マハカム・デルタにおける地質と油・ガスの根源岩*

伊 藤 雄 一**・田 口 徹 二**

(平成元年10月2日受付, 元年11月28日受理)

Petroleum Geology and Hydrocarbon Source Rocks in Mahakam Delta, East Kalimantan, Indonesia

By

Yuichi ITO and Tetsuji TAGUCHI

Abstract: Mahakam delta, located in Tertiary Kutei basin, is one of the most prolific oil and gas producing area in Indonesia. Many oil and gas fields have been discovered and developed in this area so far.

Sediments in Mahakam delta is composed of Middle Miocene to recent deltaic sediments. Maximum thickness of these deltaic sediments so far drilled is ca. 4,500m in the central part of the present day Mahakam delta.

Oil and gas fields are located on NNE-SSW trending anticlinal trends formed by Late Miocene to Pliocene compression. Main reservoirs are deltaic sands of Middle to Upper Miocene. Both oil and gas fields are located on same anticlinal trends. On BADAK-HANDIL and ATTAKA-BEKAPAI anticlinal trends, anticlines forming oil fields are always associated with large scale normal faults whereas anticlines forming gas fields are not.

Coals, lignites and shales in Middle to Late Miocene deltaic sediments are recognized as potential oil source rocks in this area. These sediments have high TOC and high hydrocarbon potential yield values with kerogens being type III.

Studies on extracted hydrocarbons (C_1-C_{35}) from source rocks at HANDIL oil field suggests that HANDIL oil must have been generated from these Miocene source rocks. T_{max} value of 435°C (R_0 0.6% equivalent) corresponds to top of oil window and T_{max} of more than 445°C (R_0 of more than 0.75% equivalent) corresponds to peak oil generation at HANDIL field.

Based on various geological and geochemical aspects, it is possible to say that BEKAPAI oil might also have been generated from the same source rocks as HANDIL oil.

Primary migration pathways are not yet well defined in Mahakam delta. However, as oil accumulations are associated with large scale normal faults and gas accumulations are not, these faults may have acted as important oil migration pathways.

Future geochemical studies in Mahakam delta shall be directed to solve the questions on the origin of oils in different fields, primary migration pathways as well as effects of high pressure zones, commonly recognized in the area, on migration mechanisms.

1. 石油地質

1.1 位 置

インドネシア共和国, カリマンタン東部の陸海域には

タラカン, クタイ, バリトと呼ばれる3つの第3系堆積盆地が存在する(図1)。

タラカン盆地とクタイ盆地は後期漸新世以降, またバリト盆地とクタイ盆地は後期中新世以降にそれぞれ分離したことが知られている。またクタイ盆地は後期中新世～鮮新世の東西性のコンプレッションによって形成された北北東～南南西方向の構造系列が卓越している。

* 平成元年6月6日 第54回石油技術協会総会, 地質・探鉱部門シンポジウム「石油の探鉱と有機地球化学」講演

** インドネシア石油(株)探鉱部

図1 カリマンタン東部の第3系堆積盆地およびマハカム沖鉱区の位置

現世マハカム・デルタはこのクタイ盆地の東方に位置しており、デルタ及びその周辺にはアタカ、ハンディル、ブカパイ、サンガサンガ、サンボジャ等の油田やバダック、ニラム等のガス田が存在しており、カリマンタン最大の油・ガス田地域となっている。

なお、インドネシア石油㈱のマハカム沖鉱区は、現世マハカム・デルタとその東方および南方海域に位置する。

1.2 クタイ盆地の層序

クタイ盆地は暁新世の陸成堆積物を除くと、頁岩を主体とする海成堆積物及び砂岩を介するデルタ成堆積物より成っている。また中央部にはサマリダ・アンチクリノリウムと呼ばれる背斜地帯があり、ここでは隆起剝削により中部中新統以上が欠如している。

層序モデルによると、後期漸新世以降、顕著なデルタの進出が数回認められる(図2)。それに伴い海退と海進が繰り返されているが、大局的には海退傾向を示している。すなわち、デルタ成堆積物が発達しながら東方へ移動したことになる。また、油・ガス田の主要な貯留岩は、中期～後期中新世のデルタ成砂岩、とりわけデルタ・フロント相である。

図2 クタイ盆地の層序モデル (PERTAMINA & BEICIP, 1977に加筆)

図3 クタイ盆地の模式断面図 (PERIAMINA & BEICIP, 1977に加筆)

1.3 堆積場の変化

〔初期漸新世〕

クタイ盆地全体が広く海進を受け、海成堆積物の堆積が続く。

〔後期漸新世〕

クタイ盆地北西部がクチン山脈の隆起の影響を受けて海退に転ずる。一方、盆地中央部では依然として海成の環境にあり、厚く均質な泥岩が堆積する。

〔初期中新世〕

西方からの粗粒碎屑物の供給が続き、堆積場の中心が徐々に東方へ移動する。

〔中期中新世〕

クタイ盆地南部でメラトス山脈の上昇が始まり、バリト盆地が分離した。サンガッタ、サンガサンガ、サンボジャ、バダック、ハンディル等の油・ガス田の貯留岩が堆積した。

〔後期中新世〕

メラトス山脈の隆起が続きクチン山脈と露出域が連続する。引き続き西方からの碎屑物の供給が続き、さらに東方への海退が進む。マハカム・デルタ沖合のメラヒン、アタカ、トゥヌ、ブカパイ等の油・ガス田の主要な砂岩貯留岩が堆積した。

〔鮮新世〕

盆地南部で北西-南東トレンドの断層系が起り、現在のクタイ盆地の南限となる。

以上、堆積場の変化について簡単にまとめると次のようになる。クタイ盆地は漸新世初期に最も海進が進んでいたが、後期漸新世以降クチン山脈の上昇による基盤の傾動運動に伴い、北西部より海退が始まった。この海退は鮮新世まで継続し、現在認められる地質構造が形成された。海退の影響によるマハカム・デルタの形成は中期中新世に始まっている。

1.4 マハカム・デルタの概要

マハカム・デルタ地域ではデルタ成堆積物が厚く発達

しており、バダック、ニラムガス田で掘削された坑井により、デルタ中央部では厚さ約4,500mに及ぶことが確認されている。また、これらデルタ成堆積物とその下位に予想される下部中新統及びそれ以前の海成堆積物を加えた厚さは約7,000m以上に達すると予想される。デルタ成堆積物は全体として上方粗粒の典型的な海退相の傾向を示している。

なお、海退期のデルタ成堆積物は一般に東方にプログレートしており、東方ほど堆積物の時代は若くなり、その層厚を減じる(図3)。さらに、デルタ成堆積物下部及びそれ以深の堆積物が異常高圧層となっているのが認められる。

1.5 マハカム・デルタの堆積環境

現世のマハカム・デルタは西方の陸域側から東方にかけて、堆積環境に基づきデルタプレーン、デルタフロント、プロデルタ、大陸棚に大別される(図4)。水深はデルタフロントで5m以浅、プロデルタが5~70mとなる。デルタプレーンは海水の影響を受けるタイダル・デルタプレーンと河川の影響のみのフルビアル・デルタプレーンに区分される。

一方、古マハカム・デルタについては、その形成が始まった中期中新世ではハンディル油田付近に堆積の中心があり、マハカム南部地域にまでデルタが広く分布していたことが推定できる。すなわち現世よりも大規模なデルタであったことになる。その後デルタの東方へのプログレートは終息し、後期中新世にはデルタ分布域は現世とほぼ同じ規模となったことが推定される(図5)。

1.6 油・ガス田分布

前述のようにマハカム・デルタ地域では北北東-南南西トレンドの背斜系列がいくつか認められ、これらの背斜系列上に油・ガス田が分布している(図6)。このうち油・ガス田の存在するのは西側からサンガッタ~サンガサンガ系列、バダック~ハンディル系列、アタカ~ブカパイ系列である。

図4 現世マハカム・デルタの形態
および堆積環境 (ALLEN 他, 1976 をもとに
作成)

図6 マハカム・デルタ地域の油・ガス田分布

図5 上部中新統におけるマハカム・デルタの古地
理図 (LOIRET 他, 1982 をもとに作成)

〔サンガッタ〜サンガサンガ系列〕

現世の陸上部に位置し、サンガッタ、サンガサンガ、パマグアン、ムティアラ、サンボジャ等の油田が認めら

れる。この系列は、一般に細長い構造形態を示している。主要な貯留岩は中部中新統砂岩である。

〔バダック〜ハンディル系列〕

陸上部とデルタの境界部分に位置し、ハンディル油田、およびバダック、ニラム、タンボラの各ガス田が認められる。主要な貯留岩は同じく中部中新統砂岩である。

〔アタカ〜ブカパイ系列〕

デルタの縁辺部に位置し、アタカ、ブカパイ両油田の他、開発計画中のものとしてトゥヌガス田が存在する。これらの主要な貯留岩は上部中新統砂岩であるが、アタカ油田では鮮新統砂岩からも一部で産出している。

クタイ盆地全体では、1879年のサンガサンガ油田の発見以来、これまでに大小28の油・ガス田が発見され、1986年末までの累計で16.5億 bbl の油と3.9兆立方 ft のガスが生産されている。

1.7 地温勾配

マハカム・デルタ地域における地温勾配は、坑井データから概ね $1.2-1.8^{\circ}\text{F}/100\text{ft}$ ($2.2-3.3^{\circ}\text{C}/100\text{m}$) である。地域による地温勾配の高低の状況は北北東-南南西の構造系列とほぼ調和的であり、構造頂部で地温勾配は高く、翼部では低い。ちなみに、アタカ油田、バダックガス田、ハンディル油田各地域では約 $1.6^{\circ}\text{F}/100\text{ft}$ ($2.9^{\circ}\text{C}/100\text{m}$)、ブカパイ油田地域では約 $1.8^{\circ}\text{F}/100\text{ft}$ ($3.3^{\circ}\text{C}/100\text{m}$) である。これに対し最も低い地温勾配

を示す地域としてマハカム・デルタ中央部バダック～ハンディル、アタカ～プカバイ両系列間の向斜部が考えられ、ここでは堆積物の最も厚い地域に対応して地温勾配が $1.2^{\circ}\text{F}/100\text{ft}$ 以下となっているものと推定される。

1.8 油・ガス田の例

マハカム・デルタ地域の主要な油・ガス田の概要については次の通りである。

〔ニラム／タンボラガス田〕（図7）

バダック～ハンディル系列上の中央部に位置し、北方のバダックガス田を含め、ガス層が広範囲にわたり連続して分布する。ただしガス層分布は構造と必ずしも調和的でなく、むしろ構造の西翼部にかたよる傾向がある。特にタンボラガス田ではこの傾向が明瞭であり、構造トラップよりはむしろ層位トラップの要素が強くなる。

一方、油層は構造頂部を中心にオイルレグの形で局所的に分布する。

図7 ニラム、タンボラガス田深度構造図 (N17マーカー)

〔ハンディル油田〕（図8）

構造中央部に西北西～東南東方向の正断層を伴う単調なドーム構造である。全体的な油層分布は構造形態に調和的である。

図8 ハンディル油田深度構造図 (R14マーカー)

図9 アタカ油田深度構造図 (81-7マーカー)

〔アタカ油田〕 (図9)

北西-南東方向の北東落ち正断層により、順次南より“Ⅰ”から“Ⅴ”まで5つのブロックに分けられる。全体的には背斜ドーム構造を示すが、構造中央部の主要ブロックⅣ以外はすべて何らかの形で断層に依存するトラップである。現在ブロックⅢ、ⅣおよびⅤより生産している。

〔ブカパイ油田〕 (図10)

アタカ油田同様、北西-南東方向の正断層によって3つのブロックに分かれるが、中央のブロックは両側のブロックに対してグラベン状に落ちている。また、北東側ブロックでは油・ガスの集積が認められない。

これらの油・ガス田の貯留岩の時代、油層深度等は個々の油・ガス田で異なっている。

油・ガス田名	主力貯留岩	油・ガス層深度
ニラム/タンボラ	中部中新統	1,950-4,450m
ハンディル	〃	200-3,500m
アタカ	上部中新統	600-3,600m
ブカパイ	〃	1,300-2,400m

油・ガス田の分布上の特徴として、同一背斜系列上に油田・ガス田が共存していることがあげられる。当社鉱区内の油・ガス田は基本的にはいずれも背斜構造に成立しているが、油田をなす背斜は大規模な正断層を伴って

図10 ブカパイ油田深度構造図 (βマーカー)

いるのに対し、ガス田をなす背斜は断層をほとんどあるいは全く伴わないことが特徴的である。

2. 油・ガスの根源岩

2.1 根源岩ポテンシャル

坑井データから、マハカム・デルタ地域における油・

表1 マハカム・デルタ堆積物中の有機炭素量

	AV. TOC wt%
COAL (Delta Plain Env. 0.1-1m thick)	40-80
ORGANIC SHALE (Delta Plain & Delta Front Env.)	7-8
SHALE (Delta Plain & Delta Front Env.)	2.5
CHANNEL & BAR SAND (Delta Plain & Delta Front Env.)	0
PRODELTA CLAY (Prodelta Marine Env.)	2.2

Delta Plain = Supra tidal

Delta Front = Water Depth 0-5m

Prodelta Slope = Water Depth 5-70m

図11 坑井A (ハンディル油田東翼部) コンポジット・ログ

ガス生成ポテンシャルを有する根源岩は、中部—上部中新統デルタ成堆積物中に多数挟在する石炭／リグナイトおよび頁岩であることが確認されている。これらの堆積物は非常に有機物に富んでおり、有機炭素量（TOC値）は石炭で40–80wt%，頁岩で2.5–8wt%に達する（表1）。

ハンディル油田東翼部に掘られた坑井のコンボジット・

図12 坑井A 地化学ログ（TOC 値）
TOC 20% を上限として表示してあるが、この値を大きく越えているサンプルも多い

図13 坑井A 地化学ログ（PY 値）
PY 50kg/ton を上限として表示してあるが、この値を大きく越えているサンプルも多い

ログ（図11）にこれらデルタ成堆積物の岩相を、また同井の地化学ログ（図12、および13）に石炭／リグナイトおよび頁岩の TOC 値および Hydrocarbon Potential Yield 値（PY）を示した。この例で示された堆積物は中部中新統で、3,020–3,660m 間の石炭および頁岩における平均 TOC 値は各々75.3および6.0wt%，平均 PY 値は各々224.0および12.6kg/ton を示し、高い根源岩ポテンシャルを有していることが分かる。

マハカム・デルタ地域におけるこれらポテンシャル根源岩中のケロジェンは、顕微鏡観察から主としてビトリナイトに富む陸生高等植物の遺骸からなり、元素分析結果からすべて Van Klevellen ダイアグラム上のタイプ III に属する（表2、および図14）。

2.2 ハンディル油田の原油根源岩

ハンディル油田に掘削された多数の坑井の中部—上部中新統のポテンシャル根源岩サンプルより炭化水素（HC、 C_1-C_{36} ）を低温加熱によって抽出の上、同根源

表2 マハカム・デルタ地域のポテンシャル根源岩中のケロジェン組成

1) Mostly Vegetal Debris (especially jelled wood fibers)
2) Vitrinite 70–90%
Exinite 10–20%
Inertinite 2–20%

3) Type III

- 1),2) by Microscope
3) by Elemental Analysis

VAN KREVELEN PLOT
Kerogens from MAHAKAM Delta

図14 マハカム・デルタ地域のケロジェン・タイプ (OUDIN, 1982)

HANDIL Field

$T_{\max}$ vs. Existing HC (C1-C35) Amount in Coals and Type III Kerogens from Shales

図15 ハンディル油田の根源岩中炭化水素の熟成度 ($T_{\max}$) 対 HC/TOC 比プロット (DURAND, 1979に加筆)

岩中の TOC 値に対する抽出 HC との量比を求め、この値と熟成度 (Rock Eval $T_{\max}$ 値) とをクロスプロットしたものが図15の左側である。本図で、貯留岩内の油によって汚染されていると考えられるサンプル (□印) を除いた上で考察すれば、 $T_{\max}$ 435°C 付近から熟成の進行 ($T_{\max}$ 値の増大) とともに急激に HC/TOC 量比が増え、445°C 付近で同量比は最大値に達し、その後急減していることが分かる。また、この抽出 HC のうち熟成度のそれぞれ異なる 9 サンプルについて、HC の分子別相対量およびクロホルム抽出による C₁₅ 以上の HC についての芳香族 HC/飽和 HC 量比 (A/S)、極性化合物/HC 量比 (PL/HC)、および CPI 値^{注1)} を求めた (図15右側)。これによると、C₁₄ 以下の軽質 HC は $T_{\max}$ 430–448°C の間でその量が最大となることが

わかる。CPI 値は $T_{\max}$ 440°C 以上で急減して約 1 となり、ハンディル原油のそれに近い値となっている。

ハンディル油田の原油性状は均一ではなく、貯留岩の

HANDIL OILS

API° vs. Depth and Distillate % vs. Depth

図16 ハンディル原油の比重および低温蒸留分対深度プロット (OUDIN, 1982)

$$\text{注1) } CPI = \frac{\left(\frac{1}{2}nC_{23} + nC_{26} + \dots + nC_{31} + \frac{1}{2}nC_{33}\right)}{\left(nC_{24} + nC_{26} + \dots + nC_{30} + nC_{32}\right)}$$

HANDIL Field

T_{max} vs. CPI and T_{max} vs. Isoprenoids of Reservoir
Oils and HCs in Coals/Shales.

- OILS
- * COALS-FLANK WELLS
- COALS-TOP WELLS
- () TREND OF *

図17 ハンディル油田の根源岩中炭化水素および原油の CPI 値, バイオマーカー量比対深度プロット (SCHOELL, 1983に加筆)

深度が増すにつれて軽質分が減少し、比重が大きくなる傾向が認められるが(図16)、これらさまざまな深度の原油サンプルと、石炭・頁岩中に既存の抽出 HC サンプルについて、CPI 値および各種バイオマーカー量比を T_{max} 値に対しプロットした(図17: 原油サンプルについてはその貯留岩近傍の頁岩等の T_{max} 値を与えてある)。本図で、貯留油による汚染がないと考えられる構造翼部の坑井サンプル(*印)に着目すると、パラメーターの種類によりそのトレンドに差異はあるが、おおむね T_{max} 435℃ 以上では熟成が進むにつれ抽出 HC サンプルの各パラメーター値が原油サンプルのそれに近くなっ

てゆき、445℃ 以上の熟成レベルでは各値とも原油のそれとほぼ等しくなっていることが分かる。

石炭から抽出した既存 HC と貯留岩内原油サンプルのガス・クロマトグラムを比較してみると(図18)、深度1,260mの貯留岩内原油の HC 組成は近傍にある低熟成度(1,300m, T_{max} 420℃)の石炭中の HC 組成とはかなり異なり、一方、大深度・高熟成度(2,850m, T_{max} 443℃)の石炭中のそれとわけて類似していることが分かる。

以上の地化学的分析結果をとりまとめれば、

・根源岩中の HC/TOC 量比が T_{max} 435℃ 付近から

HANDIL Field

Gas chromatogram of reservoir oil and extracted HCs from coals(C15+Fraction).

Pr=Pristane

Ph=Phytane

20=nC₂₀

図18 ハンディル油田の石炭中炭化水素および原油のガス・クロマトグラム

(DURAND, 1979に加筆)

急増し、445°C付近で最大になっている

- ・根源岩中の HC 組成およびその CPI 値、バイオマーカー量は $T_{\max}$ 435°C 付近から各々原油のそれに近づき始め、445°C 付近で原油とほぼ類似、あるいは等しくなっている。

これらの観測事実から、ハンディル油田地域においては中部～上部中新統デルタ成堆積物中の石炭／リグナイトおよび頁岩が実際にハンディル原油を生成した根源岩であり、原油生成に寄与したのはこのうち $T_{\max}$ 435°C レベルより高い熟成度（＝より深度が深い）に達した根源岩であったと推定される。

ハンディル油田を含めマハカム・デルタ地域では石炭の $T_{\max}$ 値と R_0 値（ビトリナイト反射率）は良く相関しており（図19）、これにもとづいて整理すればハンディル油田地域での根源岩熟成度指標は下記のとおりとなる。

Top Oil Window

= $T_{\max}$ 435°C (R_0 0.6%equivalent)

MAHAKAM Delta

$T_{\max}$ vs. R_0 of coal sample

図19 マハカム・デルタ地域の石炭の $T_{\max}$ 値対ビトリナイト反射率

(DURAND, 1979に加筆)

Peak Oil Generation

= $T_{\max}$ 445°C 以上 (R_0 0.75%equivalent 以上)

Peak Oil Generation については、図15左側の総 HC/TOC 量比トレンド曲線のみに着目すれば、 $T_{\max}$ 445°C であるようにも見える。しかし図15右側の HC 分子量子別相対量に着目すると、 $T_{\max}$ 448°C 以上の分析サンプルで C_{14} 以下の HC 相対量が急減している。この現象は、一次移動によりこれらの軽質成分を主体とする HC が石炭／ケロジェン系内から排出されたことに起因すると考えられ、 $T_{\max}$ 445°C 以上での総 HC/TOC 量比の減少も、これら一次移動にともなう軽質成分の排出に起因している可能性が高い。したがって本論文で用いたデータからは一義的に Peak Oil Generation に相当する $T_{\max}$ 値を求めることはできない（ $T_{\max}$ 445°C より大である可能性がある）ので、ここでは概括的に 445°C 以上とまとめておく。

2.3 ブカバイ油田

ブカバイ油田についてはハンディル油田ほど地化学データが充実していないが、原油組成については比較的分析データが揃っている（表3）。ブカバイ原油はハンディル原油に比べて比重が軽く、210°C加熱時の残留分中の、飽和 HC 中にナフテンが多く、パラフィンが少ない等の相違点があるが、210°C残留分中の飽和 HC、芳香族 HC および重質 Non-HC（レジンおよびアスファルテン）の3成分量は互いに良く似ており、ハンディル・ブカバイ両原油ともに三角ダイアグラム上で近接したエ

表3 ハンディルおよびブカバイ原油の性状 (COMBAZ, 1978 をもとに作成)

	HANDIL	BEKAPAI	
		FWS*	SWS*
1. API°	30.8-38.0	39.0-41.3	32.3 & 40.9
2. Whole Composition			
• Distillate <210°C (Wt%)	11.4-35.3	43.9-53.4	24.0 & 42.0
• Saturates >210°C (")	37.9-67.3	31.0-38.1	37.3 & 53.0
• Aromatics >210°C (")	12.3-29.8	9.7-16.5	15.3 & 17.9
• Non HCs >210°C (")	2.3- 6.2	3.5- 5.0	5.1 & 45.4
• Saturates/Aromatics	1.5- 4.3	1.9- 3.4	2.5 & 3.0
3. Saturates >210°C			
• Paraffins (Wt%)	68.1-79.0	56.6-62.9	65.2 & 69.0
• Naphtenes (")	21.0-31.9	37.0-43.4	31.0 & 34.8
• Pristane/Phytane	6.0-11.3	7.7- 9.3	7.1 & 7.6

* FWS=Fresh Water Sand (=Shallow) Reservoir

SWS=Salt Water Sand (=Deep) Reservoir

Composition of HANDIL and BEKAPAI Oils (>210°C Fraction)

- HANDIL Oils
- BEKAPAI Oils

図20 ハンディルおよびブカバイ原油の三成分ダイアグラム (COMBAZ, 1978)

リアにプロットされる (図20)。

3成分量比が類似していることと、マハカム地域では現在のところ中部-上部中新統デルタ成根源岩以外にタイプの異なる根源岩の存在が確認されていないことから、現時点ではブカバイ原油もハンディル原油と同様、中新統デルタ成根源岩から生成されたものと推定して良さそうであるが、この点については今後さらに検討が必要である。

2.4 一次移動の問題と今後の地化学上の検討課題

マハカム・デルタにおける熟成根源岩から貯留岩への

油・ガスの一次移動については、現在までのところ具体的データに基づく明確な説明はなされていない。しかしながら既存の油田とガス田を比較してみると、油田（アタカ、ブカバイ、ハンディル）はいずれも大規模な正断層を伴う背斜構造であるのに対し、ガス田（バダック、ニラム、トゥヌ等）ではいずれも大規模正断層の発達 は認められていない (図7, 8, 9, 10)。このことから油の一次移動にはこれらの断層が移動経路として重要な役割を果たしているのではないかと推定される。

また、本地域ではデルタ成堆積物下部およびそれ以深が異常高圧層となっているのが認められる。この高圧層が油・ガスの一次移動に及ぼす影響として、Oil Window が高圧層より上位にある場合には油が生成された後一次移動して油田を形成し得るが、Oil Window が高圧層内にある場合には油は一次移動できず、このため根源岩中でガスを主体とする軽質HCに熱分解されてしまい、それらのガス主体軽質HCのみが移動可能となって貯留岩中に集積し得るため、ガス田が形成されるのではないかと、との仮説が提唱されている^{注2)}。

これら、一次移動の経路、高圧層の一次移動に与える影響、異なる油田の原油の起源等の問題についての具体的データに基づく解明が、マハカム・デルタ地域における今後の地化学上の検討課題である。

3. ま と め

マハカム・デルタ地域はインドネシア有数の油・ガス

注2) インドネシアにおいては、北スマトラ堆積盆についても Mobil 社により同様の仮説が提唱されている。

田分布域で、中部～上部中新統デルタ成砂岩を主力貯留岩とする油・ガス田が多数発見・開発されている。これらのデルタ成堆積物中には、有機物に富み高い根源岩ポテンシャルをもつ石炭／リグナイトおよび頁岩が多く挟在し、ハンディル油田においてはこれらが実際に原油を生成した根源岩であると考えられる。油・ガスの一次移動の径路、高圧層の影響、異なる油田の原油の起源等の問題についてはなお今後の地化学上の検討課題であり、これらが解明されれば本地域、ひいては類似の地質状況の他地域において炭化水素の移動集積等、地化学的見地から探鉱を進め良好な成果を上げ得るものと考えている。

謝 辞

本稿を発表するにあたり、資料の公表を許可していただいたインドネシア石油(株)、インドネシア共和国プラタミナ社およびトータル・インドネシア社(ジャカルタ)に対し、感謝の意を表します。また、本稿作成にあたり、多大のご助言をいただいたインドネシア石油(株)長坂 満取締役および同社探鉱部の皆様に対し、ここに併せて深く感謝いたします。

参 考 文 献

- ALLEN, G. P., LAURIER, D., and THOUVENIN, J. P., 1976, Sediment distribution patterns in the modern Mahakam delta: *5th Ann. Mtg., Indonesian Petroleum Assoc. Proc.* (Jakarta), p. 159-178.
- COMBAZ, A., and DE MATHAREL, M., 1978, Organic Sedimentation and genesis of petroleum in Mahakam delta, Borneo: *AAPG Bull.* **62**, no. 9, 1684-1695.
- DURAND, B., and OUDIN, J. L., 1979, Example of hydrocarbon migration in deltaic-type series; the Mahakam delta, Kalimantan, Indonesia: *10th World Petroleum Cong.* (Bucharest, Romania), Sept. 1979.

- LALOUEL, p., 1979, Logging interpretation in deltaic sequence: *8th Ann. Mtg., Indonesian Petroleum Assoc. Proc.* (Jakarta), p. 247-290.
- LOIRET, B. & MUGNIOT, J. M., 1982: Seismic Sequences Interpretation, a contribution to the stratigraphical Framework of the Mahakam area: *11th Ann. Mtg., Indonesian Petroleum Assoc. Proc.* (Jakarta), p. 323-334.
- OUDIN, J. L. and PICARD, P. F., 1982: Genesis of hydrocarbons in the Mahakam delta and the relationship between their distribution and the overpressured zones: *11th Ann. Mtg., Indonesian Petroleum Assoc. Proc.* (Jakarta), p. 181-202.
- PERTAMINA and BEICIP, 1977: Petroleum Potential of Western Indonesia.
- ROSE, R., and HARTONO, P., 1978; Geological Evolution of the Tertiary Kutei-Melawi Basin, Kalimantan, Indonesia; *7th Ann. Mtg., Indonesian Petroleum Assoc. Proc.* (Jakarta), p. 225-251.
- SAMUEL, L., and MUCHSIN, S., 1975, Stratigraphy and sedimentation in the Kutai Basin, Kalimantan: *4th Ann. Mtg., Indonesian Petroleum Assoc. Proc.* (Jakarta), p. 27-39.
- SCHOELL, M., TESCHNER, M., WEHNER, H., DURAND, B. and OUDIN, J. L., 1983: Maturity related biomarker and stable isotope variations and their application to oil source rock correlation in the Mahakam delta Kalimantan. In: BJØRØY, M., ed.: *Advances in Organic Geochemistry*, p. 156-163. John Wiley.