アンゴラ海上鉦区 Block 3 の石油地質*

小 倉 勇**

(昭和63年9月12日受付, 63年11月10日受理)

Petroleum Geology of Block 3, Offshore Angola

By

Isamu OGURA

Abstract: An eight-years exploration effort since 1980 on Block 3 in Angolan waters has resulted in twelve oil discoveries in the Albian Pinda carbonate among twenty-four exploration wells. This high rate of success is attributed to favorable setting of source rocks and reservoir rocks both of the Upper Cretaceous age.

Reservoir properties of the Pinda carbonate are strongly influenced by a combination of sedimentary fabric and subsequent diagenesis. The repeated sequence of deposits on high-energy oolitic shoals and interrupting emergence upgrade the reservoir quality. On the other hand anhydritization, a long-lived diagenesis, controls the final reservoir quality according to the degree of its effect.

1. はじめに

アンゴラ人民共和国は、アフリカ大陸西岸中南部に位置し、ザイール共和国を挟んだ飛領地カビンダを含み面

積は125万 km²、人口は約9百万人である。Block 3は、アンゴラの北西海上の東経、11°45′～12°30′、南緯6°40′～7°20′の中に位置し面積は4,240km²である(図1)。

Block 3における石油プロジェクトは、1980年に始まる5年間の探鉦によって発見された6つの油田の開発・生産プロジェクト(Block 3-80)と、1985年からの3年間の探鉦とそれに引き続く開発・生産プロジェクト(Block 3-85)に大別される。その両者に日本側コンソーシアムとして1986年に参加したが、会社構成の違い等からそれぞれを別会社としており、前者をアンゴラ石油㈱、後者をエイジョコ・エクスプロレーション㈱という。

ここでは、これら2プロジェクトおよびBlock 3付近の石油地質の概要を紹介するが、技術データの発表については様々の制限があるので説明不足の点もあるものと思われる。

2. 本プロジェクトへの参加の経緯および事業形態

2.1 アンゴラ石油㈱

1985年なかば、三菱石油開発㈱は、アンゴラ沖 Block 3に関する利権25%を保有している Mobil Oil (アメリカ

図1 鉦区位置図

* 昭和63年6月2日 第53回石油技術協会総会、地質・探鉦部門シンポジウム「新地域の石油地質—海外プロジェクトをケース・ヒストリーとして」講演

** アンゴラ石油㈱

表1 アンゴラ海上鉾区 BLOCK 3 の概要

プロジェクト名:	BLOCK 3-80	BLOCK 3-85
鉾 区 面 積:	220km ² (6 区域)	4,020km ²
鉾区利権保有者:	SONANGOL	SONANGOL
契 約 形 態:	PS 契 約	PS 契 約
コントラクター・グループ:	Elf Aquitaine Angola(オペレーター) 50%	Elf Aquitaine Angola(オペレーター) 50%
	アンゴラ石油(株) (AJOCO) 25%	Agip (イタリア) 15%
	Agip (イタリア) 15%	エイジョコ・エクスプロレーション(株) (AJEX) 12.5%
	Nafta Gas (ユーゴスラビア) 5%	
	Ina-Naftaplin (ユーゴスラビア) 5%	Svenska (スウェーデン) 6.25%
		Repsol (スペイン) 6.25%
		Nafta Gas (ユーゴスラビア) 5%
		Ina-Naftaplin (ユーゴスラビア) 5%
作業内容(現状):	開 発・生 産	探 鉾・開 発
日 本 側 構 成:	石 油 公 団 50 %	石 油 公 団 50 %
	三 菱 石 油 開 発 25 %	三 菱 石 油 開 発 27.5%
	イ ン ド ネ シ ア 石 油 10 %	イ ン ド ネ シ ア 石 油 12.5%
	三 井 石 油 開 発 7.5%	太 陽 石 油 10 %
	石 油 資 源 開 発 5 %	
	太 陽 石 油 2.5%	

表2 地震探鉾測定作業実績

YEAR	CONTRACTOR	LINE-LENGTH
1980	C.G.G.	6,870 KM
1983	G.S.I.	2,356
1986	G.S.I.	2,316
1987	C.G.G.	853
	TOTAL	12,395 KM

カ法人) が、その利権のすべての売却を希望していると
の情報を入手した。その時点で Block 3 においては 6
つの開発地域が設定されており、そのうちの Palanca
油田では生産が開始されていた。Mobil Oil の利権は
それらの開発地域 (合計 220km²) に関するものであ
った。1986年初めに、三菱石油開発(株)は、25%のシェアを
すべて取得、同年 3 月にアンゴラ石油(株)を設定して、一
切の利権を譲渡した。

本プロジェクトの事業形態は表 1 に示すとおりである。
なお、本プロジェクトは1980年発効の PS 契約によると
ころから、Block 3-80と呼称される。

2.2 エイジョコ・エクスプロレーション(株)

1985年 7 月末で、5 年間にわたる (Block 3-80) の探
鉾期間は終了したが、有望な未試掘構造が数多く残って
いるところから、ソナングール (アンゴラ国営石油会社)
に新たな探鉾期間の延長を申請し許可されていた。しか

表3 試掘井掘削実績

YEAR	WELL NAME	TOTAL DEPTH	RESULT
1981	PALANCA-1	3,334 M	OIL
1981/2	PACASSA-1	3,898	OIL
1982	PUNJA-1	3,550	OIL
1982	NUNCE-1	3,115	P&A
1982	IMPALA-1	2,963	OIL
1982	BUFALO-1	3,450	OIL
1982/3	SEIXA-1	4,200	P&A
1982/3	SONGUE-1	2,750	P&A
1983	GUELENGUE-1	4,475	P&A
1983	VEADO-1	3,440	OIL
1983	SITA TONGA-1	4,000	P&A
1983	PUKU-1	3,500	P&A
1985	OURIBI-1	3,780	P&A
1985	CONGA NORTH-1	3,876	P&A
1985	IMPALA S E-1	2,749	OIL
1985/6	OLONGO-1	4,098	P&A
1986	CACO-1	3,188	OIL
1987	GNU-1	2,708	P&A
1987	QUISSAMA-1	2,710	OIL
1987	GUELENGUE SW-1	3,174	P&A
1988	CEFO-1	3,359	GAS/COND.
1988	KUMA-1	2,981	OIL
1988	GOLUNGO-1	2,641	OIL
1988	PALANCA NE-1	2,675	OIL

域が設定されている6 フィールド（図2）のうち Palanca 油田は1985年2月に、Pacassa 油田は同年12月にそれぞれ生産を開始している。図3に1988年4月末までの生産実績を示してある。油田開発は、生産井を掘削・仕上げる順に生産に繰り入れる方法を採用している。また、油層圧維持のため生産開始後早い時期に水圧入を開始している。

1988年8月末における海上施設は、5基の掘削プラットフォーム（Palanca と Pacassa の両油田に2基ずつと Bufalo 油田に1基）、2基の生産・圧入水処理プラットフォーム、沖合い係留ストレージ・タンカー等である。開発・生産の詳細については別途報告されると思われるのでその機会に譲りたい。

5. 地質概要

Block 3 は、カメルーンからアンゴラに至る西アフリカ大西洋沿岸に発達する salt basin chain の一つ、Lower Congo Basin 内の南部に位置する。Lower

Congo Basin は、コンゴ、カビンダ、ザイール、アンゴラの沿岸部および海域部にかけての広大な堆積盆地であり、他に Congo Basin, Cabinda Basin 等の名称が用いられているが、本プロジェクトでは内陸部の Congo Basin と区別するため Lower Congo Basin と呼んでいる。本堆積盆地の地史は、他の salt basin や大西洋の対岸のブラジル側の Campos Basin や Espirito Santo Basin のものと極めて類似している。

5.1 層序

西アフリカの他の salt basin と同様、Aptian の salt を境とし、下位の層準を Pre-salt, 上位の層準を Post-salt と呼ぶ。図4に Block 3 周辺の標準地質層序図を示す。

5.1.1 Pre-salt

Rift が始まったのは Jura 紀末頃と考えられるが、本地域での rift phase の最初の堆積は Neocomian とされている。Pre-salt 層はこの時期から Aptian 初期にかけての、凹部充填型の河川・湖沼の陸成堆積物であ

	AGE	LITHOLOGY	ROCK UNITS	LITHOLOGICAL DESCRIPTION	SOURCE ROCK	RESERVOIR
TERTIARY	PLEIST - RECENT		MALEMBO	DELTAIC SANDS AND SHALES		
	MIOCENE AND YOUNGER			SHALE PREDOMINANT WITH PERIODIC TURBIDITIC SANDS		
	OLIGOCENE AND OLDER			SHALE		
	PALEOCENE		IABE	SHALE AND MARL		
CRETACEOUS	SENONIAN			ALTERNATION OF CLAY AND SILT		
	TURONIAN		P I N D A	LIMESTONE/DOLomite (MST/MKST, WITH PELAGIC FAUNA)		
	CENOMANIAN			DOLomite/LIMESTONE (GRST/PKST, GRANULAR, OOLITIC-ONCLOGIC)		
	ALBIAN			ALTERNATION OF SANDS AND GRANULAR CARBONATES		
	APTIAN		LOEME	EVAPORITES: SALT AND ANHYD. SANDS AND CONGLOMERATES		
	APTIAN		CHELA	SHALE		
PRE-CAMBRIAN	BARREMIAN		BUCOMAZI	SANDS AND CONGLOMERATES		
	NEOCOMIAN		LUCULA	GRANITE AND METAMORPHICS		
	PRE-CAMBRIAN		ZENZE	GRANITE AND METAMORPHICS		
			BASEMENT			

図4 Block 3 の標準地質層序図

る。Aptian に入り、やや頻海性の dolomite, anhydrite を含む Chela 砂岩層の堆積が見られる。本鉱区においてこの層準は探鉱初期に何坑かの試掘井で探鉱されている。

5.1.2 Salt 層

Aptian に南の Walvis Ridge を越えて大海進が起り、Loeme 層の salt の沈積をもたらした。本鉱区での堆積時の厚さは50から100mであったと考えられるが、本鉱区の大部分では salt は絞り出され、ないしは溶解しほとんど残っておらず、最上部の anhydrite の薄層(6~32m)のみが残っていることが多い。

5.1.3 Post-salt

(a) Albian carbonate platform: Pinda 層

Albian にはいると Block 3 の東部地域は浅く暖かい海に覆われるが、この環境は長く続き、carbonate rock が厚く発達した。この Albian carbonate は西アフリカ沿岸地域に連続して分布し、ナイジェリアでは Mfamosing 層、ガボンでは Madiela 層、南の Cuanza Basin では Catumbela/Tuenza 層などと呼ばれ、ここ Lower Congo Basin ではザイル川河口に近い

LITHO- AND TIME-STRATIGRAPHY OF THE ALBIAN PINDA
図5 Pinda 層の岩相層序区分と時間層序区分の関係

アンゴラの陸上部に掘削された坑井名をとり Pinda 層と呼ばれている。

Block 3 における Albian carbonate の分布は東部地域の platform に限られ、この platform の西側では、outer platform, low energy の shaly limestone, marl, shaly silt, shale などの岩相に変化する。また Albian を通じて暖やかな海進が続き platform を徐々に海が覆って行くことから上方に向かい同様の岩相変化をする。上記 Albian の種々岩相を Block 3 においては4つの岩相に分けている。図5に岩相層序区分と時間層序区分の関係を示す。ここで用いた時間層序区分は、carbonate 中に分帯に用いられる化石が欠如することから、一時的で過度な海進と対応すると思われる log 上高 GR を示す区間を pseudo-chronological marker として用いている。

4つの岩相層序区分は:

Pacassa 相: Pacassa-1 号井を type locality とし、oolite, oncolite を含む granular dolomite からなる。Block 3 における主要産油層である。

Bufalo 相: Pacassa 相の砂質なものを特に区別して命名している。Pacassa 相と同様主要産油層となる。Bufalo-1 号井を type locality とし局地的な発達をするが、一般には Pacassa 相より層位的に下位である。

Punja 相: Shaly limestone を主体とし、micritic texture を持ち良好な cap rock となる。

Moita Seca 相: Shale, silt, marl の互層で有機物に富み根源岩としての条件を備えている。

(b) Upper Cretaceous, Open marine Formation: labe 層

Albian を不整合に Cenomanian から Paleocene の labe 層が覆う。本層中には Turonian の中と Turo-

図6 West Africa Salt Basin の模式断面

Senonian に hiatus が認められる。本層は, shale, silt, shaly limestone, marl 等の互層からなり, 浮遊性有孔虫を多く含む。本層中への turbiditic sand の流入が局所的に認められる。

(c) Tertiary oceanic sequence: Malembo 層

Oligocene から現世に至る, 深海の shaly-silty sediment, progradation を示す deltaic sediment などの厚い prism である。Oligocene, Miocene 中に turbiditic sand の層が認められる。

5.2 構造 (図6)

本地域の地質構造もまた他の西アフリカ salt basin 同様,

- ① Pre-salt: rift に伴う graben, horst,
- ② Aptian の初期, 凹所充填型の堆積が終了した後の peneplanation による平坦な侵蝕面 (その上に blanket type の Chela sand, さらに Loeme salt が堆積した),
- ③ Salt の動き,
- ④ Albian carbonate platform での carbonate mass の示す構造 (後述),

⑤ Lower Miocene に最大となった西側への傾動と,

⑥ Neogene Tertiary の西方への progradation などによって特徴づけられている。

Pinda 層の構造

図7に Pinda 層の一般的な構造形態を示す。図は東西断面であるが, 構造は西側を listric fault で切られ, 東側は下位の Loeme 層に down-lap する carbonate mass (Pacassa, Punja 相) として表される。

この carbonate mass は南北に長く連続するのが普通であり, 連続する系列上で幾つかの亀の甲羅状の極隆部が形成されている。Block 3 の Pinda carbonate platform 上にはそれが数系列認められている。

この構造系列の間は, scar と呼ばれる carbonate

図7 Pinda carbonate の構造モデル

図8 Block 3 の典型的構造形態の例 (TILLEMENT, 1987)

mass (特に Pacassa 相) が欠如する trough 状の地帯であり, Pinda 層の Moita Seca 相や Iabe 層が trough を充填した形で厚く堆積している。図 8 は, Palanca 構造を通る seismic section であるが, 同構造の東西に scar を挟んで別の carbonate mass の存在が認められる。上記のような Pinda carbonate の構

造の形成のメカニズムについては, salt の動きが carbonate の堆積当初からの構造形成を支配し, いわゆる turtle back structure を造りあげたという考えと, carbonate の堆積後 plate 状の carbonate mass が salt 面に沿って西側へ滑動した際に断裂され互いに隔った系列となったという考えがある。実際にはそれらの考

図 9 Lower Congo Basin の油田と産油層準 (TILLEMENT, 1987 に加筆)

えのいずれかのみでは説明のつかないことが多く、両者の微妙な組み合わせによるものであろう。

5.3 石油地質

5.3.1 産油層準 (図4, 9)

Lower Congo Basin においては, Pre-salt から Oligocene に至る各層準に経済量の石油の集積が知られている。図9に Cabinda から南の油田および産油層準を示す。

Block 3 においても現在までの探鉦で, 図4に示すような層準に石油の存在が認められているが, 経済量の集積は今までのところ Pinda 層に限られている。他に Ceno-Turonian の turbiditic sand 中の集積に期待を持てるが, そのトラップ型が層位的なものであるため油層分布の広がりなどに不確かさがある。

5.3.2 根源岩 (図4)

Lower Congo Basin においては, Pre-salt の Bucomazi shale が良好な根源岩で Albian carbonate の石油の根源岩とする考えがあり, またそうであ

る地域も知られている。

Block 3 においては, バイオマーカー等の地化学スタディによって, Pinda 層の油は Albian から Paleocene にかけての泥質堆積物を根源岩とすることが分かっている。その時代の Moita Seca 層, Iabe 層ともに有機物に富み (Type II, III の混合型) 良好な根源岩性状を有しているが, Moita Seca 層は, scar 部に厚く堆積しており特に重要な根源岩と考えられる。Block 3 の carbonate platform 上, これら根源岩は含有する有機物の型の oil window に入っており十分に熟成している。

5.3.3 貯留岩

すでに述べたように, Block 3 で現在まで発見された石油の経済量の集積は, Pinda carbonate であるので, ここではそれについてのみ説明することとする。

5.1.3 (a) で述べたように Pinda carbonate の中で貯留層となるのは, Pacassa 相と Bufalo 相である。Bufalo 相は, 石英・長石・雲母などの碎屑物を多く含

図10 Pinda 層の続成作用

図11 石油移動のメカニズム

む sandy dolomite ないし dolomitic sandstone であるが、この相の分布が Bufalo, Pacassa 両構造で特に顕著に認められており、TILLEMENT (1987) は、碎屑物が N'Zeto の南の基盤の高まりから沿岸流によって運搬された可能性を示唆している。

Pacassa 相は陸棚縁部に発達した oolitic bar (high energy) からその後面の lagoon (low energy) へ漸移する環境における carbonate 堆積物である。本相は、環境により oolite に富み washing を受けた grainstone から、oncolite を含む packstone/wackestone まで変化している。貯留岩性状は、堆積組織と続成作用によって大きく左右されるが、続成作用自体、堆積 fabric に対し選択的である。

図10は、Pacassa 相に観察される続成作用の概要である。これら続成作用のうち特に貯留岩性状に大きく影響を及ぼしたものは、dolomitization, dissolution, anhydritization である。このうち dolomitization と dissolution は相互に関連した作用であり、極めて早い時期の dolomitization により dolomite 化された部分がそのあとの dissolution による vug の形成を妨げることが認められている。しかし一般には oolite, oncolite は dolomitization 後も石灰質分が保存されることが多く dissolution によって良好な vug 孔隙を形成している。Dissolution は天水の侵入によって起こり、堆積-陸化を繰り返した地域において最も効果的に作用したと思われる。これに対し、anhydritization (硬石膏膠結作用) は、孔隙を充填し貯留岩性状を低下させる作用であり、続成作用中比較の後期ではあるが石油の移動の前に起こっていると考えられている (TILLEMENT, 1987)。Anhydritization は、Pacassa/Bufalo 相の下部から上方へ移動した硫酸塩分に富んだ地層水に由来するもので、上方に向かい次第に影響が減少していることが観察されている。しかしながら影響を受けた高さは構造によって異なっており、探鉱に際しての予測は難しい。

貯留岩となる Pacassa 相の孔隙率は、一般的には15%まででそれを越えることは稀であり、Palanca 油田

においても平均孔隙率は11%である。しかし水飽和率は低く、Palanca 油田での平均水飽和率は8%となっている。

5.3.4 移動・集積

石油は、scar 部に厚く堆積した根源岩から極めて短距離の移動により貯留岩に入ったと考えられる。図11に移動の状況を模式的に示すが、根源岩と貯留岩が接する構造の西側からの移動が最適で、東方からの移動は dense limestone からなる Punja 相に妨げられたケースが多いと考えられる。

6. おわりに

Block 3 の Albian carbonate platform における根源岩・貯留岩は、石油の生成・移動・集積に好条件な位置関係をもって分布している。根源岩は、他地域で Pre-salt に求めるのに対し、貯留層と同時期ないしすぐあとの時期のものである。良好な貯留岩の性状は、carbonate 堆積組織と続成作用によって左右され、高エネルギー環境での堆積と陸化の繰り返しがあり、さらに anhydritization の影響が無い場合に最良となる。しかしそれらの地域的分布傾向を設定し、carbonate platform 上に数多く認められる Pinda 層の構造の貯留岩性状を予測することは困難である。

謝 辞

本資料の公表を許可されたアンゴラ石油(株), Sonangol (Luanda), Elf Aquitaine Angola (Luanda), Agip (Milan), Nafta-Gas (Novi Sad), Ina-Naftapljin (Zagreb), Svenska (Stockholm), Repsol (Madrid) の各社に謝意を表する。また、アンゴラ石油(株)屋代好男取締役技術部長はじめ同社技術部の皆様にも適切な助言、助力を頂いた。ここに合わせて深い感謝の意を表する。

引 用 文 献

TILLEMENT, B., 1987: Insight into Albian carbonate geology in Angola. *The Canadian Society of Petroleum Geologists*, 35 (1), pp.65-74.