炭酸塩岩貯留岩の油層性状を支配する地質学的諸要素

—ムバラス油田 Thamama IVA 層を例として*—

岩本 博**・辻 喜弘**・須内 寿男**・大嶋 一精***

(昭和61年9月1日受付, 61年11月12日受理)

Geologic Controls on the Characteristics of Carbonate Reservoir

—A Case Study on the Thamama Zone IVA of the Mubarras Field, Abu Dhabi, U.A.E.—

By

Hiroshi IWAMOTO, Yoshihiro TSUJI, Hisao SUNOUCHI and Kazukiyo OSHIMA

Abstract: Sedimentary facies, environment and diagenesis which control reservoir characteristics of the Lower Cretaceous Thamama Zone IVA in the Mubarras Field, offshore Abu Dhabi, United Arab Emirates, were studied by analyzing cores of about 380 feet (115.8 m) from 8 wells.

Six different carbonate lithofacies have been identified in the Thamama Zone IVA. These lithofacies are (1) algal peloidal grainstone/packstone/wackestone, (2) peloidal grainstone, (3) intraclastic grainstone, (4) peloidal bioclastic packstone/wackestone, (5) bioclastic peloidal packstone and (6) orbitolinid wackestone/mudstone. Peloidal grainstones have the best reservoir characteristics (porosity/permeability) among them. The Thamama Zone IVA is overlain by argillaceous bioclastic wackestone which acts as cap rock of the reservoir.

The depositional environment of the Thamama Zone IVA has been interpreted as being of lagoon to near-barrier in a shallow shelf condition. Grain-supported textures (grainstone and packstone) dominating in the northern part of the Mubarras Field suggest relatively high water energy such as near-barrier environment. On the other hand mud-supported textures (wackestone and mudstone) dominating in the southern part of the field suggest quiet water such as lagoonal environment.

The main diagenetic features in the Thamama Zone IVA are micritization, leaching, cementation, dolomitization and stylolitization. Cementation especially by ferroan calcite deteriorates reservoir characteristics. The occurrence of this cement is limited within and close to the argillaceous limestones. This phenomenon suggests that the argillaceous limestones play an important role for the cementation by ferroan calcite.

1. 緒 言

石油公団石油開発技術センターでは、炭酸塩岩貯留岩の評価技術の確立を目的として、昭和58年度より海外の油・ガス田の炭酸塩岩貯留岩の油層性状とそれに影響を及ぼす地質学的要因について総合的研究を実施している。昭和60年度にはアブダビ石油株式会社との協力を得て、同社が探鉱・開発・生産をしてきたムバラス油田における主要貯留層の一つ下部白亜系 Thamama 層群の Thamama IVA 層を対象としてケーススタディを実施し

た。同油田内の異なった構造における油層性状の違いが岩相、堆積環境や続成作用などの地質学的要因に起因することが明らかになったので、その結果の一部をここに報告する。

2. 構 造

ムバラス油田は、アラブ首長国連邦の首都アブダビ市の西方約60kmの沖合に位置し、本油田の北にはADMA-OPCO社のザクム、ウムシャイフ両油田が、南にはADCO社のバブ、ブハサの両油田がある (Fig. 1)。

ムバラス油田の構造は、北東—南西方向の2本の平行な背斜軸を待つ複斜で、西側の背斜軸には南よりA構造とB構造、東側の背斜軸にはC構造がある。C構造はさ

* 昭和61年6月4日、第51回石油技術協会総会、地質・探鉱シンポジウムにて講演。

** 石油公団石油開発技術センター

*** アブダビ石油株式会社

Fig. 1 Location map of the Mubarras Field in Abu Dhabi

らに北側の CB 構造と南側の CD 構造に細分されている。大嶋 (1977) によれば、ムハラス構造は Thamama 層の堆積当初から緩やかに成長を続けたか各構造によって若干成長時間が異なっている。C 構造は他の構造に先行して、白亜紀中期 (Cenomanian) に成長したが、A・B 構造は主に白亜紀末期 (Maestrichtian) に発達した。そして集油の時期である Maestrichtian-Campanian において、C 構造は A・B 構造よりも起伏が大きかったと述べている。

Thamama IVA 層の上限は西側の A と B の構造では同深度であるのに対して、東側の CD および CB 構造では A および B 構造に比べてそれぞれ約 190 ft (57.9 m), 260 ft (79.2 m) 深くなっている。構造的に深い位置にある CB および CD 構造の油層性状は、深度的に浅い位置にある A および B 構造より優れている。

3. 層 序

Fig 2 はアフタヒ沖合地域における地質層序の概要を示す。ムハラス油田の油層となっている下部白亜系 Thamama 層群は、一般に下位より Habshan 層, Lekhwar 層, Kharaitb 層および Shuaiba 層に区分されているが、アフタヒ沖合地域では通常 6 層に区分され、上位より慣用的に I ~ VI 層と呼ばれている。今回検討した Thamama IVA 層は、Thamama IV 層に存在する 3 枚の多孔質層のうちの最上部のもので、ムハラス油田の主要貯留岩の一つである。また他の 2 枚は上から IIB, IVC 層と呼ばれてい

る。これら 3 枚の多孔質な石灰岩は、粘土質で緻密な石灰岩と互層しており、IVA 層の上位の粘土質石灰岩は IVA 貯留層の帽岩の役割を果たしている。

ムハラス油田における Thamama IVA 層はさらに上位より上部多孔質層、緻密層および下部多孔質層に細分され、厚さはそれぞれ 21~28 ft (6.4~8.5 m), 2~4 ft (0.6~1.2 m) そして 4~7 ft (1.2~2.1 m) である。

4. 解析方法

ムハラス油田の Thamama IVA 層は 8 坑井において合計長 380 ft (115.8 m) のコアが採取されている (Fig 3)。これら 8 坑井の構造的な位置は、A および B 構造ではともに頂部であり、C 構造 (計 6 本) では構造の頂部、翼部と油水境界面以深である。これらの坑井試料は、コア採取坑井数が多いことや坑井の構造における位置が変化に富むことなどから、炭酸塩岩貯留岩の研究に適している。今回は以下の観察および分析を実施した。

1) 岩石記載

コラスラフの肉眼観察および実体顕微鏡観察並びに 1 ft (0.3 m) 毎に作成した薄片の顕微鏡観察を行った。顕微鏡下における炭酸塩鉱物の識別にはアリスリソレット 0.2% 塩酸溶液 (FRIEDMAN, 1959) および 0.5~1.0% フェリンアン化カリウム溶液 (WOLF *et al.*, 1967) による染色法を用いた。

岩石組織の記載は DUNHAM (1962) によった。孔隙タイプの記載は主に CHOQUETTE and PRAY (1970)

Fig. 2 General stratigraphy and oil occurrence in offshore Abu Dhabi (Hassan and Azer, 1985)

Fig. 3 Location map of the studied wells

および POWERS (1962) にしたがった。

2) X線回折法による鉱物組成の分析

3) 不溶性残渣の定量・鉱物分析

炭酸塩岩中の不溶性残渣を得る場合、塩酸を使用すると緑泥石などの粘土鉱物が分解することから酢酸を使用するのが望ましい。しかし、本研究では時間の都合上塩酸を使用した。

試料を10メッシュ以下に粉碎し、その50~100 gを重量測定後ピーカーに入れ、希塩酸(10 vol%)約150 mlを加え室温で数時間放置し、これを遠心分離にかけ、上澄み液を捨てる。同じ作業を炭酸塩鉱物が完全に溶解するまで繰り返す。こうして得られた残渣を水による洗浄と遠心分離を数回繰り返した後に風乾し、重量を測定した。定量は重量%で示した。上記の方法で得られた残渣に対しX線回折法により鉱物組成分析を行った。

4) 水銀ポロシメーターによる孔口径分布の測定

カルロエルバ2000型水銀ポロシメーターにより孔口径分布の測定を行った(内田, 1983)。

以上の観察・分析データを基に、Thamama IVA層の貯留岩の油層性状と、それに影響を及ぼしている地質学的要因について検討した。

5. 岩 相

ムバラス油田の Thamama IVA 層は岩石記載により次の6タイプの岩相に分類される。

- (1) Algal peloidal grainstone/packstone/wackestone
- (2) Peloidal grainstone
- (3) Intraclastic grainstone
- (4) Peloidal bioclastic packstone/wackestone
- (5) Bioclastic peloidal packstone/wackestone
- (6) Orbitolinid wackestone/mudstone

なお Thamama IVA 層は argillaceous bioclastic wackestone によって狭まれている。Table 1 に IVA 層の6タイプの岩相の特徴を要約した。以下に各岩相について記述する。

5.1 Algal peloidal grainstone/packstone/wackestone (Plate I-1)

本岩相は Thamama IVA 層の上部多孔質層の主体を成す岩相であり、その厚さは北で16 ft (4.9 m) と薄く、南に向かって厚くなり A-1 号井では 27 ft (8.2 m) である (Fig. 4)。

岩石組織は上部で grainstone であり、下部に向かって石灰泥 (lime mud) が増加し packstone と wackestone となる。構成粒子は緑藻類の一種である *Bacinella* を主とする藻類とペロイドを主体とし、二枚貝類などの貝殻片、有孔虫、棘皮動物、層孔虫などを含む。藻類の大きさは中礫大が多く、ペロイドは極細粒~細粒砂大であり、

Table 1 Summary of Thamama Zone IVA lithofacies, Mubarras Field, Abu Dhabi

Lithofacies	Texture	Grains	Sorting	Sedimentary Structure	Depositional Environment	Porosity Type	Average Porosity (%)	Horizontal Permeability (md)	Median Pore Throat Size (dia. mic.)
Algal peloidal grainstone packstone wackestone	grainstone packstone wackestone	algae (<i>Bacinella</i>) pellet/peloid shell fragments foraminifera echinoidea stromatoporoid	poor	burrow	barrier lagoon	intergranular intragranular moldic vug	19.2	<0.01 739	1.7 8.7
Peloidal grainstone	grainstone	pellet/peloid echinoidea shell fragments foraminifera	good	burrow	barrier	intergranular intragranular moldic vug	23.2	2.5 863	9.7 10.8
Intraclastic grainstone	grainstone	intraclast	good	—	barrier	intergranular (cemented)	0.8	0.03 0.04	—
Peloidal bioclastic packstone wackestone	packstone wackestone	pellet/peloid shell fragments echinoidea foraminifera	poor	burrow	barrier lagoon	intragranular moldic fracture (cemented)	2.3	<0.01 0.27	—
Bioclastic peloidal packstone wackestone	packstone wackestone	shell fragments algae (<i>Bacinella</i>) pellet/peloid foraminifera echinoidea	poor	burrow	barrier lagoon	intragranular moldic fracture	10.3	<0.01 32	1.6 7.0
Orbitolinid wackestone mudstone	wackestone mudstone	Orbitolina echinoidea pellet	poor	—	lagoon	intergranular intragranular moldic vug	25.7	25	—

Fig. 4 Schematic cross-section of Thamama Zone IVA, Mubarras Field, Abu Dhabi

淘汰が非常に悪い。堆積構造としては巣孔が見られる。この巣孔はしばしば自形の細粒なドロマイトにより埋められている。希塩酸による不溶性残渣の量が多いところで2~3%, 一般的に1%以下である。

孔隙は粒子間孔隙 (intergranular porosity), 藻類のセルや有孔虫の室 (chamber) から成る粒子内孔隙 (intra-granular porosity), モールド孔隙 (moldic porosity) およびバグ孔隙 (vug porosity) から成る。コア分析による孔隙率は平均19.2%, 水平方向の浸透率は0.01 md未満~739 mdである。0.01 md未満の低浸透率の層準は、最上部および最下部の数 ft (1 m未満) の区間に発達し、孔隙が2価の鉄を含む方解石 (Fe方解石) のセメントで埋められている。孔隙径分布の中間値は直径1.7~8.7 μ であり、このように中間値に幅があるのは構成粒子の淘汰が悪いためである。前記のように、この岩相は最上部と最下部のセメントの発達した数 ft (1 m未満) の区間を除いて良好な油層性状を持つ。

5.2 Peloidal grainstone (Plate I-2)

Thamama IVA 層の上部多孔質層には2枚の peloidal grainstone が存在する。上位の grainstone は北部の C-1 号井で5 ft (1.5 m) と最も厚く、南に向かって薄くなるが、B構造のB-1号井で再び3 ft (0.9 m) と厚くなる。そしてA構造のA-1号井ではこの岩相は見られない。下位のものは1 ft (0.3 m) と薄くC-4号井以北にのみ存在する (Fig. 4)。

岩石組織は大部分 grainstone であるが、一部で石灰泥を含み packstone をとなる部分もある。構成粒子は大部分極細粒~細粒砂大のペロイドで占められ、この他に棘皮動物、貝殻片、有孔虫を含む。淘汰は非常に良く、希塩酸による不溶性残渣の量は1%以下である。

孔隙は粒子間タイプがほとんどで、他に粒子内、モールド、バグタイプも存在する。平均孔隙率は23.2%, 浸透率は2.5~863 md, そして孔隙径の中間値は9.7~10.8 μ を示し、Thamama IVA 層の中で最も良い油層性状を持っている。

5.3 Intraclastic grainstone (Plate I-3)

本岩相は北部の C-1 号井にのみ存在し、Thamama IVA 層の上部多孔質層の直下および下部多孔質層の直下に見られ、厚さはそれぞれ1 ft (0.3 m) である (Fig. 4)。

構成粒子は中粒砂大のイントラクラスト (intraclast) から成り、淘汰は非常に良い。しかし粒子間孔隙は Fe 方解石および方解石のセメントで完全に埋められており、平均孔隙率は0.8%, 浸透率は0.03~0.04 md と非常に低く、油層とはなり得ない。

5.4 Peloidal packstone/wackestone (Plate I-4)

この岩相は Thamama IVA 層を上部多孔質層と下部多孔質層に二分する緻密層で、油田全域に分布し、2~4 ft (0.6~1.2 m) の厚さを有する (Fig. 4)。

構成粒子はペロイド、貝殻片、棘皮動物および苔虫類などから成り、淘汰は悪い、この岩相は、Thamama IVA 層の他の岩相に比べ粘土質である。希塩酸による不溶性残渣は最大10%含まれ、カオリナイトを主とする粘土鉱物、石英、曹長石、黄鉄鉱、石膏および硬石膏から成る。

巣孔の堆積構造が見られる。圧密溶解を示す構造としてマイクロスタイロライト (microstylolite) が発達し、いわゆる馬尾構造 (horsetail structure) を呈している。

孔隙は粒子内孔隙とモールド孔隙が主であるが、Fe 方解石により完全にセメント作用を受けており、このため本岩相は Thamama IVA 層を上下の多孔質層に二分する緻密層となっている。

5.5 Bioclastic peloidal packstone/wackestone (Plate I-5)

この岩相は Thamama IVA 層の下部多孔質層を構成する岩相で、油田全域に分布し 4~7 ft (1.2~2.1m) の厚さを有する (Fig. 4)。

構成粒子は、上部多孔質層の algal peloidal grainstone/packstone/wackestone の構成粒子と類似しており、藻類、貝殻片、有孔虫、棘皮動物、ペロイド、層孔虫から成る。淘汰は悪く、希塩酸による不溶残渣の量は 1% 以下である。

孔隙は粒子間孔隙とモールド孔隙が主である。Fe 方解石のセメントが発達し、平均孔隙率は上部多孔質層に比べて小さく 10.3%、浸透率は 0.01 md 未満~32 md、孔口径の中間値は 1.6~7.0 μ で、油層性状はあまり良くない。

5.6 Orbitolinid wackestone/mudstone

この岩相は南部の A-1 号井にのみ存在し、1 ft (0.3m) の厚さを有し、Thamama IVA 層の上部に見られる (Fig. 4)。

構成粒子はベレット、棘皮動物と底生有孔虫の一種である *Orbitolina* から成る。

孔隙は粒子間、粒子内、モールドそしてバグの各タイプから成り、孔隙率は 25.7% と高いが、石灰泥支持組織 (mud-supported texture) のため浸透率は 25 md とそれほど高くない。

5.7 Argillaceous bioclastic wackestone

この岩相は Thamama IVA 層の各岩相に比べ粘土質であり、最大約 30% の不溶性残渣を含む。この残渣はカオリナイト、石英、曹長石、黄鉄鉱、石膏および硬石膏から成る。

構成粒子は、厚歯二枚貝を含む二枚貝類の貝殻片、有孔虫、棘皮動物、苔虫類などから成るが、IVA 層の上位には緑藻類の *Dacycladaceae* を含む。

巢孔の堆積構造が見られる。Thamama IVA 層の緻密層と同様に、マイクロスタイロライトの発達により馬尾構造を呈している。このマイクロスタイロライトの近辺にはマトリックス中に分散した細粒の自形ドロマイイトが多く存在する。

初生的な孔隙タイプは有孔虫の室などの粒子内タイプであるが、Fe 方解石のセメントにより完全に埋められており、Thamama IVA 層の上位のこの岩相は IVA 貯留層の帽岩となっている。

6. 考 察

6.1 堆積環境

岩石組織・構成粒子・淘汰・堆積構造などから総合的

に Thamama IVA 層の堆積環境を判断すると、mudstone や wackestone のように石灰泥支持組織を持つ岩相の堆積環境は波のエネルギーの低いラグーン環境であり、一方 packstone や grainstone のように粒子支持組織 (grain-supported texture) を持つ岩相の堆積環境は、波のエネルギーの高いバリアーに近い環境を示すと考えられる。

ムバラス油田の Thamama IVA 層は北東部の C-1 号井で粒子支持組織を持つ岩相が発達し、南西部に向かって次第に石灰泥が増加する。この現象から堆積環境の水平的変化を推定すると、北東部はバリアーに近い環境が優勢であり、南西部に向かって波のエネルギーの低いラグーン環境へと漸移していたと考えられる (Fig. 4)。また Thamama IVA 層の堆積環境の垂直的变化は、下部でラグーン環境が優勢であり上部に向かってバリアーに近い環境が卓越する。そして、IVA 層の堆積時を通じて海進期であったが、C-1 号井の岩相から判断してこの間に 3 回の海進・海退の小サイクルがあったと思われる (Fig. 4)。より広域的に見た場合、ムバラス油田の北に位置するザクム油田においても、東部から西部に向かって石灰泥が増加し、grainstone から packstone あるいは wackestone へと岩石組織が変化する (HASSAN and WADA, 1981)。このことから、Thamama IVA 層の堆積時ザクムからムバラスそしてマーバンにかけて沖合の浅瀬 (offshore shoal) が存在し、その東側に外洋が存在したと考えられる。

また Thamama IVA 層の上下に発達する argillaceous bioclastic wackestone の堆積環境は現在検討中であるが、次の二通りの可能性が考えられる。

(1) 後背地の隆起運動ののちに海域全体が深くなり、粘土質の碎屑物は外洋に面した海域の波のエネルギーの弱い地域に分布した (大嶋, 1978)。

(2) 構成粒子などは基本的に Thamama IVA 層と同じであり、かつ緑藻類の一種である *Dasycladaceae* を含むことから判断されるようにラグーン環境であった。

6.2 続成作用

Thamama IVA 層に見られる続成作用は次の通りである。

(1) 穿孔性藻類による炭酸塩粒子のミクライト化作用 (BATHURST, 1971)

(2) モールドおよびバグタイプから成る二次孔隙を形成した溶解作用

(3) 孔隙を埋め油層性状を劣化させるセメント作用

(4) 巢孔の中あるいはマイクロスタイロライト近辺に見られる自形のドロマイイト、並びにモールドタイプの孔隙を埋めているバロックドロマイイト (baroque dolomite) を形成したドロマイイト化作用

(5) その他として、スタイロライト化作用、黄鉄鉱化

作用および長柱状自形石英の生成

(6) 厳密な意味では続成作用ではないが、油層性状に影響を及ぼすタールマットの存在

以上の続成作用の中で油層性状に最も悪影響を及ぼしている要因はセメント作用である。Thamama IVA層には次の4種類のセメントが存在する。

- ① Isopachous fringing cement (LONGMAN, 1980)
- ② Syntaxial rim cement (BATHURST, 1971)
- ③ Blocky cement of Fe-calcite
- ④ Baroque dolomite cement

以下に各セメントについて簡単に説明する。

6.2.1 Isopachous fringing cement (Plate I-6)

Isopachous fringing cement は、C-4号井の下部の peloidal grainstone の直上のペロイドの周囲に発達する。これは水が循環する浅い海水滞水帯 (marine phreatic zone) におけるセメント作用を示唆している (LONGMAN, 1980)。このセメントは油層性状にほとんど影響を及ぼしていない。

6.2.2 Syntaxial rim cement (Plate I-7)

Thamama IVA層には棘皮動物の破片に重複成長 (overgrowth) した syntaxial rim cement が普遍的に見られる。これは淡水の影響下の地下あるいは地表でのセメント作用 (freshwater subsurface/subaerial cementation), もしくは初期海成セメント作用 (early marine cementation) を示唆している (FLÜGEL, 1982)。このセメントによる油層性状への影響は小さい。

6.2.3 Blocky cement of Fe-calcite (Plate I-3, 4)

Fe 方解石の blocky cement は、Thamama IVA 層の最上部数 ft (1 m 未満) と下半部に発達する。また、Thamama IVA 層を上下の多孔質層は二分する緻密層の粒子間孔隙、粒子内孔隙やモールド孔隙を完全に埋めている。そして、下部多孔質層の油層性状の劣化はこのセメントによる。Fe 方解石によるセメントが、Thamama IVA 層の上下にある粘土質石灰岩と IVA 層の中央部に分布する粘土質緻密層並びにそれらの粘土質石灰岩の近辺の多孔質層内に発達していることから、これら粘土質な岩相は Fe 方解石のセメント作用に重要な役割を果たしていると考えられる。

Fe 方解石のセメント作用における Ca イオンの起源は、粘土質な岩相に発達するマイクロスタイロライトにおける圧密溶解が考えられる。また、Fe イオンの起源は、①有機物の分解に由来する (IRWIN, 1980; TAILOR and SIBLEY, 1986), ②モンモリロナイトからイライトへの粘土鉱物の続成に由来する (MORROW, 1982; McHARGUE and PRICE, 1982 など), そして③粘土質堆積物に含まれていた酸化鉄粒子の還元に由来する (CURTIS,

1967) などの考えがある。

6.2.4 Baroque dolomite cement (Plate I-8)

Thamama IVA層には貝殻片などのモールド孔隙を充填しているバロックドロマイイトがしばしば見られる。このバロックドロマイイトのセメントは、Fe 方解石のセメントと同様に粘土質な岩相の中およびその近辺に見られる。また、2価の鉄が含まれていることから Fe 方解石のセメントと同様な条件で形成されたと考えられる。バロックドロマイイトの Mg および Fe イオンの起源は、Fe 方解石の Fe イオンと同様に、有機物の分解もしくは粘土鉱物の続成に由来すると考えられる。これは、バロックドロマイイトは 60~150°C のかなりの高温で形成されるとする考え (RADKE and MATHIS, 1980) と矛盾しない。

以上の種々の続成作用の形成順序とそれらの相互作用、また構造発達や集油時期との関係など総合的な続成作用モデルに関してはなお検討中である。

7. ま と め

現在までの検討結果により、ムバラス油田の Thamama IVA 層の油層性状とそれに影響を及ぼしている地質学的要因として以下の点が明らかになった。

(1) Thamama IVA 層は、①Algal peloidal grainstone / packstone / wackestone, ②Peloidal grainstone, ③Intraclastic grainstone, ④Peloidal bioclastic packstone / wackestone, ⑤Bioclastic peloidal packstone / wackestone および ⑥Orbitolinid wackestone / mudstone の6タイプの岩相から成り、peloidal grainstone が最も良い油層性状を持つ。

(2) Thamama IVA 層の堆積環境は、浅海性陸棚のラグーンからバリエーにわたる環境であったと考えられる。

波のエネルギーの高いバリエーに近い環境では石灰泥を含まず良い油層性状を持ち、波のエネルギーの低いラグーン環境では石灰泥を含み油層性状は悪い。ムバラス油田ではバリエーに近い環境が卓越した北東部の CB 構造で最も良い油層性状を持ち、ラグーン環境が優勢だった南西部に向かって油層性状は劣化する。

(3) Thamama IVA 層の堆積期間を通じて海進期であったが、その間に3回の海進・海退の小さなサイクルが存在した。

(4) Thamama IVA 層に見られる続成作用は、ミクライト化作用、溶解作用、セメント作用、ドロマイイト化作用、スタイロライト化作用そしてタールマットの存在などである。

(5) 種々の続成作用の中で油層性状に最も悪影響を及ぼしているのはセメント作用であり、特に Fe 方解石によるセメント作用の影響が大きい。

Plate I Thin section photomicrographs of Thamama IVA samples.
Length of all photomicrographs is 5 mm.

1. Algal peloidal grainstone. Blue resin impregnated.
2. Peloidal grainstone. Blue resin impregnated.
3. Intraclastic grainstone. Fe-calcite cementation (died to blue).
4. Peloidal bioclastic packstone/wackestone. Skeletal molds are cemented with Fe and non Fe-calcites.

6

8

5

7

Plate I Thin section photomicrographs of Tamama IVA samples.

Length of all photomicrographs is 5 mm.

5. Bioclastic peloidal packstone/wackestone. Blue resin impregnated.

6. Isopachous fringing cement. Blue resin impregnated.

7. Syntaxial rim cement. Blue resin impregnated.

8. Baroque dolomite cement. Crossed nicols.

(6) Fe 方解石によるセメント作用は粘土質な岩相の中およびその近辺に限られることから、粘土鉱物がセメント作用に対し重要な役割を果たしていると考えられる。

謝 辞

炭酸塩岩貯留岩の研究を実施するにあたり、計画立案当時の石油公団石油開発技術センター副所長、吉井純氏、および現地質地化学研究室長佐藤俊二博士のご指導とご助言を賜った。日下 梧郎所長並びにアブダビ石油(株)の青柳久技術部長には研究成果を公表する機会を与えていただいた。また同社技術部の鈴木正義氏および大沢正博氏には有意義な討論・助言をいただいた。以上の各氏に厚く感謝の意を表す次第である。

参 考 文 献

- BATHURST, R.G.C., 1975: *Carbonate sediments and their diagenesis*, 392, 429-431, Elsevier.
- CHOQUETTE, P.W. and PRAY, L.C., 1970: Geologic nomenclature and classification of porosity in sedimentary carbonates. *A.A.P.G. Bull.*, **54**, 207-250.
- CURTIS, C.D., 1967: Diagenetic iron minerals in some British Carboniferous sediments. *Geochim. Cosmochim. Acta*, **31**, 2109-2123.
- DUNHAM, R.J., 1962: Classification of carbonate rocks according to depositional texture. In HAM, W.E. (ed.): *Classification of carbonate rocks*. A.A.P.G. Mem. 1, 108-121.
- FLÜGEL, E., 1982: *Microfacies analysis of limestones*. 75, 121-135. Springer-Verlag.
- FRIEDMAN, G.M., 1959: Identification of carbonate minerals by staining method. *Jour. Sed. Petrology*, **29**, 87-97.
- HASSAN, T.H. and WADA, Y., 1981: Geology and development of Thamama Zone 4, Zakum field. *Jour. Petroleum Tech.*, **33**, 1327-1337.
- HASSAN, T.H. and AZER, S., 1985: The occurrence and origin of oil in offshore Abu Dhabi. *Proceedings of the 4th Middle East Oil Show*, 143-155.
- IRWIN, H., 1980: Early diagenetic carbonate precipitation and pore fluid migration in the Kimmeridge Clay of Dorset, England. *Sedimentology*, **27**, 577-591.
- LONGMAN, M.W., 1980: Carbonate diagenetic textures from nearshore diagenetic environments. *A.A.P.G. Bull.*, **64**, 461-487.
- McHARGUE, T.R. and PRICE, R.C., 1982: Dolomite from clay in argillaceous or shale-associated marine carbonates. *Jour. Sed. Petrology*, **52**, 873-886.
- MORROW, D.W., 1982: Diagenesis 2. Dolomite—Part 2. Dolomitization models and ancient dolostones. *Geoscience Canada*, **9**, 95-107.
- 大嶋一精, 1977: ムベラス油田の構造成長と石油の移動時期, 石技誌, **42**(4), 237-396.
- 大嶋一精, 1978: 海水準変動により生ずる炭酸塩岩類堆積物の特徴とその調査法について, 琉球列島の地質学的研究: 第3巻, 199-204.
- POWERS, R.W., 1962: Arabian Upper Jurassic carbonate reservoir rocks. In HAM, W.E. (ed.): *Classification of carbonate rocks*. A.A.P.G. Mem. 1, 122-192.
- RADKE, B.M. and MATHIS, R.L., 1980: On the formation and occurrence of saddle dolomite. *Jour. Sed. Petrology*, **50**, 1149-1168.
- TAILOR, T.R. and SIBLEY, D.F., 1986: Petrographic and geochemical characteristics of dolomite types and the origin of ferroan dolomite in the Trenton Formation, Ordovician, Michigan Basin, U.S.A., *Sedimentology*, **33**, 61-86.
- 内田 隆, 1984: 貯留岩の孔隙性と孔径分布, 石技誌, **49**(1), 29-40.
- WOLF, K.H., EASTON, A.J. and WARNE, S., 1967: Techniques of examining and analysing carbonate skeletons, minerals and rocks. In CHILLINGER, C.V., BISSEL, H.J. and FAIRBRIDGE, R.W. (ed.): *Carbonate rocks: physical and chemical aspects*. p. 253-341. Elsevier.