、

$$-\nabla \cdot (\rho_w \phi \vec{u}_w) \delta x \delta y \delta z + \rho_w q_w \delta x \delta y \delta z = \frac{\partial(\rho_w \phi)}{\partial t} \delta x \delta y \delta z \quad (3.53)$$

$$\therefore \frac{\partial(\rho_w \phi)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho_w \phi \vec{u}_w) = \rho_w q_w \quad (3.54)$$

となり、これが質量保存則となる。

同様の計算を固体部分についても行ってやると、