

論 文

ベトナム・クーロン堆積盆地の15-2鉱区における
湖成根源岩・産出油*

島田 昌英**・青山 威夫***

(Received September 13, 2004 ; accepted January 12, 2005)

Lacustrine source rocks and produced oils in Block 15-2,
Cuu Long Basin, S.R. Vietnam

Masahide Shimada and Takeo Aoyama

Abstract : Japan Vietnam Petroleum Co., Ltd. (JVPC) confirmed oil accumulation in fractured granitic basement and Miocene sandstone at the Rang Dong structure in Block 15-2, offshore S. R. Vietnam. Since 1998, Rang Dong oil field is producing oil from both reservoirs.

The Cuu Long Basin has thick and wide syn-rift deposits of the Oligocene lacustrine source rock shale which is confirmed in over 30 wells drilled in Block 15-2. This shale is dark brown, very hard with oil shows, high resistivity and slow sonic velocity. The source rock potential is very high with 1-4 wt% of TOC and 200-700 mg/g of HI. The kerogen type is dominantly type I and is highly oil prone. Although the shale encountered in the Rang Dong field are immature, it is estimated to be mature to overmature at the center of the basin and near mature at the proximity of the Rang Dong field.

The characters of the oil produced from the fractured reservoir and the Miocene sandstone reservoir in the Rang Dong oil field are commonly high wax, low sulfur and 35-43 deg. API gravity. In another structure, condensate (52 deg API) was found in the weathered zone of basement. The oil maturation confirmed by biomarkers suggests that the oil produced from basement has higher maturity than Miocene oil.

From Sterane triangle plot, these produced oils are confirmed to have been generated by the same source rock which is the Oligocene lacustrine shale.

In a few wells, a fracture-filling "Tar-like Material", a possible obstacle for production, was locally found in the fracture zone of the basement. It is largely insoluble in the organic solvent and more mature than the produced oil. Biomarkers and geochemical data suggest that it is generated by some sort of cracking byproduct.

Key words : Vietnam, the Cuu Long Basin, Oligocene lacustrine source rock, tar-like material

1. はじめに

ベトナムには複数の第三系堆積盆地が存在し、そ

の中のいくつかは高い炭化水素生成能力を有している (Petersen *et al.*, 2004 ; Hung and Le, 2003 ; Lee *et al.*, 2001 ; Dang and Sladen, 1997 ; Simon *et al.*, 1997)。

クーロン堆積盆地はベトナム本土を形成するインドシナ地塊とコンソンの間のベトナム南東海域に位置する第三系リフト型堆積盆地である。その中にはベトナム有数の油田であるバクホー油田を中心に数多くの油・ガス田が存在している (Canh *et al.*, 1994)。15-2 鉱区はクーロン堆積盆地中央部に位置し、鉱区内には先第三系花崗岩質基盤岩フラクチャー貯留層と第三系中新統砂岩貯留層を持つランドン油田が存在する。根源岩は漸新統の湖

* 平成16年6月16日、平成16年度石油技術協会春季講演会地質・探鉱部門シンポジウム「東アジアの新生代非海成層起源の石油・天然ガス」で講演 This paper was presented at the JAPT Geology and Exploration Symposium entitled "Oil and gas from the Cenozoic non-marine source rocks in East Asia" held in Sapporo, Japan, on June 16, 2004.

** 日本ベトナム石油株 Japan Vietnam Petroleum Co., Ltd.

*** 新日本石油開発株 Nippon Oil Exploration Limited.

成泥岩であり、坑井試料の分析データにより根源岩能力を持つことが確認されている (Hung *et al.*, 2003)。この貯留岩と根源岩はクーロン堆積盆地で確認されている石油システムと同じであり、貯留層については、多く議論されている (Tan and Bo, 1997; San *et al.*, 1997; Funnell *et al.*, 1997; Tin, 1997) が、根源岩については従来詳細な議論はされていない。クーロン堆積盆地での炭化水素の開発状況は、かつては油田が主体であったが、最近ではガス田も発見されている。

本論では 15-2 鉱区のデータに基づき、生産される炭化水素の特徴とその根源岩の特徴について言及し、最後に掘削中に発見されたタール状物質の特徴とその成因について考察する。

2. クーロン堆積盆地の石油地質と 15-2 鉱区の概要

2.1 クーロン堆積盆地の概要

クーロン堆積盆地はベトナム南東海域に位置し、北西側をベトナム本土に、南東側をコンソンハイに規制されている (Fig.1)。堆積盆地の形態は北東-南西方向が約 170 km、北西-南東方向が約 80 km の細長い船状であり、その面積は約 1 万平方 km である。基盤は主に先第三系の火成岩からなり、その上を古第三系～新第三系の堆積物が覆っている。

Lee *et al.* (2001) によるとクーロン堆積盆地は北西-南東方向の伸張により開口し、前期漸新世以前に原型が完成した第三系リフト型堆積盆地と考えられている。その後の沈降運動に伴い、北東-南西方向の断層群が発達した。沈降に応じて堆積相も湖成堆積物 (後期漸新世) から海成堆積物 (中新世～現在) へ変化しながら埋積が

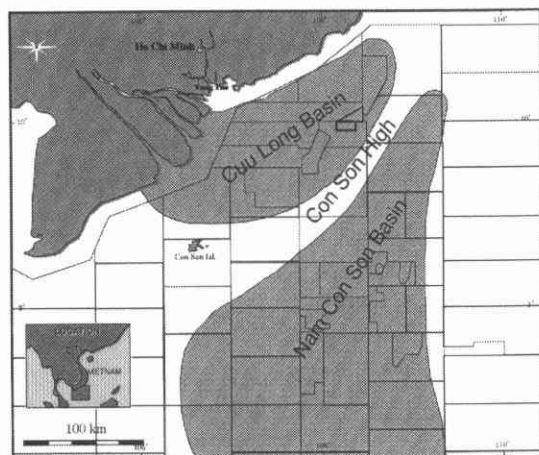


Fig.1 Basin location map in the offshore South Vietnam

進行している。クーロン堆積盆地の中央部では、沈降速度が最も速く、それに伴い湖成泥岩が厚く堆積し、熟成に達した中央部で生成した炭化水素が堆積盆地縁辺部のホルスト構造に移動集積している。

2.2 地質層序

クーロン堆積盆地の層序は、広域的には 6 つの層準に区分される (Hung and Le, 2003)。白亜紀以前に貫入した花崗岩を基盤とし、下位より E 層・D 層・C 層 (漸新統)、B 層 (中新統)、A 層 (第四系) が累重している (Fig.2)。基盤岩は主に花崗岩より成っており、他に花崗閃緑岩や花崗斑岩、変成岩、火山岩などを伴っている。漸新統の E 層は堆積盆地周辺より供給された砕屑物よりなり、縁辺部では砂礫岩が厚く堆積している。堆積盆地中央部では湖成泥岩に岩相変化していると考えられている。同じく漸新統の D 層は上部と下部の 2 つに分けることができ、下部 D 層は主にシルト岩からなり、上部 D 層は有機物に富んだ厚い湖成泥岩よりなる。C 層は湖成砂岩泥岩互層を主体とし、河川成～汽水成堆積物を伴っている。中新統の B 層は主に海成砂岩泥岩互層からなり、下部から中部では海進の影響を受け、厚い泥岩が発達している。B 層上部から A 層はデルタ成の砂岩層が卓越した互層が堆積しており、現在に至っている。

AGE	FORMATION	THICKNESS	LITHOLOGY	SEQUENCE	RESERVOIR	SEAL	SOURCE	
PLEISTOCENE		600 - 700 m		A I BII				
PLOICENE	BIEN DONG							
MIOCENE	LATE	1000 - 2000 m						
	MIDDLE							CON SON
	EARLY							BACH HO
OLIGOCENE	LATE	100 - 3000 m		C D Upper D Lower	●	■	◆	
	EARLY							TRA TAN
CRETACEOUS AND OLDER	BASEMENT	0 - 3500 m			●	■		

Fig.2 Stratigraphic summary in the Cuu Long Basin

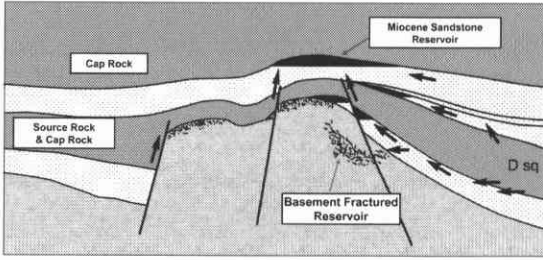


Fig.3 Schematic play type of Rang Dong Field

2.3 クーロン堆積盆地の石油地質

Fig.3はクーロン堆積盆地の石油地質の特徴をまとめたものである。貯留岩は2種類に分類される。1つはフラクチャー型貯留層の花崗岩質基盤岩で、もう1つは下部中新統～漸新統の砂岩で、後者は地域によって発達や性状に若干差があるものの良好に発達している。

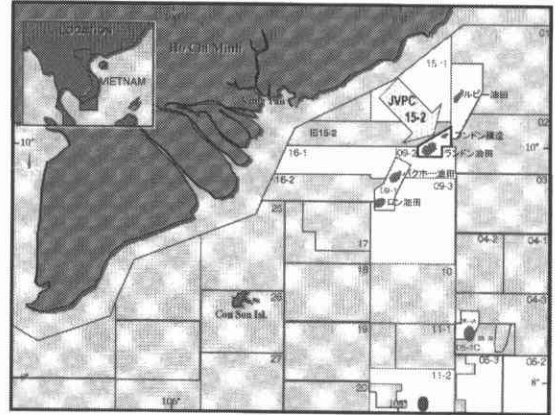
根源岩は湖成泥岩から成る漸新統上部D層であり、次章で詳しく説明する。

フラクチャー基盤ブレイは基盤の高まり部分にフラクチャーが発達することによって形成された構造トラップで、基盤岩を覆う泥岩がシールとなっている。下部中新統～漸新統砂岩ブレイは4ウェイディップクローチャーを形成し、中新統砂岩を覆う厚い海成泥岩や貯留層と互層の関係にある泥岩がシールの役割を果たしている。15-2 鉱区では上部D層および海成泥岩が全域的に厚く分布しており、ともにシール能力が高いのが特徴である。堆積盆中央部で形成された炭化水素は、水平移動や上方移動によりこれらのトラップに集積していると考えられる。

2.4 15-2 鉱区とランドン油田の概要

15-2 鉱区は、ベトナム海上沖の約120kmに位置している (Fig.4)。本鉱区内では、バクホー油田やロン油田、ルビー油田などと同一の北東-南西トレンドを有する基盤の高まりが分布し、複数のホルスト構造が確認され、炭化水素の集積が期待されたことから、1992年より生産分与契約に基づき探鉱を開始した。1994年から4つの構造に対し、それぞれ1坑の試掘井を掘削し、そのうちランドン構造とフンドン構造の2つの構造において出油を確認した。ランドン油田は1998年に生産開始し、2004年6月現在、試探掘井、生産井、圧入井、あわせて42坑を掘削し、現在も掘削中である。

ランドン油田は根源岩の熟成が期待できる堆積盆地中央部のやや東に位置している。本油田はFig.5が示すように2つの主要貯留層層準 (基盤岩フラクチャー型貯留層および中新統砂岩貯留層) から油を生産しており、その他C層やE層の砂岩でも油の胚胎を確認している。ランドン油田では、厚い漸新統D層が基盤岩フ



となっていない。一方、Mudstone 3はTOCが平均1.9%、 S_2 が平均9.3 mgHC/gRock、ケロジェンタイプがタイプIと根源岩能力が高く、特に上部D層はクーロン堆積盆地における主要根源岩と認められている (Hung *et al.*, 2003)。Carroll and Bohacs (2001) は湖成根源岩をその特徴から3つの種類 (Algal-terrestrial organic facies, Algal organic facies, Hypersaline algal organic facies) に分類している。その分類によるとクーロン堆積盆地の上部D層はAlgal organic faciesの特徴 (タイプIケロジェンと高いHI) と一致しており、非常に高い根源岩能力が推定される。

上部D層はクーロン堆積盆地全域で分布が確認されており、層厚は基盤の高まりの頂部で数十m、堆積盆地中央部では約2,700mと堆積場所によって大きく変化している。

3.1.2 検層データの特徴

本鉱区における上部D層は、掘削中のバックグラウ

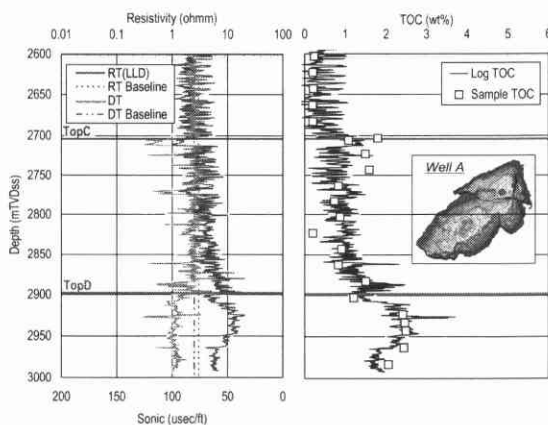


Fig.6 (a) LLD and DT Log from Well A, (b) Correlation between RT-DT Log derived TOC and measured TOC with depth from Well A

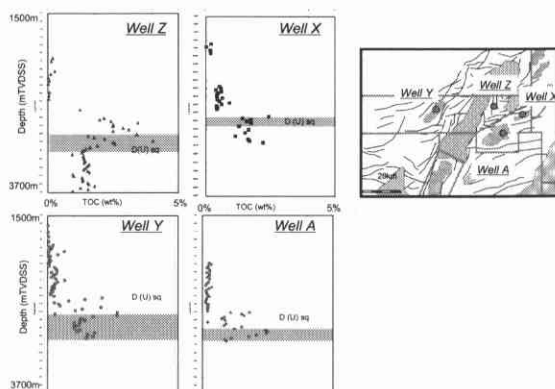


Fig.7 Depth plot of TOC in and around Block 15-2 wells

ンドガスが上位層泥岩区間と比較して約10倍になり、カッティングスの油徴はdirect fluorescenceがないにもかかわらず、cut fluorescenceが観察されるという特徴がある。また、物理検層では上部D層は比抵抗値が高く、Delta-Tが遅いことなど、高い根源岩能力を示唆する特徴が多く観察される。

他の層準と大きく異なるこのような上部D層の物理検層上の特徴に着目し、Passey *et al.* (1990) の方法で比抵抗と音波検層データからTOCを計算により求めた。このようにして求めたTOC計算値とTOC実測値の間に相関が認められる (Fig.6) ことは、クーロン堆積盆地の漸新統のTOCが物理検層データにより推定できる可能性を示唆している。

3.1.3 根源岩性状

15-2鉱区の根源岩 (Mudstone 3) について、カッティングス・コア・サイドウォールコアを用いて、TOC、ロックエバル、GC、GC-MS、ビトリナイト反射率などの分析が実施されている。TOCは上部D層で1~4%と非常に高く (Fig.7)、また、ケロジェンはHI/OIプロット

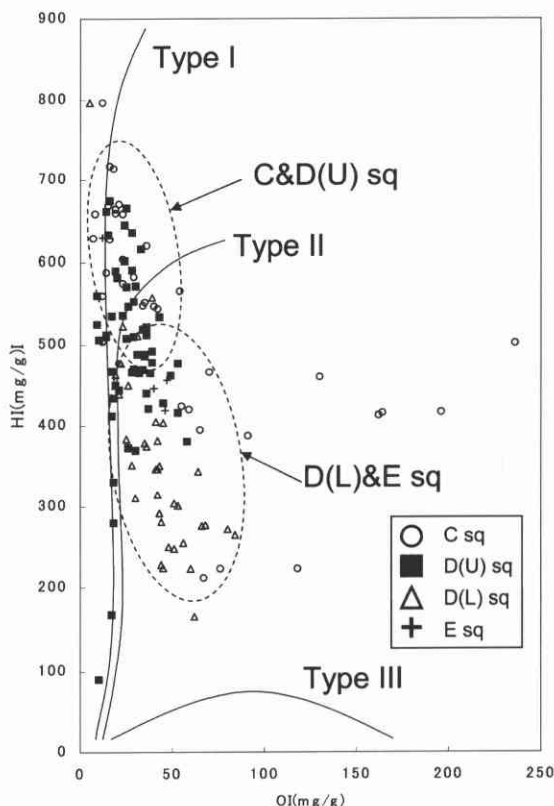


Fig.8 Hydrogen Index (HI) vs Oxygen Index (OI) for D upper sequence and C, D, E sequence from all wells

(Fig.8) 上で主にタイプIの領域にプロットされ、非常に高い根源岩能力を持つことが分かる。C層中に挟在する泥岩は高いTOCとHIを示すが、熟成度が低く砂層が卓越するため根源岩となっていない。下部D層およびE層はタイプII～III周辺にプロットされ、TOCも高くないことから、上部D層に比べ、根源岩能力は低い。

堆積盆地中央部に近い位置に掘削された坑井“Z”では他の坑井に比べ明らかに高い根源岩能力を持っている。これは坑井“Z”の掘削位置が堆積盆地中央部に近いため、Powell (1986) が述べるように、より還元環境で有機炭素が濃集し堆積したものと考えられる。

3.1.4 根源岩の熟成度

ランドン構造などの基盤の高まり上で掘削した坑井

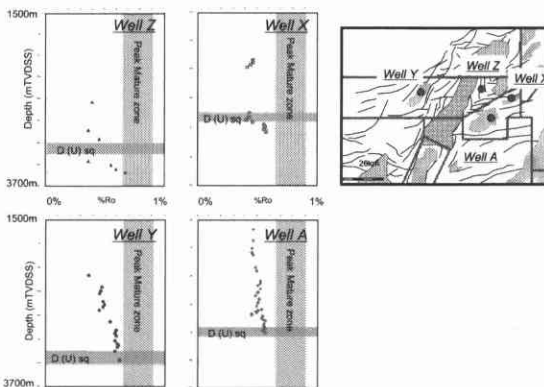


Fig.9 Depth plot of vitrinite reflectance (%Ro) in and around Block 15-2

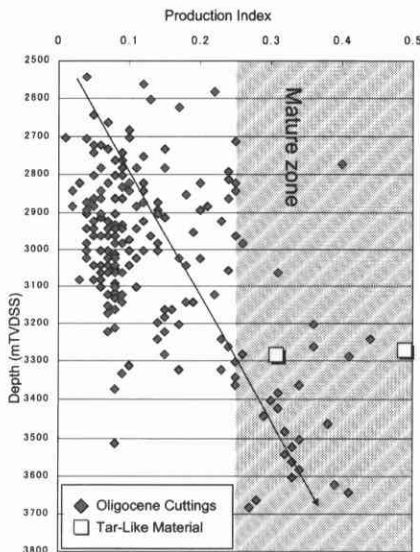


Fig.10 Depth plot of Production Index of Oligocene cuttings and tar-like materials in and around Block 15-2

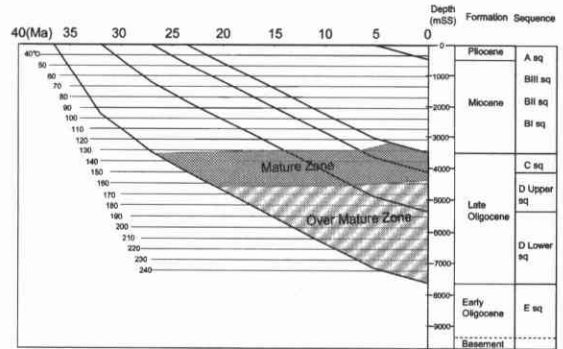


Fig.11 1D model at a pseudo-well location in the depositional center, west of Rang Dong Field

(A, X, Y) で確認した上部D層は、クーロン堆積盆地中央部に比べ深度が浅いため、ビトリナイト反射率をもとに熟成度を推定すると未熟成帯にプロットされる(Fig.9)。しかし、堆積盆地中央部よりの位置に掘削された坑井“Z”の上部D層は深度が深く、熟成帯に達している。また、ロックエバル分析のPI (Production Index) もこの傾向をサポートしており、Fig.10に示すように深度の増加に対応して熟成度も増加する傾向が確認された。一次元ベースンモデリングの結果から、上部D層は堆積盆地中央部では14 Ma (中期中新世)には熟成に達し、現在も炭化水素を排出していることが示された(Fig.11)。

3.2 産出原油

3.2.1 産出原油の特徴

ランドン油田から産出する原油はAPI比重35～43°と比較的軽質の原油で、高ワックス、低硫黄、低Ni+Vという特徴がある(Table.1)。このような特徴は湖成根源岩から生成された油の特徴(Powell, 1986; Todd *et al.*, 1997)と一致している。プリスタン/ nC_{17} とファイタン/ nC_{18} のプロット(Fig.12)から、油を排出した根源岩は中間的な酸化還元環境で堆積したと推定される。また、Table.1に示すプリスタン/ファイタン比(1.8～2.2)や奥井ら(1998)が検討している東南アジア産原油のバイオマーカーの特徴から、本鉱区の原油の $T_{97}/(T_{97}+T_{m})$ 比(0.60～0.78)とオレアナン/ C_{30} ホバン比(0.04～0.11)は根源岩の堆積環境が湖成環境であることを裏付けている。

フンドン構造で確認した炭化水素には層準によって大きな差が見られる。下部中新統で採取した原油はAPI比重22°と重質で、ノルマルアルカンが全体的に失われていることから、一般的にいわれる微生物分解か水触作用(Palmer, 1984)を受けていることがわかる。これに対し、フンドン構造の基盤最上部の風化帯からはAPI

Table.1 Character of hydrocarbons from Block 15-2

		Basement oil	Miocene oil	Condensate
General property	API (°)	37-41.5 (39.9)	37-39 (37.8)	52
	Wax (wt%)	18-27 (22.5)	16-25 (19.3)	4
	Sulfur (wt%)	0.02-0.07 (0.04)	0.04-0.12 (0.07)	0.02
	Ni+V (ppm)	0.6-1.5 (1.03)	3.7-4.9 (4.8)	1
Saturated HC	Pr/Ph	1.8-2.2 (2.03)	1.9-2.2 (2.06)	2.78
	Pr/nC ₁₇	0.35-0.54 (0.41)	0.29-0.62 (0.45)	0.5
	Ph/nC ₁₈	0.19-0.28 (0.22)	0.18-0.36 (0.25)	0.31
Biomarker	C29 20S/ (20S+20R)	0.64-0.80 (0.73)	0.61-0.68 (0.64)	0.56
	Ts/ (Ts+Tm)	0.68-0.78 (0.72)	0.60-0.62 (0.61)	0.47
	Oleanane/C ₃₀ -Hopane	0.08-0.11 (0.09)	0.037-0.054 (0.043)	0.03

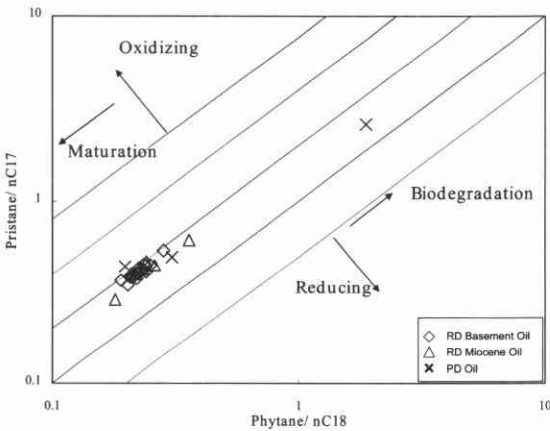


Fig.12 Pr/nC₁₇ vs Ph/nC₁₈ cross plot of oils in and around Block 15-2

比重 52° のコンデンセートが確認されている。このコンデンセートは、早稲田ら (2002) が示す ‘炭素同位体組成が重くなり、API 比重が軽くなる’ という関係を示すことから、高熟成領域におけるケロジェン / 油の熱分解によるものである事が分かる。

3.2.2 産出原油の熟成度

Table.1 が示すように、T_s / (T_s+T_m) 比とオレオナン / C₃₀ ホパン比から、基盤岩産出原油の方が下部中新統産出原油より熟成が進んでいることが分かる。これは基盤岩の地層温度が中新統貯留層よりも高いことが原因と考えられ、油層が置かれた地下の温度環境の差 (Waples and Machihara, 1991) によるものであることを示唆している。一方、ステラン C₂₉ の 20S / (20S+20R) は、サンプルすべてが平衡値 (0.55) を超えるという異常値を示している。バイオデグラデーションを受けていないこの原油サンプルがこのような異常値を示すことについては、Zhang *et al.* (2004) が中国の珠江口沖で確認した異常値と同様に、不明成分が 20S のピークに重なっている可能性が考えられるが、現在のところ検討中である。

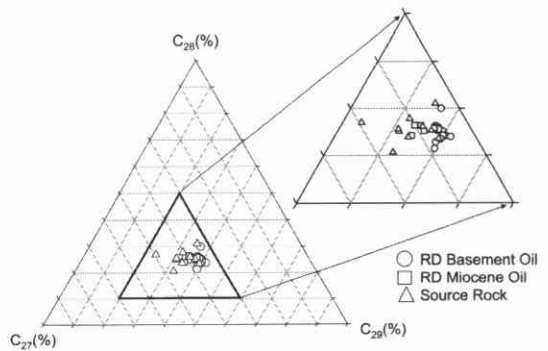


Fig.13 Triangular diagram of C₂₇, C₂₈ and C₂₉ steranes of oils and source rocks in the Block 15-2

3.3 原油-原油・原油-根源岩の対比

3.3.1 原油-根源岩対比

ステランの C₂₇, C₂₈, C₂₉ は堆積環境によって変化するものの、熟成度に対してはほとんど変化しないことから原油と根源岩の対比および原油と原油の対比に用いられる (Huang and Meinschein, 1979 ; Moldowan *et al.*, 1985 ; Waples and Machihara, 1991)。このステランの C₂₇-C₂₈-C₂₉ の三角ダイアグラムを用いて 15-2 鉱区の産出原油と上部 D 層根源岩の対比を行った。Fig.13 が示すように、上部 D 層の根源岩と産出原油はほぼ同じ位置にプロットされ、上部 D 層の根源岩が産出原油の起源であることが分かる。

3.3.2 原油-原油対比

ランドン油田においては、基盤岩と中新統それぞれの貯留層の連続性を確認することが、生産井の掘削位置を決めて開発計画を立てるための重要な要素となっていた。そこで高精度 GC を使用したスターダイアグラムを用いて貯留層分断化の有無を検証した。Fig.14a が示すように、中新統産出油は基盤岩産出油とは大きくことなることが分かる。両貯留層の原油の起源は同じであることから、この違いは移動中の変化か、あるいは油層の地

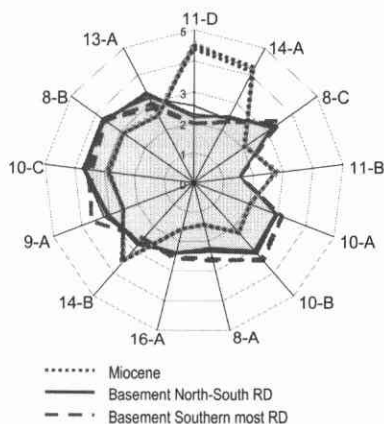


Fig.14 (a) Star diagrams of oils from Miocene and Basement reservoir

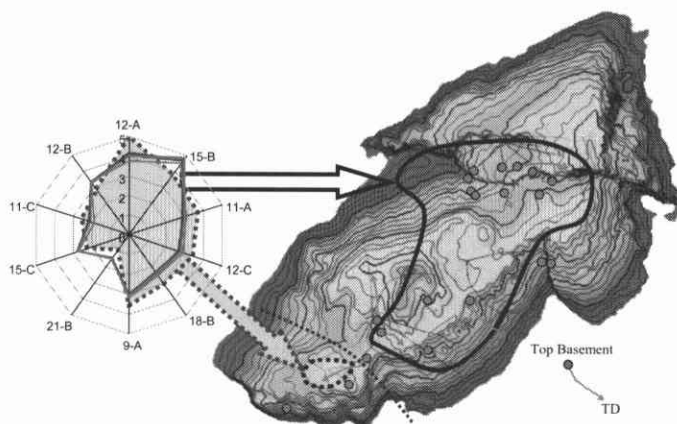


Fig.14 (b) Star diagram shows two compartments in the Basement reservoir

下環境の違いによりもたらされた可能性が高い。中新統産出油は似たような組成を示し油層の連続性が確認された。これに対し、基盤岩産出原油では、原油の組成は大きく2つのグループに分けられ、南端部が分断化されている可能性が示唆された (Fig.14b)。分析当初は他に基盤油層の分断化を支持するデータがなかったが、同地域での生産開始後の圧力履歴から分断化が確認された。この結果から原油対比を利用した貯留層連続性評価の信頼度が高まり、DST やクリーンアップなど短時間の圧力履歴しか得られない地域においても原油対比により分断化の有無を確認できるようになった。

4. タール状物質

4.1 タール状物質の発見

水平坑井“J”を掘削中に、基盤岩のフラクチャー帯を充填したタール状物質を確認した。この坑井では掘削中に数多くのフラクチャーを確認し、過去の実績から良好な生産性が期待されたが、実際の生産性は低かった。生産性が低い理由として、このタール状物質によるフラクチャー充填が挙げられる。このタール状物質の性状を把握し、分布を予測することが、今後の開発計画に役立つ可能性があることからタール状物質の性状に関する検討を行っている。

4.2 タール状物質の特徴

タール状物質は黒色で固形ないし半固形で、大部分が有機溶媒に不溶である。有機炭素量は57～80%と非常に高い値を示している。抽出物の分析では Table.2 に示すようにプリスタン/ファイタン比 (1.7～1.8) は若干低いものの原油とあまり差がない。

4.3 形成過程

起源となる有機物が存在しない基盤岩内で、このよう

Table.2 Character of tar-like material from basement

		Basement Oil	Tar
General Property	TOC	—	57-80 (69)
	S2	—	232-268 (250)
	PI	—	0.30-0.49 (0.40)
	HI	—	288-470 (379)
	Tmax	—	435-453 (444)
Saturated HC	Pr/Ph	1.8-2.2 (2.03)	1.68-1.83 (1.76)
	Pr/nC ₁₇	0.35-0.54 (0.41)	0.32-0.39 (0.36)
	Ph/nC ₁₈	0.19-0.28 (0.22)	0.19-0.22 (0.21)

なタール状物質が形成される可能性としては、根源岩より移動してきた炭化水素が何らかの変化を受けたことが考えられる。Rogers *et al.* (1974) はカナダで炭酸塩岩貯留層中に発見したタール状物質の成因について考察している。他にも Wilhelms and Larter (1995) は北海の高浸透率の砂岩層油田で確認された同じようなタール状物質について考察し、いくつかの形成過程の可能性を述べている。

本鉱区におけるタール状物質の形成過程の可能性としては以下の5つが挙げられる。

- (1) 微生物分解 (biodegradation)
- (2) 水蝕作用 (water washing)
- (3) 移動中の気液分離 (separation - migration)
- (4) 脱アスファルト化 (deasphalting)
- (5) クラッキング (cracking)

これらの可能性について検討すると、まず微生物分解については、Palmer (1984) や Lafargue and Barker (1998) が述べているように、掘削深度の地層温度は120°以上で微生物分解を受けるとは考えにくく、また、ノルマルアルカンの分布が異常でなく、プリスタン/nC₁₇とファイタン/nC₁₈の比も微生物分解を示さないことから可能

性は低い。次に水蝕作用の特徴については、Lafargue and Barker (1998) が述べているように、炭化水素の移動過程における水で飽和されたキャリアーベッド内や貯留層内の油水漸移帯においてC₁₅以下の飽和炭化水素やC₁₅以上の芳香族や硫黄化合物などの炭化水素が選択的に減少するが、プリスタンやファイタンなどは変化しない傾向がある。しかし、産出原油と抽出物のノルマルアルカンを比較すると、飽和炭化水素の差は量的に小さく、基盤岩内にてOWCよりも数百m浅いこの深度で水蝕作用が発生する可能性は低いと考えられる。気液分離についても同一の巨大な油層のなかで局地的に発生する可能性は低いと考えられる。

脱アスファルト化が発生する要因は、大量の軽質油やガス成分が貯留層内に流入することで重質分が沈殿することと考えられている。基盤岩内で一部の地域に限り、軽質油やガスが下方から大量に供給されるとは考えにくい。しかし、この掘削位置では上位の帽岩であるD層の層厚がランダム構造全域中で最も薄く、数十mしかない。この薄い場所をいくつかの断層が切っており、ガスがリークし続ける可能性がある。このガスの移動に伴って、軽質の炭化水素も上方へ移動し、重質なアスファルテン物質が取り残された可能性は否定できない。この坑井Jを中心に南部の産出原油の比重が構造全域の産出原油の平均的な比重に比べて軽い傾向がある(Fig.15)は、脱アスファルト化の可能性を示していることが考えられる。

Production Index やオレオナン /C₃₀ ホパンの比が高熟成の値を示す (Fig.10, Fig.16) ことから、クラッキングの可能性が高い。ここで、油層の地下環境が熟成度を考える上で重要な要素となる。貯留層圧力と温度は基盤岩内でも差があることが分かっている。温度に関して、タール状物質を確認した坑井は基盤岩内でも温度の高い坑井であり、過去にクラッキングを起こす程度の高温の時期があった可能性を示している。

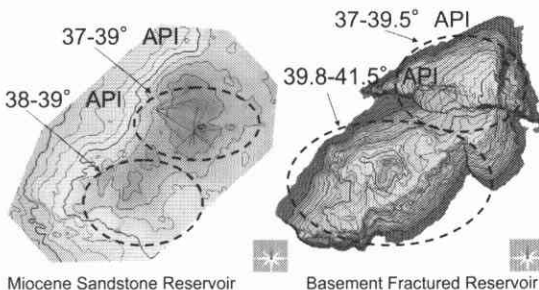


Fig.15 Regional differences of API oil gravity in Miocene and Basement reservoir in the Rang Dong Field

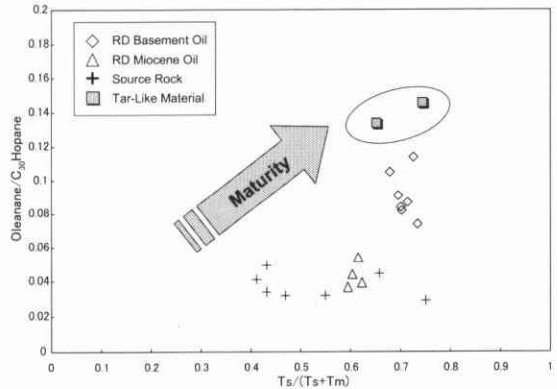


Fig.16 Oleanane/C₃₀ hopane vs Ts/(Ts+Tm) cross plot of oils and tar-like materials from Rang Dong Field

以上の検討から、タール状物質の成因はクラッキングと脱アスファルト化の複合した要因による可能性が示唆された。

5. まとめ

クーロン堆積盆地の石油システムは次のようにまとめられる。

- (1) クーロン堆積盆地ではフラクチャーの発達した基盤岩と中新統～漸新統の砂岩が主要な貯留層になっている。
- (2) 根源岩はクーロン堆積盆地全域に分布する根源岩能力の高い漸新統の湖成泥岩であり、有機炭素量1～4%かそれ以上で油指向である。深度の浅い構造上部では未熟成であるが、堆積盆地中心部では十分に熟成に達している。
- (3) ランドン油田の基盤岩フラクチャー貯留層と中新統砂岩貯留層から、API比重37～42°で高ワックス、低硫黄の類似した成分の原油が産出されている。
- (4) 2つの貯留層から産出した油の分析によって、基盤岩フラクチャー貯留層の原油のほうが中新統砂岩貯留層の原油より熟成が進んでいること、基盤岩内で油層が分断化されていることが確認された。
- (5) 基盤岩内で掘削中に確認されたタール状物質は、油のクラッキングと脱アスファルト化の複合作用で形成された可能性がある。

謝辞

本検討を公表するに際して、新日本石油開発株式会社および日本ベトナム石油株式会社から許可をいただいた。また、坑井データをはじめとする探鉱データを公表する許可をベトナムからいただいた。新日本石油

株式会社探鉱部および技術部、日本ベトナム石油株式会社の皆様からはいろいろな助言をいただいた。石油技術協会にはシンポジウムで発表する機会を与えていただいた。以上の方々に深く感謝いたします。

引用文献

- Canh, T., Ha, D.V., Carsterns, H., Berstad, S., 1994: Viet Nam - attractive plays in a new geological province. *Oil & Gas Journal Mar.* 14, 78-83.
- Carroll, A.R. and Bohacs, K.M., 2001: Lake-type controls on petroleum source rock potential in nonmarine basins. *AAPG Bull.*, **85**, 1033-1053.
- Dang, H. N. and Sladen, C., 1997: Petroleum geology of offshore Da Nang, central Vietnam. *Indonesian Petroleum Association*, 449-460.
- Funnell, R., Allis, R., and Huyen, T., 1997: Thermal regimes in two Vietnamese basins, Cuu Long and Nam Con Son, and implications for hydrocarbon generation. *Indonesian Petroleum Association*, 499-509.
- Huang, W.Y. and Meinschein, W.G., 1979: Sterols as ecological indicators. *Geochim. Cosmochim. Acta*, **43**, 739-745.
- Hung, N.D. and Le, H.V., 2003: Abstract: Hydrocarbon geology of Cuu Long Basin - offshore Vietnam. *AAPG Bull.*, **87**, No.13.
- Lafargue, E. and Barker, C., 1988: Effect of water washing on crude oil compositions, *AAPG Bull.*, **72**, 263-276.
- Lee, G.H. and Lee, K., Watkins, J.S., 2001: Geologic evolution of the Cuu Long and Nam Con Son basins, offshore southern Vietnam, South China Sea. *AAPG Bull.*, **85**, 1055-1082.
- Moldowan, J.M., Seifert, W.K. and Gallegos, E.J., 1985: Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks. *AAPG Bull.*, **69**, 1255-1268.
- 奥井明彦・横山ゆかり・横井研一, 1998: 東南アジア産原油の陸源高等植物起源バイオマーカー. *Researches in Organic Geochemistry*, **13**, 5-12.
- Palmer, S.E., 1984: Effects of water washing on C15+ hydrocarbon fraction of crude oil from Northwest Palawan, Philippines, *AAPG Bull.*, **68**, 137-149.
- Passey, Q.R., Creaney, S., Kulla, J.B., Moretti, F.J. and Stroud, J.D., 1990: A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs. *AAPG Bull.*, **74**, 1777-1794.
- Petersen, H.I., Nytoft, H. P. and Nielsen, L. H., 2004: Characterization of oil and potential source rocks in the northern Song Hong Basin, Vietnam : indications of a lacustrine - coal sourced petroleum system. *Org Geochem.*, **35**, 493-515.
- Powell, T.G., 1986: Petroleum geochemistry and depositional setting of lacustrine source rocks. *Marine and Petroleum Geology*, **3**, 200-219.
- Rogers, M.A., McAlary, J.D. and Bailey, N.J.L., 1974: Significance of reservoir bitumens to thermal - maturation studies, Western Canada Basin. *AAPG Bull.*, **58**, 1806-1824.
- San, N.T., Giao, N., Dong, T.L. and Son, H. P., 1997: Pre-Tertiary basement - The new objective for oil and gas exploration and production in the continental shelf of south Vietnam. *Indonesian Petroleum Association*, 461-465.
- Simon, B., ten Haven, H.L. and Cramez, C., 1997: The petroleum systems of the south Con Son Basin, offshore south Vietnam. *Indonesian Petroleum Association*, 467-479.
- Tan, K.T. and Bo, N.Q., 1997: Geological modeling and reservoir properties of basement rocks of the South Vietnam continental shelf. *Indonesian Petroleum Association*, 539-544.
- Tin, N.T., 1997: Hydrocarbon trap styles of south eastern Vietnam offshore basins. *Indonesian Petroleum Association*, 515-520.
- Todd, S.P., Dunn, M.E. and Barwise, A.J.G., 1997: Characterizing petroleum charge systems in the Tertiary of SE Asia. In Fraser, A.J., Mattherws, S.J., Murphy, R.W., eds.: *Petroleum Geology of Southeast Asia*. Geological Society Special Publication **126**, 25-47.
- 早稲田 周・岩野裕継・武田信従, 2002: 地球化学からみた天然ガスの成因と熟成度, 石技誌, **67** (1) 3-15
- Waples, D.W. and Machihara T., 1991, *Biomarkers for geologists*, Tulsa, AAPG Methods in Exploration **No.9**, 91p.
- Wilhelms, A. and Larter, S.R., 1995: Overview of the geochemistry of some tar mats from the North Sea and USA: Implications for tar-mat origin. In J.M. Cubitt and W.A. England, eds., *The Geochemistry of Reservoirs*, Geological Society Special Publication **86**, 87-101.
- Zhang, C., Li, S., Yang, J., Yang, S. and Wang, J., 2004: Petroleum migration and mixing in the Pearl River Mouth Basin, South China Sea. *Marine and Petroleum Geology* **21**, 215-224.