

マレーシア国石油産業開発計画調査
報告書

第Ⅳ巻
サラワク地区

昭和53年1月

国際協力事業団

JICA LIBRARY



1059651[8]

マレーシア国石油産業開発計画調査

報告書

オⅣ巻 サラワク地区

昭和53年1月

国際協力事業団

国際協力事業団	
受入 月日 '85. 6. 19	113
登録No. 11654	66.8
	MPI

才Ⅳ巻 サラワク地区

— 目 次 —

ページ

PART A 油・ガス田の評価と生産予測

1.	フィールド概況	A-1
2.	地質概略	A-3
3.	既存生産油田	A-5
3.1	Baronia Field	A-5
3.1.1	油田概況	A-5
3.1.2	地質概略	A-5
3.1.3	油層解析	A-5
3.2	Fairley-Baram Field	A-19
3.2.1	油田概況	A-19
3.2.2	地質概略	A-20
3.2.3	油層解析	A-21
3.3	West Lutong Field	A-25
3.3.1	油田概況	A-25
3.3.2	地質概略	A-25
3.3.3	油層解析	A-26
3.4	Baram Field	A-29
3.4.1	油田概況	A-29
3.4.2	地質概略	A-30

	ページ
3.4.3 Baram A 油層解析	A-30
3.4.4 Baram B 油層解析	A-33
3.5 Bakau Field	A-34
3.5.1 油田概況	A-34
3.5.2 地質概略	A-34
3.5.3 油層解析	A-35
3.6 Tukai Field	A-37
3.6.1 油田概況	A-37
3.6.2 地質概略	A-37
3.6.3 油層解析	A-38
4. 開発待機フィールド (I)	A-41
4.1 Betty Field	A-41
4.1.1 地質概略	A-41
4.1.2 油層解析	A-42
4.2 Bokor Field	A-43
4.2.1 地質概略	A-43
4.2.2 油層解析	A-44
4.3 Temana Field	A-45
4.3.1 地質概略	A-45
4.3.2 油層解析	A-47
5. 未開発フィールド	A-49
5.1 Beryl Field	A-49
5.1.1 地質概略	A-49

	ページ
5.2 Siwa Field	A-50
5.2.1 地質概略	A-50
5.2.2 油層解析	A-51
6. 開発待機フィールド(Ⅱ)	A-52
— Central Luconia Fields —	
6.1 地質概略	A-52
6.2 各構造の震探解析および地質の概略	A-53
6.3 貯留層の解析	A-60
6.4 今後必要なテスト	A-61
6.5 可採ガス量、コンデンセート埋蔵量	A-62
7. 結論と勧告	A-64

PART B	生産施設	
1.	既存生産施設の評価	B-1
1.1	既存生産施設の現況	B-1
1.1.1	海上生産施設	B-1
1.1.2	Lutong 基地	B-6
1.2	既存生産施設の処理能力の評価	B-9
1.2.1	海上生産施設	B-10
1.2.2	Lutong 基地	B-11
1.2.3	結論	B-12
1.3	予測生産量に対する既存生産施設 処理能力の評価	B-14
1.3.1	海上 Production Platform	B-14
1.3.2	Gathering Line および Transmission Line	B-15
1.3.3	貯油および出荷施設	B-15
1.3.4	結論	B-16
1.4	現在の生産形態に関する考察	B-17
1.4.1	随伴ガスの利用	B-17
1.4.2	計量システム	B-18
1.4.3	廃水システム	B-18
1.4.4	原油脱水システム	B-19
1.4.5	Lutong 基地のタンクサイズ	B-19
1.4.6	制御・監視システム	B-21

	ページ
2. 施設計画	B-22
2.1 概念設計の基礎資料	B-22
2.1.1 収集資料に基づく設計条件	B-22
2.1.2 想定設計条件	B-23
2.1.3 施設容量の決め方	B-24
2.2 概念設計	B-25
2.2.1 Baronia 油田および B - 1 2 ガス田のガス利用	B-25
2.2.2 Betty 油田および Bokor 油田	B-30
2.2.3 West Temana 油田および E - 6 油田	B-35
2.2.4 Central Luconia ガス田	B-41
3. 結論と勧告	B-57
3.1 既存生産施設の評価	B-57
3.2 施設計画	B-61

PART C コストの算定および経済検討

1.	コストの算定	C-1
1.1	コスト算定基礎共通事項	C-1
1.1.1	基礎データ	C-1
1.1.2	その他のコスト算定法	C-1
1.1.3	既設資額の算定法	C-2
1.1.4	年間操業費の算定	C-2
1.2	コストの算定	C-4
1.2.1	Baronia 油田および B - 1 2 ガス田のガス利用	C-4
1.2.2	Betty 油田および Bokor 油田	C-6
1.2.3	West Temara 油田および E - 6 油田	C-7
1.2.4	Central Luconia ガス田	C-9
2.	経済検討	C-11
2.1	経済検討の基礎	C-11
2.1.1	原油	C-11
2.1.2	ガス	C-13
2.2	原油の収益性分析	C-15
2.2.1	Betty 油田および Bokor 油田	C-15
2.2.2	West Temana 油田および E - 6 油田	C-16
2.3	ガスコストの算定	C-18
2.3.1	Baronia 油田および B - 1 2 ガス田の ガス利用	C-18
2.3.2	Central Luconia ガス田	C-18

	ページ
2.4 感度分析	C-20
2.4.1 Betty 油田 Bokor 油田	C-20
2.4.2 West Temana 油田および E-6 油田	C-20
3. 結論と勧告	C-21
3.1 コストの算定	C-21
3.2 経済検討	C-23

TABLE

FIGURE

APPENDIX

PART A 油・ガス田の評価と生産予測

1. フィールド概況

サラワク地区は、現在のマレーシア国に於ける石油産業の中心地であり、生産油田は6フィールドあり、1976年6月末の時点で日産117,000 STBの生産量をあげている。これらのうち生産実績の比較的長いのは West Lutong Field であり多数の層より成るも、現在及び将来も生産の中心となる油層は非常に安定した推移挙動を示している。Baronia Field は、マレーシア最大の油田であり、現在及び将来の生産油田の中心として重要な位置を占めると考えられ、その油田管理には特に注意する必要がある。油層の性質は良好であり、長期にわたり安定した推移挙動を示すと考えられる。

Baram Field は、A構造とB構造に分かれるが、両者は完全に別構造である。両構造共断層により数多のBlockに分断され、油層としての排油機構はあまり良好でない。又、B構造については、油層の一部のみが確認出来ている状況である。

Bakau Field にはわずか3坑井が断層で分断された別々のBlockに仕上げられ生産が行なわれている。油層の頂部のみが確認出来る状況であるが、油田としての規模は小さいと推定出来る。

Tukau Field は、数多の層より構成され、又、最深部の層についてはその規模は未確認であるが全体としては中規模のFieldであり、又、排油機構もあまり良好でないと推定出来る。

Fairley Baram Field は、ブルネイとの国境線に跨っている油田であり、その中心部はブルネイ側にある。

油田としては中規模だが、油層の性質は良好であり、この油田に対し、現在マレーシア国は Unitization について検討を行っている状況にある。

上記6油田の埋蔵量について Table A-1 に示した。又、1976年6月末の平均日産量は以下の通りである。

Baronia	5 1,707 MSTB/D	Baram	3 0,995 MSTB/D
Fairley Baram	2,952 "	Bakau	4.034 "
West Lutong	1 4,549 "	Tukau	1 2,506 "

この地区には、開発待機の構造として Betty、Bokor、Temana が、

又、未開発の構造として Beryl、Siwa がある。

Bokor、Temana は、排油機構に問題があり、又、重質油である事も合せ、回収率が悪いと予測出来る。

Betty Field は、対象構造に 1 坑井掘削されているのみであるが、比較的良好的な油層と推定出来るがその規模は小さい。

Beryl Field は、未だ探鉱初期段階にあり、又、Siwa Field は、構造の頂部付近に 1 坑掘られ、いくつかの層ではこの位置で油層のリミットが確認されてはいるが、Field 全体で確認出来る量が少く、開発には未だ踏み切れる状態ではないと解釈出来る。

開発待機フィールド、未開発フィールド、Central Luconia フィールドの原始埋蔵量は、それぞれ Table A-2、Table A-3、Table A-4 に示してある。

2. 地 質 概 略

Sarawakの陸上部および沖合の広大な地域はEoceneからPliocene時代にかけて厚い堆積のあった地域である。

北緯2.5度から5度にかけての陸上海岸地域では、MioceneからPlioceneに到る砂岩の卓越した陸成および浅海成の堆積物が露出して、これに対応すると思われる地層が海底下へ北西へと続いている。Sarawak地域の調査対象油田構造は全てこの沖合地域にあるが、このうちもっとも沖合にあるCentral Luconia地域の構造は、炭化水素鉱床が炭酸塩岩であるという共通した特徴をもつのでここでは別扱いとした。

Sarawak地域の新生代堆積層の広域的対比として花粉分析をもとにしてShellによって堆積サイクルという形の層序が立てられており、Fig. 1-2-1に各構造で掘削された堆積層の地質時代および対応する堆積サイクルをまとめた。本地域で掘削された堆積層は現世堆積物を除き整合関係にあると考えられる。

しかし、調査地域最南部のTemana構造は他の構造とはかなり異なる地史をもっていてMiocene中～後期に地層の削剝があったことが知られる。

Sarawak地域の油田の地層は一般に砂岩優勢の砂泥互層よりなっていて、炭化水素のほとんどは、Deltaicな環境を中心とする上部Miocene層に賦存している。一般に泥岩が劣勢にあるので極めて数の多い貯留層の連続性を単層の規模で扱うのは困難を伴うため、貯留層のグループ化を行った(Tables 1-2-1~11-2-1)。これには油ガス層の相対的な大きさ、垂直的連続性、および調査の便宜を考慮して貯留層グループを決めa、b、c……と命名した。

油田間、構造間の地層および貯留層の詳細な対比は一般に不可能か無意味であり、このため例えばBoronia油田のd₂層はTukau油田のd₂層とは無関係とした。

このように設定した貯留層単位においては、それらの基底は意味をなさないことが多くTables 1-2-1~11-2-1の対比表では基底部の深度はあげられていない。

Sarawak 地域の油田構造の一般的特徴としては、構造発達が Growth Fault に密接に関連していることにあると言える。

これらの Growth Fault は、E-W か NE-SW の走向と北落ち北傾斜をもった正断層である。

炭化水素トラップのタイプとしては、断層-背斜型である。

生産油田の地質構造は主として地層対比に基づいて決定されたが、坑井数の少ない油田（例えば Bakau 油田）や対比だけでは不十分なばあい（Tukau 油田の南部）の構造決定では震探記録断面に大きく拠った。特に Baram 油田が代表とされる油田構造では、貯留層の数も極めて多く、かつ多くの断層の存在が坑井において確認できるため、貯留層部分以外にも詳細な地層対比を必要とした。

なお、生産油田にたいして本調査において使用した貯留層名と SHELL の貯留層名との対応を Appendix 1 に示してある。

3. 既存生産油田

3.1 Baronia field

3.1.1 油田概況

Baram River の河口から北西 3.1 Km に位置するこの油田は、その地層の傾斜が最大でも 5° を超えないゆるやかな背斜構造を持つ。

1972 年 5 月から生産が開始され、現在 15 坑井によって生産を行っており、1976 年 10 月現在の累計油量は 30 MMSTB、又、生産開始後約 4 年で最大日産量 50 MSTB/D を記録している。この油田はマレーシアに於ける既存生産油田の中で最大の埋蔵量と生産能力を持つ油田である。

3.1.2 地質概略

この構造で掘削された堆積層は Miocene 層の最上部から Pliocene 層であり、サイクル VI の下部と V の上部において炭化水素の賦存がある。

貯留層として a ~ g を区別したが (Table 1-2-1)、貯留層の連続性は極めて良好で対比に関して特に問題はない。

主要油層は a₂₋₃ および d₂₋₄ である。

a₂ と a₃ の間および d₂ と d₃、d₄ のそれぞれの間には 20~30ft の層厚の頁岩が夾在しているが、GOC および OWC は a₂ と a₃ でまた d₂ ~ d₄ でそれぞれ共通のようである。

Baronia 構造は ENE-WSW 方向の 2 系列の北落ち正断層によって南北を夾まれたドーム状の背斜であり、北側の断層は 2 号井によって b 層において貫通されていて約 150ft の落差をもっている。背斜は ENE-WSW の軸をもち、地層の傾斜は大変緩く高々 5 度である。a₂、c₂、d₂、f₁ の 4 層の地質構造図を Figs. 1-2-2~5 に、南北の構造断面図を Fig. 1-2-6 に示す。

3.1.3 油層解析

ここでは、対象油層を構造浅部から A、C、D、E、F₁、F₂ の 6 層に分割しそれぞれに対して解析を行った。

これら油層グループと地層対比表 (Table 1-2-1) との関係は以下の如くである。

油層モデル		地層名	
A	Zone	zone	a ₂ ~ a ₃
C	Zone	zone	c ₂
D	Zone	zone	d ₂ ~ d ₄
E	Zone	zone	e
F ₁	Zone	zone	f ₁
F ₂	Zone	zone	f ₂

A 及び C Zone には三次元三相モデルを、又、D ~ F₂ についてはブロックモデルを適用した。解析の結果より得られた Field Total の推移挙動を Table 1-3-1、及び Fig. 1-3-9 に示す。

(a) Baronia A Zone

この Reservoir は上部に Gas Cap を持ち、下部には構造の中心近くに掘削された坑井を除き、すべて Aquifer と接している。

Oil Zone の Net Thickness は 23 ~ 65 ft、porosity は 20 ~ 28%、Water Saturation は 35 ~ 50% であるが、Gas Cap Zone も含めて Shale のはさみが Reservoir 全体に発達しており垂直方向の連続性は非常に Poor と考えられる。

Log Analysis から決定された Gas-Oil Contact は 5590 ft s.s. Oil-Water Contact は 5665 ft s.s. である。

1973 年 7 月に BN - 5 号井で生産が開始されたが、Gas-Oil Ratio は、わずか数ヶ月の間に 1000 ~ 4000 SCF/STB と急激に上昇し、その後他の坑井での生産が始まるにつれて Reservoir 全体の Gas-Oil Ratio は 1500 SCF/STB 前後に低下している。生産開始から 3 年後に Peak Oil Rate 17.8 MSTB/D となり、History の間の Cumulative Oil Production は 9.2 M M S T B、Recovery は 4.53% である。

Water の生産は History の間では少なく Cumulative Water Oil

Ratio は 0.017 である。

Volumetric Method により求められた Original Oil In Place は 200.702 MMSTB、Original Gas Cap Gas In Place は 287.323 MMSCF、Gas Cap Volume Ratio は 1.11 である。

油層のパラメーターと Modeling

油の諸性質は Baronia Field での Fluid Analysis がないたため、Baram-12 号井での Data を実際に生産されている Oil の API Gravity (Average API Gravity = 39.5°) 及び History Performance に基き修正した。

Gas Property は FIT で Sampling された Gas の Analysis Data を使用した。これらは Fig.1-3-35、Fig.1-3-41 に示されている。

ガス-油の相対浸透率は Special Core Analysis Data がないたため、一般的な Curve に岩石特性、流体性質を考慮して修正したものを基本的な Curve として使用し、History Match で再検討した。

また、油-水の相対浸透率は BN-4 号井の D Reservoir の Special Core Analysis の Data を岩石特性 (Porosity, Permeability) を考慮して、修正したものを基本的な Curve として使用した。

この基本的 Curve は Fig.1-3-25 に示されている。

また、この計算では Perforation 深度、History 間の Producing Gas-Oil Ratio、Water-Oil Ratio、Average Water Saturation を考慮して、前述の基本的 Curve を各 Well ごとに修正して Pseudo Relative Permeability を作成し使用した。

Initial Reservoir Pressure は、FIT、BHP Survey の結果から Datum Level 5630 ft Sub Sea で 2470 psig とし、この値を各 Cell の中心深度まで Oil Pressure Gradient を用いて補正し各 Cell の Initial Pressure とした。

各 Cell ごとに Input した Oil Zone の Absolute Permeability は、A Reservoir での Core Analysis Data がないたため各 Well

の BHP Survey の Build Up Test より得られた Oil の Effective Permeability の値を使用し、垂直方向の値は水平方向の $\frac{1}{10}$ とした。

また、各 Cell ごとの Porosity (実際は Porosity \times Net Thickness) 及び Initial Water Saturation は Fig.1-3-3、 Fig. 1-3-5 に示したそれぞれの Map から読み取った。

上記、油層パラメーターは Fig.1-3-1 に示す Grid Model の Simulator を用いて計算され、Original Oil In Place は 202.7 MMSTB、Original Gas Cap Gas In Place は 231.4 MMSCF となった。

油層推移挙動分析

1972 年 5 月から 1976 年 10 月まで 4 年半の間にわたり History Matching が、そして、この結果 Fix された Data を用いて以後 12 年 3 ヶ月にわたって Prediction が行なわれた。計算結果は A Reservoir の Total は Fig.1-3-10、Table 1-3-2 に、各 Well については Figs. 1-3-11~14、Tables 1-3-3~6 に示されている。

Reservoir Pressure の Matching は Aquifer の大きさ、及び水平、垂直方向の Absolute Permeability、そして Gas Cap Zone の垂直方向の Absolute Permeability を変化させる事によって、ほぼ、正確に行なわれた。また、Water-Oil Ratio、 Gas-Oil Ratio とともにほぼ Matching ができた。

各 Well についての Prediction Performance を見ていると BN-11、13、16 号井を合わせた Block では生産を開始してから 10 年後に、また、BN-17、18 号井を合わせた Block では 9 年後に Gas-Oil Ratio がそれぞれ 11000、12000 SCF/STB まで上昇する。これは Gas Cap Volume Ratio が大きいため、将来 Reservoir 全体にわたって、かなりの Gas Cap の Expansion があるためである。さらに BN-13 号井はすでに History 段階の 1976 年 5 月に 8183 SCF/STB という High Gas-Oil Ratio に

なり、同年7月には Shut In されているし、BN-16号井、及びBN-18号井でも History の最後の3ヶ月間で、それぞれ 2.744 → 2.896 → 3.097、4.491 → 5.150 → 4.910 SCF/STB と、Gas-Oil Ratio が高くなってきていて、これらの坑井では Gas Cap からの Gas Coning がすでに起こっていると考えられるからである。

Gas Cap が Expansion していくと、その新しく Gas Zone となった部分には、かなりの量の Oil がとり残される。

A Reservoir のように Gas-Oil Contact の直下、あるいは、近辺に Perforation が行なわれている Well の多い所では、Gas Cap Drive によって Pressure が Maintain されるという Merit よりも Gas の Expansion によって Gas Saturation が増大し、回収不能の Oil の量が増加するという Demerit の方が大きいと考えられる。

History の間での Observed Reservoir Pressure との Matching 及び Water Oil Ratio を見る限りでは、Water Drive はそれほど Active とは考えられない。

History の間での Water Encroachment は、Cumulative Oil Production 9.2 MMSTB に対して 1.6 MMBBL、1975年後では、同じく 68.7 MMSTB に対して 16.3 MMBBL である。Prediction に入ってから Water Oil ratio は各 Well とも特に高くなることはなく、WELL 1、2、3とも最高で 1.0 前後、Field 全体でも約 0.7 である。

1976年10月現在の Pressure 分布は Fig.1-3-7 に示してある。

(b) Baronia C Zone

1974年8月に生産を開始して、1976年10月現在で5本の生産井で日産 10.17 MSTB の生産量があり、確認埋蔵量の 18.75% に相当する 6.384 MMSTB の累計生産量を上げている。

FIT および Log 解析の結果より上部に 20 から 30 feet のガス層の存在が確認されているが、油層との間に 20 から 30 feet の Shale が存在するため油層との Communication はなく Gas Cap と

としての役割りを果していないと考えられ 6,487 ft s.s. で水層と接し、Bottom Water Drive 型の油層と考えられる。

油層推移挙動分析

油層推移挙動は Fig.1-3-2 に示すような Cell Network で 3 次元モデルを組み計算を行った。Reservoir Parameter については Water Saturation S_w 、Porosity ϕ および Net Thickness H_e は Log 解析より各坑井毎に求められ、その結果より Figs.1-3-4、6 に示す Sw Map および $\phi \cdot H_e$ Map が作成され各 Cell 毎の S_w および $\phi \cdot H_e$ が求められた。

Horizontal Permeability K_H は 8 号井の Data を用いた。

Core Analysis の結果から導びかれた関係式 $\log K_H = 21.47\phi - 0.87$ より各 Cell 毎に算出され、Vertical Permeability は Horizontal Permeability の 30% と推定した。

Cell の相対浸透率については Water-Oil System のみが 4 号井で求められ、Gas-Liquid System については 4 号井で求められた Water-Oil System と一般的な Gas-Liquid System を History Matching の段階で生産 History を最もよく再現するように修正した。計算に使用した Oil-Water System および Gas-Liquid System は Fig.1-3-26 に示す。

又、各生産井毎の相対浸透率については、生産 History および Perforation Interval を考慮して Cell の相対浸透率曲線をソフトすることによって Pseudo 相対浸透率曲線を作りこれを計算に使用した。

Oil Properties については Baram Field 12 号井で行なわれた Study 結果を採用し、Gas Properties については 4 号井の Gas Analysis の結果より算出した。Oil および Gas の Properties は Figs.1-3-36、42 に示す。

生産井の打ち切り条件を GOR が 10,000 SCF/STB をこえるか若しくは WOR が 2.0 をこえた時と定め計算を行なった。Zone の

推移挙動は Table 1-3-7 および Fig.1-3-15に示し、又、各生産井の推移挙動は Tables 1-3-8~12 および Figs.1-3-16~20 に示す。

FIT および BHP Survey の結果より Reservoir Pressure は Datum Level 6450 feet で 2840 psig と決められた。各 Cell の Pressure は Cell の Mid Point の深度まで Datum Level の Pressure を Gradient で 深度補正して求めた。

1976年10月現在の Pressure 分布は Fig.1-3-8 に示してある。

(c) Baronia D Reservoir

この Reservoir はかなり大きな Gas Cap を持ち、下部には Aquifer が存在している。ログ解析から求められた Fluid Level は Gas Oil Contact が 7200 ft s.s. Oil Water Contact は 7290 ft s.s. である。

Average Water Saturation は 35~75%、Average Porosity は 16~25% である。

最初の生産は 1974年10月に 8号井から始められて、2年後の 1976年10月現在では生産井は 8本である。

Oil の Average API Gravity は 42.3 であり、Solution Gas-Oil Ratio は 900 SCF/STB 前後であろうと考えられるのにもかかわらず、Producing Gas-Oil Ratio は急激に上昇して Original Oil In Place の 2.11% しか生産していない 1976年10月ですでに 3,600 SCF/STB にも達する。これは構造上部に位置する BN-11、13、16、17号井において Gas-Oil Ratio が 4,600~6,100 SCF/STB にも上昇しているためであり、従ってこれらの坑井では Gas Coning のために Gas Cap Gas を生産していると考えられる。また、構造下部に位置する BN-8、12、14、15 ではすでにかんりの水が生産されはじめていて、特に BN-14 では 1976年10月ですでに Water Oil Ratio が 0.66 にもなっている。Reservoir 全体の Cumulative Water-Oil Ratio は 0.10 であり、これらのこ

とから Active な Water Drive が働いていると考えられる。この油層の Original Oil In Place 及び Gas In Place はそれぞれ 271.222 MMSTB、843.267 MMMSCF と推定された。

油層推移挙動分析

Datum Level を 7,250 ft Sub Sea とし Initial Pressure は FIT、BHP Survey などから 3170 psig とした。

Oil Property は Baronia Field では Fluid Analysis は行なわれていないため、最も Fluid の性質が似ていると思われる Baram の Fluid Data をもとに修正を加えた。

Gas Property は FIT で Sampling された際の Gas Analysis の Data を使用した。(Figs.1-3-37、43)

また、Gas-Oil Relative Permeability: K_g/K_o は、Special Core Analysis が行なわれていないため、Data がなく、一般的に使用されている Curve を岩石の特性及び流体の性質、History Stage の Producing Gas Oil Ratio を考慮して修正したものを使用した。(Figs.1-3-27、31)

計算結果は Fig.1-3-21 及び Table 1-3-13 に示されているが、20年後の Reservoir Pressure は 1,174 psig、Recovery は 20.57% である。

Volumetric Method によって求めた Gas Cap の Volume は 4,259 MM cuft で Original Gas Cap Gas In Place は 843 MMM SCF、Gas Cap Volume Ratio は 1.83 となる。しかし、Gas Cap Zone にはうすい Shale が発達している事から、Gas Cap Drive はそれほど有効には働かないと考え、Gas Cap Volume Ratio は 0.3 として計算を行なった。

この場合の Gas の Material Balance を示す。

At Initial Pressure : 3,170 psig

Gas Cap Gas In Place	138 MMMSCF
Solution Gas In Place	+240
	378

At 1,200 psig

Gas Cap In Place	50 MMSCF
Solution Gas In Place	60
Residual Free Gas In Place	$\frac{+24}{134}$

Cumulative Gas Production At 1,200 psig. 242 MMSCF

従って、もし Gas Cap Volume Ratio が 0.30 であるとする、Gas Cap からはその Expansion によって 88 MMSCF の Gas が生産されたことになり、この D 層では上の Gas 層とあわせて 755 MMSCF の Gas が残されていることになる。

また、Water encroachment は 1,200 psig で 90 MMBBL であり、この結果、各 Phase の Saturation Distribution は次のようになった。

Intail Condition		at 1,200 psig
Water Saturation	30 %	44 %
Oil Saturation	70 %	46 %
Gas Saturation	0 %	10 %

なお、この Water Encroachment の量は地下状態で、Oil の生産によって生じた Void Space の 63% の Volume であり、また、これだけの Encroachment があるため Gas Saturation は 10% と少ない。

(d) Baronia E Zone

Oil Zone の広がり小さく、Oil を発見しているのは構造の Top 近くに掘削された 6 本のみで、そのうち 3 本が生産井となっている。Gas Cap はなく Aquifer が存在している。ログ解析から決定された Oil-Water Contact は 7,390 ft s.s. であり、Average Water Saturation は 41~52%、Average Porosity は 16~23% である。

最初の生産は 1974 年 9 月に BN-7 号井で始められ、1976 年 10 月現在、生産井は 3 本である。Oil の Average API Gravity

は 40.7° で Producing Gas-oil Ratio は初期には 900~1,000 SCF / STB で、その後徐々に上昇し 1976 年 10 月には 1,700 SCF / STB となっている。

水の生産は 1 年後に BN-9 号井で始まり、続いて BN-7 号井でも始まり、1976 年 10 月では Water-Oil Ratio は、それぞれ 0.88、0.60 まで上昇している。Cumulative Water-Oil Ratio は 0.12 であり、また、Original Oil In Place の 10% を回収した時点で Reservoir Pressure が 250 psi しか落ちていなく Gas Oil Ratio もそれほど上昇していないことから、かなり Active な Water Drive が働いていると考えられる。

Original Oil In Place は 16.779 MMSTB 及び History Recovery は 11.76% である。

油層推移挙動分析

Datum Level は 7,370 ft s.s. Initial Pressure は FIT、BHP Survey の結果から 3,220 psig とした。

Fluid Property は Datum Level が 120 ft しか離れていない D Reservoir と同様の値を使用した。

また、Oil-Gas Relative Permeability : K_g/K_o は一般的に使用されている Curve に岩石特性、流体性質及び History Stage の Producing Gas Oil Ratio に基き修正を加えたものを使用した。
(Figs. 1-3-28、32、38、44)

計算結果は Fig. 1-3-22 及び Table 1-3-14 に示されているが、16.75 年後に Oil Production Rate が 0.1 MSTB/D となるので計算はここで打切った。この時の Reservoir Pressure は 1,285 psig、Recovery は 24.19% である。

Water Encroachment の量は 1,300 psig で 6 MMBBL であり、これは地下状態でみると Oil の生産によって生じた Void Space の 65% に相当する Volume である。

(e) Baronia F1 Zone

油層中央深度はほぼ 7,650 ft s.s. で、この深度まで掘削されているのは 7 坑井であり、そのうち 4 坑井が生産井となっている。Gas Cap はなく Aquifer が存在している。

Log Interpretation の結果は Appendix に示されているが、Average Water Saturation は 42~73%、Average Porosity は 13~20% であり、Oil Water Contact は 7,704 ft s.s. である。

最初の生産は 1974 年 9 月、BN-7 号井ではじまり、1976 年 10 月現在、生産井は 4 坑井である。Oil の Average API Gravity は 40.3° であり、Producing Gas-Oil Ratio は初期には 900~1000 SCF/STB で、その後徐々に上昇し 1 時期 1,500 SCF/STB となるが、1976 年 10 月では 1,400 SCF/STB である。水の実産は 7 ヶ月後に BN-6 号井で始まり、1976 年 10 月では BN-6、7、9 の 3 坑井で水が生産されていて、Water-Oil Ratio は 0.25、0.99、0.66 であり、Reservoir 全体の Cumulative Water-Oil Ratio は 0.14 である。これらのことから Active な Water Drive が働いていると考えられる。

◦ Original Oil In Place And History Recovery

Original Oil In Place = 34.651 MMSTB

History Recovery = 8.24%

油層推移挙動分析

Datum Level は 7,660 ft S.S. とし FIT、BHP Survey から Initial Reservoir Pressure は 3,350 psig とした。

Oil Property は Baram Field の Fluid Analysis の Data を使用し Gas Property は FIT で Sampling された Gas の Analysis data を使用した。(Figs. 1-3-39, 45)

また、Gas-Oil Relative Permeability は一般的に使用されている Curve に岩石特性、流体性質、及び History Stage の Producing Gas Oil Ratio を考慮して修正を加えた Curve を使用

した。(Figs. 1-3-29、 33)

計算結果は Fig. 1-3-23、 Table 1-3-15 に示されているが 20 年後に Reservoir Pressure = 1664 psig、 Recovery = 23.18%、 Oil production Rate = 0.20 MSTB/D となり計算はここで打ち切った。

Water Encroachment は 1,700 psig で 8 MMBBL であり、これは地下状態で見ると oil の生産によって生じた Void Space の 45% に相当する Volume である。

(f) Baronia F2 Zone

Baronia Field の深部に位置するこの Reservoir には Gas Cap は存在せず Log Interpretation の結果からは Oil-Water Contact は発見されていない。ただ最も Down Dip に掘削された BN-2 号井が Water Bearing であるので Edge Water が存在するとは考えられる。推定 Oil-Water Contact は BN-5 号井の Oil Bottom 7,909 ft s.s. と BN-2 号井の Water Top 7,920 ft s.s. の間に存在すると考えられる。

Log Interpretation の結果は Appendix に示されているが、 Average Water Saturation は 46~59%、 Average Porosity は 11~15% である。

最初の生産は 1972 年 5 月 BN-4 号井で始められたが、この坑井のみによる生産が 1974 年 8 月まで続けられ、その後坑井の数が増えて 1976 年 10 月現在、生産井は 4 坑井である。

Oil の Average API Gravity は 40.6° で Solution Gas-Oil Ratio も 900~1,000 SCF/STB と考えられるが、最初の 3 ヶ月の Producing Gas-Oil Ratio の値は 700 → 400 → 1,200 SCF/STB と急激に変化していて、その後上昇を続け 1.25 年後には 2,600 SCF/STB まで達した後下降し始め、1976 年 10 月では 1,400 SCF/STB である。Reservoir Pressure がまだ Bubble Point より上であると考えられる時点で、このように Producing Gas-

Oil Ratio が上昇するというのは Permeability の低い Reservoir で One Well であるにもかかわらず Oil Production Rate を高くしすぎたために坑井周辺の Reservoir Pressure が急激に低下して、Bubble Point 以下になり、Free Gas が発生したためであると考えられる。

各坑井が Oil-Water Contact を持っていないことから 3 年近くも水の生産はなく、始まるのは 1975 年 3 月からで Cumulative Water-Oil Ratio も 0.02 と低い。ただ BN-7 号井が 1976 年のはじめから急に水の生産が始まり、1976 年 9 月に Water-Oil Ratio が 1.12 にもなっているが、この月の BN-7 号井の E Reservoir、F1 Reservoir が共に Water-Oil Ratio が 1.12 と同じ値になっている。このような現象 (One String で Commingle 採取している場合、Gas-Oil Ratio 及び Water-Oil Ratio が結果として、各 Reservoir で同じ値になるように Split されている。) は他の坑井でも見られる。

しかし、Oil Column の上部 1/2 しか Perforation されていないことを考えると Behind Casing Communication でもない限り、Water-Oil Ratio がこのように急激に上昇するということは考えにくい。

ただ、後に述べるように Active な Water Drive を考えないと Pressure の Match ができない。

Original Oil in Place and History Recovery

この Reservoir では Oil-Water Contact が発見されていない。おそらく 7,909~7,920 ft s.s. の間にあると考えられるが、構造最下部で Oil を発見している BN-5 号井の Oil Bottom 7,909 ft s.s. までを Proven Original Oil In Place とした。

Original Oil In Place = 44.033 MMSTB

History Recovery = 8.84%

油層推移挙動分析

Datum Level は 7,830 ft s.s. とし FIT、BHP Survey の結果から Initial Reservoir Pressure を 3,420 psig とした。

Fluid Property は F1 Reservoir と同様の Data を使用した。Gas-Oil Relative Permeability Data は一般に用いられている Curve を岩石の特性、流体の性質、History Stage の Producing Gas Oil ratio を考慮して修正したものを使用した。(Figs. 1-3-30、34、40、46)

計算結果は Fig. 1-3-24、Table 1-3-16 に示すが、20 年後に Reservoir Pressure = 915 psig、Recovery = 31.38%、Oil Production Rate = 0.79 MSTB/D となり計算はここで打切った。

Actual History Performance から考えると Water Drive の強弱の推定はむずかしいが History の段階での Observed Reservoir Pressure と計算値を Match させるためには Active な Water Drive を考えなければならなかった。

その結果、Water Encroachment は 900 psig で 22 MMBBL でこれは Oil の生産によって生じた Void Space の 59% に相当する Volume である。

(g) Additional Wells Case

(a) から (f) まで述べられている油層の推移挙動は、既存生産井をもとに行なわれた。

Additional Wells Case は、最大許容生産レートを決める観点から検討された。この場合の追加坑井は以下のように決められた。

Baronia A and D Zone	BN-A 1、2、3、4、5、6
C Zone	BN-A 7、9
E Zone	BN-A 7、8、9、10
F1 Zone	BN-A 7、8、9
F2 Zone	BN-A 7、8、9

考えられた追加坑井の位置は、Fig.1-3-53 に示してある。その油層推移挙動の予測は計10本の追加坑井で行われ、そして、1976年11月から生産開始と仮定した。

追加坑井の位置は、地域的な掃効率を増大する目的で決定され、一方、一次回収率を既存生産井の26.9%から29.5%へとわずかながら増加させた。(Fig.1-3-9、Table 1-3-17)

生産レートをそれ以上大きくすることは、その油田の経済的寿命を短くすることであり、回収率を減少させる。

PS契約のもとでは、ペトロナスに対して最適効率生産レートを決定することは困難である。前述の高い生産レートは、技術的に最大許容生産レートである。

生産ガス油比の制御は、大きな回収率を得る為に最も重要な要素である。許容生産ガス油比は、油の累積生産量の関数として、Zone毎に述べられている。その関係は個々のZoneに対して以下の図に要約されている。

Baronia A Zone	Fig.1-3-47
O	Fig.1-3-48
D	Fig.1-3-49
E	Fig.1-3-50
F1	Fig.1-3-51
F2	Fig.1-3-52

3.2 Fairley Baram Field

3.2.1 油田概況

Fairley Baram Fieldは、Baram川の河口北約25Kmに位置し、その集油構造は東西方向に延びた背斜構造で、その南側は東西方向の断層によって切られている。このFieldはマレーシアとブルネイの両国にまたがっている。

油層は約7500から8800 ft s.s. の間に発達する砂層から成り、

API 比重 40° から 38° の比較的軽い油が存在しているがガス層、ガスキャップは確認されていない。油層は帯水層に接しており Main Reservoir である下部の層では大きな水押しがあるものと思われる。

容積法によって計算された Field 全体の埋蔵量は 97.78 MMSTB である。

1976年10月までに、5本の井戸が掘られ、1975年7月から FB-11、29号井により生産開始された。

1976年10月において、5本の井戸が稼動しており、累積生産量は 4.56 MMSTB で、回収率は約 4.7% である。

3.2.2 地質概略

貯留層は、おそらく堆積サイクル V の上部あるいは VI の下部に当たる砂岩層であるが、非常に安定した連続性を示し、a、b、c 層を区別した。(Table 2-2-1)

主要油層は a_{2-3} 、 b_{2-3} 、c 層である。

a_3 、 b_2 、c 層の地質構造図を Figs. 2-2-1 ~ 3 に Malaysia と Brunei の両国における断面を Fig. 2-2-4 に示した。

Fairley-Baram 構造は ENE-WSW 方向に発達した Growth Fault の落ちた側すなわち北側に発達した Roll-Over としてできた傾斜である。

背斜の最高部は Brunei 側にあり、Malaysia 側は西の延長部である。背斜中央部に小規模の南に傾斜する正断層が起っているのが 1、2 号井で確認できその落差は 60 ft 以下である。

その他にさらに大きい南落ち断層が西から背斜頂部に向って発達しているが、頂部を横断するには到っていない。

北翼部の傾斜は b 層準では 11 号井で $6 \sim 7^{\circ}$ N、Malaysia 側の 29 号井では 3° NW である。

Fairley-Baram の南限を決める断層の南側では、貯留層、対応層は単調な北傾斜を示し、構造は南に向って開放されていて炭化水素の期待はできない。

(震探解釈)

震探解析にあたっては、その対象とした層準は b_1 層のトップである。

記録の質は全般的に非常に良好で、反射波の追跡は容易であった。
又、主要断層も記録断面図上で明瞭にみられる。

Migration された記録断面図は主に Malaysia 側のものが入手された。このため Brunei 側は一部を除き通常の記録断面図により等時間線図を作成し、これを Migration して Malaysia 側に継ぎあわせた。

坑井内速度測定資料は 11 号井のもののみが入手されたので、反射走時 - 深度の変換はこれに基づいた。

解析結果及び代表的な記録断面図は Fig.2-1-1 及び Fig.2-1-2 に示されている。

3.2.3 油層解析

(a) Fairley Baram A Zone

解析の対象は zone $a_1 \sim a_4$ の 4 枚の油層であり、FB-1~3、FB-29 号井が稼働中である。

各油層間は Shale が発達し、油の上下の連続性は存在しないと考えられるが、生産方式は多層同時採油方式 (Commingled Production System) を採っているため zone $a_1 \sim a_4$ をひとつにまとめて扱った。

油層推移挙動分析

A Zone では、Datum Plane を 7800 ft s.s. とし、Initial Reservoir Pressure は FIT、BHP Survey を基に作成された Pressure Traverse Figs.2-3-1~2 より 3390 psig とした。
又、この層には PVT Study が行われていないので FB-11、C Zone の PVT Data をベースに、A Zone の中央深度、圧力、油の比重、GOR の影響を考慮して修正された値を使用した。この結果は Figs.2-3-39~40 に示してある。

又、この層についての Special Core Analysis がないので

FB-2、C Zoneの結果を用い、History Matchの作業により修正を行った。これらは Figs. 2-3-35~36 に示してある。

上記基礎 Data を基に計算された油層推移挙動を Fig. 2-3-13、Table 2-3-3 に示してある。

Performance Curve で水の生産が History の後半に大きくなっているが、これは主として FB-1 号井の影響によると考えられる。FB-1 号井は構造の頂部付近に掘られており、本来は水の生産が最も遅く現れる位置であるが、FB-1 a₂ 層の下部、FB-2 a₃ 層に高い含水率の層の影響と考えられ、将来 Partial Plugging 等の Work Over (坑井改修)が必要になると推定される。

最適生産レート

最大の回収率を得るための最も重要な要素は、生産ガス油比を制御することである。その数値は生産過程において変化するものである。

最適生産ガス油比は、油の累積生産量の関数として Fig. 2-3-45 に示した。

(b) Fairley Baram B Zone

油層流体の性質は FB-11 で求められた Labo 分析結果を用いた。用いられている各パラメーターは Figs. 2-3-41~42 に示してある。

又、ログ解析に基づいて ϕ , S_w , H_e が定められ、Figs. 2-3-5、7 に示した Map を作成した。浸透率は、FB-2 の Core 分析結果を Input Data として Fig. 2-3-37 に示した。これらの値は History Match の段階で更に検討が加えられた。

油層推移挙動分析

Fig. 2-3-3 に示す如き長方形のセルより成り立つ Model が適用された。History Match の結果及び Extension of Existing Condition の予測結果を Fig. 2-3-14、Table 2-3-4 に Case-1 として示した。又、1976 年 10 月におけるこの層の等圧線図を Fig. 2-3-9 に示した。

この Case について個々の坑井についてその挙動を追うと、FB-2 号井は、今後かなり急速に増加するので GOR 10,000 SCF/STB の段階で坑井を密閉し (Fig.2-3-18、Table 2-3-8)
FB-3 号井は Fig.2-3-19 に示す如く、WOR、GOR が共に急激に増大するので WOR 2.0、GOR 7,000 SCF/STB となる 1979 年 2 月に坑井を密閉した。(Table 2-3-9)

一方、FB-29 号井は、1976 年 10 月の時点では 4 カ月間密閉されていたが、この坑井は生産が開始され、Fig.2-3-20 に示した様に非常に良好な挙動を示すと予測される。(Table 2-3-10)

Case-1 での各 Cell 毎の回収率を検討し、回収率の悪い構造の頂部に追加して 1 本 Additional Well を掘った場合を Case-2 とした。この坑井の位置は Fig.2-3-3 上 I=6、J=4 の位置に設定された。

この結果は Fig.2-3-24 に示されているが坑井は非常に良好な挙動を示すと予測される。(Table 2-3-14)

この場合、Figs.2-3-21~23 に示す如く、既存坑井の FB-2、FB-3 号井は殆んど Case-1 と変化なく、FB-29 号井が僅かに影響を受けると推測される。(Tables 2-3-11~13)

Case 2 の結果を Fig.2-3-15、Table 2-3-5 に示した。

(c) Fairley Baram C Zone

解析の対象は zone c である。

油層流体の性質の設定にあたっては、FB-11 号井の PVT Analysis 及び FB-2 号井、FB-29 号井の Initial Production Test FB-29 号井の FIT の Sample Analysis の結果に基づき Fig.2-3-43 と 2-3-44 の如く定められた。

又、油層岩の諸パラメターのうち Porosity、Water Saturation、Effective Thickness はログ解析により求められ、これに基づき Figs.2-3-6、8 に分布図を図示した。浸透率はコア分析結果に従い、History Match の段階で検討が加えられた。(Fig.2-3-38)

油層推移挙動分析

対象油層を Fig.2-3-4 に示す如く長方形のセルに分割し、模型化した。個々の Cell 内のパラメーターは History Match の作業により検討され修正が加えられた。この層については 1975 年 9 月からの生産実績があるも、History Match という点では充分の資料であるとは云い難い。即ち、これだけの History は個々のパラメーターの持つ自由度の Minor な変更によって Match 出来る可能性があり、又、将来の予測がそれらの影響を大きく受ける結果となる。即ち、初期の生産段階に於て Set された油層パラメーターによる僅少の実績と計算の差が将来大きくなって現れる可能性もあると云う事である。又、同時に開発初期の油層資料の精度が将来の予想に大きな影響を及ぼす事も銘記すべきである。

History Match の結果に基き既存坑井のみによる将来の予測結果を Fig.2-3-16、Table 2-3-6 に示す。又、1976 年 10 月における等圧線図を Fig.2-3-10 に示した。

これは Extension of Existing Condition (現行操業条件の延長) の Case であり、各生産井の挙動を Figs.2-3-25~28、Tables 2-3-15~18 に示した。

この油層を国境問題を別にして 1 つの Field としてもっと回収率を上げる方法について検討を行ったものが Case 2 である。

これは上記 Case 1 の結果 Sweep Efficiency の悪い部分に追加の井戸を掘る Case であり、Case 2 では 2 本の坑井を Orestal Area に設けてある。それらの位置は Grid Location 上 (8.8) (9.7) である。(Fig.2-3-4)

この場合 Field 全体で約 10 % 増の回収率の増加が見込まれる。この場合の油層推移挙動を Fig.2-3-17、Table 2-3-7 に示してある。

又、この Case における各生産井の挙動を Figs.2-3-29~34、Tables 2-3-19~24 に示した。

Fairley Baram Field 全体の生産推移挙動について

Case-1 (Extension of Existing Condition) は Fig. 2-3-11、Table 2-3-1

Case-2 (Additional Well Case) は Fig.2-3-12、Table 2-3-2 に示す。

3.3 West Lutong Field

3.3.1 油田概況

Sarawak 西海岸沖約 10 Km に位置するこの油田は、現在マレーシアに於ける生産油田の中で最長の生産実績がある。過去 8 年間の生産ヒストリーの中で日産油量 50,000 STB を超えた時代もあったが、現在日産油量約 15,000 STB に減退したものの、現在の稼働油層は概ね良好な推移挙動を示し、非常に安定した状態にある油田である。油層は約 50 枚の砂層から成っており、殆んどの坑井に於て多層同時仕上げが行なわれている。

3.3.2 地質概略

W. Lutong 油田では堆積サイクル V の上部の Deltaic な堆積物の砂岩層に油ガスを含んでいる。

貯留層の連続性は一般に非常に良く、a ~ e を区別した。(Table 3-2-1)。主要油層は b_2 、 c_1 、 c_2 であるが、Figs.3-2-1 ~ 4 に a_1 、 b_2 、 c_2 、 e_1 の構造図を、Fig.3-2-5 に、構造断面図を示してある。

この油田の構造は NE-SW に延びる背斜であり、主要油層 c_2 層では油層の広がり長径 6 Km、短径 1.5 Km、オイルコラムは 175 ft である。背斜は c_2 層より上部の地層においては最大傾斜 7 度で対称的であるが、 c_3 層以深では Growth Fault の発達により非対称となり地層傾斜も増大する。

この Growth Fault の南側に掘削された坑井は 3、4、7、8、23 号井で、北側では 1、2、14 号井である。しかしながら、この北落

ち断層の存在は、震探記録断面上では認められていない。

3.3.3 油層解析

この Field は深度約 4,000 ft から 8,000 ft s. s. の間に存在する 50 枚以上の油層から成っており、油層構造の形態と地層対比の結果に基き、現行の生産方式を考慮して大きく 3 つのグループに分類してそれぞれを A、B、C Zone とし各 Zone に対して油層解析を行った。

A Zone は約 4,000 ft ~ 5,200 ft s. s. の深度にある zone a、a₂、a₃、b₁ から構成され過去 6 年間の生産実績がある。

この油層グループは生産開始後、間もなく生産ガス油比が上昇しそれに伴い水（油層水）の生産レートも上昇し、油の生産レートは急激な落ちこみを見ている。

B Zone は約 5,200 ft ~ 5,800 ft s. s. の深度にある zone b₂、c₁、c₂ から成り West Lutong Field の主力油層である。

生産ガス油比は生産開始後、8 年経過した現在に至る迄殆んど変化なく一定であり、WOR は生産開始後徐々に増加したものの 6 年後からほぼ一定となっている。

C Zone は約 6,300 ft ~ 7,300 ft s. s. の深度にある zone c₃、d₁、d₂、d₃、e₁、e₂、e₃ から成り過去 8 年間の生産実績がある。この Zone は生産ガス油比がほぼ一定であるも WOR は徐々に増加する傾向がある。

この Field 全体としては、生産ガス油比も WOR もほぼ一定の値を保っていると見なされ Gas Cap Expansion と Water Drive が有効に働いていると見る事が出来る。Field Total の生産推移挙動は Fig. 3-3-2、Table 3-3-1 に示されている。Fig. 3-3-1 により各 Zone の Datum Plane での Initial Reservoir Pressure が決められた。

(a) West Lutong A Zone

この油層グループには Gas/Gas Condensate 層がかなり含ま

れ全体として Gas Rich な油層で構成される。産出される原油もごく一部重い油もあるが全体としては Condensate 又はそれに近い非常に軽質の原油である。各々の油層は Shale によって区切られ、構造の下部には Aquifer (帯水層) を伴っている。

油層流体の諸性質については W/L-19 号井 zone a₂ からの試料について PVT Study をもとに生産された油とガスの Oil and Gas Analysis を用いて代表値が求められた。油層パラメーターについて Figs.3-3-12、15 及び Figs.3-3-6、9 に要約してある。

Model Study による油層推移挙動の予測の結果を Fig.3-3-3、Table 3-3-2 に示してあるが、これによると、油層圧力の低下がかなりきびしく見込まれている。これは、Water Drive による油層エネルギーの供給はある程度存在するも、全体に Gas Rich な層であり GOR を低くおさえて生産する事が不可能に近いからである。

(b) West Lutong B Zone

産出される油の性質は API 比重が 35° から 41° 迄にわたり平均ガス油比は

1,600~3,000 SCF/STB (ガスキャップのある層)

1,000~1,100 " (ガスキャップのない層— c₁₋₃、c₂₋₁)

となっている。

油層流体の諸性質は WL-1 号井 zone c₂、WL-2 号井 zone c₁ からの試料による PVT Study を基に諸性質の関係が求められ Figs.3-3-13、16 及び Figs.3-3-7、10 の如くまとめられた。

原油の生産は 1968 年 8 月より 5 号井を除く WL 1~25 号井の 24 坑井によって行われ、累計生産量は 67.08 MMSTB、原始埋蔵量の 37.4% に相当する。

油層 Model には過去 8 年間の実績に Match する様、油層パラメーターの修正と Displacement Mechanism の検討が行なわれ、この Model に基き油層推移挙動の予想が行われ、この結果は、Fig.3-3-4、

Table 3-3-3 にまとめられている。

この Fig.3-3-4、Table 3-3-3 から判断出来る様に生産ガス油比がほぼ一定であり、又 WOR がゆるやかな増加を示している事から強力な水押しが働いている事が分る。

油層は現在非常に安定した (Stabilized) 状態にあると推定出来る。

この油層の末期の状態は油層圧の低下による生産能力の消失ではなく、水押しによって圧力はかなり高い Level に保たれるものの油層含水率の上昇であり WOR の増加である。

従って、現状よりも高い生産レートは Sweep Efficiency (排油効率) を落とすと考えられ最大でも現状をこえる事のない様な生産管理が望まれる。

(c) West Lutong C Zone

Zone c₃ 以深には北東-南西の断層が大きく発達しており、北側の部分については詳細な情報が得られていない。

解析の対象になったのは主要断層の南側の構造についてであり、この地域には上記断層とほぼ平行に小断層が発達しているものの、油層部分には殆んどその影響が見られなかった。

個々の薄い層に在る油は API 38° から 50° 迄の軽質油であり、生産ガス油比は油層平均で 2000 から 15000 SCF/STB に増加している。

この油層グループには PVT Study 結果がないので、生産された油層流体についての Oil And Gas Analysis 結果を用いマレイシア原油の一般性状を基に Fluid Parameter が推定された。

(Figs.3-3-14、17)

油層の過去の推移挙動を見ると圧力の減退が比較のおだやかであり、生産ガス油比もあまり変化がないが WOR が序々に増加する傾向がある。

然し、前述の B Zone と大きく異なる点は、この C Zone は数多

の薄い Gas Rich な層から構成されているところにあり GOR、WOR の Control が実際の Field Operation で非常に難しい点にある。計算に用いた浸透率を Fig.3-3-5、8 に示す。油層推移挙動は Fig.3-3-5、Table 3-3-4 の如く推定された。

(d) Additional Well Case

West Lutong Field において zone $d_3-6、7、9、10、e_2-1、2、3$ の油層は、未開発のまま残っている。

Fig.3-3-22 のように、2本の追加坑井を考え、将来の油層挙動予測を行なった。又、その結果は Fig.3-3-23、Fig.3-3-23、Table 3-3-5 に示されている。

油層流体の諸性質、油層圧力は Model C と同じにした。原始埋蔵量は油 8.672 MMSTB、地下状態における油、ガス体積比は 0.6162 であり、生産開始後 9.25 年で油累積生産量は 4.149 MMSTB、回収率は 47.85% となった。

最適生産レート

最大の回収率を得るための最も重要な要素は、生産ガス油比を制御することである。その数値は生産過程において変化するものである。

最適生産ガス油比は、油の累積生産量の関数として、個々の Zone に対して述べ、Figs.3-3-18~21 に示した。

3.4 Baram Field

3.4.1 油田概況

この油田は、2つの全く異ったフィールドより成り、東側の A フィールドは、Baram River 北々西約 13 Km の位置に、又、B フィールドは、同北西約 17 Km の位置にある。A フィールドは 1970 年 7 月より、又、B フィールドは 1972 年 10 月よりそれぞれ生産を開始し、最盛期に於ては、それぞれ日産最大油量で 40,000 STB/D 及び 20,000 STB/D の値を記録した時もあったが 1976 年 6 月の

時点では、それぞれ 21,500 STB/D 及び 9,500 STB/D に減退し、
今後は更に減退を続けると予想出来る。

3.4.2 地質構造

Baram 油田は東西 2 構造に分かれる。すなわち東の A、西の B
構造である。

堆積物は全層準にわたって砂岩、頁岩の互層であり、比率は約
50 対 50 である。

炭化水素は主としてサイクル V の上部の Deltaic な堆積物中にあ
り、a ~ g の貯留層グループを区別した。(Tables.4-2-1, 2)

両構造の位置関係を Fig.4-2-1 に示すように、ENE-WSW に
走る同一の Growth Fault 上に約 7 Km 隔てて存在する背斜構造であ
る。

A 構造の c₁、d₂、f₂ 層の地質構造図を Figs.4-2-2 ~ 4 に、
B 構造の b₃、c₄、e₁、e₃ 層の地質構造図を Figs.4-2-6 ~ 9 に
示す。

構造図および Figs.4-2-5、10 の構造断面図から知られるよう
に、両構造は断層によるブロック化が激しく、各貯留層における
Fluid Level もブロックごとに変化している。

A では I ~ VII および Upper のブロックに、B では I ~ III および
South のブロックに分けて原始埋蔵量の算出が行なわれた。

3.4.3 Baram A 油層解析

この Field の油層は 3,700 より 9,600 ft s.s. 迄に発達する数多
くの砂層から構成され、細かく分類するとその数は 100 を超える。
Field 全体で見ると、これと云って Main となる zone がなく、個々
の zone の Cumulative Production が Field Total のその 10 %
以上となっているものは、わずかに b、e₁、g₂₋₃ 層のみである。

油層解析は、各 Block について行ったが、上記 Block のうち III 及
び N₂ は No Hydrocarbon であり、I、II、N₁、V、VI、VII、VIII、
Upper Block の 8 つの Block について行った。Field の推移挙動

は Fig.4-3-1 および Table 4-3-1 に示す。

Baram A 1～Ⅷ Block 及び Upper Block

各 Block は数枚から数十枚の薄い砂層から構成されているが、Gas Oil Contact が各 Block の全部の層について 把握されていない。容積法では、まず実際に確認出来ている部分について確認埋蔵量を求めたので、殆んどの Block にあっては埋蔵量が過少評価される傾向がある。従って個々の Block の推移挙動と産出挙動を基に減退曲線法によって実際の Performance にあずかる油及びガスの量を推定し、更にこれに基づき Performance Curve を求める手法をくり返して (Trial & Error Method) 最終の埋蔵量 (Proved & Probable) を求めた。

又、上記手法によって推定された値が容積法で求めた場合より小さい場合も当然あり得る。(Block Ⅶ) これは、容積法で求めたものが実際の産出挙動にあずかるかどうかの問題であると解釈される。

各 Block の推移挙動は Figs.4-3-2～9 および Tables 4-3-2～9 に示す。

計算に使用した Relative Permeability Data および Fluid Property は Figs.4-3-10～25 および Figs.4-3-26～41 に示す。

最適生産レート

最大の回収率を得るための最も重要な要素は、生産ガス油比を制御することである。その数値は生産過程において変化するものである。

最適生産ガス油比は、油の累積生産量の関数として、個々の Block に対して述べ、Figs.4-3-53～60 に表わした。

Block	I	II	IV	V
累計生産量 MMSTB (1976. 6)	16.501	2.495	4.687	16.082
日産油量 MSTB/D (1976. 6現在)	9.19	0.22	0.5	4.42
容積法による 確認埋蔵量 MMSTB	32.959	4.64	7.4	37.446
回収状況 % (1976. 6現在)	50.1	53.8	63.3	42.9
Proved & Probable 埋蔵量 MMSTB	110	8.6	18.0	64.0
Gas Cap の大きさ	0.4	0.2	0.2	0.4

Block	VI	VII	VIII	Upper Block
累計生産量 MMSTB (1976. 6)	10.110	1.897	4.381	0.728
日産油量 MSTB/D (1976. 6現在)	2.42	0.24	1.71	1.03
容積法による 確認埋蔵量 MMSTB	46.408	24.09	12.741	12.912
回収状況 % (1976. 6現在)	21.8	16.1	34.4	5.6
Proved & Probable の 埋蔵量 MMSTB	46.408	19.375	29.208	12.912
Gas Cap の大きさ	0.18	0.0	0.04	0.819

3.4.4 Baram B 油層解析

油層は 4,000 ~ 9,600 ft s.s. の深度に亘ってある 数10枚の砂層から成り、これらは断層によって多くの Blockに分けられている。砂層は上部にガスキャップ、下部に帯水層を持つものが多く、各 Block間の連続性についての Informationはないが、Performanceの計算には、Block I、II、South Blockをまとめて Model-1とし、Block III₁、III₂をまとめて Model-2とした。

Fieldの推移挙動は Fig.4-3-42 および Table 4-3-10に示す。

Baram B Model 1、2の解析

この Fieldにあっても Baram A で遭遇したのと同じ問題があった。即ち各油層の下限及びガス油の境界面の設定についてである。

容積法では、ログ資料によって確認されているものについて Table 4-3-10 に示す如く求められたが Performance の計算から Baram A と同様に実際の産出挙動にあずかると考えられる量を Proved & Probableとして採用した。

Model 1、2の産出挙動曲線を Figs.4-3-43、44 及び Tables 4-3-11、12 に示してある。

計算に使用した Relative Permeability Data 及び Fluid Property は Figs.4-3-45~48 及び Figs.4-3-49~52 に示す。

Model	1	2
累計生産量 MMSTB (1976.6)	6.651	11.729
日産油量 MSTB/D (1976.6)	3.64	6.72
容積法による 確認埋蔵量 MMS TB	20.869	53.789
回収状況	31.9	21.8
Proved & Probable 埋蔵量	25.233	56.18
Gas Cap Ratio	0.5	0.547

最適生産レート

最大の回収率を得るための最も重要な要素は、生産ガス油比を制御することである。その数値は生産過程において変化するものである。

最適生産ガス油比は、油の累積生産量の関数として、個々の Model に対して述べ、Figs. 4-3-61, 62 に表わした。

3.5 Bakau Field

3.5.1 油田概況

Bakau Field は Baram River 河口より西海上約 20Km に位置しており、断層によって分断されたブロックより 3 本の坑井によって生産を行っている。1972 年 2 月より生産を開始し、1976 年 6 月末では、日産油量 4,034 STB/D の生産を行っている。

各生産井は、多層同時仕上げを行っており、各坑井それぞれ独立した Block より生産を行っている。

各坑井で確認されている油層部分は、それぞれの油層のごく一部であり、油層の下限を設定する資料が今のところ得られていない。更に数坑探掘の意味もかね掘削する必要がある。

油層の解析には Well 毎すなわち Block 毎に独立した Model によって計算を行った。

3.5.2 地質概略

Bakau 油田では堆積サイクル V の上部に炭化水素が賦存している。本構造では 3、4、5 号井の 3 本のみで油ガスを確認し生産が行われているが、1 および 2 号井は前者のはるか南西 15Km 離れた「構造外」に掘削されているので対象外とした。

Bakau 構造は北東方向に突出した鼻状構造であり、E-W から ENE-WSW に走る数本の Growth Fault が発達している。これらの断層によって構造はブロック化され、特に 3 号井の地域と北側の 4、5 号井の地域とを分ける断層は重要なもので、これら地域間における貯留層対比をほとんど不可能としている。ゆえに貯留層の命

名は両域で独立に行う必要があり、a、b層は共通だが、それ以下においては3号井でc～eのごとく4、5号井ではc'～d'のごとく区別したのがTable 5-2-1である。すなわち両地域間の対比はb₂層まで下って対比可能であり、Seismic Horizonの連続性についても同様である。

よって南側のc₁、c₃層と北側のc₄'、d₃'層とを別々の構造図で表現したのがFigs.5-2-1～4である。

炭化水素のトラップのタイプとしては背斜様鼻状構造における断層トラップと考えられ、Figs.5-2-1、2からこの構造は南に向かって開いているように見えるけれども、断層の発達ぐあいにより炭化水素の分布がさらに南部まで広がる可能性がある。また、4、5号井の地域内でも、未掘削の断層ブロックが残されているので、各ブロック間の貯留層の連続性を堆積学的な観点から調査することが望まれる。

(震探解析)

震探解析の対象とした層準は3号井の北側を通る断層を境にして北側と南側とで別々に進んだ。南側ではa₁層のTop、北側ではc'₃層のTopで、これはそれぞれのブロックで最も良いと思われる反射波に対応している。記録の質は大体良好ではあるが、断層を挟んでの反射波の対比は必ずしも容易ではない。特に南北に分ける前記断層を挟んでは対比が不可能である。

4号井、5号井が傾斜掘りのため、坑井内速度測定は3号井でしか実施されていない。各坑井での解析対象層準と反射波との対比、及び反射走時の深度への変換は全て3号井の速度資料に基づいて行われた。

解析結果及び代表的な記録断面図はFigs.5-1-1～3に示されている。

3.5.3 油層解析

Bakau 3はc₁層、c₃層のUpper、Lowerと3 Zoneに仕上げら

れている。油は平均 40° API で油層の Sw は 47~60% と比較的高く φ は約 20% である。Datum Plane は Perforation 深度から 7,400 ft s.s. とし Fig.5-3-1 よりこの油層圧力を 3196 psig とした。Fluid Data の詳細は報告されていないので、Sarwak 地区の一般性状を用い Permiability は油層の Sw、φ をもとに作られた。

Data を History にもっとも Match する値にシフトして Figs. 5-3-6、9、12、15 に示した値を用いた。

埋蔵量は累計生産量 2,098 MMSTB が確認、推定埋蔵量を加えたものの 138% と上まっていることにより、埋蔵量を種々設定して Traial And Error を行って Model により Performance Review を行った結果、埋蔵量は 6.993 MMSTB となった。この結果 Fig. 5-3-3 に示した Performance が得られた。(Table 5-3-2)

Bakau 4 は a₁ 層、c₁、c₄ の Upper の 3 zone に仕上げられている。この Model の解析は前記 Model と同様な手法で行った。

Model の Datum Plane は 7,700 ft s.s. Fig.5-3-1 よりこの油層圧力を 3,325 psig とした。油層の Sw は 44~70%、φ は 22~17% と変化している。Fluid Data 及び Permiability は Fig. 5-3-7、10、13、16 に示した通りである。

End of History において累計生産量 1.158 MMSTB が確認埋蔵量の 28% の回収である。しかし、History の Performance を解析した結果、この坑井の Potential はもっと大きいと考えられたので、構造の下に広がる予想埋蔵量を検討の結果 10.29 MMSTB とし Bakau 3 と同じくタンクモデルを組み Material Balance を行った結果 Fig.5-3-4 に示した Performance が得られた。(Table 5-3-3)

Bakau 5 は b₁、c₁、c₃、c₄ 層の 4 zone に仕上げられている。この Model の解析も同様の手法により求められた油層パラメーターは Figs.5-3-8、11、14、17 に示した。

Datum Plane は Perforation Interval より 8,100 ft s.s. 油層圧力を Fig.5-3-1 より 3,497 psig、油層の Sw は非常に高く、ほ

とんどが60%以上である。φは15~11%と低く、良い条件の油層ではない。油の生産は1976年2月より開始され、初日産448STB、GOR 6,000 SCF/STBでFig.5-3-5に示した様にすぐに減退が始まっており、GORも大きい。

油層挙動の解析は他の Model と同様、タンクモデルによる Material Balance Method により行った。

埋蔵量は End of History において累計生産量が確認推定を加えたものの36%になっている点及び Log Survey の Quality が悪かった c_3 、 c_4 層の油を仮定し 0.83 MMSTB とした結果 Fig. 5-3-5 に示した様に油層圧力が急激に低下した。(Table 5-3-4)

この Field の推移挙動を Fig.5-3-2、Table 5-3-1 に示す。

最適生産レート

最大の回収率を得るための最も重要な要素は、生産ガス油比を制御することである。その数値は生産過程において変化するものである。

最適生産ガス油比は、油の累積生産量の関数として、個々の Well に対して述べ、Figs.5-3-18~20 に表わした。

3.6 Tukau Field

3.6.1 油田概況

Tukau Field は、1976年6月末現在21坑井が掘られ、13坑井が生産井として稼働中であり、同年6月末に於ける累計生産量は2.97 MMSTB である。

油層は、2,650 ft から 7,550 ft s.s. の間に発達する約60枚の薄い砂層から成り、API 比重 22°から 39°の重質油及び軽質油が存在している。各層は含水率が高く、それぞれ帯水層に連っているがあまり大きな Water Drive は期待出来ないと推定された。

3.6.2 地質概略

Tukau 油田は概略 N-S 方向の背斜にあり、貯留層にサイクル V の上部 Deltaic な環境に堆積した砂岩層である。この背斜構造は

WNW-ESE 走向をもつ断層系によって分割されており、特に断層の多い南半部と断層の見られない北半部に分けられる。(Figs. 6-2-1~4)

この南北の境界が、3,000 ft 以深において発達の見られる Growth Fault であり、これは 2 号井と 11 号井の間を通り北傾斜の正断層であるが、地層の攪乱が激しくその位置を正確に択えるのは困難である。

南側の地域は多くの北落ち正断層が階段状に発達していて d 層よりも深部は震探記録の質が良くないため正確な構造図の作成は困難であった。

Growth Faulting が堆積作用に影響の及ぼしているのは b_3 層以下での層準であり、南北の対比は極めて困難となる。(Table 6-2-1)

3.6.3 油層解析

Field の Blocking と Zoning により 11 個のグループに分類し、それぞれについて油層推移挙動の計算を Block Model により行った。

各 Model についての対象となる Block と、そこに含まれる Zone 及び容積法により求められた確認埋蔵量を以下に示してある。個々の Model により、各グループの油層推移挙動を Figs. 6-3-3~13、Tables 6-3-2~12 に、又、Field 全体については Fig. 6-3-2、Table 6-3-1 に示した。

個々の Model による計算に際し、定期の圧力測定結果が殆んどないので、生産レートの変化(減退)GOR、WOR に注目して History の Review を行い、これに基き将来の予測を行った。個々の Model に使用された Fluid 及び Rock Characteristics については Figs. 6-3-14~41 に示した。

Model 9、10、11 で扱った Block については、未だ生産井が掘られていないので、生産実績のある対応層の資料に基いて予測を行った。

各 Model の Initial Reservoir Pressure は Fig. 6-3-1 より求められた。

尚、各モデルで扱った油層ブロックは以下の通りである。

Model	Block zone	Producer	Sub Sea Depth	API Gravity	O.O.I.P (MMSTB)
Model-1	Block - I zone b ₁ , b ₂ , b ₃	4	2650'~3250'	21°~24°	20.16
Model-2	Block - I zone c ₁ , c ₂	2	3250'~3800'	26°~38°	4.30
Model-3	Block - I zone d ₁ , d ₂ , d ₃	4	3800'~4350'	27°~30°	13.45
Model-4	Block - I zone d ₄	2	4350'~4600'	31°~32°	1.07
Model-5	Block - I zone d ₅ , e	1	5500'~7550'	36°~37°	20.50
Model-6	Block - II zone b ₁ , b ₂ , b ₃	1	2700'~3200'	23°	2.36
Model-7	Block - III zone d ₁ , d ₂ , d ₃	2	3700'~4200'	30°	6.98
Model-8	zone f	2	6200'~6600'	36°~38°	9.77
Model-9	Block - III zone b ₁ , b ₂ , b ₃	(2)	2600'~3100'		48.49
Model-10	Block - IV zone b ₁ , b ₂ , b ₃	(2)	2750'~3000'		19.88
Model-11	Block - IV zone d ₄	(1)	3600'~4200'		2.66

Additional Well Case は 未開発油層について行なわれた。
Fig.6-3-53 に示すような計 5 本の追加坑井が、Block III の zone b、Block IV の zone b、Block III の zone d を開発する為に考えられ、又、各 zone は Model 9、10、11 に該当する。

将来の油層挙動は Figs.6-3-11~13、Tables 6-3-10~12 に示されている。そして、Model 9、10、11 を総合したものが Table 6-3-13 に示されている。

最適生産レート

最大の回収率を得るための最も重要な要素は、生産ガス油比を制御することである。その数値は生産過程において変化するものである。

最適生産ガス油比は、油の累積生産量の関数として個々の Model に対して述べ、Figs.6-3-42~52 に表わした。

4. 開発待機フィールド (I)

4.1 Betty Field

4.1.1 地質概略

東から西へ 1、2、3、4号井の順で4坑井があり、坑井地質によると堆積サイクルVおよびVIの下部の地層が順次西方に薄くなっている。

炭化水素は上部Miocene層のサイクルVの上部に賦存している。貯留層は一般に10ft以下の頁岩を夾む最大190ftの砂岩層で、a～cを区別した。(Table 7-2-1)。

1号井では油がa、b層に、ガスがb、c層に確認され、3号井ではガスがb、c層に含まれている。

Betty構造はほぼ東西に走るGrowth Faultの北側にできたRoll-overである。

a₁、b₂層の構造図をFigs 7-2-1、2に示すように、構造的高まりは東西に分れている。互いに10km離れた東西の高まりの間は相対的に約300～500ft低い凹部をなしていて、東側の高まりの1号井で確認されているOWCよりも低位である。2号井はDryであるため、東西の高まりで確認されるガスも互いに連続していないといえる。

西側構造のうち3号井と4号井の間に未掘削の断層ブロックが残っている。

(震探解析)

震探解析の対象とした層準は、a₁層のトップである。

記録の質は構造西端部で一部不鮮明な部分があるが、他は全体的に良好である。断層記録断面上で明瞭に見られる。

坑井内速度測定資料は全坑井(1～4号井)のものが入手されているので、全資料を用いて反射走時を深度に変換した。解析結果及び代表的な記録断面図はFig. 7-1-1及びFig. 7-1-2に示されている。

4.1.2 油層解析

東西の2つの構造の頂部付近にそれぞれ1号井及び3号井が掘られ、1号井ではFITによって a_1 、 a_3 、 b_2 層にそれぞれ 37.4° 、 39.9° 、 39° の油及び b_1 、 c_1 層にガス/ガスコンデンゼートを、3号井では b_2 、 c 層にガスを確認している。

1号井で確認した油層については、Gas Capの存在は確認出来ないが、 a_1 、 a_3 層ではAquiferを確認出来る。

油層構造の形態並びにログ資料の定性的解釈ではかなり良好な油層と推定出来るが、油層としての広がり是非常に小さい。主力生産層は a_1 、 a_3 層であると推定出来るが、DST, Production Testを全く行っていないので各層の産出能力は不明である。

坑底試料及びコアの分析結果も入手していないので、マレイシアの一般的特性を用いて油層パラメーターを推定し、Material Balance Methodによって各層につき油層推定挙動を試算した。

この試算に用いた油層パラメーターはTables 7-3-1~3にまとめ個々の層についての計算結果をTables 7-3-4~6に示した。上記の結果は仮定した油層パラメーターに大きく左右される事は銘記されねばならない。

最適生産レート

最大の回収率を得るための最も重要な要素は、生産ガス油比を制御することである。その数値は生産過程において変化するものである。

最適生産ガス油比は、油の累積生産量の関数として、個々のZoneに対して述べFigs. 7-3-1~3に表わした。

結論と勧告

油層全体で確定埋蔵量は約5.421 MMS TBと推定出来、マレイシア油田群の中では、中~小規模の油田に属する。仮定した油層の流体、岩石諸パラメーターに大きく左右されるも、予想初日産約15 M S T B / D 程度のFieldと解釈出来る。

油層のリミットを確認する Delineation Well の必要性はないと思われるが、各坑井仕上げ後の各層についての Production Test により坑井ベースの適正生産量の確認と Build-up Curve 観測による Reservoir Transmissibility の入手が急務である。水押しの場合を確認する上でも定期の圧力測定は不可欠である。

4.2 Bokor Field

4.2.1 地質概略

Bokor 構造は、Betty 1 号井の南南西 4 Km に位置しており、炭化水素はサイクル V と VI の下部に存在し、特に VI の Non-Deltaic な堆積物には API 19.5° の Heavy Oil が確認されている。(貯留層 a)

Figs 8-2-1、2 に a₁、b₃ 層の構造図を、Fig. 8-2-3 に構造断面図を示す。構造は南半分をいくつかの断層で切られた背斜である。背斜頂部は 3 号井によって、西斜面が 1、2 号井によって南部の断層ブロック中に 4 号井が掘削されているが、炭化水素は北半部のみ賦存が認められている。

東西に走る断層で切られた 2 つの小ブロック(すなわち 3、4 号井がそれぞれの a₁ 層準を貫いているブロック)では、a 層において炭化水素は見つけられていない。しかしながら、b 層の層準では中央の地溝状ブロックは炭化水素に関して未確認となっている。

(震探解析)

震探解析の対象とした層準は a 層のトップ付近である。記録の質は構造の冠部及断層の周辺で一部不良になっているが、他は良好である。又構造の周辺部においては、断層の両側で反射波形の類似性が比較的良く保たれているところがあり、このようなところでは、断層を越えての反射波の対比は容易であった。

坑井内速度測定資料で入手出来たのは、1 号井及び 2 号井のものである。解析結果及び代表的な記録断面図は Fig 8-1-1 及び Fig 8-1-2 に示されている。

4.2.2 油層解析

この構造に4本の探掘井があるも2号、3号井にて油を確認しているのみである。構造中央を東西に走る断層の北側のブロックでは2,000ft～3,000fts.s.の深度にAPI 19.5°の油をFITで確認しているが約300ft Down dipの1号井は全層水層となっている。

構造中央のブロックには十数枚の砂層に合計190ft炭化水素の堆積がログ解析より推定出来るがFITでは4点に於て油、ガスの判断が出来るのみである。このブロックではb層の一部につきProduction Testを行いAPI 21.5°GOR 330SCF/STBを確認している。炭化水素の分布も主として3,100ftから5,000fts.s.にわたって広く分布している。南のブロックの4号井ではb層にわずかの炭化水素を見る以外は全層水層と解釈出来る。

北側ブロックではa層が、又中央ブロックではb層がこのフィールドの主力油層である。これらブロックに対してログ解析結果(AppendixII)を用いて容積法により埋蔵量を求めるとTable A-2の如き結果を得た。

北側ブロックのa層、中央ブロックのb層について確定及び推定埋蔵量を用いて油層の推移挙動を試算した。

各層についての油層パラメーターをTables 8-3-1～3に、又予測推移挙動をTables 8-3-4～6に示す。

この油田についても、油のPVT関係資料、油層岩の相対浸透率の関係が入手されていないのでマレーシアの一般特性より上記Tableを作成した。

最適生産レート

最大の回収率を得るための最も重要な要素は、生産ガス油比を制御することである。その数値は生産過程において変化するものである。

最適生産ガス油比は、油の累積生産量の関数として、個々のZoneに対して述べ、Figs. 8-3-1～3に表わした。

結論と勧告

計算結果は非常に Poor な油層挙動を示している。これは第一に油の粘性が高い事、そのため油も流れにくく、又溶解ガスの量も少いので (Heavy Oil) 油層排油エネルギーが少いと結論出来る。

然しながら現段階で未確認の炭化水素の量もかなりあり、又油層圧低下の段階で天然のガスリフトの適用も可能であるので今後の開発は充分考えられる。

まず第一に各層の産出能力、油層の易動度を層毎に DST により確認する事である。層内易動度は高粘性が原因で悪いと推定出来る故、各坑井からの生産量は厳しく制限されねばならない。これは長期生産テストによって Stabilization Rate (安定生産レート) を定める必要がある。

水/油、ガス/油の相対浸透率も将来 2 次回収を行う場合不可欠であるから代表層に対して測定しておく必要がある。浅い深度にある油層でもあるし、評価井の掘削が望まれる。

4.3 Temana Field

4.3.1 地質概略

Temana 構造は東西 2 つに分かれていて、東側に 1~4 号井が、西側に 5~10 号井が掘削されている。貯留層の対比は東西別々に行った (Tables 9-2-1, 2)。

Temana 構造では Pliocene 層と中・下部 Miocene 層との間に不整合が存在していることが他の Sarawak の油田との違いである。西構造には Pliocene 層と中部 Miocene 層との間および中部 Miocene 層と下部 Miocene 層との間に不整合がみられる。中部 Miocene 層は堆積サイクル V の 250~300 ft の主として泥岩層よりなっている。炭化水素を含む主要な貯留層はサイクル II の Non-Deltaic な地層にあり、特に c、d 層は Heavy Oil を含むがその連続性は極めて悪い。

サイクル II の層準における Temana 西構造はほぼ円形をしたド-

ム構造であり多くの小断層を伴っている (Fig.9-2-1)。この構造は東側に対して相対的に落ちていると解釈され、Fig.9-2-1で示した10号井の東側にある断層は2,720 ftにおいてこの坑井に貫かれていて650 ftの落差をもつ西落ち断層と考えられる。

堆積サイクルⅡとⅢの地層は西構造から東へ行くにつれ浅くなる一方Pliocene層との間の不整合は深くなっていく。Temana東構造に到ると中部Miocene層はなくなり、サイクルⅡの下部(a層)の上に直接にPliocene層が載っていて、明瞭な傾斜不整合を示す (Fig 9-2-2)。

東構造はサイクルⅢの地層において東西方向のドーム状背斜を示し、不整合以前に形成された多くの断層によって横切られている。炭化水素を確認した1、3、4号井の各坑井は別々の断層ブロックに掘削されている。

地層の側方変化は、西構造よりも小さく比較的良い対比を示す。東構造においても3号井でHeavy Oilが確認されているが(a層)構造頂部が侵食されているため、分布が周縁部に限られるようである。

(震探解析)

Temana西構造の震探解析ではc₁層のトップを解析対象とした。記録の質は全体的にあまり良くなく、特に構造の東部においては悪い。坑井内速度測定資料で入手出来たのは5号井及び7号井のものであるので、これによって反射走時を深度に変換した。解析結果及び代表的な記録断面図はFig.9-1-3及びFig 9-1-4に示されている。

Temana東構造での震探解析の対象層準はc層のトップである。記録の質は比較的良好なものから不良なものまであり、構造南部においては大体不良である。

断層は相当数存在すると推定されるが、その位置はあまり明瞭でないものが多い。又、断層を越えての反射波の対比は困難である。

坑井内速度測定資料で入手出来たのは4号井のものだけであるので、他坑井での反射波と地質層準との対比及び反射走時の深度への交換はこの4号井の資料に基づいて行った。解析結果及び代表的な記録断面図はFig.9-1-1及びFig.9-1-2に示されている。

4.3.2 油層解析

1～4号井のある東側の構造と5～10号井のある西側の構造では油の分布状況及び油の性質を全く異にしている。

東側の構造にあつては、API比重 31° ～ 35° の油がb～c層にかけ深度約3,000～5,000ft s.s.にかけて分布し、各砂層に対してDSTを行い、それぞれの産出能力を評価している。1号井に於て都合10回のDSTを行ったが、このうちこの構造の主力油層b層グループに対しては、DST 圧6～8が対応し、各テストで日産300～400STB/D生産指数約1B/D/psi、4号井でのProduction Testでもb層は日産310STB/Dの能力なるも2時間半のテストで坑口圧は30psigに降下し、両ブロック共極めて生産能力の低い油層であると判断出来る。又4号井下部のc層に対して行ったProduction Testでは、流れが止まり全く生産能力がない事が判明している。

ログ解析で油の存在は確かめられているものの実際の生産能力は極めて低く、構造中央や、落ちこんでいるブロックとその周辺ブロックに高い生産能力がないかぎりこのFieldは開発の対象とはなりえない。

一方西側の構造にあつてはAPI比重 18° ～ 23° の重質油が深度1,500ft～2,200ft s.s.に、又2,500ft～3,200ft s.s.の深度にAPI 40° ～ 42° の軽質油が存在する。但しこの軽質油は構造中央部の5号井ではわずか10ftの砂層に見るだけである。この5号井では7,000ft迄掘り下げられ、5,400ftより7,000ftの長い区間ガス、油のShowingを見ているがFITの結果ではかたく、浸透率も極めて悪い貯留層と判断出来る。

5号井の浅層が高い生産能力を持っている。

軽質油のあるe、f層についてProduction Testが行なわれていて、油量についての報告はないが、Productivityが極めて悪いのではないかと推定出来る。

この油田の主力油層は、重質油を産するc、d層であり、油層パラメーターをTable 9-3-1の如く設定し油層推移挙動を求めた結果はTable 9-3-2の如く予測した。この様に減退がきびしいのは、単に油の粘性が高いからだけでなく、各生産ブロックが断層によって完全に閉じられた状況にあり、外部からの水押しを全く期待出来ない点にある。

結論と勧告

東側の構造は、貯留層の性質も悪く、現時点では開発の対象にはなり得ない。

西側の構造では5号井に見られる厚い砂層の広がりの確認と油層岩の性質の把握（相対浸透率）が第一である。これは一次採取法では極めて悪い回収率であるので、構造がはっきり確認出来た場合二次回収の可能性を検討する上でも必要である。

5. 未開発フィールド

5.1 Beryl Field

5.1.1 地質概略

最も新しく Pleistocene 時代まで堆積作用のあった地域であり 6 本の坑井が 600 km²にも及ぶ広大な地域で Beryl の名で掘削されている。掘削された地層は堆積サイクル V から VII までの砂岩泥岩であり全体として北に深度を増している。この地域は全域にわたって東西性の Growth Fault が発達しそれぞれ北落ちを示して階段状となっている。Fig 10-2-1 はサイクル VI のトップに関する深度図である。

1、5 井では炭化水素の徴候は見られず、2 号井でサイクル V に 3 号井で VII 上、4 号井で VI に油徴があったのみであるが、6 号井ではサイクル VI の上部 4,405 ft に Net 55 ft のガスを含む砂岩層が見られる。

この海退性砂岩層は連続性が良く、6 号井のあるブロック内にこの坑井よりも構造的に約 300 ft 高位の地域が東南東側にあることを考えあわせると 1、4、6 号井の 3 点の中間地点にさらに探鉱井を掘削することが望まれる。

(震探解析)

震探解析に当って解析の対象とした層準は、サイクル VI のトップである。記録の質は全体的に良好であり、ほぼ東西に走るいくつかの断層は記録断面図上に比較的明瞭に認められる。しかし、断層を挟んでの反射波の対比は各断層ブロック内の坑井資料によって行なった。又、坑井の掘削されていない断層ブロックについては対比が確からしい測線によって反射波を選んだ。

坑井内速度測定資料で入手されているのは 3 号井、4 号井、5 号井及び 6 号井の 4 坑井分で、反射走時の深度への変換はこれらの資料に基づいて行なわれた。解析結果及び代表的な記録断面図は Fig. 10-1-1 及び Fig. 10-1-2 に示されている。

結論と勧告

広大な地域に6坑井が掘られ1、5号井で油徴なく2、3、4号井で油徴を見るもDST、FITは全く行っていない。

6号井でガス及びGWCを確認している。

この地域は未だ探鉱活動の初期の段階にあり今後の探鉱によってこの地域の中から対象フィールドを絞り込み、初めて油層評価を行うべきであって、現段階では油層評価を行い得るものではない。今迄の資料を基に、さらに1、4、6号井3点の中間地点に探掘井を掘る事をすゝめる。

5.2 Siwa Field

5.2.1 地質概略

3号井と4号井の間に東西性の断層があり、この南と北では構造の性格が異なる。1、2、3号井の掘削された南側の構造は南北性のかなり急傾斜の翼部をもった南に突出する鼻状構造である。

震探記録断面によれば、おそらくPliocene時代前半まで穏やかな堆積が続いた後に急激な構造運動が起り南側が突き上げられたらしい。南側構造に掘削された3坑井はいずれも500ft付近でUnder-compacted Shaleに遭遇しており、Shale Diapirによる可能性も考えられる。

炭化水素は北側構造の4号井のみに発見されており、地層の対比においても南北の対応が不可能なことから、北側構造のみを検討の対象とした。北側構造は南に対して相対的に落ちており、東西性のドーム状背斜となっている。(Fig11-2-1)

発見井の4号井はほぼ頂部に掘削されておりサイクルVの主としてDeltairな堆積物中に炭化水素の賦存がある。また、南側構造は炭化水素の移動集積(あったとして)の後に背斜形成があったものと考えられる。

(震探解析)

震探解析の対象とした層準は d_1 層のトップ付近である。Siwa 構造では 4 号井でのみ炭化水素を発見しているので 4 号井の含まれる断層ブロックだけを解析の対象とした。記録の質は局部的には悪いところがあるが、大部分のところでは比較的良い。反射走時の深度への変換は 4 号井の坑井内速度資料によって行われた。解析結果及び代表的な記録断面図は Fig.11-1-1 及び Fig.11-1-2 に示されている。

5.2.2 油層解析

構造頂部の 4 号井の Location では深度約 1,380 ft から 6,700 ft BDF にかき Hydrocarbon を認めるも 2,000 ft より浅い部分は頁岩と砂の薄い互層であり良好な油層とは云えない。

主要油層は 4,300 ft BDF 以下の砂層であるも Water Level (OWC 又は GWC) が随所で見られ、大きな構造の広がりには期待出来ないと推定出来る。

結論と勧告

構造の広がりを確認し、DST 又は Production Test によってその産出能力をまず確める必要がある。

6. 開発待機フィールド(Ⅱ) — Central Luconia Fields —

6.1 地質概略

Central Luconia 地域は Sarawak 沖合に広がる約 6,000 Km²にもおよぶ面積をもつ堆積盆地であり、水深は 100~500 ft で北へ向って深さを増している。この地域は Miocene 時代の中期から後期にかけて発達した Reefal Carbonate Buildup で特徴づけられる。調査対象 14 構造は、1~3 本の坑井によって掘削されていて、全てに Carbonate Buildup の確認がなされている。

もっとも深くまで掘削された構造は B 12 の 12,225 ft であるが、他は 4,500~7,500 ft の掘削深度をもつ坑井によって掘削されている。(Fig.12-2-1、Table 12-2-1)

Sarawak 沖の第三紀層は、Shell により堆積サイクルという形で広域的な層序区分がなされており、Central Luconia 地域の堆積物はサイクル III~VII が知られている。

Carbonate Buildup の発達の始まりは Miocene 中~後期のサイクル III~IV であったと思われるが、発達を停止した時代は地域的に異っており、北あるいは北西に向うほど新らしい (Fig.12-2-1) すなわち K 4 と F 23 を結ぶ線より南側ではサイクル V 中に発達が終了し、それより北 M 5 までを含む地域では、サイクル V の終結時とほぼ同時期であり、さらに北の M 3、M 1 はサイクル VI 時代に入って発達を止めたと思われる。

構造の平面的な大きさを比較するため GWC あるいは OWC のレベルでの構造の形状を Fig.12-2-2 に示した。面積的に最大なのは F 6、F 9 などであり、約 50 Km²に達する。多くの構造は N-S あるいは NE-SW に延びており、F 13 ではこれら 2 方向の混合が見られる。各構造の断面を Figs 12-2-6、9、12、16、21 に示すように、上面が平坦なもの、急斜面をもつものがあり、前者として F 13、F 14 後者には F 22、E 11 などが代表としてあげられる。

Carbonate Buildup の基盤が確認されているのは E 11 と F 13 の 2

構造だけであるが、炭化水素と水層との境界は全て Carbonate の中にある (Fig.12-2-1)。確認されたガスコラムの最大のもは E8 で 1,660 ft に達しているが、最小のもは M1 での 220 ft である。各構造の坑井数は 1 ~ 3 で Carbonate を十分に掘進した坑井を 2 本もつのは 3 構造のみで、他は 1 坑井のみであり、Reefal Carbonate の内部構造あるいは成層状態を確立するには不十分である。しかし、いくつかの構造では含炭化水素部において分帯可能である。

6.2 各構造の震探解析および地質の概略

Central Luconia の各構造について、(a)震探解析及び(b)貯留層の地質を以下に略述する。

B 12

(a) 解析の対象とした層準は礁石灰岩のトップである。

記録の質は 1968 年調査のもので多少不良な部分があるが他の年代のもは良好であり、反射波の追跡は容易であった。

反射時の深度への変換は 1 号井で実施された坑井内速度測定 of 資料によって行われた。解析結果及び代表的な記録断面図は Fig.12-1-1 及び Fig.12-1-2 に示されている。

(b) Central Luconia の調査対象構造のうちで Carbonate Buildup がもっとも深くで見つかっているのがこの B12 である。1 坑井のみ掘削されていて 10,564 ~ 12,225 ft のあいだで石灰岩を掘り抜いているが基盤に達していない。ガス層となっている石灰岩はかなり泥質の部分を含み、平均有効孔隙率は 14% である。

この礁構造は NNE-SSE に伸びた長径 6 Km 短径 2 Km (GWC において) のドーム状をしていて、その頂部に B12.1X が掘削されている (Figs.12-2-3, 6)。

E 6

(a) 解析対象の層準は礁石灰岩のトップである。

記録の質は東部及び西部においていくらか悪くなっているが他は

比較的良好である。

坑井内速度測定は1号井で実施されており、反射走時の深度への交換はこれを用いた。解析結果及び代表的な記録断面図はFig.12-1-3及びFig.12-1-4に示されている。

- (b) E6構造内はほぼN-Sに延びる南北10 Km東西1.5 Km (OWCにおいて)の細長い形態を示しており、同程度の高さの2つの頂部を南北に有し、北の頂部にE6.1Xが掘削されている(Figs.12-2-4、6)貯留岩は石炭岩で最上部数+フィートほど泥質であるだけで大部分のガス層および油層となっている部分は良好な貯留岩といえる。すなわち5,300~5,600ft間はWackestoneとPackstoneよりなり平均有効孔隙率25%で、5,600~5,830ft間はWackestoneよりなり同19%である。しかしながらOWC(5,983ft)の直下から急激に貯留岩としての性質は悪化している。

E 8

- (a) 解析の対象とした層準は礁石灰岩のトップである。

この礁石灰岩の周辺部においては記録の質はあまり良くない。しかしその中央部分においては良好である。坑井内速度測定はE8.1Xおよび2号井のものが利用出来た。3号井は礁石灰岩からはずれて掘削されていて坑井内速度測定資料は入手されていない。解析結果及び代表的な記録断面図はFig12-1-5及びFig.12-1-6に示されている。

- (b) この構造はNNW-SSE方向にわずかに延びた礁構造で平坦な頂部と急傾した側面をもち、面積は長径3.5 Km、短径2.5 Kmである(Figs.12-2-5、6)。2本の坑井が掘削されているが、いずれも基盤に達していない。石灰岩は最上部(E8.1Xでは150ft、E8.2では280ft)以外では良好な貯留岩となっておりPackstoneとWackestoneが介在し、孔隙率20%前後である。しかしながらここでもGWC以下において岩石は孔隙率を減ずる。

E 11

- (a) 礁石灰岩のトップを解析の対象とした。記録の質は大体良好であるが、礁石灰岩の周辺部においては部分的にあまり良くないところがある。E11-1及び2号井で坑井内速度測定が実施されているのでこの資料に基づいて反射走時を深度に変換した。解析結果及び代表的な記録断面図はFig.12-1-7及びFig.12-1-8に示されている。
- (b) この構造は平頂部を持たず最大35°の傾斜の側面を持った長径8 Km、短径4 Km (G W C) の構造である。

E11.1XとE11.2の2坑井が掘削されており、前者は頂部に後者は東斜面に位置している (Figs.12-2-7、9)。

この礁石灰岩は泥質岩の夾在と有効孔隙率の減少によって5,900～6,100 ftあたりを境として上下層に分けられ、これらの間で垂直方向の連絡は困難と考えられる。有効孔隙率は20%前後で主として岩石はWackestoneとPackstoneからなる。E11.1Xにおいて、6,583 ftで基盤を確認している。礁性石灰岩の他にも、これよりも浅いが2,600 ft以深のサイクルVの多数の砂岩層にもガスが含有されている。

F 6

- (a) 解析された層準は礁石灰岩のトップである。

この礁石灰のトップからの反射波は記録断面図上で明瞭にみられ記録の質は良好である。反射走時はF6-2号井の坑井内速度測定資料に基づいて深度に変換された。1X号井の反射走時-深度のグラフも入手されているがこれは坑井内速度測定資料によって作成されたものかどうか不明であるので、これは使用しなかった。解析結果及び代表的な記録断面図はFig.12-1-9及びFig.12-1-10に示されている。

- (b) 調査対象構造の中ではF6は最大面積を有し、長径20 Km、短径4 Km (G W C) である。ENE-WSW方向に延びる比較的緩い傾斜の斜面をもっていて、頂部をF6.1Xで、北東斜面をF6.2で掘削されて

いる (Figs.12-2-8、9)。F6.1X においては貯留岩としての性質は上部ほど良好であり、上部ほど Grainstone が、下部ほど Wackestone が割合を増している。

F6.1X でも 3,960 ~ 4,090 ft あたりに海進による岩相変化があり、これを境に上下層に分けられるが、構造が広大であるので全域に適用できるかどうか不明である。

F 9

(a) 礁石灰岩のトップを解析の対象とした。記録の質は礁石灰岩の北部で部分的にいくらか良くないところがあるが全般的にみてかなり良好である。坑井内速度測定は F9.1X 号井で実施されているので、これを使用して反射走時を深度に変換した。解析結果及び代表的な記録断面図は Fig.12-1-11 及び Fig.12-1-12 に示されている。

(b) この構造は F 6 の北 10 Km に位置する長径 13 Km、短径 6 Km (GWC) の極めて平坦な面をもつ礁構造で、ENE-WSW 方向に細長い。F9.1X がほぼ構造頂部で掘削されているが、北東部にかたよりすぎ南西部は未掘削である (Figs.12-2-10、12)。礁石灰岩は Wackestone を主体としていて良好な貯留岩とはいいがたくガス層部 (ガスコラム 232 ft) の Net-Groos 比も 0.29 と低い。

F 13

(a) 解析の対象とした層準は礁石灰岩のトップである。

記録の質は一部不鮮明なところがあるが多くは比較的良好である。F13.1X 及び 2 号井で坑井内速度測定が実施されているので、これによって反射走時の深度への変換が行われた。解析結果及び代表的な記録断面図は Fig.12-1-13 及び Fig.12-1-14 に示されている。

(b) これは E11 の北 10 Km に在る礁構造で、おそらく基盤の起伏および運動に起因すると思われる 2 つの方向性を示している。

すなわち構造全体にある NE-SW の方向、および結果的にこの構造を東西に分断している N-S 方向である。

北東の小構造は、F13.1Xによって南西のそれはF13.2によって掘削されている (Figs.12-2-11、12)。F13.1Xは、6,860ftで、F13.2は7,278ftで基盤を確認している。石灰岩はPackstone、Wackestoneよりなり平均有効孔隙率は22%である。

F 14

- (a) 解析の対象とした層準は礁石灰炭のトップである。

反射波の質は非常に良好で反射波の追跡は極めて容易であった。反射走時の深度への変換はF14.1X号井の坑井内速度測定資料に基づいて行われた。解析結果及び代表的な記録断面図はFig.12-1-15及びFig.12-1-16に示されている。

- (b) この構造は極めてなだらかな上面をもつ長径9.5 Km、短径6.5 Km (G W C) の礁構造で、中心部の最高部にF14.1Xが掘削されている。

北側はE-W性正断層によって切られている (Figs.12-2-13、16)。確認ガスコラムは223ftしかないが、ガス層部の平均有効孔隙率27%で比較的良好な貯留岩である。

F 22

- (a) 解析の対象とした層準は礁石灰岩のトップである。

記録の質は全体的にかなり良好である。この礁石灰岩の平面的な広がりはいがわずか3本の測線でしかカバーされていないので詳細な形態に関しては良くわからない。F22.1号井の坑井内速度測定資料によって反射走時を深度に変換した。解析結果及び代表的な記録断面図はFig.12-1-17及びFig.12-1-18に示されている。

- (b) F22は比較的小さな構造で、NE-SW方向に延びた長径3 Km、短径1 Km (G W C) の面積をもち、最高37度に達する急傾斜をもっている (Figs.12-2-14、16)。貯留岩としては最上部80ftほどtightであるが、それより下では12%から25%へと有効孔隙率を増している。

F 23

- (a) 解析された層準は礁石灰岩のトップである。

記録の質は良好であり、反射波の追跡は容易であった。

F23・1号井で坑井内速度測定が実施されており、これによって反射走時を深度に変換した。解析結果及び代表的な記録断面図は、Fig.12-1-19及びFig.12-1-20に示されている。

- (b) NE-SWに長い長径7 Km、短径3.7 Km (GWCにおいて)の卵形をした平面形をもち、GWC付近の40度の傾斜から、頂部へ向うほど傾斜のゆるくなる上面をもっている (Figs.12-2-15、16) F23.1が最高部で掘削されており、ガスコラムは1,060 ftに達している。Net-Gross比は0.95、平均有効孔隙率も25%と高い。F23.1コアの示すところでは、岩石は4,150 - 5,000 ft間で主としてreefoidよりなりVuggyである。

K 4

- (a) 解析の対象とした層準は礁石灰岩のトップである。

反射波の質は全般的に比較的良好であるが、部分的にあまり良くないところもある。反射走時の深度への交換はK4・1号井の坑井内速度測定資料に基づいて行われた。解析結果及び代表的な記録断面図はFig.12-1-21及びFig.12-1-22に示されている。

- (b) もっとも西部にある礁構造であり、南北に長い長径3.5 Km、短径1.5 Km (GWC)の小構造である (Figs.12-2-17、21)。K4.1は構造頂部に掘削されているがガスコラムはわずか238 ftである。ガス層部石灰岩は平均有効孔隙率28%をもつ。

M 1

- (a) 解析対象の層準は礁石灰岩のトップである。

記録の質は全般的に悪く、周辺部においてはこの地域の礁石灰岩特有の反射波がみられるが中心部ではこれがみられない。しかし性状は異なるが比較的連続した反射波が認められるので、これを礁石灰岩のトップからの反射波と想定して解析を行った。

反射走時の深度への変換は M 1 . 1 号井での坑井内速度測定資料によって行われた。解析結果及び代表的な記録断面図は Fig.12-1-23 及び Fig.12-1-24 に示されている。

- (b) この構造は環状の礁構造を示し所々に凹部をもっている。

全体は長径 8.5 Km、短径 5 Km (G W C) の N E - S W に延びた形を示し、環状部の最高部は西にあって M 1.1 が掘削されている (Figs. 12-2-18、21)。ガスコラムは最大 220 ft しかなく、大部分の環状部では 100 ft に満たないであろうと推定される。

M 3

- (a) 解析された層準は礁石灰岩のトップである。

反射波の質は全体的に良好であり、解析は容易であった。

M3-1X 号井で実施された坑井内速度測定の結果を使用して反射走時を深度に交換した。解析結果及び代表的な記録断面図は Fig.12-1-25 及び Fig.12-1-26 に示されている。

- (b) 構造は東西に長い卵形を示し、長径 6.5 Km、短径 4 Km (G W C) の平坦な頂部の台状構造である (Figs.12-2-19、21)。ガスコラムは 390 ft あるが、ガス層部中位に Tight な部分を含んでいる。

M 5

- (a) 解析の対象とした層準は礁石灰岩のトップである。

記録の質は M 3 と同様に全体的に良好であり、反射の追跡は容易であった。反射走時の深度への変換は M 5 - 1X 号井の坑井内速度測定資料に基づいて行った。解析結果及び代表的な記録断面図は、 Fig.12-1-27 及び Fig.12-1-28 に示されている。

- (b) この構造は東西 7 Km 南北 4 Km の台状タイプの礁構造であり、最高部は南東にかたより M5.1 によって掘削されている (Figs 12-2-20、21)。石灰岩上部は Tight な部分が多く、ガス層部の大半は有効孔隙率を有していないとみなされる。

6.3 貯留層の解析

前記14の各フィールドについてログ資料及びFITの結果よりガスの存在が確認されている。GasのFVF（容積係数）は、各層代表試料Tables 12-3-1～8についての各成分のモル分率を基にStanding & Katzの方法を用いて推算されたものであって上記Tableに各Fieldについての油層初期状態の値を記載してある。

開発対象となったガスフィールド即ち、E11、F23、F6、F13、E8、F14については、これらが完全なVolumetric Reservoirであるとしてまず（P/Z vs Cumulative Production）の関係を基に、P vs Cumulative Productionの関係を作成した。ここでPは油層圧、ZはGas Deviation Factorである。

次に各坑井の産出レートを30、20、10MMSCF/DのCaseについて、Turbulent Steady-State Flowの関係式より各Fieldに対して

（生産坑底圧力 対 累計生産量）の関係を算出した。この結果はFigs.12-3-7～12 Tables 12-3-9、12～18に記載してある。

実際の施設設計及び採用された施設による究極回収率の推定にあたっては、各生産レートに対する（坑井元生産圧力（Well Head Flowing Pressure） 対 累計生産量）の関係が必要であり、坑井元生産圧力は坑底圧力より各生産レートに対してCullender & Smithの方法により求めた。これらの関係はPart B 生産施設の概念設計のところで触れてある。

上記手法が用いられた理由は、今迄セントラルルコニアの各フィールドに対しE11.2、F13.3、以外はPotential Testが行なわれていないからである。

開発対象フィールドの中にあつて例外的なものがE6であり、ガス層というより巨大なガスキャップを持った油層と解釈出来る。このフィールドからは油の生産を考えたが、生産段階の進行に伴い、大量の随伴ガスの生産が予測される。天然ガス生産計画に当っては、このE6の随伴ガスを考慮してある。

E 6 Field の予想される推移挙動曲線を Figs.12-3-5、6 に示してある。これは Material Balance Method により Gas Cap 型油層として Figs.12-3-1~4 で示した関係を用い、Volumetric Reservoir として求めたものである。油層 Performance の Table は 12-3-10、11 に表示した。

最適生産レート

最大の回収率を得るための最も重要な要素は、生産ガス油比を制御することである。その数値は生産過程において変化するものである。

最適生産ガス油比は、油の累積生産量の関数として、Fig.12-3-13 に表わした。

6.4 今後必要なテスト

前記方法に従い、各フィールドについてそれぞれガス層としての推移挙動を推定したものであるから、今後これらガス田開発に当っては必ず

- (1) Stabilized Reservoir Condition に於ける Separator ガス、残留流体の Recombina Method による各成分の正確な評価
- (2) Modified Isochronal Test による最大許容生産レートの確認と適正レートの設定

上記により、この報告書で提言している開発方法をもう一度見なおす必要がある。

特に(2)の結果は、各フィールドに割り当てられる坑井数に直接影響するものであり、又(1)の結果は液化天然ガス生産物の性状を決定するからである。

こゝでの計算した結果は前記いくつかの仮定を設けているも、現段階では充分余裕をもって推定はされている。

ただし対象貯留層が石灰岩層であり、構造の広がりが見探で明確に出ている貯留層の地質的不均質は充分予想され各坑井の位置での油層パラメーターは上記 Production Test によって正確に把握され

なければならぬ。

この点砂層からなる貯留層と大巾に異っている。

又坑井にかける Draw Down は坑井仕上げ時の Skin の有無に大きく左右される。

従ってたゞ単に酸処理を行う事よりも、各主要層の代表コアについてどのタイプの酸が適切かラボ分析を行い最適の酸を選ぶと同時に Acid Frac を考えるべきである。これで坑井の Gas Deliverability は大巾に向上するケースが非常に多い。

6.5 可採ガス量、コンデンセート埋蔵量

ガス層においては、可採ガス量は、坑口制御に依存する。坑口圧力は、様々な日産生産量に対する累積生産量と、抗底圧力との関係を基礎に、Cullender & Smith 法によって計算した。計算された坑口圧が施設の制御坑口圧と一致するとき、生産が放棄される。

熟考した上で提案される計画によると、可採埋蔵量は、次の通りである。

	原始埋蔵量 (MMMMSCF)	可採埋蔵量 (MMMMSCF)	回収率 (%)
E 8	1.25	0.69	55.2
E 11	3.45	2.08	60.3
F 6	5.61	2.46	43.9
F 13	1.47	0.71	48.3
F 14	1.25	0.62	49.6
F 23	5.75	3.37	58.6

(コンプレッサー海上設置ケース)

コンデンセートの回収に関しては、遊離ガスと、分離流体が駆け合った試料に対して、分析が行なわれていないので回収率を計算するこ

は不可能である。

平衡相の計算は、安定貯留層状態で採集された試料を基に行なわれなければならない。

少時間の Production Test で得られた、遊離ガス分析を基に計算されたものは、危険な間違いを起し易い。

7. 結論と勧告

1. Baronia フィールドは、マレーシア国における既存生産油田の中で最も高い生産能力を伴い、最も大きな原始埋蔵量を持っている。油層の排油エネルギーは、端水、溶解ガスとガス・キャップの膨張の組み合わせであると解釈された。これまで高い生産レートが記録されているが、生産制御特に生産ガス油比の厳しい制御が排油エネルギーを効果的に利用するために必要である。適切な生産ガス油比は、本レポート中に油の累積生産量の関数として表わしてある。しかし、その関係は、実際のフィールドの推移挙動を観察することにより、年々見直し修正されるべきである。油層の推移挙動予測は、2つのケースが考えられた。一つは、既存状況を延長したものであり、他は、追加坑井を考えたものである。追加坑井のケースは、生産レートを増大することと、地域的掃効率を大きくするという観点のもとで行なわれた。予測された生産レートは技術的に可能な最大生産レートであると決められた。この油田は、短い生産実績しかなかった。構造の頂部及び翼部における坑井の性質を調査することが、主要な排油エネルギーが何であるかを定める為に必要である。特殊コア試験データが、主要産出ゾーンに対して、最も適した二次回収方法を決定するために必要である。多層同時仕上げは、多層を仕上げる際に広く適用されている。このシステムでは、定期的な産出テストが、個々のゾーンに対して適正な生産量を振り分けるのに必要である。
2. Fairley-Baram Fieldはその頂部がブルネイ側にあり、マレーシアとブルネイとの国境に跨っている。追加坑井の生産により各坑井間の影響が予想される。つまり一地域

における生産の増加は他地域における生産の減退をひきおこす。
この報告書にはマレーシアとブルネイ間の相互協定により回収率を
高めるための勧告がなされている。原始埋蔵量に基づく単一操業が
この Field の開発方法としては最良であると考えられる。

3. West Lutong フィールドは、マレーシア・フィールドの中で一番長い
生産期間を持つている。主要な生産層は Bゾーンであり、強い水押し
しがある。貯留層は圧力減退からでなく、水油比の増加によつて放
棄されるから、油層圧は比較的高い値を維持しているであろう。
貯留層は、全く安定な状態にあり、水油比とガス油比の制御が必要
である。

フィールドの深層は、まだ未開発地域であり、追加坑井の掘削が
望まれ、その推移挙動曲線は、本レポート中に表わされている。

4. セントラル・ルコニア・フィールドの中から、短期フィールド開発計画
を確立するために、6つのガス田と、1つの油田を選んだ。
さらに、1340 MMSOP/Dで生産期間20年のガス供給計画を提
案し、必要な生産施設を設計した。
この地域では、個々のフィールドにある坑井の数は1、2本だけで、
詳しい産出試験はこれまで行われていない。
貯留層は、礁石灰岩塊から成つていて、不均質層の存在が予想され
る。
詳しい貯留層の情報が新しく坑井が仕上げられるたびに収集される
べきである。
FIT 試料分析データは有効であるが、その結果は予想される流体
の性質を見積るためには全く役に立たない。安定層状態で収集さ
れた遊離ガスと、セパレーター・リキッドの混合試料に対して、ガ
ス・液分析を行い、相平衡計算をすることを勧める。
ガスの供給量を基礎として最適坑井を決定するためには、限定され

たアイソクロナル・テストが望まれる。

以下のことが、実際のフィールド操業中に望まれる。

(1) 特殊コア分析データが個々のフィールドの主要層について集められるべきである。このデータは油層推移挙動解析はいうに及ばず最も適切な二次回収方法の確立に有益である。

(2) 実際の坑井仕上げシステム中に収集されたサンプルについて特殊流体分析がなされるべきである。このデータは最良操業条件（セパレーターの圧力および温度）の確立に有益であり結果的に回収率を高めることになる。

(3) 坑井仕上げ時における詳細な産出テストの必要性

最小限3種類のチョークサイズが使用されることが勧められ、圧力降下、産出能力および産出ガス油比のデータが得られるべきである。これらのデータは最適生産量を決めるのに有益である。

遊離ガスを伴うセパレーター・リキッドの分析は相平衡計算による操業中における流体性質の評価に必要である。

(4) 生産フィールドに必要な産出ガス油比制御

排油エネルギーを保つために、ガス・キャップ膨張と溶解ガスが主な排油エネルギーであるフィールドに対しては、産出ガス油比を限定する生産コントロールをすることが望まれる。最大許容産出ガス油比は、貯留層減退段階の進行とともに変化する。

個々の生産フィールドに対して、適当な産出ガス油比は、累積生産量の関数とし表わしてある。

(5) 高産出ガス油比に対する対抗策

必要ならば、高産出ガス油比の原因は、Combination

Production Log survey を使つて調査されるべきである。産出ガス油比の制御は、坑口でのチョークを絞るだけでなく、高いガス浸透率を持つている層を Shut-off するか、Sliding Side Door を、閉めることによつても行^ふう。

(6) 多層同時仕上げと坑井調査

Sliding Side Door による多層同時仕上げは、層状貯留層を仕上げ^るには有効な方法である。

しかし、定期的な産出試験による各種生産データと、各種調査が適当なフィールド操業にとつて不可欠である。

PART B 生產施設

1. 既存生産施設の評価

1.1 既存生産施設の現況

Lutong 系列は Fig 13-4-1 に示した如く、全体として 6 つの油田より成るが、更に次の 3 つの系列に分ける事ができる。即ち

- 1) Baronia, Bakau, West Lutong および Tukau 系列
- 2) Fairley - Baram 系列
- 3) Baram 系列

Table 13-4-1 に、1976 年 5 月の各油田別油・ガスの生産量を示した。

産出原油は海上 production platform でガスを分離した後陸上へ送り、Lutong 基地で脱水後貯蔵する。

この原油は海上出荷施設より出荷する他、Lutong 製油所にも送る。ここで用いている施設は、海底仕上げ、標準モジュール構成による production platform、ガス膨張を利用した往復動送油ポンプ等の特徴を持つが、概して従来からある方式を用いた比較的単純なものである。

1.1.1 海上生産施設

(1) 集油方式

以下に述べる 3 系列の集油方式を Fig 13-4-2、3、4、5、6、7 および 8 に示した。

以下の記述中の生産量は、1976 年 5 月のものである。

1) Baronia, West Lutong, Bakau および Tukau 系列

Baronia 油田の生産量は油、水併せて 51,977 BPD で、これを production platform A (BNP-A) に集め、そこから Bakau 油田の production platform A (BKP-A) に送る。West Lutong 油田では、産出する油、及び水の大部分を production platform A (WLP-A) に集め、ここから Baronia 油田、Bakau 油田の産出油と共に、10 インチの海底パイプラインによつて、Lutong 基地に送る。

Bakau 油田の生産量は油、水併せて 5,316 BPD で全て production

platform A (B K P - A) に集め、Baronia 油田からの油と共に West Lutong 油田の production platform A (W L P - A) に送る。

Tukau 油田の生産量は、水、油併せて 1 3, 4 1 1 B P D で全て production platform A (T K P - A) に集め、ここより West Lutong 油田の production platform C (W L P - C) に送る。

W L P - C では Takau 油田からの油と West Lutong 油田の産出油の一部を集め、ここより 1 2 インチの transmission line を通じて Lutong 基地へ送る。

また W L D P - A より、ここで原油から分離したガス 1 1. 2 百万 S C F D を 8 インチのパイプラインを通じて Lutong 基地に送る。これは主として製油所の燃料ガスとして利用している。

2) Fairley - Baram 系列

ここでの産出油はブルネイに集められているので詳細は不明である。

3) Baram 系列

全生産量の内、油、水併せて 1 4, 3 5 8 B P D を、production platform B (B A P - B) に集め、ここから production platform A (B A P - A) に送る。

B A P - A からは、ここで処理する油および水 3 3, 5 0 3 B P D を B A P - B からの油および水を、1 2 インチの transmission line を通じて、Baram 川の河口まで送り、更に 1 0 インチの陸上パイプラインによつて Lutong 基地まで送る。

(2) 生産施設

海上生産施設の主たる構成要素は drilling platform, production platform および海底パイプラインである。

1) Drilling Platform

この地域では、以下に挙げる種類の drilling platform を用いている。

Well Head Protection Jacket

- 3脚 / 1坑井用 jacket
- 3脚 / 2坑井用 jacket
- 3脚 / 3坑井用 jacket
- 4脚 / 4坑井用 jacket

Tender Assisted Drilling Platform

- 6脚 / 10坑井用プラットフォーム
- 6脚 / 12坑井用プラットフォーム
- 8脚 / 12坑井用プラットフォーム

Self-contained Drilling Platform

- 4×4脚 / 17坑井用プラットフォーム

生産井の大部分は複数坑井用の drilling platform 上に仕上げており、産出油をブリッジでこれにつながる production platform に送る。附近の少坑井用のプラットフォーム上の井戸からの産出油は、個々のフローラインを通じて送る。他に Baronia 油田に2つの海底仕上げ井戸があるが、ここからの産出油も個別のフローラインを通じて production platform に送る。

この地域で使用している海上プラットフォームの概要を Table 28-4-1 に示した。

2) Production Platform

各油田には1乃至2基の production platform を設置している。それぞれのプラットフォームは、油、ガス分離用機器、送油ポンプおよび関連機器を備えており、隣接の drilling platform や、少坑井用 drilling jacket からの坑井流体を処理する。

プラットフォーム自体は、4脚の jacket と50フィート×60フィートの大きさのデッキを組み合わせたもので、安全性を考慮して、drilling platform とは別に設置している。production platform の主要機器配置を Fig 13-4-9 に示した。この production platform は以下に挙げる2つの顕著な特色がある。

即ち、

- 機器類とプラットフォーム自体の設計に、標準モジュールの組み合わせ方式を用いていること。
- 高圧セパレーターからのガスの膨張によつて駆動する往復動送油ポンプを採用していること。

である。

Fig 30-4-1 は標準的な production platform の mechanical flow diagram である。

標準的な production platform は、30千BPDの液体（油+油田水）と90百万SCFDの随伴ガスを処理できる様な設計となっているが、セパレーターを一列増やすことによつて、液体の処理能力を60千BPDに高めることができる。送油ポンプは1台あたり13千BPDの能力を持つが、デッキ上に5台まで設置可能である。

1976年12月現在、5油田合計で8基の production platform が設置してあつた。

各プラットフォームの設計処理能力は以下の如くである。

各プラットフォームの処理能力

油田	プラットフォーム	セパレーター 系列数	設計処理量	ポンプ数 (送油能力)
Baronia	BNP-A	2	60,000BPD	5(65,000BPD)
West Lutong	WLP-A	1	30,000BPD	3(39,000BPD)
	WLP-C	1	30,000BPD	3(39,000BPD)
Baram	BAP-A	2	60,000BPD	5(65,000BPD)
	BAP-B	1	30,000BPD	3(39,000BPD)
Bakau	BKP-A	1	30,000BPD	3(39,000BPD)
Tukau	TKP-A	1	30,000BPD	3(39,000BPD)
	TKP-B	1	30,000BPD	3(39,000BPD)

油井は殆んどが自噴しているが、West Lutong 油田では一部ガスリフトまたは fluid lift によつて採油している。fluid lift

とは、高ガス油比の坑井流体をそのまま用いた人工採油法である。産出流体は manifold system を通じてセパレーター系列に導くが、概して以下の様な条件下で3段階で分離している。即ち、

第一段 250 PSIG , HP separator

第二段 50 PSIG , LP separator

第三段 大気圧 , surge vessel

第一段の運転圧は坑口圧によつて変ることがある。

1977年1月の現地調査時には、WLP-AのHP separator を200 PSIGで運転していた。

また、West Lutong 油田の drilling platform (WLDPA) には HHP separator を設置しており、現地調査時の運転圧は700 PSIGであつた。比較的坑口圧の低い井戸はLP(低圧用) manifold につなぎ、いきなりLP separator に入るようになっている。surge vessel でガスを分離した後、油はガス膨張駆動による送油ポンプで昇圧し、海底 transmission line を通じて Lutong 基地へ送る。

各油井の産出能力は、月に2度 production platform 上の test separator で計量するが、各プラットフォーム毎の生産量は、計量施設を設置していないため、計量できない。

セパレーターで分離したガスは vent structure から放散する。vent structure は production platform から2千フィート離れており、この間を海底 vent line が結んでいる。HP separator からのガスは250 PSIGの圧力を持つが、送油ポンプの駆動に用いた後 vent line に導く。このガスは、1976年には5油田全体で生産量250～300百万SCFDの16%以上になる。WLDPAでは、HHP separator からのガスをガスリフト用として利用しているが、このガスをまた、8インチのパイプラインを通じて Lutong 基地へ送り、主として製油所の燃料用として利用している。

油と共に産出する油田水は、海上プラットフォームでは分離せず、油と一緒に Lutong 基地へ送る。

一方、油を含んだデツキ廃水は水中ケーソン型の油水セパレーターに集め、処理する。

主要機器のリストを簡単な仕様と共に、Table 1 3 - 4 - 2、3、4、5、6、7、8 および 9 にまとめ添付した。

3) 海底パイプライン

loading line を除いた海底パイプラインには次の様なものがある。

a 原油ライン

- (i) 少坑井用 drilling jacket からの産出流体を production platform へ送るもの。
- (ii) production platform でガスを分離した油水混合物を、他のプラットフォームへ送るもの。
- (iii) 各油田から集められた油水混合物を Lutong 基地へ送るもの。

b ガスライン

- (i) 分離したガスを production platform から vent structure へ送るもの
- (ii) 分離したガスを W L P - A から Lutong 基地へ送るもの。
- (iii) ガスリフト用のガスを少坑井用 drilling jacket 上の坑井へ送るもの。

上記のパイプラインの概要を、Table 2 8 - 4 - 2 に、その配置を Fig 1 3 - 4 - 2、3、4、5、6、7 および 8 に示した。

1.1.2 Lutong 基地

(1) 貯油施設

Lutong 基地の施設の配置を Fig 1 3 - 4 - 1 0 に示した。

5 油田からの産出流体（油 + 油田水）は、全て貯油タンクにおいて約 2 4 時間静置、脱水した後、適当なタンクに貯蔵する。Lutong

基地の全貯油能力は161千ロングトン、体積で約1.252百万バレルである。タンクは、その用途によつて原油用、製品用、Brunei Natural Gas Liquid 用の3つのグループに分かれるが、最後のグループのタンクはMiri Light Crude 用に転換する予定である。Natural Gas Liquid はブルネイより陸上パイプラインによつて輸送している。

Fig 1 3 - 4 - 1 1 に典型的に示す如く、この基地は土質条件が極めて悪く、そのためタンクの高さを低く制限しており、屋根の形式は浮屋根式のガソリタンク1基を除いて全てコーンルーフ型である。

販売用の公式の計量は24時間の静置後、検尺によつて行なっている。油から分離した水の計量は行なわず、産出水量はターミナル入口での油水混合物のサンプル分析から推定している。

ターミナル各所からの廃水は、2段の連続したピットに集める。後段のピットは、3連型の重力タイプの油水セパレーターである。2基のピットにはそれぞれオイルスキマーが付いており、スキミングした油をslop tankで原油、エマルジョン、水に分離した後、原油はタンクの入口側ラインに、水は前段のピットに送る。エマルジョンは更に、温度250°Fのheater treater で処理し、原油、水は同様にそれぞれ入口側ラインと前段のピットに送る。海に排出する廃水の含油率は50 PPM 前後である。

(2) 出荷施設

loading line の経路および口径をFig 1 3 - 4 - 1 2 に示した。原油および製品の積出しは下記の様に行なっている。

バースは全てSBMタイプである。

バース No 1 (白物 ※ 1)

ライン No	流量	
1 A	630BPH	(100 m ³ /HR)
1 B	4,410	(700)

1 C	4,410BPH	(700 m ³ /HR)
1 D	1,130	(180)
バース No 2 (黒物 ※ 2)		
2 ライン	7,560	(1,200)
4 ライン	13,860	(2,200)
3B LFO	630	(100)
バース No 4 (黒物 ※ 2)		
2 ライン	7,560	(1,200)
3 ライン	13,860	(2,200)
4 ライン	15,120	(2,400)
5 ライン	19,530	(3,100)

注 ※ 1 トツブドナフサ、ケロシン、ガスオイル等

※ 2 SWR (Sarawak Waxy Residue)

MLC (Miri Light Crude)

BNGL (Brunei Natural Gas Liquid)

船舶用重油

複数のバースにおいて同時に積出しをする事は、タンクの組み合わせ、税、第三者による計量検査等種々の理由から行なっていない。係留し得る最大のタンカーは90千 DWTであるが、海象条件が良ければ、100千 DWTまで可能である。

S B Mのアンカーチェーンはアンカーによつて海底に固定しており、パイルにはよらない。

各バースにおける許容吃水は以下の通りである。

No 1 41フィート

No 2 41フィート

No 4 44フィート

1.2 既存生産施設の処理能力の評価

既存生産施設の処理能力を吟味し、それが将来の生産挙動に十分対応し得るか否かの判断を下す基礎資料とするため評価作業を行なった。主たる対象施設と調査項目は以下の通りであるが、ここに挙げたものが生産施設全体の能力を左右すると考えられる。調査遂行上必要なデータを補うため幾つかの仮定を設けた。

対象施設

1) 海上生産施設

- 油・ガスセパレーター
- Vent Line
- Gathering Line
- Transmission Line

2) 陸上生産施設

- 貯油タンク
- 出荷システム

調査項目

1) セパレーター

- 液体処理能力、即ち適切な油、ガス分離と液体の脈動の吸収に必要な滞留時間
- ガス処理能力

2) Vent Line または Flare line

- ガス処理能力

3) Gathering Line および Transmission Line

- 現在の生産量および production platform の最大処理能力における圧力バランス

4) 貯油タンク

- 最大来航タンカーの大きさと日産量に見合う貯油能力

5) 出荷システム

- loading line における圧力損失と流速

1.2.1 海上生産施設

production platform の設計には標準モジュール構成を取り入れており、基本的なガス液体分離システムは 30 千 B P D の液体（油 + 油田水）と 90 百万 S C F D の随伴ガスを処理できるような設計となつている。この処理量はセパレーターを 2 系列にすることによつて 60 千 B P D まで増やすことができる。

送油ポンプは 5 台まで設置可能である。

(1) セパレーター

計算基礎データ

液体流量	30,000 B P D		
	H.P.separator	L.P.separator	surge vessel
運転圧力	250 PSIG	50 PSIG	10 PSIG
運転温度	123 °F	113 °F	110 °F
サイズ	72" I.D.×20'	72" I.D.×20'	126" I.D.×32'
比重（想定値）			
ガス	0.671	0.764	1.077
油	0.830	0.830	0.830
ガス速度係数	0.40	0.40	0.40

結果

	滞留時間	ガス処理能力
H.P. separator	2.7 分	61.5 MMSCFD
L.P. separator	2.7 分	28.9 MMSCFD
surge vessel	13.6 分	46.4 MMSCFD

(2) Vent Line

計算基礎データ

セパレーターの項に同じ

結果

	径および長さ	最大ガス流量
高圧 vent line	10"×2,000'	16.7 MMSCFD

低圧 vent line	10"×2,000'	36MMSCFD
低圧 vent line	10"×2,000'	11MMSCFD

(3) Gathering Line および Transmission Line

Fig 1 3 - 4 - 1 3 に現在の生産量に対する圧力バランスを、また Fig 1 3 - 4 - 1 4 に各 production platform の最大処理能力運転時のそれを示した。

1.2.2 Lutong 基地

(1) 貯油タンク

次に掲げるのは操業会社提示の、タンク貯油能力の内訳である。

総貯油量		1,252,000 バレル
積出し不能量	(-)	210,000 バレル
積出し可能量		1,042,000 バレル
エマルジョン処理用	(-)	47,000 バレル
最大運転可能量		995,000 バレル
受入、静置、脱水	(-)	93,000 バレル
余裕生産量 1.5 日分	(-)	156,000 バレル
差 引		746,000 バレル

差引 746 千バレルは 100 千 DWT のタンカーの積込量または 1 週間分の生産量にはほぼ匹適する。

(2) 出荷システム

Lutong 基地の出荷システムは多種の製品を多数のパイプラインとポンプを用いて 3 基のバースに送るため、複雑である。操業会社では、各バースについて後述のような使用ライン数と、それによる流量の目標値を提示している。

バース #1 は白物用なので、この項では除外した。

バース #2

2 ライン 7,560 BPH

4 ライン 13,860 BPH

バース #4

2 ライン 7,560 BPH

3ライン	13,860 BPH
4ライン	15,120 BPH
5ライン	19,530 BPH

既存の出荷システムの能力について得られたデータは、上記のもののみである。従つてこれに対する検討は次のようなものとなつた。

計算基礎データ

・バースⅡ

出荷ライン組合せ	Fig 13-4-15 参照
出荷能力	13,860 BPH

・バースⅣ

出荷ライン組合せ	
ケース1	Fig 13-4-16 参照
ケース2	Fig 13-4-17 参照
出荷能力	
ケース1	13,860 BPH
ケース2	19,530 BPH

結 果

計算の結果得られた圧力損失と流速を Table 13-4-10 と Table 13-4-11 にまとめて示した。

・バースⅡ

ポンプ容量からすればより大きな流量も可能であるが、流速の制限から操業会社の提示値13.86千BPHが許容最大流量と考えられる。

・バースⅣ

ケース1の値は流速、圧力損失の両面で許容できる。ケース2の値はラバーホース部分での流速が過大と思われる。

1.2.3 結 論

・既設の vent line および気液分離システムの設計処理能力は妥当かつ十分なものである。

設計処理能力は液については60千BPD、ガスについては180百万SCFDである。

- gathering line および transmission line は送油ポンプも含めて、production platformの最大処理能力をカバーするだけの能力を持つ。

- 貯油タンクの貯蔵能力は現在の生産量がそのまま続くか増加するとすれば余力に乏しいと言える。

来航タンカーの遅れに対する余裕分として3日分の生産量程度の能力増が望ましい。

1.3 予測生産量に対する既存施設処理能力の評価

前節の評価作業で得られた結果と将来予測される最大生産量とを比較し、既存施設処理能力を行なつた。

従つて、推定生産挙動と関係のない増設や変更に対する既存施設の適応性については本作業の対象には含まれない。

油層推移挙動調査の結果に基づき、各油田の原油+油田水およびガスの1977年以降における予測最大生産量を以下に示す。

1977年以降の予測最大生産量

油田	原油+油田水(年度) BPD	原油 BPD	油田水 BPD	ガス(年度) MMSCFD
Baronia	55,150(1978)	48,680	6,470	164.5(1983)
West Lutong	30,230(1980)	14,500	15,730	58.3(1979)
Baram	40,670(1977)	25,440	15,230	137.8(1977)
Bakau	2,830(1977)	2,530	300	4.7(1977)
Tukau	12,930(1977)	12,380	550	34.5(1978)

この表に示す如く、各々の油田の原油+油田水の予測最大生産量は、Baronia油田で3.2千BPD程度大きくなるのを除けば、いずれも現在の生産量より少ない。将来BettyおよびBokor程度の油田が新たに加わるにしても、既存油田の生産量減少により全体の処理量が増加することはないと考えられる。

1.3.1 海上 Production Platform

各油田の現在の生産量と production platform の処理能力の比較を Table 28-4-3 に示した。また、1977年以降の油田別予測最大生産量と各油田の海上 production platform の処理能力の比較を原油+油田水について、Table 28-4-4 に、ガスについて Table 28-4-5 に示した。

既述の表に示した如く、West Lutong, Baram, Bakau および Tukau 油田の production platform の処理能力が、それぞれ60千、90千、30千および60千BPDであるのに対し、現在の原油+油田水の生産量は、

各々 3 3. 1 3 千、4 7. 8 6 1 千、5. 3 1 6 千及び 1 3. 4 1 1 千 BPD
であり、1 9 7 7 年以降も生産量は増加しない。

Baronia 油田については、現在の原油 + 油田水の生産量は、5 1. 9 7 7
千 BPD で予測最大生産量の方が、1 9 7 8 年の 5 5. 1 5 千 BPD
とこれより大きい。これに対し、プラットフォームは、6 0 千
BPD の処理能力を有する。

従つて、各プラットフォームとも将来に対し、ガスをも含めて十分
なる処理能力を有すると言える。

1.3.2 Gathering Line および Transmission Line

Fig 1 3 - 4 - 1 8 に既設パイプライン網の現在および原油 + 油
田水の予測最大生産量時の圧力バランスを示す。

この図からわかるように、既設のパイプライン網は、1 9 7 7 年以
降の最大生産量を集油、輸送するのに十分なる能力を有する。一方、
現在の送油ポンプを使用する限り、輸送量に対応するだけの動力用
高圧ガスが、必要となるが、各油田の予測ガス生産量から問題なく
必要ガス量が得られる。

1.3.3 貯油および出荷施設

(1) 貯油施設

前節の貯油能力の評価の項で述べたように、運転上の柔軟性とい
う点からすれば現在の施設の容量は余裕に乏しく、不足気味である
と言える。

しかしながら、予測生産量は減少傾向を示しており、その意味で貯
油能力は年々改善されていく見通しである。

(2) 出荷施設

現在、係留可能な最大タンカーの大きさは、限界許容吃水より
9 0 千 DWT である。

出荷施設能力の詳細な検討をするには、入港タンカーの平均的な大
きさや悪天候によるバース使用効率等のデータが必要であるが、前
項と同様の理由により条件は改善されていく見通しである。

1.3.4 結 論

各油田の生産、貯油および出荷施設の評価作業を通じ、現在の施設が基本的には将来予測される油、ガスおよび油田水の生産量を処理し得る能力を持っており、特に、ネックになる箇所は無いとの結論に達した。

もちろん、この結論は各油田における原油生産量が次第に減退し、また新たに別の油田をつなぎ込むにしてもその開発に必要なリードタイムから生じるタイムラグがあることに起因するものである。人工採油法としてはガスリフトが考えられるがそれを採用する場合にも、ガスは高圧ガス層や高ガス油比の油井より得られ、必要な施設の改造も高圧セパレーター増設その他の比較的簡単なものとなる。

1.4 現在の生産形態に関する考察

この項では現地調査を含む既存の原油生産施設の評価作業中に生じたいくつかの問題について検討し、必要な勧告を行なうものである。

1.4.1 随伴ガスの利用

Table 28-4-6 に示す如く、Baronia, West Lutong, Baram, Bakau および Tukau 油田内の海上プラットフォーム上での分離ガス量は、1976年5月時点で合計約290百万SCFDである。

このガスの利用状況は次の如くである。

	MMSCFD	%
ポンプ駆動用	46.8	16.3
陸上への移送	11.2	3.9
大気放散	228.8	79.8
合計	286.8	100.0

上表の送油ポンプ駆動用に利用するガスは、最終的には放散するので、実際には全体量の4%だけを利用している。

この随伴ガスの利用について次の2つの方法が考えられる。

(1) 工業用又は都市用ガス

本報告書にある随伴ガスの予測生産量および陸上への輸送コストに基づき、本調査の下流部門担当チームが利用法について調査することになっている。

(2) 地下貯蔵

ガスの地下貯蔵が、妥当かどうかの判断は詳細なフェージビリティ調査に待たなければならない。

その調査には、十分な貯蔵能力をもつ適当な地層の存在を確かめることも含む。また、将来のガスの価格の予測も重要なファクターである。

この点に関して信頼するに足る情報が殆んど得られない現在、仮定を基にこの問題について詳細に論じることがあまり意味がないと思われる。

1.4.2 計量システム

(1) 海上プラットフォーム

海上 production platform には液体の計量設備がないので、各油田、各坑井に対しての原油および油田水の生産量の振り分けは不正確にならざるを得ない。

流量計の選定にあたっては、現在往復動ポンプを使用している関係上一般的な考え方をあてはめるわけにはいかず、流量、圧力の変動、設置スペースの制限等多くの要素を勘案しなければならない。

しかし、生産量の振り分けをより正確にするためには、各プラットフォーム毎に液量を測定する流量計を設置することが望ましい。

(2) Lutong 基地

海上から移送される産出油と輸出油の計量は、貯油タンク上での検尺によつて行ない、輸出原油の公式の計量もタンク上での検尺によつている。

この様な方式は古くから使われており、現在でもサウジ・アラビア等では、この方式を用いているが最近の施設では一般的ではない。流量計方式は、人件費をおさえ、精度を上げ、且つ、コントロール室よりの操作・監視を可能にするものである。

1.4.3 廃水処理システム

海上プラットフォームでは産出する油田水が廃水の大部分であるが、これは油と共に海底パイプラインを通じて Lutong 基地へ移送している。この油水混合物を貯油タンクで 24 時間静置し、脱水する。

この様な方法は、Tembungo プラットフォームで採用している方式に比べ、海上プラットフォーム近辺の海への油汚染を防止するには好ましいものである。

Fig 1 3 - 4 - 1 9 に示す様に、海上プラットフォームで廃水を処理する方が、パイプラインの効率という点では優れているが、全油田の予測生産量から判断してこのデメリットは問題とはならず、現

在のシステムを変更する必要はない。

1.4.4 原油脱水システム

Lutong 基地では貯油タンクを水切り用に使用している。

脱水用に使用しているタンク容量は、タンクの運転容量の約 11% を占めている。更に、冬期には流入する原油の温度が 90～93°F になるので脱水効率が低下する。

上述の状況より判断すると、より効率よい脱水方式を採用することにより、既存の貯油タンクを更に効率よく使用できるであろう。

処理方式の選定にあたっては、油水エマルジョンの物性、処理の際に油の物性に与える影響等を調べるため実験室内テストあるいは、パイロットプラントテストを含む詳細な検討が必要となるが、方法が簡単で運転が簡易な直火型ヒーターを使用するウォッシュタンク方式は好ましい方式となろう。Fig 13-4-20 にこのシステムの簡略化した flow diagram を示し、さらに Table 13-4-12 に概略の価格を示した。

1.4.5 Lutong 基地のタンクサイズ

構造物基礎の地耐力を調べる際には土質とすえつけられる構造物の形状が重要な要素となるが、Lutong 基地のタンク規模拡大が、可能か否かの結論を下す前にはこれらの要素を詳細に調査する必要がある。

本調査の段階では土質条件について不明なる点が多く、そのため本報告書ではこの地に適すると考えられるタンク基礎プランについて一般的な説明を行なうにとどめた。

タンク基礎の設計や調査は一般的に次の要素を基に行なう。

- a. タンク基礎の地耐力
- b. タンク基礎の沈下

タンク容量の決定にあたっては上記要素の調査結果に基づいて行なうのが一般的であるが、現時点ではコーンテストの結果しか得られず、更に、そのテスト方式も不明である。

しかし、そのデータをオランダ式コーンテストの抵抗値 gc として仮定し、これとタンク内に油を入れた時の地下の分布応力とを比較した。その分布応力と地耐力との比較を Fig 13-4-21 に示した。

Labuan 基地について見れば、地盤は 400 千バレル、またはそれ以上の容量のタンクを支持できる十分な地耐力を有している。Fig 13-4-11 に、このタンクヤードの典型的なコーンテスト結果を示した。しかし、Lutong 基地では、Fig 13-4-21 に示す如く、地耐力は地下 6~9 フィート地点でこそ 4 千~6 千 LB/FT^2 あるが地下 20~40 フィートになると 250~400 LB/FT^2 程度になつてしまう。それ故、地盤は非常に弱いと言える。

従つて、現在の地盤上にタンクを建設する場合、その高さを 40 フィート以下に制限することになる。

さらに、この場合においても基礎の沈下について建設中も継続して調べることが望ましい。

仮に後述の方式のいずれかにより地下 60 フィートまで地盤を改良することができれば、容量 200~400 千バレル、有効高さ 70 フィートのタンクが建設可能である。

粘度質地盤の改良法

- a. プレロード
- b. サンドドレン或はベーパードレン
- c. サンドコンパクションパイル
- d. 置換工法
- e. その他

砂質地盤改良法

- a. 水締工法
- b. 爆破工法
- c. コンパクションパイル或はサンドコンパクションパイル
- d. バイプロフローテーション

如何なる方式を採用するにせよ、その最終的な選択は詳細な土質評価作業の結果を待たなければならないが、工期および価格の点から Lutong 基地にはパイプフローテーションとブレードを組み合わせた方式が適していると思われる。

1.4.6 制御・監視システム

Lutong 系列には、陸上基地から海上施設の運転状況を監視できる様なシステムは導入していない。しかしながら監視用のテレメータリングシステムを導入し、安全性の向上を図ることを考慮する必要がある。何故なら居住用プラットフォームを新たに設置しなければ、夜間は海上施設を監視する者が誰も無く、一度事故が起れば現在のシステムではそれを発見し、現場に人が到着するまでに時間がかかりすぎるからである。

テレメータリングシステムを導入し、陸上の制御室から運転状況を監視することにより、生産の効率化と安全性の向上を図ることができる。

少なくとも下記の状態は、警報によつて監視することが望ましい。

- a. 緊急閉止バルブの閉止
- b. 各セパレーターの圧力低下
- c. 各セパレーターの圧力上昇
- d. 各セパレーターのレベル上昇
- e. 火 災
- f. 送油ポンプ停止

2. 施設計画

2.1 概念設計の基礎資料

資料収集および現地調査時に主に収集した全資料を評価し、概念設計に必要なかつ適格な資料を選択した。全収集資料の一部には設計資料として不完全、或いは不明瞭なものを含んでいる。

したがって、これらは本調査の性格上必要とする精度を考慮に入れて仮定した。

ここでは全ての油、ガス田に共通する資料を列記してあり、各油、ガス田特有の設計資料を、以下の個別の油、ガス田の記述の際に提示する。

2.1.1 収集資料に基づく設計条件

(1) 原油ガス用位置図既存及び、概念設計を行なう油ガス田の位置図を Fig 30-9-1 に示す。

(2) 気象及び海象資料

大気温度	最高	110°F
	最低	60°F
海水温度	最低	60°F
相対湿度	最高	90°F

(3) 水深

新たに開発する油・ガス田の海上プラットフォームは、各油、ガス田の掘削報告書より得た最大水深によつて設計する。また、既存油田地域に設置する海上プラットフォームは現在建設されているプラットフォームの最大水深によつて設計する。

以下は、その最大水深である。

フィールド	最大水深(フィート)
Baronia	254
Betty	247
Bokor	228
Temana	99

(Central Luconia)

B - 1 2	2 9 8
E - 6	2 3 9
E - 8	2 0 7
E - 1 1	2 3 0
F - 6	2 8 5
F - 1 3	2 5 0
F - 1 4	3 4 7
F - 2 3	2 8 0

(4) 土 質

Temana 油田の土質はペトロナス提出の資料によれば非常に軟弱であるので、特にこの油田におけるプラットフォームの概念設計には、この点を配慮する。

その他の地区のプラットフォーム設計には、収集した土質資料中の平均的な値を仮に採用する。

2.1.2 想定設計条件

(1) ガス利用

1) M I R I の化学肥料工場へ 3 7 百万 S C F D のガスを 2 0 年間供給する計画とする。

設計施設の範囲は、gas transmission line の揚陸地点である Baram 河口附近の海岸までとし、以降の陸上施設は全て含まないものとする。

2) Central Luconia 開発計画は、Bintulu に 2 0 年間送ガスする場合とする。

施設の範囲は Bintulu の海岸線までとし、それ以降の地上施設は全て含まないものとする。

(2) 生産井

生産井は以下 2 種の掘削装置で行なうものと仮定する。

•self-contained drilling rig

• tender assisted drilling rig

2.1.3 施設容量の決め方

(1) 陸上基地の原油貯蔵量

原油貯蔵量は下記の式による量と仮定する。

{ (生産施設設計容量の6日分) + (100千DWT級のタンカーの容量) } ÷ 0.9

また、貯油タンクの数を受入、静置、水切りの目的のため最小3基とする。

(2) 海上貯油施設および容量

海上貯油バージは新造するものとし、その容量は次式による。

(生産施設設計容量の6日分) + (100千DWT級のタンカーの容量)

(3) 出荷用ポンプおよびラインの容量

原油出荷ポンプおよびラインの容量は100千DWT級のタンカーに24時間で出荷が完了できるものとする。

(4) 出荷用ライン

原油出荷ラインの流速は静電気発生防止のため10フィート/秒に制限し、出荷用ホースの最高許容圧力は150PSIGとする。

(5) 係留施設

現在世界中で一般的に使用しているSBM(一点係留方式)はマレーシアにおいても採用している。

しかし、200フィート以上の水深の場合はSALM(single anchor leg mooring)を採用している。

海上貯油出荷方式の場合、SBM(又はSALM)は2基設置し一方のSBM(又はSALM)に貯油バージを係留し、他方は出荷用にタンカーを係留する。

安全上の見地から、一基のSBM(又はSALM)に貯油バージを係留し、バージにタンカーを横づけする方式は採用しない。

2.2 概念設計

2.2.1 Baronia 油田および B-12 ガス田のガス利用

B-12 ガス田は、本来 Central Luconia ガス田に属するが、Baronia 油田の随伴ガス量を補う役割を担う為ここに記述する。

(1) 設計基礎データ

Baronia の随伴ガスおよび B-12 の遊離ガス利用については、化学肥料工場へのガス供給の可能性についての下流部門担当チームからの依頼により検討を行なった。

これらのガス、油田における生産施設を次のような基礎データに基づき設計する。

1) 化学肥料工場側要求事項

ガス供給量	:	41 MMSCFD
年間稼働時間	:	8,000 時間
ガス供給年数	:	20 年
ガス供給圧力	:	150 PSIG または 570 PSIG (プラント入口)
プラントの位置	:	Miri, サラワク地区
ガス組成	:	CH ₄ > 64%, C ₁ + < 5%

2) ガス源

Baronia の随伴ガス @ 分離圧力 250 PSIG

B-12 の脱湿遊離ガス @ 1,500 PSIG

Baronia 随伴ガスの供給量は、原油生産状況により、変化しうるものである。それ故に B-12 のガスは、20 年間化学肥料工場に絶えずガスを供給するために、Baronia 随伴ガスの生産がとまったり 41 MMSCFD より少なくなったりした場合の予備ガスと考える。

3) ガスの性状

化学肥料工場にガスを供給するための海上生産施設を以下のガス組成に基づき設計する。

なおガス組成は wireline formation test のデータより得たものである。

成 分	Baronia 随伴ガス	B-12 遊離ガス
Hydrogen Sulfide	0.0	0.0
Carbon Dioxide	0.6	3.2
Oxygen	0.0	0.0
Nitrogen	0.6	1.3
Hydrogen	0.0	0.1
Methane	84.4	90.5
Ethane	7.5	2.9
Propane	4.3	1.1
i - Butane	0.6	0.2
n - Butane	1.1	0.3
i - Pentane	0.3	0.1
n - Pentane	0.3	0.1
Hexane	0.2	0.1
Heptane Plus	0.1	0.1
総 計	100.0	100.0

4) B-12 ガス田のガス井

掘削型式 tender assisted drilling rig

坑井数 2

最大生産量 41 MMSCFD

(2) 概念設計

以上の設計基準により、いくつかのケースを経済上の観点から比較し試算する。

その結果として、いくつかのケースの中より、次の2つのケースを選んだ。

1) ケース設定

- a. ケース I A - 自然のエネルギーを利用して陸へガスを輸送するケース

これは、Baronia のガスと B-12 のガスを昇圧しないで陸上の化学肥料工場へ着圧が 150 PSIG となるように送るケースである。海上施設の facilities arrangement を Fig 14-5-1 に、block flow diagram を Fig 14-5-2 に示す。

b. ケース I B - 海上でガスを圧縮し陸へガスを輸送するケース

このケースは Baronia のガスと B-12 のガスを Baronia の production platform A に隣接した compressor platform で 1,200 PSIG まで昇圧し、陸上の化学肥料工場へ着圧 570 PSIG で送る場合である。海上施設の facilities arrangement を Fig 14-5-3 に、block flow diagram を Fig 14-5-4 に示す。

2) ケースの予備的選択

以上の 2 ケースについての掘削費と海上施設費を以下に要約する。

	ケース I A	ケース I B
生産井	M\$25,400,000	M\$25,400,000
海上プラットフォーム	23,899,000	27,930,000
海上生産設備	5,080,000	11,430,000
海底パイプライン	34,796,000	2,9515,000
合計	M\$89,175,000	M\$94,275,000

ケース I A の場合、費用がケース I B より安くそしてまた運転費用も同様に明らかに安いと考える。

以上に述べた理由により比較のベースに若干の相違があるものの現段階ではケース I A を選択することとした。

以下にケース I A について施設の概要を述べる。

3) 生産施設の概要

Baronia 油田および B-12 ガス田よりのガスを生産する施設を下記に要約する。

Baronia 油田

4 脚 riser platform (BNR-A)1

海底パイプライン

B-12 ガス田

6 脚 well and production platform (B12WP-A) ...1

海底パイプライン

上記施設の facilities arrangement を Fig 1 4 - 5 - 1 に示す。
major equipment list は簡単な仕様とともに Table 1 4 - 5 - 1
にまとめる。

a. Baronia 油田

(i) 4 脚 Riser Platform

4 脚 riser platform (BNR-A) が Baronia Production Platform A に隣接して水深約 254 フィートに設置され、橋で両プラットフォームを結ぶ。Baronia production platform A にある HP vent header より分れたガスライン B-12 からの 8 インチの gas transmission line を一緒にし、16 インチの gas transmission line により陸上化学肥料工場へ送る。sphere launcher と receiver をこのプラットフォームに設置する。

(ii) 16 インチ Gas Transmission Line

16 インチの海底パイプラインを Baronia 油田にある riser platform と陸上との間に敷設する。

b. B-12 ガス田

(i) 6 脚 Well and Production Platform

このプラットフォームは B-12 ガス田水深 298 フィートに設置し、最高 4 本の井戸を掘ることが可能である。

また、プラットフォーム上には、Table 1 4 - 5 - 1 に示すように 4.1 MMSCFD のガスを処理する装置がある。

typical mechanical flow diagram および utility flow diagram を Fig 3 0 - 5 - 5 および Fig 3 0 - 5 - 1 0 に示

す。

このプラットフォームにはヘリポートが備えられており、
プラットフォームの typical plan and elevation を Fig
30-5-20 に示す。

2.2.2 Betty 油田および Bokor 油田

(1) 設計基礎データ

1) 生産量および坑井数

油田名	生産量 (BPD)	坑井数
Betty	1 6, 0 0 0	1 0
Bokor	5, 0 0 0	8

2) 原油の性状

油田名	API 比重	粘度(60°F)CP	最大ガス油比 (SCF/STB)
Betty	3 9	6	2, 0 0 0
Bokor	1 9. 5	2 2 0	8 0 0

(2) 概念設計

Betty, Bokor 両油田の開発に際して、二つのケース、すなわち、Betty, Bokor 両油田を開発する場合と Betty 油田のみを開発する場合を考える。Bokor 油田は、油層圧が低いうえに、その生産原油の比重はかなり重く、粘度も高いため、生産開始時よりガスリスト採油の必要があると考えられる。

また、両油田の地理上の位置と比較的小さな原油生産レートから見て既存の Lutong 系列を両油田の集油系に利用すべきである。そこで各ケースに対して二つの集油案を考えた。

それらは、Betty, Bokor 油田からの生産流体を Bakau production platform (BKPA) に輸送する場合と、Tukau production platform (TKPA) に輸送する場合とである。両者における初期投資額の差は無視し得る程小さく、選択基準にはならない。

しかしながら、Betty - Bakau 間の距離は、Betty - Tukau 間の距離より短い。また、操業会社はこの地区における当初計画において、両油田を開発した際には、パイプラインを Bakau から引くよう計画し、そのように施設を設計してある。

それ故、集油案としては、前者の Bakau への輸送案を選択する。以上より次の2ケースを設定した。

1) ケース設定

a. ケース I 両油田を組み合わせて開発するケース

Betty, Bokor 両油田を開発し、Bakau のプラットフォームに原油を輸送する。

facilities arrangement 及び block flow diagram を Fig 1 5 - 5 - 1 及び Fig 1 5 - 5 - 2 に示す。

b. ケース II Betty 油田のみを開発するケース

Betty 油田のみを開発し、原油は Bakau のプラットフォームに輸送する。facilities arrangement 及び block flow diagram を Fig 1 5 - 5 - 3 及び Fig 1 5 - 5 - 4 に示す。

2) Betty 油田および Bokor 油田の生産量に対する Luntong 系列の受け入れ能力の検討

受け入れ能力の問題としては、Betty および Bokor 油田からの最大予測生産量と両油田生産開始時における既存輸送網全般にわたる処理能力及び Luntong 基地の貯油能力との関係について根本的な検討が必要である。

Betty 油田および Bokor 油田の生産開始時期は工事計画に基づき 1981 年と想定した。

a. 輸送網

個々のケースに対する全輸送網の圧力バランスを Fig 1 5 - 5 - 5、Fig 1 5 - 5 - 6 に示す。

図中の生産量は既存油田については 1981 年における予測量、Betty, Bokor 油田については最大予測量である。

これらの図と、Betty, Bokor 油田を含まぬ既存油田だけを考慮して作った Fig 1 5 - 5 - 7 (生産量は 1981 年) をくらべると、前者の各プラットフォームにおけるパイプライン送圧は、当然後者のそれより若干高くなっている。しかし、パイプラインの設計圧や輸送用ポンプの設計圧には十分余裕があるので、この増加による影響は殆んどない。

b. 貯油能力

Betty, Bokor 油田からの生産が開始されると、最大生産レートは両油田合わせて 20 千 B P D になると予測できる。

一方既存油田からの 1981 年の油量は 77.63 千 B P D まで減退するものと予測されており、これに Betty, Bokor 油田からの最大生産量 21 千 B P D が加わっても、1977 年の既存油田からの予測油量 136.88 千 B P D をはるかに下回る。

従つて Lutong 基地の貯油能力は、1977 年時点よりも更に、余裕を持つことになり、あらためて貯油施設を作る必要はない。

3) 生産施設の概要

a. ケース I 両油田を組み合わせて開発する場合

Betty, Bokor 両油田を開発する場合の生産施設は、次の様になる。

Betty 油田

6 脚 well & production platform (BTWP-A) .. 1
3 脚 vent jacket (BTV-A) .. 1
海底パイプライン

Bokor 油田

4 脚 well platform (BOW-A及びB) .. 2
6 脚 well & production platform (BOWP-A) .. 1
3 脚 vent jacket (BOV-A) .. 1
海底パイプライン

これらの施設の facilities arrangement を Fig 15-5-1 に示す。また major equipment list を Fig 15-5-1 にまとめて記す。

次に各油田の施設について詳しく述べる。

(i) Betty 油田

(a) 6 脚 well and production platform

Betty 油田の well and production platform (B T W P -

A)からは、tender assisted drilling rig によつて10坑を掘削する。このプラットフォームは十分スペースを持つているため井戸完成後workover rig を搭載することができる。

typical mechanical flow diagram , typical utilities flow diagram 及び typical plan and elevation を Fig 30-5-2 30-5-10 及び 30-5-16 に示す。このプラットフォームには3段のセパレーターを設置してあり坑井からの流体をガスと液体に分離する。分離液体分をBOWP-Aからの分離液体と一緒にして12インチのtransmission lineを通してBakauターミナルへポンプで送油する。又分離ガスは8"と6"のvent lineを通してvent jacket(BOV-A)へ送り大気放散する。

(ii) Bokor 油田

(a) 4脚 Well Platform

Bokor 油田に、2基の4脚well platform (BOW-AおよびB)を設置し、各プラットフォームより、それぞれ3坑及び2坑の生産井をtender assisted drilling rig によつて掘削する。各プラットフォーム上に、manifold 及び test separator を搭載する。

また、各プラットフォームは十分スペースを持つているため、井戸完成後workover rig を搭載することができる。typical mechanical flow diagram 及び typical plan and elevation を Fig 30-5-1 及び 30-5-13 に示す。2基のプラットフォームからの坑井流体はそれぞれ6インチのflow lineを通してwell and production platform(BOWP-A)に送る。

(b) 6脚 Well & Production Platform

このプラットフォーム(BOWP-A)からは3坑の生産井をtender assisted drilling rig によつて掘削する。プラットフォームの片側には生産設備を配置している。typical mechanical flow diagram, typical utility flow diagram 及

び typical plan and elevation をそれぞれ Fig 30-5-2、
30-5-10 及び Fig 30-5-16 に示す。また、Bokor
油田における採油には、(2)の概念設計で述べたように、ガスリ
フトには Bokor フィールド内に存在するガス層から生産される
ガスを使用する。このガスをまず BOWP-A 上にある高圧セ
パレーターに入れ、若干の液体分を取り除いた後各 well
platform (BOW-A 及び B) に 4 インチガスラインを通し
て送りガスリフト用に使う。BOW-A からと BOW-B から
送られてきた坑井流体を BOWP-A からの坑井流体とこのプラ
ットフォーム上で一緒にし、3 段のセパレーターの中でガスと
液体に分離する。分離された油は 8 インチの gathering line
により Betty 油田の well & production platform (BTWP-A)
に送る。
一方分離ガスを 6 インチ及び 4 インチの vent line を通して
vent jacket (BOV-A) に送り大気放散する。

2.2.3 West Temana および E-6 油田

E-6 は、本来 Central Luconia ガス田に属するが、これは、油田であるため近くの West Temana 油田と組合せて開発するケースを考えてここに記述する。

(1) 設計基礎データ

1) 生産量および坑井数

油田名	生産量(BPD)	坑井数
West Temana	4,000	6
E-6	30,000	15

2) 原油の性状

油田名	API比重	粘度(60°F)CP	最大ガス油比(SCF/STB)
West Temana	20	200	4,700
E-6	35	10	30,000

3) その他

a. 海底土質条件

West Temana 油田の海底土質条件は、土質分析データより判断して軟弱と考えられるので、この油田に設置される jacket は3脚または4脚のものである。

b. ガスリフト

West Temana 油田においては、油層圧が低いため、ガスリフト人工採油による油の生産を行なう。

ガスリフトに必要なとされるガスは油層の下に位置するガス層から取出し、アニュラス部を流れる油へ、ガスリフトバルブを通して注入するものとする。

この方法はいわゆる "auto-lift" システムである。

(2) 概念設計

Fig 30-9-1 に示される様に West Temana 油田は後述の Bintulu 基地から約24マイルに、また E-6 油田は同基地の北面約85マイルに位置する。これらの油田の開発計画を立案するにあたり、地

理的条件、経済的および操業上の要因を考慮に入れて、以下に示す様なケース設定を行なった。West Temana 油田については生産量が低い上、投資額が高くかかることから、単独に開発しても経済的に成り立たない事は明らかである。

高投資額の原因は原油生産の難しさにある。

即ち、低油層圧のため、ガスリフトが必要となり、また高粘度の原油を輸送するため、より大口径のパイプラインが必要となるからであり、更には海底土質が悪いため、小型のプラットフォームが多数必要となつてコストがかかる。

いずれのケースにおいても生産施設の設計は予備的段階のものであり、各代替案から最適ケースを選択する目的のために、基礎コストデータに基づいて施設投資額を積算した。

1) ケース設定

次の3ケースを設定する。

a. ケース I 両油田を組合せて開発するケース

West Temana 油田と E-6 油田から生産された原油を共に陸に送り、Bintulu に建設する貯油基地に貯え、SBM を経て、visiting tanker へ出荷する。このケースの facilities arrangement および block flow diagram を Fig 16-5-1 および Fig 16-5-2 に示す。

b. ケース II A E-6 油田のみを開発するケース

(海上貯油方式)

E-6 油田で生産された原油を海上貯油バージに送り貯え、SALM を経てタンカーへ出荷する。このケースの facilities arrangement および block flow diagram を Fig 16-5-3 および Fig 16-5-4 に示す。

c. ケース II B E-6 油田のみを開発するケース

(陸上貯油方式)

E-6 で生産された原油を、Bintulu 貯油基地に送り、貯え、

S B Mを経て、タンカーへ出荷する。このケースの facilities arrangement および block flow diagram を Fig 1 6 - 5 - 5 および Fig 1 6 - 5 - 6 に示す。

2) ケースの予備的選択

Part.C の経済検討で後述するように、ケース II B が最適ケースとなるが、ケース I について生産施設は他のケースの施設をほとんど包含しているので、ケース I の概要を述べることにする。

3) 生産施設の概要

ケース I における生産システムは、次の施設から構成される。

West Temana 油田

4 脚 well platform	(W T W - A および B)	••2
4 脚 production platform	(W T P - A)	••1
3 脚 flare jacket	(W T V - A)	••1

海底パイプライン

E - 6 油田

4 脚 well & production platform	(E 6 W P - A および B)	••2
3 脚 flare jacket	(E 6 V - A および B)	••2
4 脚 accommodation platform	(E 6 A - A)	••1

海底パイプライン

Bintulu 貯油基地

貯油・および出荷設備

陸上付帯設備

施設の facilities arrangement を Fig 1 6 - 5 - 1 に示す。

また、major equipment list を Table 1 6 - 5 - 1 にまとめる。

a. West Temana 油田

(1) 4 脚 Well Platform

2 基の 4 脚 well platform (W T W - A および B) を設置し、それぞれから 3 本の生産井を tender assisted drilling

rigによつて掘削する。

ガスリフトを行なうため、各坑井は、二層仕上げになっている。

独立した well platform (W T W - B) 上には、 test separator と化学薬品注入装着を搭載している。またそれぞれ workover rig を搭載出来る様に考えてある。

W T W - B の typical mechanical flow diagram および typical plan and elevation を Fig 3 0 - 5 - 1 および Fig 3 0 - 5 - 1 3 に示す。

坑井流体は、 8 インチの flow line で production platform に送る。

(II) 4 脚 Production Platform

4 脚 production platform (W T P - A) を一基設置し、それに well platform (W T W - A) を橋によつて接続する。2 基の well platform で生産された原油はセパレーターでガスを分離した後、 6 インチの海底パイプラインで Bintulu 貯油基地へ送る。

(III) 3 脚 Flare Jacket

3 脚 flare jacket を一基設置する。 flare jacket は production platform から 2 千フィート離して設置する。

b. E - 6 油田

(i) 6 脚 Well & Production Platform

2 基の 6 脚 well & production platform を、約 3 マイルの間隔で設置する。これから、 tender assisted drilling rig により合計 1 5 本の生産井を掘削する。また、プラットフォーム上には、生産設備を積載し、その typical mechanical flow diagram, typical utility flow diagram および typical plan and elevation を Fig 3 0 - 5 - 2、 Fig 3 0 - 5 - 1 0 および Fig 3 0 - 5 - 1 6 に示す。

well & production platform (E 6 W P - B) で生産された原油は、もう一つの well & production platform (E 6 W P - A) で生産された原油と合流し、12インチの transmission line で Bintulu 貯油基地へ送る。

(II) 3脚 Flare Jacket

3脚 flare jacket を2基設置する。それぞれは production platform から2千フィート離して設置する。セパレーターで分離したガスを高圧ライン1本、低圧ライン1本、合計2本の海底パイプラインで flare jacket に送る。

(III) 4脚 Accommodation Platform

well & production platform (E 6 W P - A) に隣接して、4脚 accommodation platform (E 6 A - A) を1基設置し、橋で結ぶ。accommodation platform の typical plan and elevation を Fig 3 0 - 5 - 3 1 に示す。

この accommodation platform は、E-6 油田で働く、施設の操業要員を収容する。

その他、utility platform 1基と compressor platform 1基を、この油田に設置するがこれらについては、Central Lunconia ガス田の項で説明する。

c. 貯油及び出荷設備

3基の41万 B B L タンクを、Bintulu 基地に建設し、海上から送られてくる原油を、ここに貯蔵する。また、出荷の際は30インチの海底パイプラインと、約3マイル沖合に設置する S B M により、タンカーに設置する。

d. 陸上付帯施設

海上における生産、および補修作業を維持するため、Bintulu 貯油基地に次の様な諸施設を建設する。

係 船 設 備

資 材 置 場

事 務 所

ヘリポート等

Bintulu 基地の諸施設の typical layout を Fig 3 0 - 5 -19

に示す。

2.2.4 Central Luconia ガス田

(1) ケース設定

Central Luconia ガス田の概念設計は、 Bintulu に設置される陸上ガスプラントへガスを供給するための集ガスおよびガス処理の施設について行なつた。

なお、この地域の E-6 油田は、取扱いが別なので、この報告書の他の項で記述する事にする。

この設計で対象となるガス田は、埋蔵量の大きな E-8、E-11、F-6、F-13、F-14 と F-23 の各ガス田に限られ、他の埋蔵量の少ないガス田については現時点では除いているが、これらはガス田開発プロジェクトにおいて充分に必要なガスを予備能力の一部として考慮する。

対象となるガス田について、開発計画の代替案として、次のケースを考えた。

1) ケース I A 自然のエネルギーを利用して陸へガスを輸送する ケース (6 ガス田が対象となる)

坑井からのガスは、各々のガス田で、まず処理を行ない、その後 E-11 ガス田へ集められ、それから自然のエネルギーを利用して、必要な到着圧で、 Bintulu の陸上ガスプラントへ輸送するケースである。

対象となるガス田は、それぞれ E-8、E-11、F-6、F-13、F-14、F-23 の 6 ガス田である。このケースの facilities arrangement と block flow diagram を Fig 17-5-1、Fig 17-5-2 に示す。

2) ケース I B 輸送されたガスをプラントの必要圧力まで、陸上で圧縮するケース (6 ガス田が対象となる)

坑井からのガスは、各々のガス田で処理を行なつた後、E-11 ガス田へ集め、ここから自然のエネルギーで陸へ送る。陸上でガスプラントの必要圧力まで圧縮し、プラントに供給するケースで

ある。対象となるガス田は、既述のケース I Aと同じとする。このケースの facilities arrangement と block flow diagram を Fig 1 7 - 5 - 3 と Fig 1 7 - 5 - 4 に示す。

3) ケース I C 海上でガスを圧縮し、陸へ輸送するケース

(6 ガス田が対象となる)

坑井からのガスは、各々のガス田で処理した後、E-11 ガス田の E 1 1 C - A および B へ集め圧縮する。このガスはガスプラントに必要な圧力で陸へ到着する事となる。対象となるガス田は、既述のケース I Aと同じである。このケースの facilities arrangement と block flow diagram をそれぞれ Fig 1 7 - 5 - 5 と Fig 1 7 - 5 - 6 に示す。

4) ケース II 海上でガスを圧縮し、陸へ輸送するケース

(5 ガス田が対象となる)

これは、ケース I Cと同じ方法で、採ガスが行なわれるが対象ガス田は、E-8、E-11、F-6、F-13 と F-23 である。このケースの facilities arrangement と block flow diagram を、それぞれ Fig 1 7 - 5 - 7 と Fig 1 7 - 5 - 8 に示す。

5) ケース III 海上でガスを圧縮し、陸へ輸送するケース

(4 ガス田が対象となる)

これもケース I Cと同じ方法で採ガスを行ない、対象ガス田は E-11、F-6、F-13、F-23 の 4 ガス田である。facilities arrangement と block flow diagram を Fig 1 7 - 5 - 9 と Fig 1 7 - 5 - 10 に示す。

6) ケース IV 海上でガスを圧縮し、陸へ輸送するケース

(3 ガス田が対象となる)

このケースも I Cと同様に採ガスが行なわれ、対象ガス田は、E-11、F-6 と F-23 の主要 3 ガス田である。このケースの facilities arrangement と block flow diagram を Fig 1 7 -

5-11と Fig 17-5-12 に示す。

(2) 最適な生産形態の選択

この設計の目的は、Bintulu に設置する陸上ガスプラントに、一定ガス量の供給を保持するガス生産方式、および形態を見いだす事である。しかしながら、選択に関する最終決定は、試掘等のガス田開発の段階が進むのに応じて、信頼性のある油層のデータを得た時点で詳細なフィジビリティスタディの後、行なうべきである。しかし、今回の設計においては基礎資料の数は限りがあった。

1) ガス生産量、施設、輸送能力に関する検討

埋蔵量の大きさ、ガス層の生産性、tubing の径、gathering line の長さ及びその径、transmission line の長さとその径、また、パイプライン中の圧力レベル等のすべての要因が相互に干渉しながら、個々のガス田や、全体の Central Luconia 地区のガス生産量が決まる。ガス生産能力に影響する上記すべての要素から成る全体システムは、種々のパラメータを変化させる事によって評価しなければならない。従って、次の様な手順によつて概念設計の基盤である代替案を設定した。

- a. 各ガス田の performance curve すなわち、坑井の生産能力を考慮した坑口圧力対累積生産量の曲線を作成する。
- b. Central Luconia ガス田の総生産量をおよびある段階毎に仮定し、仮定した生産量について種々の transmission line の径で圧力損失を求める。これらの計算結果を基に、可採埋蔵量に直接かわりのあるガスコンプレッサーの能力、型式やパイプラインの径、長さ、および施行技術等の建設に関する技術をも考慮し、これと経済的な要素との調和を計り、transmission の径を決定する。
- c. gathering line の径を求める為に、各フィールド毎に、先に作成した performance curve を合成する。

この曲線は、パイプラインのコスト、およびパイプラインルー

トを考慮し、圧力損失をできるだけ減少するように作成する。

d. 前記 b の結果を基に、transmission line 入口での圧力と生産量との関係の図を作成する。同様に c の結果を基に transmission line 入口での圧力と生産量との関係の図を作成し、両図における曲線の交点を求める。

すなわち、この交点が Central Luconia 地区の全ガス田から生産される量を示している。引きつづいて各フィールドの生産量を計算する。

b から d の手順は各代替案について最適な解が求まるまで繰返し演算する。

2) 各代替案の検討結果

概念設計の基礎データとこの設計の結果を下記に述べる。

a. 設計基礎データ

(1) 産出流体の性状

集ガスシステムに用いた坑井産出流体の組成は次に示す通りである。

Component	Field (volume %)						
	E-6	E-8	E-11	F-6	F-13	F-14	F-23
Hydrogen Sulfide	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Carbon Dioxide	1.30	2.00	6.60	1.80	15.00	1.80	2.20
Oxygen	0.40	0.20	0.00	0.00	0.10	0.10	0.00
Nitrogen	2.90	0.80	1.80	0.70	3.60	3.30	0.90
Methane	89.10	88.40	83.70	88.70	74.60	84.70	88.20
Ethane	3.10	4.20	5.50	4.10	4.80	4.20	3.70
Propane	1.90	2.50	1.30	2.80	1.10	3.50	2.80
i-Butane	0.30	0.40	0.20	0.70	0.20	0.70	0.80
n-Butane	0.50	0.60	0.30	0.60	0.20	0.80	0.70
i-Pentane	0.10	0.20	0.10	0.20	0.10	0.30	0.30
n-Pentane	0.10	0.20	0.10	0.10	0.10	0.20	0.10

Hexane	0.20	0.30	0.20	0.20	0.10	0.30	0.20
Heptane Plus	0.10	0.20	0.20	0.10	0.10	0.10	0.10
Total	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

すべての代替案について、ガスは水蒸気で飽和されているものとしている。

(ii) 各ガス田の production performance

tubing での圧力損失やガス層内での坑底圧と油層圧の差を考慮に入れた各ガス田の累積ガス生産量と坑口圧との関係を示す曲線を Fig 1 7 - 5 - 1 3 および Fig 1 7 - 5 - 1 4 に提示した。

坑井一本当りの生産量は 3 0 百万 S C F D とした。

(iii) ガス供給圧力

陸上ガスプラントへの供給地点での圧力は最低 7 5 0 P S I G とした。これは陸上で圧縮するケースを除いて他のケースについてはみな共通である。陸上で圧縮するケースに於いては、供給地点での圧力は 2 4 0 P S I G としている。

(iv) 採ガス時の坑口圧

このプロジェクトの初期と最終時の坑口圧は次に示す通りである。

Initial Wellhead Flowing Pressure (I. W. F. P.)

Field Name	E-11	F-23	F-6	F-13	E-8	F-14
I W F P (PSIA)	2,280	2,060	1,720	1,140	2,000	1,920

この数値は全てのケースについて共通である。

Final Wellhead Flowing Pressure (PSIA)

Field	Case Number					
	I A	I B	I C	II	III	IV
E-11	880	910	460	440	420	400
F-23	1,030	1,060	610	590	570	550

F- 6	1,130	1,160	710	690	670	650
F-13	930	960	510	490	470	-
E- 8	930	960	510	490	-	-
F-14	1,130	1,160	710	-	-	-

(v) 採ガス時の坑口温度

坑口温度は20年間の操業期間にわたり同一であると仮定している。E-11ガスフィールドの坑井テストのデータだけしか坑口温度の推定に利用出来なかつたので、概念設計を行なう上で、次に示す温度を仮定したが、引き続き行なわれるテストや調査によつてこれを確認すべきである。

Wellhead Flowing Temperature (W. F. T.)

Field Name	E-11	F-23	F-6	F-13	E-8	F-14
W. F. T. (°F)	132	116	113	136	124	114

この数値は全てのケースについて共通である。

(vi) 脱湿したガスの露点

ガス脱湿塔の出口での露点は55°Fとした。

(vii) ユーティリティ

電気はE-11およびF-23の双方の海上プラットフォームで発電され、他のフィールドの施設には海底ケーブルで送電する。他のユーティリティである計装用圧縮空気や水を必要に応じて個々の海上プラットフォームにおいて用意する。

b. 計算基礎

(i) ガス生産量とコンプレッサーのガス消費量

20年間の操業期間にわたつて各ガスフィールドから生産されるガス量は坑井の生産能力、tubingの大きさ、ガスが流れるflow lineやgathering line また陸上のガスプラントでの必要圧力等によつて決まる。

下記に示す数値は保守や操作がやりやすい互換性や柔軟性をも含め、パイプラインの圧力損失ができるだけ少なく、こ

れに見合う適切な価格で、高い生産能力を得るために算出した設計結果である。

ただし、将来掘削される構造の広がり判断する坑井や生産井などによつて得られるより完全なデータが利用できる時期には、再び詳細な検討を行う必要がある、これによつて下記の数値は確認ないしは、修正しなければならないだろう。なお、ガス圧縮機を利用する代替案では、生産したガスの一部を燃料として利用するので、この消費量も同時に付記した。

Field	Case Number (MMSCFD)					
	I A	I B	I C	II	III	IV
E-11	230	240	290	290	290	290
F-23	350	340	460	470	470	470
F- 6	240	210	340	340	340	350
F-13	80	80	100	100	100	—
E-18	70	70	90	90	—	—
F-14	60	60	80	—	—	—
Total Rate	1,030	1,000	1,360	1,290	1,200	1,110
Fuel Consumption	0	20	20	20	20	20
Net Gas Rate	1,030	980	1,340	1,270	1,180	1,090

(II) 坑井数

下に示した生産井の数は、20年間の操業期間にわたり、1坑当り30百万SCFD生産するものとして算出してある。この坑井当りの生産量についての条件はガス田の開発をする場合を考えると、实际的でないかも知れない。何故なら、実際には、1坑井当りの生産量を減らして多くの坑井を掘り、可採埋蔵量の増加を見込めるだろうからである。

しかしながら、現時点で利用できるデータの範囲や、これらガスプロジェクトのガス予備生産能力を考えれば、今回の概

念設計では、この条件で十分であろう。

Field	Case Number (坑井数)					
	IA	IB	IC	II	III	IV
E-11	9	9	11	11	11	11
F-23	13	13	17	17	18	18
F-6	9	8	13	13	13	13
F-13	3	3	4	4	4	—
E-8	3	3	4	4	—	—
F-14	2	2	3	—	—	—
Total	39	38	52	49	46	42

(iii) コンデンセートの生産量

坑井から産出する流体の性質が変化しない限り海上のセパレーター出口で、少量のコンデンレートが発生すると予想できる。この予想量を下記の表に示した。

Field	Case Number (BPD)					
	IA	IB	IC	II	III	IV
E-11	863	849	1,021	1,025	1,032	1,035
F-23	933	914	1,225	1,238	1,246	1,256
F-6	471	450	705	713	722	730
F-13	76	75	92	93	94	—
E-8	338	333	434	438	—	—
F-14	208	205	300	—	—	—
Total	2,889	2,826	3,777	3,507	3,094	3,021

(iv) 地層から産出する水の量

遊離水の発生については、すべての産出ガスが水分で飽和されているという条件のもとで想定した。

c. 留意事項

集ガスシステムを選択する上で、次に示す項目について論じる。

- ・産出ガスの予備量
- ・コンデンセートの発生量
- ・代替案の比較検討

(i) 産出ガスの予備量

F-9、F-22、K-4、M-1、M-3、M-5等のガス田は、埋蔵量が少ないか、距離が遠いか、あるいは、その両方が組み合わさった場合なので、これらのガス田は、現段階では主として経済的な立場より、今回の設計から除外してある。これらのガス田が将来、開発が必要になると想定すれば、予備生産能力として考えることができる。

陸上ガスプラントの操業期間中、一定のガス量を供給する事は最も重要な義務なので計算したガス生産量に付け加えて十分なガスの予備生産量を考慮しなければならない。これは、対象ガス田の現時点でのデータの信頼性からいつでも当然の事である。

どの位の量を予備生産量として見込むべきかの詳細な調査は、上記に述べた様にガスの予備能力の必要性を考慮して更に信頼性の高いデータが利用できる時期に履行すべきである。E-6の油田から出る随伴ガスは、他のガス田のガス、特にE-8フィールドの生産調整をする事によつて、優先的にこのプロジェクトのガスプラントへ供給することとしている。

しかし、このガス量は、現段階では、予備能力の増大としてとらえるべきであつて、Central Luconiaの全フィールドでのガス生産量の増加として考えるべきではない。

(ii) コンデンセートの発生量

坑井から産出する流体中のヘプタン以上の分子量と、比重は平衡計算によつてこのコンデンセートの発生量を算出する時の因子として非常に敏感に作用する。これらのデータが今日の設計では利用できなかつたので、適切と思われるデータ

を推定し、次に示すコンデンセートの量を計算した。

gathering line : 約 7 BBL/MMSCF

transmission line : 約 4 BBL/MMSCF

これに関する詳細な計算は、有用なデータが利用できる時になつてからもう一度行なうべきである。もし、コンデンセートの発生量が上記に示した数値の数倍にでもなるようであつたら、集ガスシステムは多少変更して、コンデンセート用の gathering line と transmission line の施設が独自に必要となるであろう。

(iii) 代替案の比較検討

自然のエネルギーを利用して陸へガスを輸送するケースの利点と欠点を示すと

利点：操業が簡単である事。

欠点：坑口で高い圧力が必要な為、フィールド全体での生産量が低い。

輸送されたガスをプラントの必要圧力まで陸上で圧縮するケースでは

利点：保守の難かしい回転機器等は、主に陸上にすえ付け、海上では最低限の装置しかないので操業が容易である。

欠点：全体フィールドガスの生産量が低い。

transmission line 中で圧力レベルが低いので、ガスの流速が大となる。

海上でガスを圧縮し、陸へ輸送する場合には次の様になる。

利点：全体フィールドで高い生産量を得ることができる。

操業上柔軟性が高い。

欠点：操業が複雑である。

海上で多くの装置が必要である。

3) 最適集ガスシステムの選択

ガス生産量と同様に投資額や操業上の経費は各々のケースによつて違うので単純なコストの比較だけでは、これらのケースの選出には適切ではなく、各代替案のうち最適なものの最終決定は、経済検討の後に行なわなければならない。

故に、投資額と操業経費の見積りを、全てのケースについて行ないこの結果をインプットとして、経済検討を行なった。

この経済検討の手順と結果は Part C 2 の経済検討に記載した。結果的に経済的評価や技術的立場のすべてを考慮した上で、海上でガスを圧縮して陸へ送るケース I C が最適な集ガスシステムとなつた。

(3) 最適集ガスシステムの施設の説明

選択されたケース、すなわちケース I C の海上でガスを圧縮し、陸へ輸送するケースの施設の概略とプロセスを下記に述べる。

1) 施設の概要

a. Well Platform

well platform (F 2 3 W - A) を F - 2 3 フィールドに設置する。これは 8 脚構造で、18 slot をもつた 17 坑井用のプラットフォームである。

このプラットフォームは掘削用リグとその付帯施設を保有している。

このプラットフォーム (F 2 3 W - A) の typical plan and elevation を Fig 3 0 - 5 - 2 4 に示す。

b. Production Platform

production platform (F 2 3 P - A) を F - 2 3 フィールドに設置する。このプラットフォームは天然ガスおよびコンデンサートの生産ならびに処理をするために設置するものであり、8 脚構造のプラットフォームである。

このプラットフォーム上には高圧セパレータや、ガス中水分の露点を 5 5 °F 以下に下げる脱湿装置等を搭載している。

このプラットフォーム (F 2 3 P - A) の typical mechanical flow diagram, typical utility flow diagram 及び typical plan and elevation を Fig 3 0 - 5 - 3、 Fig 3 0 - 5 - 1 0、 Fig 3 0 - 5 - 2 3 にそれぞれ示す。

c. Well and Production Platform

well and production platform (F 1 3 W P - A、 F 6 W P - B、 E 8 W P - A、 F 1 4 W P - A、 E 1 1 W P - A および F 6 W P - A) は坑井の掘削とガスの生産および処理の双方を兼ねたプラットフォームである。

Central Luconia 地区にこの種のプラットフォームが 2 種類設置され、処理量生産量の取扱い能力によつて 8 脚構造と 6 脚構造のものがある。6 脚構造のプラットフォームを、それぞれ F - 1 3、 F - 6、 E - 8、 F - 1 4 ガスフィールドに設置し、8 脚構造のプラットフォームを E - 1 1 と F - 6 フィールドに設置する。

F 1 3 W P - A、 F 6 W P - B、 E 8 W P - A と F 1 4 W P - A 等の 6 脚プラットフォームの typical mechanical flow diagram, typical utility flow diagram および typical plan and elevation をそれぞれ Fig 3 0 - 5 - 5、 Fig 3 0 - 5 - 1 0、 Fig 3 0 - 5 - 2 0 に、また E 1 1 W P - A、 F 6 W P - A の 8 脚プラットフォームのそれらをそれぞれ Fig 3 0 - 5 - 4、 Fig 3 0 - 5 - 1 0、 Fig 3 0 - 5 - 2 2 および Fig 3 0 - 5 - 5、 Fig 3 0 - 5 - 1 0、 Fig 3 0 - 5 - 2 1 に順次示す。

d. Utility Platform

utility platform (E 1 1 U - A、 F 2 3 U - A、 E 6 U - A) を Central Luconia ガス田の海上施設全般にわたり、操業および保守の中心となる E - 1 1、 F - 2 3 および E - 6 フィールドにそれぞれ設置する。

F 2 3 フィールドのプラットフォーム上には、この上部デッキにガスタービン駆動のパッケージ型の発動機を二台搭載する。

gas gathering line は F-6 あるいは F-14 から、このプラットフォームの下部デッキに立ち上り、ここから E-11 フィールドへ向けて出発する。また manifold, sphere receiver および launcher 等をこの下部デッキに設置する。E-11 に設置される utility platform は F-23 フィールドに設置されるものとはほぼ同じであるが、riser platform の機能は備えていない。

E 1 1 U-A の typical plan and elevation を Fig 3 0-5-30、F 2 3 U-A のそれは、Fig 3 0-5-29、E 6 U-A のそれは Fig 3 0-5-29 に示す。

e. Compressor Platform

compressor platform (E 1 1 C-A、E 1 1 C-B、E 6 C-A) を、E-11 と E-6 フィールドの両方にそれぞれ設置する。

E-6 油田のそれは、Central Luconia ガス田の補助的供給源として利用されるべき随伴ガスを圧縮するため設置されるものである。このプラットフォームは 6 脚構造であり、この上にはガスタービン駆動のコンプレッサー 4 台を備えている。

E-11 フィールドに設置するプラットフォームは 8 脚構造のものが 2 基置かれ、それぞれタービン駆動のコンプレッサーを 4 台ずつとそれにとりなう付帯設備を搭載する。

E 1 1 C-A と E 1 1 C-B プラットフォームの typical mechanical flow diagram, typical utility flow diagram および typical plan and elevation をそれぞれ Fig 3 0-5-7 Fig 3 0-5-11、Fig 3 0-5-26 に、また E 6 C-A のそれらを Fig 3 0-5-8、Fig 3 0-5-12、Fig 3 0-5-27 に順次示す。

f Accommodation Platform

accommodation platform(E 1 1 A - A、 F 2 3 A - A)は、E - 1 1 と F - 2 3 フィールドにそれぞれ設置し、操業のため、常時、あるいは非常時に働らく人員を収容する4脚プラットフォームである。この最上段にはヘリコプターの発着用デッキがあり、安全装置や救命カプセル等も装備している。

E 1 1 A - A と F 2 3 A - A プラットフォームの typical plan and elevation を Fig 3 0 - 5 - 3 1 に示す。

g Riser Platform

riser platform(E 1 1 R - A)は E - 1 1 フィールドに設置され、6脚構造のプラットフォームである。これは pig 通し作業や gathering line 中に含まれるコンデンセートの取り扱い施設を塔載する。

E 1 1 R - A プラットフォームの typical mechanical flow diagram 及び plan and elevation を、それぞれ Fig 3 0 - 5 - 9 と、Fig 3 0 - 5 - 2 8 に示す。

このケースについて設置される主要機器を Table 1 7 - 5 - 1 に簡単な形で示す。

2.2.5 East Temana

East Temana 油田については、既述されているように石油の埋蔵に不確定な要素があるため、West Temana および E-6 油田と同時に開発することを現時点で考慮することはできない。East Temana 油田に関しては開発決定のためには、より進んだ探鉱が必要であると考えられる。

しかし、この油田に関しても開発した場合の施設について以下に簡単に述べる。

Fig 30-9-1 に示される様に East Temana 油田は Bintulu 基地から約 18 マイルのところに位置する。East Temana 油田の海底土質条件は West Temana 油田と同様に土質分析データより判断して軟弱と考えられるので、この油田に設置する jacket は 3 脚または、4 脚のものとする。

生産挙動が得られぬため油の生産量は 8 千 BPD、最大ガス油比 5 千 SCF/BPD と仮定し油の性状については既知の比重 34 °API および粘度 11 CP (60 °F) を使用した。

地理的、経済的条件を考慮に入れた East Temana 油田の生産施設の概要は下記のとおりであり、facilities arrangement を Fig 18-5-1 に示す。又 block flow diagram を Fig 18-5-2 に示す。

4 脚 well platform	(ETW-A および B)..... 2
4 脚 production platform	(ETP-A)..... 1
3 脚 flare jacket	(ETV-A)..... 1
海底パイプライン	

それぞれの well platform からは 4 本の生産井を掘削する。双方の well platform で生産された原油は production platform に集め、セパレーターでガスを分離した後、6 インチの transmission line で Bintulu 貯油基地へ送る。

これらの施設のために必要となる費用は、次の如く算出した。

生 産 井	M \$ 2 2, 7 5 8, 0 0 0
海上プラットフォーム	4 9, 3 3 7, 0 0 0
海上生産設備	3, 7 9 7, 0 0 0
海底パイプライン	1 2, 8 1 4, 0 0 0
そ の 他	1 9, 6 0 4, 0 0 0
合 計	M \$ 1 0 8, 3 1 0, 0 0 0

注：「その他」の項には、設計費、操業前費および臨時費を含む。

3. 結論と勧告

3.1 既存生産施設

(1) 既存生産施設の現況

サラワク地区においては現在6つの海洋油田から原油の生産を行っている。これら既存生産施設の現況を調査するために、1976年9月および1977年1月にそれぞれデータ収集および現地調査を行った。

下記にこれら各油田につき、操業会社名、油田名、1976年5月現在の月平均原油日産量および主要施設を示す。

油田名	原油日産量 (BPD)	主要施設
Baronia	4,916.2	} Drilling Platforms } Production Platforms } Lutong 陸上基地 } Single Buoy Mooring System } 海底パイプライン
West Lutong	1,433.3	
Baram	3,068.3	
Bakau	5,20.3	
Tukau	1,303.1	
(Sarawak Shell Berhad)		
Fairley Baram	11,705※	Drilling Platforms 海底パイプライン ブルネイ側生産施設

※注) マレーシア・ブルネイ両国分合計

(2) 既存生産施設の処理能力の評価

既述の各油田につき、既存生産施設の処理能力を吟味し、それが将来の生産挙動に十分対応し得るか否かの判断を下す基礎資料とするため、その処理能力の評価作業を行った。主たる対象設備は以下の通りであり、これらが生産施設全体の能力を判断するための基礎資料となるものである。

- Oil and Gas Separator
- Vent or Flare Line

- ・ 集油・集ガスパイプライン
- ・ 貯油タンク
- ・ 出荷システム

検討の結果、処理施設については概ね当初の設計量を処理するに十分な能力を持つものであることを確認した。また貯油・出荷システムについては、現在の生産量の水準に対し、Lutong 基地の貯油能力は若干タイトであると考えられる。

下記に沖合施設処理能力を示す。

油田名	海上施設処理能力 (B P D)
Baronia	6 0, 0 0 0
West Lutong	6 0, 0 0 0
Baram	9 0, 0 0 0
Bakau	3 0, 0 0 0
Tukau	6 0, 0 0 0

(3) 予測生産量に対する既存施設処理能力の評価

既述の施設能力の評価作業に基づき、将来予想される坑井流体の最大生産量に対する、既存施設処理能力の評価を行った。その結果、各油田における原油生産量は今後次第に減退し、下記のように予測最大生産量は概ね現在の水準より低いことから、随伴ガスおよび油田水の増加を考慮に入れても、基本的には今後処理能力の点でネックになるような問題は生じないと判断できる。

油田名	1976年5月現在の生産量 (BPD)			1977年以降予測最大生産量 (原油+油田水)およびその内訳 (BPD)		
	原油+ 油田水	原油	油田水	原油 油田水	原油	油田水
サラック地区 Baronia	51,977	49,162	2,815	55,150	48,680	6,470
West Lutong	33,130	14,333	18,797	30,230	14,500	15,730
Baram	47,861	30,683	17,178	40,670	25,440	15,230
Bakau	5,316	5,203	113	2,830	2,530	300
Tukau	13,411	13,031	380	12,930	12,380	550

注) Fairley Baram については生産施設の大部分が Brunei 側にあり調査を行っていない。

(4) 現在の生産形態に関する考察

現地調査を含む、既存施設の評価作業に関連し、直接的には施設の処理能力には関係しないが、下記項目について考察を行った。

- ・ 随伴ガスの利用
- ・ 計量システム
- ・ 廃水処理システム
- ・ 原油脱水システム
- ・ Lutong 基地におけるタンクサイズ
- ・ 制御監視システム

下記に示す既存施設は改善する事を勧める。

1) 計量システム

Lutong 系列において、各海上 production platform 毎の生産量の計量を現在は行っていないが、油田管理を正確に行うという見地からすれば、各プラットフォームのパイプラインの入口に定容流量計を設置した方が良いと考えられる。

但し、往復動ポンプを採用しているため、流量計の選択にはさらに詳細な検討を行うことが必要である。

2) 原油脱水システム

Lutong 基地では水を切るために従来の貯蔵タンクが使われている。脱水の目的のために用いられるタンク容量は操業中の全タンク容量の約 11% を占める。

のみならず入ってくる原油の温度は寒い月には 32°C より 34°C となり脱水効果は落ちる。

以上の状況から判断して既存の貯蔵タンクは、より効果的な脱水システムが考えられるならば、それを利用した方がよい。

詳細な評価をする上においては、油と水のエマルジョンの性状や薬品による油の性状の変化などを明らかにするため、実験やパイロ

ットテストなどをやり、処理方法を選ぶべきであるが、洗浄タンクを使用する方法は、方法および運転が簡単な直火型ヒータを選べば有効となろう。

3) Lutong 基地のタンクサイズ

Lutong 基地のタンクサイズは、土質条件が悪いため比較的小さい。ここでは、タンクサイズを大きくするスタディを行なった。構造物基礎の地耐力を調べる際には土質とすえつけられる構造物の形状が重要な要素となり、これらのことを経済検討と一緒に考えた上で最終的な選択を下すべきであろう。しかし、工期および価格の点から Lutong 基地にはバイプロフローテーションとプレロードを組み合わせた方式が適していると思われる。

4) 制御・監視システム

Lutong 系列には、陸上基地から海上施設の運転状況を監視できる様なシステムは導入していない。

しかしながら監視用のテレメータリングシステムを導入し、安全性の向上を図ることを考慮する必要がある。

何故なら居住用プラットフォームを新たに設置しなければ、夜間は海上施設を監視する者が誰も無く、一度事故が起れば現在のシステムではそれを発見し、現場に人が到着するまでに時間がかかりすぎるからである。

テレメータリングシステムを導入し、陸上の制御室から運転状況を監視することにより、生産の効率化と安全性の向上を図ることができる。

3.2 施設計画

サラワク地区の油・ガス田開発を行うにあたり単独又は、複数油田の組み合わせの場合を含めて、いくつかのケースを設定した。各ケースについての概念設計を Part A で予測された生産計画表に基づき生産施設の概念設計を行い、その結果に基づいて flow diagram および facilities layouts 等を用意した。

- Baronia and B-12 group (ガス)
- Betty and Bokor group (原油)
- West Temana and E-6 group (原油)
- Central Luconia (ガス)
- East Temana (原油)

(1) 開発待機油田の開発計画

1) Baronia および B-12 フィールド (ガス)

Baronia 随伴ガスおよび B-12 遊離ガスの利用は、化学肥料工場へのガス供給を考えている。

ガス供給量は 20 年間絶えず 41 MMSCFD 送る。

この地域で遊離ガスの利用法として二次回収のための地下への圧入が考えられるが、最近の油層挙動の情報が十分でなく、ガス圧入によつて圧力維持できるかどうかわからない。

施設は主に well and production platform, riser platform および海底パイプラインからなる。

2) Betty 油田 (原油)

Betty および Bokor 油田を組みあわせて開発する計画をたてた。しかしながら Betty 油田のみを開発し、Bakau 油田の既存の production platform へ、つなぎこむ方式を経済的観点から選択した。

最大生産量は、1533 千 BPD である。

施設は主に well and production platform および海底パイプラインからなる。

3) E-6 油田 (原油)

セントラル・ルコーニアガス田に属する E-6 フィールドは油量が多いため油田として分離した。

E-6 と West Temana の開発計画は組み合わせて考えた。しかし経済的観点から E-6 油田単独のケースを選択した。最大生産量は 30 千 B P D である。

主な施設は well and production platform, accommodation platform, 海底パイプライン、陸上貯油出荷施設である。

4) セントラル・ルコーニアガス田 (ガス)

E-8、E-11、F-6、F-13、F-14 及び F-23 の 6 つのガス田を開発し、海上でそのガスを圧縮するケースを選択した。ガスの生産量は 20 年間 1,340 百万 S C F D である。

主な施設は well and production platform, utility platform, compressor platform, accommodation platform および海底パイプラインである。

PART C コストの算定および経済検討

1. コストの算定

1.1 コスト算定基礎共通事項

1.1.1 基礎データ

掘削費、施設建設費、操業及び維持補修費算出に必要な施設機器類及び、工事費等のデータは、種々算定及び、作成し、図および表中に、1976年央の値に換算して掲げてある。基礎コストデータに関する表および図は、次のごとくである。

掘削及び施設費に関する基礎コストデータ

坑井掘削費	Fig 31-6-1
海上施設費	Table 29-6-1~29-6-10
海底パイプライン費	Table 29-6-11、29-6-12
ガス生産設備費	Table 29-6-13
油生産設備費	Table 29-6-14
その他生産設備費	Table 29-6-15
海上貯油バージ費	Table 29-6-16
陸上付帯施設費	Table 29-6-17

施設運転に関する基礎コストデータ

操業直接人件費	Table 29-6-18
化学薬品費	Table 29-6-19
請負契約費	Table 29-6-20

なお、コストの算定は、米ドル価格によつて、行ない、その計算結果を、マレイシアドル価格に換算した。

換算レートは、下記の通りである。

換算レート；1米ドル=2.54マレイシアドル

1.1.2 その他のコスト算定法

投資額および年間操業費中の次に掲げる項目は、前述したコストデータを基に下記計算式によつて算出した。

投資額

設計費(C1) : (C2 + C3) × 10%

操業前費 : (C1 + C2 + C3) × 1%

臨時費 : $(C1 + C2 + C3) \times 10\%$

年間操業費

操業管理費(C4) : $C5 \times 10\%$

維持補修費

パイプライン : $C6 \times 0.1\%$

その他の施設 : 陸上貯油の場合 $(C7 + C8) \times 2\%$

: 海上貯油の場合 $(C7 + C8) \times 3\%$

消耗品費 : $(C6 + C7 + C8) \times 0.3\%$

間接人件費 : $(C4 + C5) \times 50\%$

保険費

パイプライン : $C6 \times 0.5\%$

その他の施設 : $(C7 + C8) \times 1.5\%$

但し

- C1 : 設計費
- C2 : 坑井掘削費(基礎データによる)
- C3 : 施設費(基礎データによる)
- C4 : 操業管理費
- C5 : 操業直接人件費(基礎データによる)
- C6 : 諸経費を含むパイプライン費
- C7 : 諸経費を含む掘削費
- C8 : パイプライン費を除き諸経費を含む施設費

注) 上でいう諸経費とは、設計、操業前費及び、臨時費の事である。

1.1.3 既投資額の算入法

既投資額については、既に掘削した試掘井の掘削費のみを投資額に算定し、既に投資した探鉱費、土質調査費および海象データ測定費等は一切算入していない。

1.1.4 年間操業費の算定法

2つ以上のフィールドの組み合わせによる生産の場合は、年間操

業費は各フィールドについて、原油又はガスの生産期間中についてのみ算定した。

1.2 コストの算定

1.2.1 Baronia 油田および B-12 ガス田のガス利用

(1) コストの算定基礎

Baronia 油田と B-12 ガス田に対する投資額と操業費は下記事項について考慮し、1.1 に述べた積算方式および基礎コストデータを基に算出した。

- これら油、ガス田の採ガス施設以外のタンク等、陸上付帯施設は、Miri にある既存施設を利用すると想定した。従って、陸上の基地の建設費を含まない。
- 直接人件費は、海上施設の運転に対して最少必要な人数に対するもののみとし、下記の如く想定した。

Foreman : 6

Operator : 9

- Baronia の海上 production platform (BNP-A) において、随伴ガスを無料で得ると仮定した。
- 海上集ガス施設を、Baronia および B-12 とともに同時に建設するものと仮定した。

(2) 投資額の算定

各々のガス田、油田に対する投資額を Table 14-6-1 に要約した。また、全投資額は M\$ 113.027 百万となった。

(3) 操業費の算定

B-12 ガス田に対する年間操業費は、M\$ 4.809 百万となった。これらのコストは、操業期間を通じて同一であり、その内訳を Table 14-6-2 に示す。

(4) 工事計画および投資計画

Baronia 油田および B-12 ガス田に対する工事計画を下記の装置および建設機材を使用するものとして、Fig 14-6-1 に示した。上記工事計画表に基づき、Table 14-6-3 に投資計画を示す。

tender assisted drilling rig 1
derrick barge (5 0 0 トン) 1
lay barge (1 6 インチ以内) 1

1.2.2 Betty 油田および Bokor 油田

(1) コストの算定基礎

Betty 油田および Bokor 油田に対する投資額および、操業費は、1.1 で述べた積算方式および基礎コストデータを基に、次の事柄を考慮に入れて算出した。

- 両油田の生産に際しては、既存 Lutong 基地の全ての施設を利用できるものと想定した。
- 両油田の操業は、既存 Lutong 基地の操業の一貫として遂行すると考え、両油田および既存油田に対する操業組織を Fig 3 1 - 6 - 3 のように仮定した。そして両油田の操業に要する直接人件費は、全油田と両油田の生産量比から計算した。

(2) 投資額の算定

各ケースに対する投資額の計算結果を Table 1 5 - 6 - 1 に記す。総額はそれぞれ次の様になる。

ケース I	M \$	2 3 2, 2 0 0, 0 0 0
ケース II	M \$	1 2 2, 1 6 6, 0 0 0

(3) 年間操業費の算定

各ケースにおける年間操業費の計算結果を Table 1 5 - 6 - 2 および 1 5 - 6 - 3 に示す。

(4) 工事計画および投資計画

工事計画に関しては、ケース II (最適ケース) についてのみ Fig 1 5 - 6 - 1 に示した。上記工事計画表を基に作成した投資計画を Table 1 5 - 6 - 5 に示す。なお、ケース I についての投資計画は、Table 1 5 - 6 - 4 に参考として示す。

但し、下記の装置および建設機材を使用するものとした。

tender assisted drilling rig	1
derrick barge	1
lay barge (1 2 インチ ~ 3 0 インチ)	1
" (4 インチ ~ 1 0 インチ)	1

1.2.3 West Temana 油田および E-6 油田

(1) コストの算定基礎

West Temana 油田と E-6 油田の投資額と操業費は、1.1 に記載した積算方式および基礎コストデータを基にして算出した。また下記につき考慮した。

- Temana 油田のジャケット設置に対しては、土質状態が悪いので、パイル打込み価格に余裕をみた。
- Bintulu でのターミナル建設は、整地済みの十分な広さを持つ土地が得られるものとした。
- ケース I の場合の油田の操業組織は、Fig 3 1-6-4 に、ケース I A、I B のものは、Fig 3 1-6-3 に示す如く仮定した。

(2) 投資額の算定

各ケースの投資額を Table 1 6-6-1 に要約した。

ケース I	M \$ 4 1 6, 5 8 3, 0 0 0
ケース II A	2 8 5, 3 6 6, 0 0 0
ケース II B	2 9 9, 1 3 4, 0 0 0

(3) 年間操業費の算定

各ケースの年間操業費を Table 1 6-6-2、1 6-6-3、1 6-6-4 に示した。

(4) 工事計画および投資計画

工事計画に関しては、ケース II B (最適ケース) についてのみ Fig 1 6-6-1 に示した。上記工事計画表をもとに作成した投資計画を Table 1 6-6-7 に示す。

なお他ケースについての投資計画は Table 1 6-6-5 および Table 1 6-6-6 に参考として示す。

但し、下記の装置および建設機材を使用するものとした。

tender assisted drilling rig 1
derrick barge (500トン) 1

lay barge (1 2 インチ ~ 3 0 インチ) 1
lay barge (4 インチ ~ 1 0 インチ) 1

1.2.4 Central Luconia ガス田

(1) コストの算定基礎

Central Luconia ガス田の投資額および操業費は 1.1 で述べた積算方式および基礎コストデータを基に次の事柄を考慮に入れて算出した。

- Bintulu 基地に居住施設、事務所、資材置場等の建屋および港湾施設等を建設すると想定した。
- コンプレッサーおよびその補機は、設置後 10 年目に置き換えを行なうものと想定した。
- 操業組織を Fig 3 1 - 6 - 5 のように設定し、これを基に直接人件費を算定した。

(2) 投資額の算定

算出した投資額を下記に要約し、その内訳を Table 1 7 - 6 - 1 に示した。

ケース I A	M \$ 1, 2 7 1, 0 0 3, 0 0 0
ケース I B	M \$ 1, 3 8 4, 6 4 0, 0 0 0
ケース I C	M \$ 1, 6 5 8, 2 5 3, 0 0 0
ケース II	M \$ 1, 5 6 5, 9 9 5, 0 0 0
ケース III	M \$ 1, 4 6 1, 3 5 6, 0 0 0
ケース IV	M \$ 1, 3 6 9, 9 7 9, 0 0 0

(3) 年間操業費の算定

算出した年間操業費を下記に要約した。

これらのコストは操業期間を通じ同一であり、その内訳を Table 1 7 - 6 - 2 に示した。

ケース I A	M \$ 4 2, 9 1 2, 0 0 0
ケース I B	M \$ 4 6, 5 2 9, 0 0 0
ケース I C	M \$ 5 6, 0 0 8, 0 0 0
ケース II	M \$ 5 2, 7 7 5, 0 0 0
ケース III	M \$ 4 9, 5 5 5, 0 0 0

ケースⅣ M \$ 4 6, 1 8 8, 0 0 0

(4) 工事計画および投資計画

工事計画に関しては、ケースⅠC（最適ケース）についてのみ Fig 1 7 - 6 - 1 に示した。

上記工事計画表を基に作成した投資計画を Table 1 7 - 6 - 5 に示す。なお他ケースについての投資計画は Table 1 7 - 6 - 3、4、6、7 および 8 に示す。

ただし、下記の装置および建設機材を使用するものとした。

tender assisted drilling rig	3
derrick barge (5 0 0 トン用)	3
lay barge	2

2. 経済検討

2.1 経済検討の基礎

2.1.1 原油

(1) 経済検討方式

生産物分与方式に基づいたペトロナスおよび操業会社別の収益性計算項目および計算式は、Appendix II に述べてある。

(2) 収益性指標

Part B. 2 の概念設計段階で選定された一種類、またはそれ以上の原油生産施設計画案に対する収益性分析およびそれらの比較において、採用する指標は、次の各値とする。

— ネット・キャッシュ・フロー累計

— DCF ROR

— 現在価値累計

— ペイアウト・タイム

(3) 生産計画

Part A で推定された各油田別の日産量に暦日（365日）を乗じ年間生産量とする。Table 30-6-1 は、各油田別の年間生産量を示す。生産開始時期は、全ての施設が完成した時点とする。

(4) 原油価格

原油の販売価格の設定方法は、下流部門担当チームの資料に基づき次の様に定めた。

1) 1976年年央の時点で、実際の価格がつかめる油種については、その実績値を適用する。

Miri 原油 M\$ 3 2.0 0 (US\$ 1 2.6 0) / バレル

Labuan 原油 M\$ 3 1.8 8 (US\$ 1 2.5 5) / バレル

2) 同時点での実績値が存在しない、あるいはつかめなかつた油種については、上記の原油価格、および他原油の実績値を基準値に、APIプレミアムを調整して価格を設定する。各油種のAPIプレミアムに対する価格の設定は、以下の通りである。

a API 40.3°を越える油種に対しては、基準価格のM\$ 32.00

(US \$ 1 2 . 6 0) / バレルに M ¢ 7 . 6 2 (US ¢ 3) / °
A P I を加える。

b A P I 3 6 . 4 ° を下まわる油種に対しては、基準価格 M \$
3 1 . 8 8 (US \$ 1 2 . 5 5) / バレルから M ¢ 7 . 6 2 (US ¢
3) / ° A P I を減じる。

c A P I 3 6 . 4 ° と 4 0 . 3 ° の油種に対しては、比例計算によつ
て、価格を設定する。

ただし幾つかの油種が混合した原油の販売価格の設定は、各
油種の年間生産量の加重平均を計算して算出する。この方法に
よつて設定された価格を、各油田別の年間生産量と共に Table
3 0 - 6 - 1 に示す。

(5) 投資計画

生産施設工事計画案に基づき算出した各年の投資計画を Table
3 1 - 6 - 1 に示す。

(6) 年間操業費

生産施設工事計画案に基づき算出した年間操業費を、Table 3 1
- 6 - 2 に示す。

(7) 共通インプット・データ

Part B. 2 で確立された設備計画案の経済検討について全ケース
に共通して用いられるインプット・データは、以下の通りである。

・ロイヤルティ・レイト		1 0 %
・最大コスト回収比率	原油	2 0 %
	(ガス	2 5 %)
・原油利益配分率	ベトロナス	7 0 %
	操業会社	3 0 %
・研究基金の支払率		0 . 5 %
・基準価格の初期値 (1976年)	M\$32.31 (US\$12.72)	
・基準価格の上昇率		5 % / 年
・基準価格を越える利益原油の支払率		7 0 %

• 所得税率	45%
• 発見ボーナス支払額	M\$ 2.5百万
• 生産ボーナス基準生産量	50千バレル/日
• 生産ボーナス支払額(50,000BPD以上)	M\$ 5百万
• 割引率	5%、10%、15%

2.1.2 ガス

(1) ガス・コスト算定式

ガス・コストは、各代替案を比較することにより最適ケースを選択することを目的とし、次の式により計算するものとした。

$$\sum_{i=1}^n \frac{GQ_i - (C_i + O_i)}{(1+r)^{i-0.5}} = 0$$

但し、	G	=	ガス・コスト
	Q _i	=	年別ガス生産量
	C _i	=	年別投資額
	O _i	=	年別操業費
	r	=	割引率
	n	=	プロジェクト年数

上式より分る様に、これには販売価格が設定していないために、税金、ロイヤルティー、ボーナス、研究基金等の現金流出要因は考慮していないが、これらによる影響については、生産物分与方式による計算参考例を参照。

(2) 生産計画

各対象フィールド別の日産量に暦日(365日)を乗じ、年間生産量とする。Table 3 1 - 6 - 3 に各年間ガス生産量を示す。全てのガスプロジェクト年数は、生産開始後20年とし、全ての施設が完成した時点から生産を開始することとした。

(3) 投資計画

生産施設計画案に基づき算出した各年の投資計画をTable 3 1 - 6 - 4 に示す。

(4) 年間操業費

生産施設計画案に基づき算出した年間操業費を Table 3 1 - 6 - 5 に示す。

(5) 共通インプット・データ

割引率 0、5、10、15、20%

2.2 原油の収益性分析

各油田の生産量およびその可採年数が原油の収益性に大きな影響を及ぼす。また、生産量が同じ場合でも操業費が異なる場合は、投資額の大小の比較において有利なケースが必ずしも収益性の上から見て操業会社にとって有利なケースと言えないことが分析結果から分かる。また、概念設計において選定された各種ケースには、油田をグループまたは単独で開発するケース、および同一油田または同一油田グループを海上貯油出荷方式、または、陸上貯油出荷方式で開発する代替案のケースを含んでいるが、これらについてここで地区毎に各ケースの収益性分析の結果を比較検討し、収益性より見てより有利な案を選択し、この結果を加味して決定したケースについて施設の詳細な説明を行っている。

なお、概念設計で選択されたケースの選択基準は、ペトロナスにとっては原油生産量の多いケースが常に有利ということになり、収益性の選択基準とはなり得ないため、操業会社の収益性が最大となる年度でのDCF RORの値を、採用することとした。

この地区においては、生産設備計画案として、以下の様に Betty 油田および Bokor 油田に対し 2 ケース、West Temana 油田および E-6 油田に対し 3 ケースが選定され、各ケースに対する収益性分析を行った。

2.2.1 Betty 油田および Bokor 油田

ケース I : 両油田を組み合わせて開発するケース

ケース II : Betty 油田のみを開発するケース

各ケースに対して得られた収益性指標の各値を Table 3 1 - 6 - 6 に示し、ペトロナスおよび操業会社のキャッシュ・フローを Table 1 5 - 6 - 6、7 に示す。次に各ケースについて述べる。

ケース I : 原油の生産量は、Bokor 分だけ増加するが、両油田をつなぐ海底パイプラインを敷設する等投資額が増え、操業会社より見た収益性は、投下した投資額がプロジェクト

の全期間終了時においても回収できない程で極めて悪い。
Bokor 油田は、生産量が少なく生産年数も短いうえ生産する油種も 19.5° API と重く、自噴圧が低いため、初期の段階から人工採油を行う必要があり、現在の販売価格水準では、原油採取量に比べ投資額が高くつき、不利である。

ケース II：操業会社のキャッシュ・フローを見ると、プロジェクト開始後 8 年目（生産開始後 5 年目）で収益は最大となり、その DCF ROR は、12.62% である。

以上の 2 ケースの比較検討の結果から、全体的に見てケース II がより有利であるが、プロジェクト最終年（9 年目）の生産量が極端に低く、このケースを採用する場合でもプロジェクトは 8 年で打切った方が良く考える。

2.2.2 West Temana 油田および E-6 油田

ケース I：両油田を組み合わせて開発するケース

ケース II A：E-6 油田のみを開発するケース
（海上貯油ケース）

ケース II B：E-6 油田のみを開発するケース
（陸上貯油ケース）

各ケースに対して得られた収益性指標の各値を Table 31-6-6 に示し、ベトロナスおよび操業会社のキャッシュ・フローを Table 16-6-8、9、10 に示す。次に各ケースについて述べる。

ケース I：West Temana 油田は、本 gathering scheme において生産量が少なく、生産年数も非常に短い。
また土質条件も悪く、jacket の投資額が高いため、収益性は極めて低く、単独開発は勿論のこと、このケースの様に E-6 油田と組み合わせて開発しても全体としての収益性が低下し、他のケースより不利である。
このため、操業会社のキャッシュ・フローを見ると最

大収益が得られるプロジェクト開始後14年目（生産開始後11年目）のDCF RORは、7.88%と低く良好なケースとは言えない。

ケースII A：ケースII Bと比較すると投資額は低い、操業費が高い。操業会社のキャッシュ・フローを見ると最大収益が得られる年度はプロジェクト開始後13年目（生産開始後10年目）であり、そのDCF RORは、15.48%である。この年度以降は、生産量の減少と共に収益性は次第に悪化していく。

ケースII B：ケースII Aと比較すると投資額は高い、操業費は低い。操業会社のキャッシュ・フローを見ると、最大収益が得られる年度は、プロジェクト開始後16年目（生産開始後13年目）であり、そのDCF RORは16.75%である。この年度以降は、生産量の減少と共に収益性は悪化していく。

以上の3ケースを比較すると、ケースIは投資額が高いため、より不利である。ケースII AとケースII Bを比較するために操業会社のキャッシュ・フローを見るとケースII Aが、最大収益を得るプロジェクト開始後13年目において、ケースII Bの収益の方がより高く、この傾向はプロジェクト期間全体について言えるので、ケースII Bの方が有利と考える。

ただし、ケースII Bを採用する場合でも、操業会社が最大収益を得る15年目以降は収益が悪化していくので、操業会社から見るとプロジェクトは15年で打切った方が有利であるが、ベトロナス側にとっては、プロジェクトは最終年迄続けた方が有利である。

2.3 ガス・コストの算定

既に経済検討の基礎で述べているガス・コスト算定式によつて計算されたガス・コストは以下の通りである。

なお、参考のため、原油の収益性分析と同様に目標 DCF ROR を 10% として算出したガス価格に対する P S 契約に基づく結果を Table 14-6-4、17-6-9~14 に添付する。

2.3.1 Baronia 油田および B-12 ガス田のガス利用

Baronia 油田および B-12 ガス田については、両油・ガス田を組み合わせて開発した場合の 1 ケースについて検討した。

ケース I A : 自然のエネルギーを利用して陸へガスを輸送する
ケース

割引率別ガス・コストは、以下の通りである。

	割引率				
	0%	5%	10%	15%	20%
ガス・コスト	77.4	103.8	137.0	175.6	218.2

(M\$/1,000SCF)

2.3.2 Central Luconia ガス田

Central Luconia ガス田に対してガス生産量、投資額および操業費が異なるため、生産設備計画案として 6 ケースを選定し、ガス・コストを算定して各ケースを比較検討した。

ケース I A : 自然のエネルギーを利用して陸へガスを輸送する
ケース (6 ガス田対象)

ケース I B : 輸送されたガスをプラントの必要圧力まで陸上で
圧縮するケース (6 ガス田対象)

ケース I C : 海上でガスを圧縮し陸へ輸送するケース
(6 ガス田対象)

ケース II : 海上でガスを圧縮し陸へ輸送するケース
(5 ガス田対象)

ケース III : 海上でガスを圧縮し陸へ輸送するケース

(4 ガス田対象)

ケースⅣ : 海上でガスを圧縮し陸へ輸送するケース

(3 ガス田対象)

各ケースに対する割引率ガス・コストは、次の通りである。

	割 引 率				
	0%	5%	10%	15%	20%
ケースⅠA	28.3	39.4	53.8	71.3	91.5
ケースⅠB	32.4	43.6	58.1	75.6	95.8
ケースⅠC	28.4	38.6	52.1	68.6	87.9
ケースⅡ	28.3	38.5	51.9	68.4	87.6
ケースⅢ	28.2	38.3	51.5	67.8	86.9
ケースⅣ	28.8	38.9	52.0	67.8	86.2

単位：M ϕ /1,000SCF

上表より分る様にコストの各ケースの相対的な順位は、割引率によつて変化するが、ケースⅠAおよびケースⅠBは、他のケースと比較してコストは大である。残りのケースの中では、ケースⅢが比較的低い、他との差は小さい。

上記にかかわらず概念設計の段階でケースⅠCを選定したのは、この場合海上施設が多く、多少操業が繁雑になるにもかかわらず、次の様な理由からである。

- (1) ガス・プラントのプロジェクトにはわずかのコスト増であれば、供給量が多い方が有利であり、ケースⅠCがガス生産量が最も多い。
- (2) ガス層の回収率が高く、従つて有効にガス資源の利用が計れる。

2.4 感度分析

Part B. 2 で述べた生産計画案の最も有利なケースについて収益性に対する感度分析を行なった。感度分析は算定した数値より生産量が10%、20%減少した場合、販売価格が10%、20%増加又は減少した場合、それぞれに対するDCF RORを求めて行い、感度曲線をFig 3 1-6-8に描いた。次に各ケースに対する感度分析の結果を示す。

2.4.1 Betty 油田および Bokor 油田

ケース II	生産量	-20%	-10%	0%		
	DCF ROR(%)	3.58	8.30	12.62		
	販売価格	-20%	-10%	0%	10%	20%
	DCF ROR(%)	3.58	8.30	12.62	16.62	19.44
	投資額	-20%	-10%	0%	10%	20%
	DCF ROR(%)	20.02	16.36	12.62	9.36	6.50

2.4.2 West Temana 油田および E-6 油田

ケース IIB	生産量	-20%	-10%	0%		
	DCF ROR(%)	9.99	13.99	16.75		
	販売価格	-20%	-10%	0%	10%	20%
	DCF ROR(%)	9.99	13.99	16.75	18.90	20.87
	投資額	-20%	-10%	0%	10%	20%
	DCF ROR(%)	21.36	18.87	16.75	14.87	12.62

3. 結論と勧告

3.1 コストの算定

油・ガス田施設の概念設計を行なった各ケースにつき投資額および年間操業費の算定を行ない、その結果をもとに、後述する経済検討のための基礎資料として投資計画表を作成した。

投資額の算定は、生産井の掘削、海上プラットフォーム、海底パイプライン、油・ガス生産処理施設、海上または陸上貯油出荷施設および付帯施設等の費用について行なった。操業費は上記施設における操業人件費、化学薬品費、請負契約費、補修維持費、保険料等を含んでいる。

下記に各ケースについて算定した投資額を施設の設計処理能力とともに示す。

単位はマレイシアドル (M\$) である。

Baronia および B-12 グループ (ガス)

41 MMSCFD M\$ 113,027,000

Betty および Bokor グループ (原油)

ケース I 21,000 BPD M\$ 232,200,000

ケース II 16,000 BPD M\$ 122,166,000

West Temana および E-6 グループ (原油)

ケース I 34,000 BPD M\$ 416,583,000

ケース II A 30,000 BPD M\$ 285,366,000

ケース II B 30,000 BPD M\$ 299,134,000

Central Luconia (ガス)

ケース I A 1,200 MMSCFD M\$ 1,271,003,000

ケース I B 1,100 MMSCFD M\$ 1,384,640,000

ケース I C 1,500 MMSCFD M\$ 1,658,253,000

ケース II 1,400 MMSCFD M\$ 1,565,995,000

ケース III 1,300 MMSCFD M\$ 1,461,356,000

ケース IV 1,200 MMSCFD M\$ 1,369,979,000

East Temana (原油)

8,000 BPD

M\$ 108,310,000

3.2 経済検討

概念設計段階で設定した各油・ガス田の開発ケースにつき収益性による比較検討のために経済検討を行なった。原油についてはペトロナス及び操業会社個々の観点からマレーシアの生産物分与方式に基づき個々のケースの収益性の分析を行なった。

原油価格は下流部門担当チームより与えられた。

ガスについては、ガスコストをケース選定を目的とした公式に基づいて計算した。

大型のガス使用プロジェクトは一般にガス生産計画及び使用計画双方に対しての収益性を考慮しなければ、プロジェクトの実施を決めることは難しい。そして原油価格のように一般的にガス価格を求めることは難しく、また、ガス使用計画を抜かしたガス生産計画に対する収益性を分析することも実際的でないため、上記の公式を用いることとなった。

この結果、以下のものをより収益性が高いものとして選定した。

- Betty 油田単独開発で既存の Bakau 油田に接続するケース
- E-6 油田単独開発で陸上に貯油施設を設けるケース

また、次の2つのフィールドについて陸上地点で引き渡されるガスコストを算定した。

- Baronia および B-12 フィールド
- Central Luconia フィールド

結果の要約は以下に記す。

原油のケースについて示した数字は収益性の指標が最大になる年のものであり、ガスのケースについては、20年間を通じたガスコストを表わす。

原油

油田名	ペトロナス		操業会社	
	累積 ネットキャッシュ (M\$1,000)	DCF ROR (%)	累積 ネットキャッシュ (M\$1,000)	投資回収 期間 (年)
Betty	188,132	12.6	58,526	5.7
E-6	697,320	16.8	282,672	6.2

ガス

ガス田名	割引率別ガスコスト (M¢/1,000SCF)				
	0	5	10	15	20
Baronia および B-12	77.4	103.8	137.0	175.6	218.2
Central Luconia	28.4	38.6	52.1	68.6	87.9

TABLE

T A B L E

TABLE LIST VOL. IV SARAWAK AREA

		TITLE
Table	A-1	ORIGINAL HYDROCARBONS IN PLACE - PRODUCING FIELDS OF SARAWAK
	A-2	ORIGINAL HYDROCARBONS IN PLACE - DEVELOPMENT FIELDS OF SARAWAK
	A-3	ORIGINAL HYDROCARBONS IN PLACE - POTENTIAL FIELDS OF SARAWAK
	A-4	ORIGINAL HYDROCARBONS IN PLACE - CENTRAL LUCONIA FIELDS
	1-2-1	CORRELATION TABLE, BARONIA FIELD
	1-3-1	PREDICTED PERFORMANCE OF BARONIA FIELD
	2	PREDICTED PERFORMANCE OF A ZONE, BARONIA FIELD
	3	PREDICTED PERFORMANCE OF A ZONE, WELL 1, BARONIA FIELD
	4	PREDICTED PERFORMANCE OF A ZONE, WELL 2, BARONIA FIELD
	5	PREDICTED PERFORMANCE OF A ZONE, WELL 3, BARONIA FIELD
	6	PREDICTED PERFORMANCE OF A ZONE, WELL 4, BARONIA FIELD
	7	PREDICTED PERFORMANCE OF C ZONE, BARONIA FIELD
	8	PREDICTED PERFORMANCE OF C ZONE, WELL BN-6, BARONIA FIELD
	9	PREDICTED PERFORMANCE OF C ZONE, WELL BN-7, BARONIA FIELD
	10	PREDICTED PERFORMANCE OF C ZONE, WELL BN-9, BARONIA FIELD
	11	PREDICTED PERFORMANCE OF C ZONE, WELL BN-10, BARONIA FIELD
	12	PREDICTED PERFORMANCE OF C ZONE, WELL BN-13, BARONIA FIELD
	13	PREDICTED PERFORMANCE OF D ZONE, BARONIA FIELD
	14	PREDICTED PERFORMANCE OF E ZONE, BARONIA FIELD
	15	PREDICTED PERFORMANCE OF F1 ZONE, BARONIA FIELD
	16	PREDICTED PERFORMANCE OF F2 ZONE, BARONIA FIELD
	17	PREDICTED PERFORMANCE OF BARONIA FIELD - ADDITIONAL WELL CASE -
	2-2-1	CORRELATION TABLE, FAIRLEY BARAM FIELD
	2-3-1	PREDICTED PERFORMANCE OF FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 1
	2	PREDICTED PERFORMANCE OF FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 2
	3	PREDICTED PERFORMANCE OF A ZONE, FAIRLEY BARAM FIELD
	4	PREDICTED PERFORMANCE OF B ZONE, FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 1
	5	PREDICTED PERFORMANCE OF B ZONE, FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 2
	6	PREDICTED PERFORMANCE OF C ZONE, FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 1
	7	PREDICTED PERFORMANCE OF C ZONE, FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 2
	8	PREDICTED PERFORMANCE OF B ZONE, WELL FB-2, FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 1
	9	PREDICTED PERFORMANCE OF B ZONE, WELL FB-3, FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 1

Vol. IV

TITLE

Table 2-3-10	PREDICTED PERFORMANCE OF B ZONE, WELL FB-29, FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 1
11	PREDICTED PERFORMANCE OF B ZONE, WELL FB-2, FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 2
12	PREDICTED PERFORMANCE OF B ZONE, WELL FB-3, FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 2
13	PREDICTED PERFORMANCE OF B ZONE, WELL FB-29, FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 2
14	PREDICTED PERFORMANCE OF B ZONE, WELL FB-A1, FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 2
15	PREDICTED PERFORMANCE OF C ZONE, WELL FB-2, FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 1
16	PREDICTED PERFORMANCE OF C ZONE, WELL FB-3, FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 1
17	PREDICTED PERFORMANCE OF C ZONE, WELL FB-11, FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 1
18	PREDICTED PERFORMANCE OF C ZONE, WELL FB-29, FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 1
19	PREDICTED PERFORMANCE OF C ZONE, WELL FB-2, FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 2
20	PREDICTED PERFORMANCE OF C ZONE, WELL FB-3, FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 2
21	PREDICTED PERFORMANCE OF C ZONE, WELL FB-11, FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 2
22	PREDICTED PERFORMANCE OF C ZONE, WELL FB-29, FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 2
23	PREDICTED PERFORMANCE OF C ZONE, WELL FB-A1, FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 2
24	PREDICTED PERFORMANCE OF C ZONE, WELL FB-A2, FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 2
3-2-1	CORRELATION TABLE, WEST LUTONG FIELD
3-3-1	PREDICTED PERFORMANCE OF WEST LUTONG FIELD
2	PREDICTED PERFORMANCE OF A ZONE, WEST LUTONG FIELD
3	PREDICTED PERFORMANCE OF B ZONE, WEST LUTONG FIELD
4	PREDICTED PERFORMANCE OF C ZONE, WEST LUTONG FIELD
5	PREDICTED PERFORMANCE OF WEST LUTONG FIELD - ADDITIONAL WELL CASE -
4-2-1	CORRELATION TABLE, BARAM FIELD, A-AREA
2	CORRELATION TABLE, BARAM FIELD, B-AREA
4-3-1	PREDICTED PERFORMANCE OF BARAM A FIELD
2	PREDICTED PERFORMANCE OF BLOCK I, BARAM A FIELD
3	PREDICTED PERFORMANCE OF BLOCK II, BARAM A FIELD
4	PREDICTED PERFORMANCE OF BLOCK IV, BARAM A FIELD
5	PREDICTED PERFORMANCE OF BLOCK V, BARAM A FIELD
6	PREDICTED PERFORMANCE OF BLOCK VI, BARAM A FIELD
7	PREDICTED PERFORMANCE OF BLOCK VII, BARAM A FIELD
8	PREDICTED PERFORMANCE OF BLOCK VIII, BARAM A FIELD
9	PREDICTED PERFORMANCE OF UPPER BLOCK, BARAM A FIELD
10	PREDICTED PERFORMANCE OF BARAM B FIELD

Vol. IV

TITLE

Table 4-3-11	PREDICTED PERFORMANCE OF MODEL-1, BARAM B FIELD
12	PREDICTED PERFORMANCE OF MODEL-2, BARAM B FIELD
5-2-1	CORRELATION TABLE, BAKAU FIELD
5-3-1	PREDICTED PERFORMANCE OF BAKAU FIELD
2	PREDICTED PERFORMANCE OF WELL BK-3, BAKAU FIELD
3	PREDICTED PERFORMANCE OF WELL BK-4, BAKAU FIELD
4	PREDICTED PERFORMANCE OF WELL BK-5, BAKAU FIELD
6-2-1	CORRELATION TABLE, TUKAU FIELD
6-3-1	PREDICTED PERFORMANCE OF TUKAU FIELD
2	PREDICTED PERFORMANCE OF MODEL-1, TUKAU FIELD
3	PREDICTED PERFORMANCE OF MODEL-2, TUKAU FIELD
4	PREDICTED PERFORMANCE OF MODEL-3, TUKAU FIELD
5	PREDICTED PERFORMANCE OF MODEL-4, TUKAU FIELD
6	PREDICTED PERFORMANCE OF MODEL-5, TUKAU FIELD
7	PREDICTED PERFORMANCE OF MODEL-6, TUKAU FIELD
8	PREDICTED PERFORMANCE OF MODEL-7, TUKAU FIELD
9	PREDICTED PERFORMANCE OF MODEL-8, TUKAU FIELD
10	PREDICTED PERFORMANCE OF MODEL-9, TUKAU FIELD
11	PREDICTED PERFORMANCE OF MODEL-10, TUKAU FIELD
12	PREDICTED PERFORMANCE OF MODEL-11, TUKAU FIELD
13	PREDICTED PERFORMANCE OF TUKAU FIELD - ADDITIONAL WELL CASE - (MODEL-9, 10, 11)
7-2-1	CORRELATION TABLE, BETTY FIELD
7-3-1	RESERVOIR PARAMETERS USED IN PERFORMANCE CALCULATION, a1 ZONE, BETTY FIELD
2	RESERVOIR PARAMETERS USED IN PERFORMANCE CALCULATION, a3 ZONE, BETTY FIELD
3	RESERVOIR PARAMETERS USED IN PERFORMANCE CALCULATION, b2 ZONE, BETTY FIELD
4	PREDICTED PERFORMANCE OF a1 ZONE, BETTY FIELD
5	PREDICTED PERFORMANCE OF a3 ZONE, BETTY FIELD
6	PREDICTED PERFORMANCE OF b2 ZONE, BETTY FIELD
8-2-1	CORRELATION TABLE, BOKOR FIELD
8-3-1	RESERVOIR PARAMETERS USED IN PERFORMANCE CALCULATION, a1 ZONE, BOKOR FIELD
2	RESERVOIR PARAMETERS USED IN PERFORMANCE CALCULATION, a2 ZONE, BOKOR FIELD
3	RESERVOIR PARAMETERS USED IN PERFORMANCE CALCULATION, b2 ZONE, BOKOR FIELD

Vol. IV

TITLE

Table 8-3-4	PREDICTED PERFORMANCE OF a1 ZONE, BOKOR FIELD
5	PREDICTED PERFORMANCE OF a2 ZONE, BOKOR FIELD
6	PREDICTED PERFORMANCE OF b2 ZONE, BOKOR FIELD
9-2-1	CORRELATION TABLE, TEMANA (EAST) FIELD
2	CORRELATION TABLE, TEMANA (WEST) FIELD
9-3-1	RESERVOIR PARAMETERS USED IN PERFORMANCE CALCULATION, TEMANA (WEST) FIELD
2	PREDICTED PERFORMANCE OF TEMANA (WEST) FIELD
10-2-1	CORRELATION TABLE, BERYL FIELD
11-2-1	CORRELATION TABLE, SIWA FIELD
12-2-1	CORRELATION TABLE, CENTRAL LUCONIA FIELD
12-3-1	GAS COMPONENTS AND Z-FACTOR, CENTRAL LUCONIA B12
2	GAS COMPONENTS AND Z-FACTOR, CENTRAL LUCONIA E8
3	GAS COMPONENTS AND Z-FACTOR, CENTRAL LUCONIA E11
4	GAS COMPONENTS AND Z-FACTOR, CENTRAL LUCONIA F6
5	GAS COMPONENTS AND Z-FACTOR, CENTRAL LUCONIA F13
6	GAS COMPONENTS AND Z-FACTOR, CENTRAL LUCONIA F14
7	GAS COMPONENTS AND Z-FACTOR, CENTRAL LUCONIA F23
8	GAS COMPONENTS AND Z-FACTOR, CENTRAL LUCONIA M1
9	ESTIMATING BOTTOM HOLE FLOWING PRESSURE VS. CUMULATIVE PRODUCTION, CENTRAL LUCONIA B12
10	PREDICTED PERFORMANCE OF CENTRAL LUCONIA E6 (CASE-1)
11	PREDICTED PERFORMANCE OF CENTRAL LUCONIA E6 (CASE-2)
12	ESTIMATING BOTTOM HOLE FLOWING PRESSURE VS. CUMULATIVE PRODUCTION, CENTRAL LUCONIA E8
13	ESTIMATING BOTTOM HOLE FLOWING PRESSURE VS. CUMULATIVE PRODUCTION, CENTRAL LUCONIA E11
14	ESTIMATING BOTTOM HOLE FLOWING PRESSURE VS. CUMULATIVE PRODUCTION, CENTRAL LUCONIA F6
15	ESTIMATING BOTTOM HOLE FLOWING PRESSURE VS. CUMULATIVE PRODUCTION, CENTRAL LUCONIA F13
16	ESTIMATING BOTTOM HOLE FLOWING PRESSURE VS. CUMULATIVE PRODUCTION, CENTRAL LUCONIA F14
17	ESTIMATING BOTTOM HOLE FLOWING PRESSURE VS. CUMULATIVE PRODUCTION, CENTRAL LUCONIA F23
18	ESTIMATING BOTTOM HOLE FLOWING PRESSURE VS. CUMULATIVE PRODUCTION, CENTRAL LUCONIA M1

Vol. IV

TITLE

Table 13-4-1	OIL AND GAS PRODUCTION RATE OF EACH FIELD IN LUTONG STREAM
2	MAJOR EQUIPMENT SPECIFICATIONS OF PRODUCTION STATION BNP-A
3	MAJOR EQUIPMENT SPECIFICATIONS OF PRODUCTION STATION BAP-A
4	MAJOR EQUIPMENT SPECIFICATIONS OF PRODUCTION STATION BNP-B
5	MAJOR EQUIPMENT SPECIFICATIONS OF PRODUCTION STATION BKP-A
6	MAJOR EQUIPMENT SPECIFICATIONS OF PRODUCTION STATION WLP-A
7	MAJOR EQUIPMENT SPECIFICATIONS OF PRODUCTION STATION WLP-C
8	MAJOR EQUIPMENT SPECIFICATIONS OF PRODUCTION STATION TKP-A
9	MAJOR EQUIPMENT SPECIFICATIONS OF PRODUCTION STATION TKP-B
10	PRESSURE LOSS AND FLOW VELOCITY IN LOADING LINE FOR BERTH NO. 2
11	PRESSURE LOSS AND FLOW VELOCITY IN LOADING LINE FOR BERTH NO. 4
12	PRELIMINARY CAPITAL INVESTMENT COST AND UTILITIES REQUIREMENTS FOR WASH TANK SYSTEM
14-5-1	MAJOR EQUIPMENT LIST FOR BARONIA OIL FIELD AND B-12 GAS FIELD GAS UTILIZATION - CASE IA
14-6-1	CAPITAL INVESTMENT COST ESTIMATION BARONIA OIL FIELD AND B-12 GAS FIELD GAS UTILIZATION - CASE IA
2	ANNUAL OPERATION COST ESTIMATION BARONIA OIL FIELD AND B-12 GAS FIELD GAS UTILIZATION - CASE IA
3	INVESTMENT SCHEDULE BARONIA OIL FIELD AND B-12 GAS FIELD GAS UTILIZATION - CASE IA
4	CASH FLOW TABLE FOR BARONIA OIL FIELD AND B-12 GAS FIELD GAS UTILIZATION - CASE IA
15-5-1	MAJOR EQUIPMENT LIST FOR BETTY AND BOKOR OIL FIELDS - CASE I
15-6-1	CAPITAL INVESTMENT COST ESTIMATION BETTY AND BOKOR OIL FIELDS
2	ANNUAL OPERATION COST ESTIMATION BETTY AND BOKOR OIL FIELDS - CASE I
3	ANNUAL OPERATION COST ESTIMATION BETTY AND BOKOR OIL FIELDS - CASE II
4	INVESTMENT SCHEDULE BETTY AND BOKOR OIL FIELDS - CASE I
5	INVESTMENT SCHEDULE BETTY AND BOKOR OIL FIELDS - CASE II
6	CASH FLOW TABLE FOR OIL BETTY AND BOKOR OIL FIELDS - CASE I
7	CASH FLOW TABLE FOR OIL BETTY AND BOKOR OIL FIELDS - CASE II
16-5-1	MAJOR EQUIPMENT LIST FOR WEST TEMANA AND E-6 OIL FIELDS - CASE I
16-6-1	CAPITAL INVESTMENT COST ESTIMATION WEST TEMANA AND E-6 OIL FIELDS
2	ANNUAL OPERATION COST ESTIMATION WEST TEMANA AND E-6 OIL FIELDS - CASE I
3	ANNUAL OPERATION COST ESTIMATION WEST TEMANA AND E-6 OIL FIELDS - CASE IIA

Vol. IV

TITLE

Table 16-6-4	ANNUAL OPERATION COST ESTIMATION WEST TEMANA AND E-6 OIL FIELDS - CASE IIB	
5	INVESTMENT SCHEDULE WEST TEMANA AND E-6 OIL FIELDS	- CASE I
6	INVESTMENT SCHEDULE WEST TEMANA AND E-6 OIL FIELDS	- CASE IIA
7	INVESTMENT SCHEDULE WEST TEMANA AND E-6 OIL FIELDS	- CASE IIB
8	CASH FLOW TABLE FOR OIL WEST TEMANA AND E-6 OIL FIELDS	- CASE I
9	CASH FLOW TABLE FOR OIL WEST TEMANA AND E-6 OIL FIELDS	- CASE IIA
10	CASH FLOW TABLE FOR OIL WEST TEMANA AND E-6 OIL FIELDS	- CASE IIB
17-5-1	MAJOR EQUIPMENT LIST FOR CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS	- CASE IC
17-6-1	CAPITAL INVESTMENT COST ESTIMATION CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS	
2	ANNUAL OPERATION COST ESTIMATION CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS	
3	INVESTMENT SCHEDULE CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS - CASE IA	
4	INVESTMENT SCHEDULE CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS - CASE IB	
5	INVESTMENT SCHEDULE CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS - CASE IC	
6	INVESTMENT SCHEDULE CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS - CASE II	
7	INVESTMENT SCHEDULE CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS - CASE III	
8	INVESTMENT SCHEDULE CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS - CASE IV	
9	CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS - CASE IA	
10	CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS - CASE IB	
11	CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS - CASE IC	
12	CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS - CASE II	
13	CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS - CASE III	
14	CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS - CASE IV	
28-4-1	SUMMARY OF OFFSHORE STRUCTURES	
2	SUMMARY OF SUBMARINE PIPELINES	
3	COMPARISON OF PRESENT PRODUCTION RATE VS. PLATFORM CAPABILITY	
4	COMPARISON OF MAXIMUM PREDICTED PRODUCTION RATE VS. PLATFORM CAPABILITY GROSS LIQUID BASE	
5	COMPARISON OF MAXIMUM PREDICTED PRODUCTION RATE VS. PLATFORM CAPABILITY GAS BASE	
6	SUMMARY OF GAS UTILIZATION	
29-6-1	4-LEG OFFSHORE PLATFORM COST	
2	6-LEG OFFSHORE PLATFORM COST	
3	8-LEG OFFSHORE PLATFORM COST	
4	3-LEG VENT AND FLARE JACKET COST	

Vol. IV

TITLE

Table 29-6-5	COST OF 3 CONDUCTORS
6	COST OF 4 CONDUCTORS
7	COST OF 6 CONDUCTORS
8	COST OF 8 CONDUCTORS
9	COST OF 12 CONDUCTORS
10	COST OF 18 CONDUCTORS
11	UNIT COST OF SUBMARINE PIPELINE
12	UNIT COST OF RISER PIPE
13	GAS PRODUCTION EQUIPMENT COST
14	OIL PRODUCTION EQUIPMENT COST
15	UNIT COST OF OTHER PRODUCTION EQUIPMENT
16	NEWLY BUILT STORAGE BARGE COST
17	ONSHORE SUPPORT FACILITIES COST
18	OPERATING PERSONNEL COST
19	UNIT COST OF VARIOUS CHEMICALS
20	UNIT COST OF SERVICE CONTRACTORS
30-6-1	ANNUAL OIL PRODUCTION AND FOB PRICE PER BARREL
31-6-1	INVESTMENT SCHEDULE FOR OIL
2	ANNUAL OPERATING COST FOR OIL
3	DAILY GAS PRODUCTION
4	INVESTMENT SCHEDULE FOR GAS
5	ANNUAL OPERATING COST FOR GAS
6	PROFITABILITY YARDSTICKS OF OIL AT THE YEAR OF MAX. R.O.R. FOR OPERATING COMPANY

Vol. IV Table A-1 (Continued)
 ORIGINAL HYDROCARBONS IN PLACE - PRODUCING FIELDS OF SARAWAK

FIELD NAME	BLOCK & ZONE	O.O.I.P.		O.G.I.P.		PRODUCED RESVS.		RECOVERABLE RESVS.	
		(MMSTB)	(MMMSCF)	(MMSTB)	(MMMSCF)	OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)
BARAM A	BLOCK I	110.00	215.00	16.501	47.982	31.761	134.172		
	BLOCK II	8.60	16.03	2.495	11.498	2.738	13.580		
	BLOCK IV	18.00	30.71	4.687	18.980	5.199	22.424		
	BLOCK V	64.00	142.08	16.082	78.597	19.784	107.620		
	BLOCK VI	46.41	59.63	10.110	41.532	12.519	51.854		
	BLOCK VII	19.38	18.54	3.875	14.578	4.201	9.102		
	BLOCK VIII	29.21	30.08	4.382	12.518	6.673	20.576		
	UPPER BLOCK	12.91	7.03	0.728	0.895	2.918	5.003		
	TOTAL	308.51	519.10	58.860	226.580	85.793	364.331		
	PROVED RESVS. PROBABLE RESVS.	179.05 129.46	375.99 143.11						
BARAM B	MODEL-1	25.23	47.77	6.651	19.845	9.992	30.556		
	MODEL-2	56.18	140.22	11.729	49.426	21.613	97.996		
	TOTAL	81.41	195.21	18.380	69.271	31.605	128.552		
	PROVED RESVS. PROBABLE RESVS.	74.66 6.75	187.45 7.76						
BAKAU	BK-3	6.99	8.84	2.098	4.721	2.557	6.308		
	BK-4	14.48	7.63	1.158	1.524	4.222	5.473		
	BK-5	0.83	1.25	0.072	0.366	0.155	0.838		
	TOTAL	22.30	17.72	3.328	6.611	6.934	12.619		
PROVED RESVS. PROBABLE RESVS.	6.35 15.95	5.30 12.42							

Vol. IV Table A-3

ORIGINAL HYDROCARBONS IN PLACE - POTENTIAL FIELDS OF SARAWAK

FIELD NAME	BLOCK & ZONE	O.O.I.P. (MMSTB)	O.C.G.I.P. (MMMSCF)	O.S.G.I.P. (MMMSCF)	O.H.I.P. (MMCF)	RECOVERABLE RESVS. OIL (MMSTB)	RECOVERABLE RESVS. GAS (MMMSCF)
BETTY (W)	b2	0.0	0.24	0.0	0.0	0.0	0.0
	c1	0.0	0.06	0.0	0.0	0.0	0.0
	c2	0.0	1.90	0.0	0.0	0.0	0.0
	TOTAL	0.0	2.20	0.0	0.0	0.0	0.0
	PROVED RESVS.		2.20				
	PROBABLE RESVS.						
	POSSIBLE RESVS.						
TEMANA (E)	a2	0.0	1.22	0.0	0.0	0.0	0.0
	b1	0.0	6.25	0.0	0.0	0.0	0.0
	b2	0.0	1.03	0.0	0.0	0.0	0.0
	d2	0.93	0.0	0.37	8.6	8.6	8.6
	TOTAL	0.93	8.51	0.37	8.6	8.6	8.6
	PROVED RESVS.	0.93	8.51	0.37			
	PROBABLE RESVS.						
	POSSIBLE RESVS.						
SIWA	a	0.49	0.23	0.12	0.0	0.0	0.0
	b	0.50	0.34	0.12	0.0	0.0	0.0
	c	1.55	0.0	0.36	0.0	0.0	0.0
	d1	5.38	0.0	1.18	0.0	0.0	0.0
	d2	0.97	0.0	0.29	0.0	0.0	0.0
	d3	0.0	0.0	0.0	4.9	4.9	4.9
	e1	0.0	39.06	0.0	0.0	0.0	0.0
	e2	0.0	27.23	0.0	0.0	0.0	0.0
	e4	3.33	1.57	1.13	0.0	0.0	0.0
	f	0.0	1.02	0.0	0.0	0.0	0.0

Vol. IV Table A-3 (Continued)
 ORIGINAL HYDROCARBONS IN PLACE - POTENTIAL FIELDS OF SARAWAK

FIELD NAME	BLOCK & ZONE	O.O.I.P. (MMSTB)	O.C.G.I.P. (MMMSCF)	O.S.G.I.P. (MMMSCF)	O.H.I.P. (MMCF)	RECOVERABLE RESVS. OIL (MMSTB)	RECOVERABLE RESVS. GAS (MMMSCF)
TOTAL		12.22	69.45	3.20	4.9		
PROVED RESVS.		4.00	69.45	1.05			
PROBABLE RESVS.		8.22		2.15			
POSSIBLE RESVS.							

Vol. IV Table A-4 (Continued)

ORIGINAL HYDROCARBONS IN PLACE - CENTRAL LUCONIA FIELDS

FIELD NAME	BLOCK & ZONE	O.O.I.P. (MMSTB)	O.G.I.P. (MMSCF)	O.C.G.I.P. (MMSCF)	O.S.G.I.P. (MMSCF)	RECOVERABLE RESVS. OIL (MMSTB)	RECOVERABLE RESVS. GAS (MMSCF)
M1	TOTAL		840.				
	PROVED RESVS.		214.				
	PROBABLE RESVS. POSSIBLE RESVS.		626.				
M3	TOTAL		2043.				
	PROVED RESVS.		172.				
	PROBABLE RESVS. POSSIBLE RESVS.		1871.				
M5	TOTAL		517.				
	PROVED RESVS.		90.				
	PROBABLE RESVS. POSSIBLE RESVS.		427.				
GRAND TOTAL	TOTAL	226.	24598.		99.44	Case1 82.96	10267.
	PROVED RESVS.	10.	6207.		4.40	Case2 83.32	10290.
	PROBABLE RESVS. POSSIBLE RESVS.	216.	18391.		95.04		

Table 1-2-1 CORRELATION TABLE
Vol. IV BARONIA FIELD

Well No.	1		2		4		5		6		7	
	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea
D.F.E.	4120	4009	4927	4817	4083	4042	4070	4029	4246	4025	4102	4012
Cycle/Zone	5421	5310	(5633)	(5523)	5353	5312	5375	5344	5633	5296	5444	5289
	8047	7936	(5633)	(5523)	7996	7955	8018	7977	8494	7932	8269	7912
Top a	5421	5310	(5633)	(5523)	5353	5312	5375	5344	5633	5296	5444	5289
	5549	5438	(5755)	(5645)	6478	5437	5514	5473	5775	5425	5581	5418
	5671	5560	5866	5756	5590	5549	5634	5593	5906	5544	5702	5534
Top b	6007	5896	6239	6129	5924	5883	5980	5939	6283	5884	6064	5874
Top c	6461	6350	6551	6441	6385	6344	6427	6387	6791	6342	6547	6327
	6512	6401	6602	6492	6437	6396	6489	6448	6858	6401	6610	6386
Top d	6961	6850	7078	6977	6880	6839	6940	6899	7336	6840	7084	6824
	7011	6900	7139	7029	6927	6886	6986	6945	7388	6887	7137	6876
	7100	6989	7234	7124	7022	6981	7079	7038	7488	6983	7236	6966
	7228	7117	7373	7263	7158	7113	7202	7161	7622	7113	7373	7093
Top e	7458	7347	7617	7507	7389	7348	7432	7391	7860	7335	7623	7324
Top f	7714	7603	7903	7793	7663	7622	7693	7652	8146	7605	7913	7589
	7857	7746	8030	7920	7800	7759	7834	7793	8294	7146	8065	7722
Top g	8047	7936	8233	8123	7996	7955	8018	7977	8494	7932	8269	7912
T.D.	9001	8890	8510	8400	8200	8159	8227	8186	8575	8009	8330	7967

Table 1-2-1 (Continued)
Vol. IV

CORRELATION TABLE
BARONIA FIELD

Well No. D.F.E. Cycle/zone	8		9		10		11		12		13	
	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea
Top Middle VI	4933	4039	4236	4029	4335	4012	4730	4034	4623	4003	4723	4011
Lower VI	6945	5357	5653	5299	5790	5285	6499	5317	6354	5323	6508	5297
V			8491	7951	8534	7920						
Top a ₁	6945	5357	5653	5299	5790	5285	6499	5317	6354	5323	6508	5927
a ₂	7163	5489	5790	5422	5927	5411	6672	5448	6514	5455	6696	5424
a ₃	7362	5611	5923	5541	6055	5331	6826	5566	6665	5580	6862	5537
Top b	8000	5980	6305	5883	6433	5886	7263	5914	7100	5928	7388	5886
Top c ₁	8717	6455	6822	6343	6887	6313	7799	6375	7690	6390	8051	6350
c ₂	8806	6516	6882	6398	6942	6365	7864	6432	7784	6465	8120	6401
Top d ₁	9472	6988	7364	6843	7408	6816	8340	6875	8345	6926	8723	6859
d ₂	9539	7037	7414	6890	7458	6865	8390	6922	8405	6979	8792	6912
d ₃	9674	7138	7510	6985	7552	6956	8484	7013	8515	7073	8913	7012
d ₄	9838	7263	7638	7110	7684	7085	8620	7145	8666	7205	9081	7146
Top e	-	-	7879	7347	7927	7323	8862	7382	-	-	(9383)	(7390)
Top f ₁			8155	7617	8197	7588	-	-			-	-
f ₂			8297	7759	8341	7731						
Top g ₁			8491	7951	8534	7920						
T.D.	10100	7463	8550	8009	8610	7995	8965	7483	8930	7432	9500	7486

Table 1-2-1 (Continued)
Vol. IV

CORRELATION TABLE
BARONIA FIELD

Well No.	14		15		16		17		18	
	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea
D.F.E.	111		78		78		78		78	
Cycle/Zone	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea
Top Middle VI	4712	4027	4586	4020	4816	4035	4702	4000	5138	3989
Lower VI	6651	5404	6188	5320	6506	5305	6434	5301	7258	5314
V										
Top a ₁	6651	5404	6188	5320	6506	5305	6434	5301	7258	5314
a ₂	6852	5543	6356	5454	6676	5433	6605	5432	7479	5449
a ₃	7037	5669	6509	5571	6828	5547	6768	5556	7702	5581
Top b	7581	6032	6977	5931	7322	5894	7231	5898	-	-
Top c ₁	8294	6511	7578	6390	8017	6367	7859	6358		
c ₂	8376	6575	7666	6457	8091	6419	7946	6422		
Top d ₁	9009	7049	8257	6921	8683	6870	8557	6879		
d ₂	9079	7105	8317	6972	8754	6924	8627	6932		
d ₃	9199	7201	8430	7069	8879	7023	8754	7028		
d ₄	9386	7349	8572	7194	9053	7159	8928	7161		
Top e	-	-	-	-	9368	7402	-	-		
Top f ₁										
f ₂										
Top g										
T.D.	9604	7521	8907	7494	9484	7492	9318	7457	7754	5600

Vol. IV Table 1-3-1

PREDICTED PERFORMANCE OF BARONIA FIELD

PRODUCTION START : May 1972
 PRODUCTION END : Oct. 1994

TIME (YEAR)	RECOVERY (%)	OIL PROD.		GAS PROD.		G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
		RATE (MSTB/D)	RATE (MMSCF/D)	RATE (MMSCF/D)	RATE (MMSCF/D)			OIL (MMSTB)	GAS (MMSCF)	WATER (MMSTB)
Jan. 1973	0.09	2.05	1.87	912	0.0	0.561	0.512	0.0	0.0	0.0
1974	0.35	4.22	4.31	1021	0.002	2.100	2.085	0.004	0.004	0.004
1975	0.92	9.41	11.54	1226	0.023	5.534	6.297	0.083	0.083	0.083
1976	2.79	30.95	42.79	1383	0.054	16.830	21.916	0.693	0.693	0.693
1977	5.72	48.36	95.24	1969	0.083	34.480	56.678	2.154	2.154	2.154
1978	8.67	48.68	133.43	2741	0.133	52.251	105.380	4.513	4.513	4.513
1979	11.26	42.60	139.57	3276	0.148	67.875	156.324	6.826	6.826	6.826
1980	13.56	38.11	152.86	4011	0.183	81.789	212.118	9.366	9.366	9.366
1981	15.54	32.66	158.32	4848	0.182	93.733	269.904	11.533	11.533	11.533
1982	17.28	28.74	162.12	5641	0.182	104.224	329.077	13.466	13.466	13.466
1983	18.85	25.79	164.51	6379	0.225	113.639	389.123	15.564	15.564	15.564
1984	20.24	23.11	159.43	6899	0.279	122.075	447.316	17.916	17.916	17.916
1985	21.50	20.67	147.85	7153	0.344	129.621	501.283	20.509	20.509	20.509
1986	22.61	17.54	123.18	7023	0.432	136.023	546.243	23.273	23.273	23.273
1987	23.61	15.32	85.70	5594	0.482	141.614	577.525	25.966	25.966	25.966
1988	24.51	13.70	55.10	4022	0.449	146.614	597.637	28.210	28.210	28.210

Vol. IV Table I-3-1 (Continued)
PREDICTED PERFORMANCE OF BARONIA FIELD

PRODUCTION START : May 1972
 PRODUCTION END : Oct.1994

TIME (YEAR)	RECOVERY (%)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
						OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Jan.1989	25.30	12.16	44.37	3649	0.454	151.052	613.833	30.226
1990	25.73	6.22	25.94	4171	0.303	153.323	623.302	30.915
1991	26.04	4.22	19.47	4613	0.162	154.865	630.408	31.165
1992	26.32	3.90	17.83	4572	0.155	156.287	636.916	31.386
1993	26.55	3.65	16.40	4493	0.143	157.621	642.902	31.576
1994	26.75	3.45	15.52	4500	0.142	158.881	648.568	31.755
Oct.1994	26.90	3.14	14.06	4479	0.148	159.740	652.418	31.882

Vol. IV Table 1-3-2
PREDICTED PERFORMANCE OF A ZONE,

BARONIA FIELD

PRODUCTION START : Jul. 1973
 PRODUCTION END : Apr. 1989

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
							OIL (MMSTB)	GAS (MMSCF)	WATER (MMSTB)
Oct. 1976	2351	4.53	17.48	27.67	1583	0.01	9.175	12.01	0.062
Jan. 1977	2334	5.31	17.50	29.81	1705	0.02	10.772	14.73	0.089
1978	2220	8.62	18.38	37.67	2050	0.04	17.479	28.48	0.347
1979	2075	11.82	17.75	52.19	2941	0.07	23.957	47.53	0.786
1980	1893	14.84	16.79	68.06	3054	0.10	30.085	72.37	1.413
1981	1688	17.71	15.94	85.84	5386	0.15	35.902	103.7	2.266
1982	1449	20.44	15.15	101.92	6727	0.21	41.432	140.9	3.413
1983	1190	22.97	14.04	111.23	7925	0.28	46.555	181.5	4.862
1984	929	25.27	12.79	112.05	8762	0.38	51.223	222.4	6.622
1985	685	27.35	11.54	105.75	9166	0.49	55.434	261.0	8.704
1986	490	29.20	10.29	88.77	8628	0.62	59.189	293.4	11.039
1987	400	30.84	9.10	55.89	6142	0.70	62.51	313.8	13.36
1988	377	32.30	8.10	28.49	3517	0.65	65.467	324.2	15.289
1989	361	33.58	7.10	20.55	2894	0.67	68.058	331.7	17.013
Apr. 1989	357	33.87	6.50	17.53	2698	0.70	68.651	333.3	17.43

Vol. IV Table 1-3-3

PREDICTED PERFORMANCE OF A ZONE,

WELL 1, BARONIA FIELD

PRODUCTION START : Jul. 1973
 PRODUCTION END : Apr. 1989

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
						OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Oct. 1976	2315	6.00	11.17	1862	0.029	3.856	6.536	0.046
Jan. 1977	2298	6.25	12.17	1948	0.036	4.426	7.646	0.067
1978	2180	6.25	13.55	2167	0.068	6.708	12.59	0.222
1979	2037	6.19	16.30	2634	0.109	8.966	18.54	0.468
1980	1854	5.93	19.92	3359	0.154	11.13	25.81	0.802
1981	1646	5.70	24.14	4235	0.208	13.21	34.62	1.235
1982	1406	5.47	28.30	5174	0.282	15.207	44.95	1.799
1983	1142	5.15	31.56	6128	0.377	17.088	56.47	2.508
1984	873	4.76	33.07	6947	0.497	18.826	68.54	3.372
1985	616	4.34	32.82	7563	0.670	20.411	80.52	4.433
1986	406	3.95	28.36	7179	0.589	21.854	90.87	5.671
1987	376	3.56	14.00	3933	0.936	23.154	95.98	6.887
1988	356	3.12	9.37	3003	0.848	24.293	99.40	7.853
1989	322	2.73	7.67	2810	0.920	25.291	102.20	8.770
Apr. 1989	310	2.54	1.64	2657	1.067	25.523	102.80	9.014

Vol. IV Table I-3-4

PREDICTED PERFORMANCE OF A ZONE,

WELL 2, BARONIA FIELD

PRODUCTION START : Jan. 1975
 PRODUCTION END : Apr. 1989

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
						OIL (MMSTB)	GAS (MMSCF)	WATER (MMSTB)
Oct. 1976	2327	4.99	7.77	1556	0.0	3.119	3.101	0.0
Jan. 1977	2312	4.74	8.55	1800	0.008	3.551	3.881	0.0003
1978	2192	4.69	10.88	2320	0.028	5.263	7.852	0.049
1979	2042	4.44	15.58	3510	0.064	6.882	13.54	0.153
1980	1849	4.19	20.96	5002	0.111	8.412	21.19	0.322
1981	1637	3.93	26.11	6644	0.174	9.848	30.72	0.571
1982	1394	3.71	30.49	8219	0.257	11.203	41.85	0.919
1983	1135	3.35	32.16	9601	0.358	12.427	53.59	1.357
1984	878	2.95	30.19	10504	0.476	13.502	64.90	1.870
1985	638	2.55	27.70	10862	0.603	14.434	75.01	2.431
1986	451	2.15	21.97	10220	0.733	15.219	83.03	3.006
1987	386	1.75	14.11	8063	0.852	15.857	88.18	3.550
1988	358	1.35	5.07	3754	0.881	16.350	90.03	3.984
1989	349	0.95	2.66	2797	0.960	16.696	91.00	4.317
Apr. 1989	350	0.70	1.94	2772	0.988	16.760	91.18	4.381

Vol. IV Table 1-3-5

PREDICTED PERFORMANCE OF A ZONE,

WELL 3, BARONIA FIELD

PRODUCTION START : Apr. 1975
 PRODUCTION END : Apr. 1989

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
						OIL (MMSTB)	GAS (MMSCF)	WATER (MMSTB)
Oct. 1976	2354	4.52	7.63	1689	0.014	1.799	2.152	0.016
Jan. 1977	2340	3.50	7.48	2138	0.020	2.119	2.835	0.022
1978	2221	3.44	9.66	2808	0.043	3.373	6.361	0.076
1979	2070	3.19	13.73	4302	0.076	4.536	11.37	0.164
1980	1886	2.98	17.51	5875	0.115	5.623	17.76	0.289
1981	1676	2.88	22.14	7686	0.163	6.672	25.84	0.460
1982	1432	2.78	26.52	9540	0.230	7.685	35.52	0.693
1983	1170	2.60	28.71	11043	0.321	8.635	46.00	0.998
1984	908	2.39	28.38	11876	0.438	9.509	56.36	1.380
1985	660	2.20	26.05	11843	0.573	10.312	65.87	1.840
1986	465	2.00	20.99	10493	0.715	11.043	73.53	2.362
1987	386	1.80	12.96	7199	0.854	11.700	78.26	2.923
1988	376	1.60	5.86	3664	0.906	12.284	80.40	3.452
1989	365	1.40	4.63	3307	0.924	12.795	82.09	3.924
Apr. 1989	361	1.30	4.05	3119	0.935	12.913	82.46	4.034

Vol. IV Table 1-3-6
PREDICTED PERFORMANCE OF A ZONE,
WELL 4, BARONIA FIELD

PRODUCTION START : Feb. 1976
 PRODUCTION END : Apr. 1989

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
						OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Oct. 1976	2386	1.95	1.07	550	0.0	0.401	0.221	0.0
Jan. 1977	2364	3.00	1.64	546	0.0	0.675	0.370	0.0
1978	2253	4.00	3.59	899	0.0	2.136	1.682	0.0
1979	2113	3.94	6.56	1666	0.0	3.572	3.078	0.0
1980	1935	3.68	9.69	2634	0.0	4.918	7.616	0.0
1981	1735	3.44	13.33	3874	0.0	6.173	12.48	0.0
1982	1501	3.19	16.58	5196	0.0	7.336	18.53	0.0
1983	1244	2.94	18.82	6402	0.0	8.408	25.40	0.0
1984	983	2.69	19.84	7374	0.0	9.390	32.64	0.0
1985	747	2.44	19.17	7860	0.0	10.279	39.64	0.0
1986	559	2.19	17.29	7894	0.0	11.078	45.95	0.0
1987	405	2.00	14.90	7452	0.0	11.807	51.39	0.0
1988	381	2.00	8.03	4014	0.0	12.537	54.32	0.0
1989	369	2.00	5.48	2740	0.0	13.267	56.32	0.0
Apr. 1989	366	2.00	5.12	2558	0.0	13.451	56.78	0.0

Vol. IV Table 1-3-7
PREDICTED PERFORMANCE OF C ZONE,
BARONIA FIELD

PRODUCTION START : Aug. 1974
 PRODUCTION END : Oct. 1980

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
							OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Oct. 1976	2394	18.75	9.73	19.19	1973	0.08	6.384	9.160	0.229
Jan. 1977	2319	20.76	7.49	16.46	2198	0.39	7.067	10.662	0.494
1978	1906	27.80	6.54	21.94	3356	0.41	9.453	18.670	1.468
1979	1621	31.76	3.68	11.15	3026	0.61	10.798	22.740	2.285
1980	1400	34.01	2.10	7.56	3596	1.25	11.565	25.499	3.245
Oct. 1980	1324	34.80	0.98	5.13	5241	1.74	11.832	26.904	3.711

Vol. IV Table 1-3-8

PREDICTED PERFORMANCE OF C ZONE,

WELL BN-6, BARONIA FIELD

PRODUCTION START : Nov. 1974
 PRODUCTION END : Jan. 1978

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
						OIL (MMSTB)	GAS (MMSCF)	WATER (MMSTB)
Oct. 1976	2322	1.65	3.52	2131	0.0	0.969	1.450	0.0
Jan. 1977	2225	1.62	4.09	2523	0.81	1.117	1.823	0.119
Jan. 1978	1872	1.27	4.78	3760	1.50	1.579	3.566	0.814

Vol. IV Table 1-3-9
PREDICTED PERFORMANCE OF C ZONE,
WELL BN-7, BARONIA FIELD

PRODUCTION START : Aug. 1974
 PRODUCTION END : Jul. 1980

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
						OIL (MMSTB)	GAS (MMSCF)	WATER (MMSTB)
Oct. 1976	2333	3.90	8.02	2055	0.05	2.225	3.347	0.017
Jan. 1977	2276	1.78	4.26	2394	0.06	2.387	3.736	0.027
1978	1845	1.78	7.24	4066	0.12	3.037	6.378	0.106
1979	1565	1.71	6.27	3669	0.49	3.662	8.668	0.413
1980	1364	0.79	2.64	3340	1.18	3.950	9.631	0.754
Jul. 1980	1319	0.31	0.78	2528	1.80	4.006	9.774	0.856

Vol. IV Table 1-3-10

PREDICTED PERFORMANCE OF C ZONE,

WELL BN-9, BARONIA FIELD

PRODUCTION START : Nov. 1974
 PRODUCTION END : Jul. 1979

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
						OIL (MMSTB)	GAS (MMSCF)	WATER (MMSTB)
Oct. 1976	2348	1.10	1.18	1069	0.36	1.716	1.905	0.188
Jan. 1977	2266	1.08	1.19	1106	0.41	1.815	2.014	0.228
1978	1869	0.98	1.25	1278	0.51	2.173	2.471	0.410
1979	1587	0.54	1.10	2045	0.84	2.372	2.874	0.576
Jul. 1979	1506	0.17	0.43	2514	1.64	2.403	2.952	0.627

Vol. IV Table 1-3-11

PREDICTED PERFORMANCE OF C ZONE,

WELL BN-10, BARONIA FIELD

PRODUCTION START : Dec. 1974
 PRODUCTION END : Oct. 1980

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
						OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Oct. 1976	2376	2.04	4.10	2010	0.0	1.144	1.692	0.0
Jan. 1977	2303	1.73	4.15	2401	0.0	1.302	2.071	0.0
1978	1871	1.61	6.13	3805	0.0	1.888	4.307	0.0
1979	1573	1.42	7.82	5508	0.39	2.408	7.162	0.202
1980	1351	1.23	7.38	6003	1.27	2.857	9.857	0.770
Oct. 1980	1278	1.17	6.92	5915	1.70	3.071	11.12	1.133

Vol. IV Table 1-3-12
PREDICTED PERFORMANCE OF C ZONE,
WELL BN-13, BARONIA FIELD

PRODUCTION START : Jun. 1975
 PRODUCTION END : Oct. 1977

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G. O. R. (SCF/STB)	W. O. R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
						OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Oct. 1976	2397	1.30	2.69	2066	0.16	0.331	0.766	0.024
Jan. 1977	2318	1.27	2.77	2183	0.23	0.447	1.019	0.051
Oct. 1977	1979	1.20	3.35	2795	0.58	0.776	1.937	0.242

Vol. IV Table 1-3-13

PREDICTED PERFORMANCE OF D ZONE,

BARONIA FIELD

PRODUCTION START : Oct. 1974
 PRODUCTION END : Oct. 1994

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
							OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Oct. 1976	3046	2.11	12.29	44.48	3632	0.12	5.722	14.937	0.571
Jan. 1977	3003	2.61	15.00	54.29	3619	0.12	7.091	19.891	0.731
1978	2819	4.63	15.00	58.29	3718	0.12	12.567	41.167	1.415
1979	2624	6.65	15.00	62.35	4159	0.13	18.042	63.937	2.140
1980	2428	8.61	14.55	65.28	4488	0.14	23.352	87.766	2.856
1981	2261	10.27	12.34	58.07	4705	0.14	27.857	108.960	3.488
1982	2115	11.68	10.50	50.78	4838	0.14	31.688	127.496	4.031
1983	1983	12.90	9.08	44.86	4942	0.15	35.001	143.869	4.521
1984	1866	13.98	7.96	39.85	5006	0.15	37.906	158.414	4.954
1985	1767	14.92	7.03	35.28	5017	0.14	40.473	171.292	5.324
1986	1674	15.77	6.26	31.32	5001	0.15	42.759	182.725	5.666
1987	1591	16.52	5.63	28.00	4975	0.15	44.813	192.944	5.976
1988	1521	17.21	5.07	25.01	4930	0.14	46.665	202.07	6.236
1989	1455	17.82	4.59	22.40	4876	0.15	48.342	210.251	6.480
1990	1394	18.39	4.19	20.28	4844	0.15	49.870	217.652	6.708
1991	1337	18.91	3.85	18.33	4753	0.15	51.278	224.344	6.919
1992	1287	19.39	3.57	16.82	4715	0.14	52.580	230.483	7.107
1993	1245	19.84	3.36	15.84	4613	0.13	53.805	236.134	7.266
1994	1205	20.27	3.18	14.65	4615	0.13	54.964	241.483	7.416
Oct. 1994	1174	20.57	3.03	13.51	4454	0.13	55.774	245.180	7.529

Vol. IV Table 1-3-14

PREDICTED PERFORMANCE OF E ZONE,

BARONIA FIELD

PRODUCTION START : Sep. 1974
 PRODUCTION END : Jul. 1994

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
							OIL (MMSTB)	GAS (MMSCF)	WATER (MMSTB)
Oct. 1976	2729	11.76	1.7	3.03	1815	0.15	1.974	2.571	0.239
Jan. 1977	2686	12.47	1.30	2.39	1832	0.16	2.093	2.789	0.259
1978	2449	15.13	1.22	2.75	2253	0.25	2.539	3.794	0.372
1979	2251	17.07	0.89	2.60	2908	0.29	2.865	4.742	0.466
1980	2077	18.49	0.65	2.26	3471	0.35	3.103	5.568	0.549
1981	1926	19.58	0.50	1.95	3912	0.40	3.285	6.280	0.621
1982	1806	20.45	0.40	1.63	4075	0.39	3.431	6.875	0.678
1983	1705	21.17	0.33	1.35	4108	0.40	3.551	7.368	0.726
1984	1619	21.77	0.28	1.12	4020	0.40	3.653	7.778	0.767
1985	1548	22.29	0.24	0.95	4012	0.40	3.739	8.123	0.801
1986	1487	22.73	0.20	0.80	3959	0.39	3.813	8.416	0.830
1987	1434	23.10	0.18	0.68	3760	0.38	3.877	8.663	0.855
1988	1388	23.43	0.15	0.59	3909	0.40	3.932	8.877	0.877
1989	1348	23.72	0.13	0.50	3857	0.40	3.980	9.060	0.896
1990	1314	23.97	0.12	0.44	3667	0.37	4.022	9.221	0.912
1991	1285	24.19	0.10	0.38	3781	0.38	4.059	9.359	0.926
1992	1261	24.39	0.09	0.33	3714	0.34	4.092	9.481	0.937
1993	1239	24.57	0.08	0.30	3801	0.38	4.122	9.592	0.948
1994	1219	24.73	0.07	0.27	3914	0.35	4.149	9.692	0.957
Jul. 1994	1209	24.80	0.07	0.25	3601	0.39	4.161	9.738	0.962

Vol. IV Table 1-3-15
PREDICTED PERFORMANCE OF F1 ZONE,
BARONIA FIELD

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
							OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Oct. 1976	2855	8.24	3.59	4.94	1387	0.17	2.857	3.261	0.417
Jan. 1977	2793	9.19	3.59	5.04	1402	0.18	3.185	3.721	0.475
1978	2537	12.77	3.40	5.48	1615	0.19	4.425	5.723	0.715
1979	2382	14.90	2.02	3.88	1923	0.19	5.162	7.140	0.860
1980	2275	16.30	1.33	2.83	2126	0.21	5.648	8.173	0.961
1981	2191	17.35	0.99	2.24	2257	0.22	6.010	8.990	1.039
1982	2120	18.19	0.80	1.90	2377	0.23	6.302	9.684	1.106
1983	2056	18.91	0.69	1.69	2458	0.24	6.553	10.301	1.166
1984	2000	19.55	0.61	1.51	2489	0.24	6.774	10.851	1.219
1985	1948	20.11	0.53	1.39	2619	0.25	6.968	11.359	1.267
1986	1902	20.60	0.47	1.23	2617	0.25	7.140	11.808	1.310
1987	1863	21.05	0.42	1.14	2714	0.24	7.292	12.224	1.347
1988	1828	21.44	0.37	1.02	2755	0.24	7.428	12.596	1.380
1989	1797	21.79	0.33	0.91	2756	0.24	7.550	12.928	1.409
1990	1767	22.10	0.30	0.84	2804	0.26	7.658	13.235	1.437
1991	1741	22.38	0.27	0.76	2801	0.25	7.755	13.511	1.462
1992	1717	22.63	0.24	0.68	2820	0.25	7.842	13.758	1.484
1993	1695	22.86	0.22	0.61	2790	0.25	7.921	13.982	1.504
1994	1674	23.07	0.20	0.59	2973	0.27	7.995	14.199	1.524
Jul. 1994	1667	23.18	0.20	0.59	2932	0.25	8.032	14.306	1.533

PRODUCTION START : Aug. 1974
 PRODUCTION END : Jul. 1994

Vol. IV Table 1-3-16

PREDICTED PERFORMANCE OF F2 ZONE,

BARONIA FIELD

PRODUCTION START : Oct. 1976
 PRODUCTION END : Apr. 1985

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
							OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Oct. 1976	3079	8.84	4.18	6.13	1467	0.05	3.890	4.282	0.087
Jan. 1977	3032	9.70	4.18	6.60	1578	0.05	4.272	4.884	0.106
1978	2805	13.14	4.15	7.29	1757	0.06	5.788	7.546	0.196
1979	2570	16.01	3.46	7.37	2129	0.07	7.051	10.235	0.289
1980	2372	18.25	2.70	6.87	2544	0.08	8.036	12.742	0.367
1981	2194	20.09	2.22	6.38	2873	0.09	8.847	15.070	0.438
1982	2023	21.66	1.90	5.89	3097	0.10	9.539	17.218	0.506
1983	1866	23.04	1.67	5.38	3220	0.12	10.147	19.181	0.577
1984	1727	24.27	1.48	4.90	3310	0.12	10.687	20.969	0.642
1985	1595	25.38	1.34	4.48	3345	0.12	11.175	22.605	0.702
1986	1474	26.39	1.22	4.07	3336	0.13	11.621	24.093	0.758
1987	1361	27.33	1.13	3.70	3271	0.13	12.034	25.444	0.811
1988	1259	28.20	1.05	5.37	3197	0.12	12.419	26.675	0.858
1989	1168	29.02	0.99	3.06	3097	0.12	12.780	27.793	0.901
1990	1081	29.80	0.93	2.79	2991	0.12	13.120	28.810	0.941
1991	1000	30.53	0.88	2.56	2904	0.12	13.442	29.745	0.979
1992	932	31.22	0.83	2.28	2752	0.10	13.745	30.579	1.010
Apr. 1992	915	31.38	0.80	2.18	2726	0.11	13.818	30.778	1.018

Vol. IV TABLE 1-3-17

PREDICTED PERFORMANCE OF BARONIA FIELD

- ADDITIONAL WELL CASE -

PRODUCTION START : May.1972
 PRODUCTION END : Oct.1994

TIME (YEAR)	RECOVERY (%)	OIL PROD.		GAS PROD.		G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
		RATE (MSTB/D)	RATE (MMSCF/D)	RATE (MMSCF/D)	OIL (MMSTB)			GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)	
Jan.1973	0.09	2.05	1.87	912	0.0	0.561	0.512	0.0		
1974	0.35	4.22	4.31	1021	0.002	2.100	2.085	0.004		
1975	0.92	9.41	11.54	1226	0.023	5.534	6.297	0.083		
1976	2.79	30.95	42.79	1383	0.054	16.830	21.916	0.693		
1977	6.13	55.16	112.54	2040	0.088	36.962	62.992	2.473		
1978	10.99	74.13	220.36	2973	0.173	64.019	143.422	7.161		
1979	14.54	58.92	224.23	3806	0.138	85.525	225.266	10.126		
1980	17.43	48.23	233.45	4840	0.156	103.130	310.475	12.877		
1981	19.86	41.32	250.31	6058	0.190	118.212	401.837	15.748		
1982	22.59	32.99	213.72	6478	0.243	130.254	479.844	18.672		
1983	23.34	29.08	193.83	6666	0.371	140.868	550.593	22.609		
1984	24.89	25.65	121.51	4737	0.575	150.230	594.945	27.995		
1985	26.26	22.69	72.92	3214	0.626	158.511	621.561	33.176		
1986	27.12	14.22	48.84	3435	0.483	163.703	639.389	35.684		
1987	27.50	6.29	27.27	4337	0.143	165.998	649.338	36.013		
1988	27.83	5.48	23.58	4305	0.149	167.998	657.945	36.311		

Vol. IV TABLE 1-3-17 (CONTINUED)
 PREDICTED PERFORMANCE OF BARONIA FIELD
 - ADDITIONAL WELL CASE -

TIME (YEAR)	RECOVERY (%)	OIL PROD. RATE		GAS PROD. RATE		G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
		(MSTB/D)	(MMSCF/D)	(MMSCF/D)	(MMSCF/D)			OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
1989	28.14	5.06	21.04	4162	0.151	169.843	665.624	36.589		
1990	28.42	4.69	19.21	4101	0.147	171.553	672.637	36.841		
1991	28.68	4.31	16.85	3909	0.128	173.126	678.785	37.043		
1992	28.92	3.94	15.39	3903	0.129	174.566	684.403	37.229		
1993	29.14	3.62	13.55	3744	0.136	175.886	689.347	37.409		
1994	29.34	3.34	12.23	3656	0.139	177.107	693.810	37.579		
Oct. 1994	29.48	3.00	11.04	3680	0.134	177.928	696.831	37.689		

Table 2-2-1 CORRELATION TABLE
 Vol. IV FAIRLEY BARAM FIELD

Well No. D.F.E. Cycle/zone	1 76		2 76		3 111		11 112		29 111	
	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea
Top Lower VI (?) V (?)	6793 9186	6400 8573	6947 9109	6565 8576	6766 9485	6340 8655	6683 8823	6571 8711	6585 8753	6474 8642
Top a ₁ a ₂ a ₃ a ₄	6793 8084 8204 8268	6400 7600 7711 7770	6947 8072 8183 8247	6565 7617 7718 7778	6766 8299 8430 8498	6340 7672 7783 7839	6683 7884 7988 8045	6571 7772 7876 7933	6585 7801 7905 7962	6474 7690 7794 7851
Top b ₁ b ₂ b ₃	8915 8979 9054	8334 8391 8457	8847 8909 8980	8333 8390 8456	9186 9256 9337	8410 8469 8534	8585 8640 8706	8473 8528 8594	8516 8584 8637	8405 8473 8526
Top c	9186	8573	9109	8576	9485	8655	8823	8711	8753	8642
Top d	-	-	-	-	-	-	9146	9034	9075	8964
T.D.	9580	8926	9519	8960	9830	8935	10368	10156	9240	9129

Vol. IV Table 2-3-1
PREDICTED PERFORMANCE OF FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 1

PRODUCTION START : Jul. 1975
 PRODUCTION END : Oct. 1986

TIME (YEAR)	RECOVERY (%)	OIL PROD.		GAS PROD.		G. O. R. (SCF/STB)	W. O. R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
		RATE (MSTB/D)	RATE (MMSCF/D)	RATE (MMSCF/D)	RATE (MMSCF/D)			OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Dec. 1975	1.46	7.79	10.83	1391	0.01	1.421	1.977	0.007		
1976	5.32	10.26	15.87	1547	0.08	5.167	7.771	0.312		
1977	8.93	9.62	16.98	1766	0.30	8.677	13.970	1.368		
1978	12.14	8.56	19.31	2255	1.34	11.802	21.017	5.567		
1979	14.82	7.12	17.25	2422	2.26	14.401	27.313	11.445		
1980	16.92	5.59	13.88	2482	3.44	16.443	32.380	18.473		
1981	18.67	4.67	13.26	2839	4.40	18.148	37.221	25.968		
1982	20.16	3.96	12.50	3158	4.98	19.593	41.785	33.161		
1983	21.41	3.32	11.49	3459	5.30	20.805	45.978	39.580		
1984	22.51	2.94	10.98	3739	5.44	21.877	49.986	45.410		
1985	23.50	2.63	10.34	3927	5.79	22.838	53.760	50.971		
Oct. 1986	24.22	2.30	9.60	4175	6.09	23.538	56.681	55.232		

Vol. IV Table 2-3-2
PREDICTED PERFORMANCE OF FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 2

PRODUCTION START : Jul. 1975
 PRODUCTION END : Oct. 1986

TIME (YEAR)	RECOVERY (%)	OIL PROD. GAS PROD.		G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
		RATE (MSTB/D)	RATE (MMSCF/D)			OIL (MMSTB)	GAS (MMSCF)	WATER (MMSTB)
Dec. 1975	1.46	7.79	10.83	1391	0.01	1.421	1.977	0.007
1976	5.50	10.76	16.49	1533	0.08	5.349	7.997	0.313
1977	10.21	12.52	20.64	1649	0.26	9.919	15.532	1.490
1978	14.41	11.20	22.95	2048	1.16	14.008	23.908	6.245
1979	18.10	9.82	21.29	2168	1.99	17.592	31.679	13.363
1980	21.04	7.83	18.00	2299	3.23	20.450	38.249	22.596
1981	23.51	6.56	17.47	2663	4.42	22.844	44.625	33.171
1982	25.56	5.48	21.99	4014	5.37	24.843	52.650	43.910
1983	27.24	4.47	10.47	2341	6.09	26.475	56.471	53.846
1984	28.27	3.54	14.46	4082	7.09	27.768	61.748	63.015
1985	29.60	2.75	12.70	4628	7.80	28.770	66.385	70.832
Oct. 1986	30.27	2.12	10.10	4754	7.71	29.416	69.456	75.814

Vol. IV Table 2-3-3

PREDICTED PERFORMANCE OF A ZONE,FAIRLEY BARAM FIELD

PRODUCTION START : Jul. 1975
 PRODUCTION END : Oct. 1986

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
							OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Oct. 1976	3049	6.24	2.82	2.99	2122	0.12	1.696	3.017	0.207
Dec. 1976	3007	6.78	2.80	6.21	2218	0.21	1.866	3.395	0.242
1977	2743	10.59	2.78	6.81	449	0.22	2.879	5.880	0.462
1978	2480	13.83	2.42	7.43	3070	0.19	3.762	8.592	0.630
1979	2224	16.69	2.13	7.51	3527	0.21	4.538	11.334	0.794
1980	1964	19.22	1.89	7.43	3928	0.24	5.228	14.044	0.961
1981	1718	21.45	1.67	7.21	4318	0.26	5.836	16.676	1.119
1982	1498	23.44	1.48	6.69	4522	0.26	6.376	19.119	1.260
1983	1284	25.22	1.33	6.16	4653	0.28	6.860	21.369	1.397
1984	1116	26.82	1.19	5.50	4621	0.25	7.295	23.376	1.505
1985	948	28.27	1.09	4.83	4426	0.27	7.691	25.137	1.613
Oct. 1986	808	29.38	0.99	4.36	4403	0.30	7.992	26.463	1.702

Vol. IV Table 2-3-4
PREDICTED PERFORMANCE OF B ZONE,
FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 1

PRODUCTION START : Jul. 1975
 PRODUCTION END : Jun. 1985

TIME (YEAR)	RECOVERY (%)	OIL PROD.		GAS PROD.		G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
		RATE (MSTB/D)	RATE (MMSCF/D)	RATE (MMSCF/D)	RATE (MMSCF/D)			OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Oct. 1976	2.20	0.80	1.60	2000	0.27	0.398	0.739	0.021		
Dec. 1976	2.58	1.12	2.32	2069	0.22	0.466	0.880	0.036		
1977	4.69	1.04	2.90	2785	0.41	0.847	1.937	0.190		
1978	6.59	0.94	4.99	5310	0.84	1.190	3.759	0.478		
1979	7.58	0.49	3.29	6721	0.89	1.369	4.961	0.637		
1980	8.05	0.23	0.78	3395	0.31	1.453	5.246	0.663		
1981	8.46	0.21	0.69	3288	0.39	1.528	5.498	0.693		
1982	8.84	0.19	0.66	3446	0.56	1.596	5.737	0.732		
1983	9.17	0.17	0.65	3820	0.84	1.657	5.974	0.784		
1984	9.48	0.15	0.68	4548	1.37	1.712	6.223	0.859		
Jun. 1985	9.62	0.14	0.72	5166	1.84	1.737	6.355	0.906		

Vol. IV Table 2-3-5

PREDICTED PERFORMANCE OF B ZONE,
FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 2

PRODUCTION START : Jul. 1975
PRODUCTION END : Oct. 1984

TIME (YEAR)	RECOVERY (%)	OIL PROD. RATE		GAS PROD. RATE		G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
		(MSTB/D)	(MSTB/D)	(MMSCF/D)	(MMSCF/D)			OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Oct. 1976	2.20	0.80	0.80	1.60	1.60	2000	0.27	0.398	0.739	0.021
Dec. 1976	2.58	1.12	1.12	2.32	2.32	2073	0.22	0.466	0.88	0.036
1977	4.69	1.04	1.04	2.90	2.90	2774	0.40	0.847	1.937	0.190
1978	6.79	1.04	1.04	5.07	5.07	4874	0.78	1.227	3.789	0.485
1979	8.94	1.06	1.06	3.76	3.76	3549	0.57	1.614	5.162	0.707
1980	10.44	0.74	0.74	1.15	1.15	1554	0.41	1.885	5.583	0.817
1981	11.78	0.67	0.67	0.99	0.99	1485	0.58	2.128	5.944	0.957
1982	13.00	0.60	0.60	0.91	0.91	1517	0.81	2.347	6.276	1.135
1983	14.09	0.54	0.54	1.44	1.44	2663	1.14	2.544	6.801	1.360
Oct. 1984	14.46	0.22	0.22	1.40	1.40	6382	1.58	2.611	7.228	1.466

Vol. IV Table 2-3-6
PREDICTED PERFORMANCE OF C ZONE,
FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 1

PRODUCTION START : Jul. 1975
 PRODUCTION END : Oct. 1986

TIME (YEAR)	RECOVERY (%)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
						OIL (MMSTB)	GAS (MMMSTB)	WATER (MMSTB)
Oct. 1976	4.76	6.45	7.99	1238	0.03	2.469	3.044	0.019
Dec. 1976	5.46	6.02	7.43	1235	0.04	2.835	3.496	0.034
1977	9.54	5.80	7.28	1256	0.32	4.951	6.153	0.716
1978	13.19	5.20	6.89	1323	1.97	6.850	8.666	4.459
1979	16.36	4.50	6.44	1431	3.38	8.494	11.018	10.014
1980	18.80	3.47	5.68	1634	5.39	9.762	13.090	16.849
1981	20.77	2.80	5.36	1915	7.15	10.784	15.047	24.156
1982	22.39	2.30	5.16	2243	8.36	11.623	16.929	31.169
1983	23.67	1.82	4.68	2567	9.37	12.288	18.636	37.399
1984	24.79	1.60	4.80	3008	9.70	12.870	20.387	43.046
1985	25.83	1.48	5.16	3492	10.02	13.410	22.272	48.453
Oct. 1986	26.60	1.31	5.23	3987	10.45	13.809	23.863	52.624

Vol. IV Table 2-3-7
PREDICTED PERFORMANCE OF C ZONE,
FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 2

PRODUCTION START : Jul. 1975
 PRODUCTION END : Oct. 1986

TIME (YEAR)	RECOVERY (%)	OIL PROD.		GAS PROD.		G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
		RATE (MSTB/D)	RATE (MMSCF/D)	RATE (MMSCF/D)	RATE (MMSCF/D)			OIL (MMSTB)	GAS (MMSCF)	WATER (MMSTB)
Oct. 1976	4.76	6.45	7.99	1238	0.03	2.469	3.044	0.019		
Dec. 1976	5.81	9.01	11.15	1237	0.03	3.017	3.722	0.035		
1977	11.93	8.70	10.94	1257	0.25	6.193	7.715	0.838		
1978	17.37	7.74	10.44	1349	1.52	9.019	11.527	5.130		
1979	22.03	6.63	10.02	1510	2.78	11.440	15.183	11.862		
1980	25.69	5.20	9.42	1813	4.72	13.337	18.622	20.818		
1981	28.66	4.23	9.27	2193	6.66	14.880	22.005	31.095		
1982	31.05	3.40	8.90	2621	8.40	16.120	25.255	41.515		
1983	32.88	2.61	8.35	3203	10.07	17.071	28.301	51.089		
1984	34.40	2.17	8.34	3845	11.32	17.862	31.344	60.044		
1985	35.57	1.66	7.33	4417	12.72	18.468	34.020	67.753		
Oct. 1986	36.23	1.13	5.74	5056	14.19	18.813	35.765	72.646		

Vol. IV Table 2-3-8

PREDICTED PERFORMANCE OF B ZONE,

WELL FB-2, FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 1

PRODUCTION START : Sep. 1975
 PRODUCTION END : Jun. 1979

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	OIL PROD.		GAS PROD.		G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
		RATE (MSTB/D)	RATE (MMSCF/D)	RATE (MMSCF/D)	RATE (MMSCF/D)			OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Oct. 1976	3354	0.51	1.30	2521	0.1	2521	0.1	0.214	0.393	0.012
Dec. 1976	3322	0.51	1.30	2546	0.13	2546	0.13	0.245	0.472	0.016
1977	3009	0.47	1.55	3305	0.39	3305	0.39	0.417	1.039	0.082
1978	2543	0.42	2.63	6256	1.08	6256	1.08	0.572	1.998	0.248
Jun. 1979	2301	0.39	3.44	8809	1.70	8809	1.70	0.644	2.625	0.369

Vol. IV Table 2-3-9

PREDICTED PERFORMANCE OF B ZONE,

WELL FB-3, FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 1

PRODUCTION START : Oct. 1976
 PRODUCTION END : Feb. 1979

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
						OIL (MMSTB)	GAS (MMSCF)	WATER (MMSTB)
Oct. 1976	3392	0.28	0.31	1084	0.57	0.017	0.019	0.010
Dec. 1976	3355	0.28	0.28	1002	0.59	0.034	0.036	0.020
1977	3031	0.26	0.28	1094	0.93	0.128	0.139	0.108
1978	2564	0.23	1.03	4491	1.44	0.212	0.516	0.229
Feb. 1979	2474	0.23	1.63	7076	1.72	0.226	0.615	0.253

Vol. IV Table 2-3-10

PREDICTED PERFORMANCE OF B ZONE,

WELL FB-29, FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 1

PRODUCTION START : Jul.1975
 PRODUCTION END : Jun.1985

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
						OIL (MMSTB)	GAS (MMSCF)	WATER (MMSTB)
Oct.1976	3406	0.0	0.0	0.0	0.0	0.167	0.328	0.0
Dec.1976	3337	0.33	0.72	2192	0.0	0.187	0.372	0.0
1977	3011	0.32	1.06	3313	0.0	0.302	0.759	0.0
1978	2539	0.29	1.33	4591	0.01	0.406	1.245	0.001
1979	2269	0.26	1.30	5016	0.15	0.499	1.721	0.015
1980	2218	0.23	0.78	3395	0.31	0.583	2.006	0.041
1981	2165	0.21	0.69	3288	0.39	0.658	2.258	0.071
1982	2117	0.19	0.66	3446	0.56	0.726	2.497	0.110
1983	2068	0.17	0.65	3820	0.84	0.787	2.734	0.162
1984	2012	0.15	0.68	4548	1.37	0.842	2.983	0.237
Jun.1985	1981	0.14	0.72	5166	1.84	0.867	3.115	0.284

Vol. IV Table 2-3-11

PREDICTED PERFORMANCE OF B ZONE,

WELL FB-2, FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 2

PRODUCTION START : Sep. 1975
 PRODUCTION END : Jun. 1979

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
						OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Oct. 1976	3354	0.51	1.30	2521	0.10	0.214	0.393	0.012
Dec. 1976	3322	0.51	1.30	2546	0.13	0.245	0.472	0.016
1977	3009	0.47	1.55	3305	0.39	0.417	1.039	0.082
1978	2534	0.42	2.63	6256	1.08	0.572	1.998	0.248
Jun. 1979	2266	0.39	3.44	8809	1.73	0.644	2.625	0.371

Vol. IV Table 2-3-12
PREDICTED PERFORMANCE OF B ZONE,
WELL FB-3, FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 2

PRODUCTION START : Oct. 1976
 PRODUCTION END : Feb. 1979

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
						OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Oct. 1976	3392	0.28	0.31	1084	0.57	0.017	0.019	0.010
Dec. 1976	3355	0.28	0.28	1002	0.59	0.034	0.036	0.020
1977	3046	0.26	0.28	1094	0.93	0.128	0.139	0.108
1978	2559	0.23	1.03	4491	1.44	0.212	0.516	0.229
Feb. 1979	2464	0.23	1.63	7076	1.72	0.226	0.615	0.254

Vol. IV Table 2-3-13
PREDICTED PERFORMANCE OF B ZONE,
WELL FB-29, FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 2

PRODUCTION START : Jul. 1975
 PRODUCTION END : Oct. 1984

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
						OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Oct. 1976	3406	0.0	0.0	0.0	0.0	0.167	0.328	0.0
Dec. 1976	3337	0.33	0.72	2192	0.0	0.187	0.372	0.0
1977	3011	0.32	1.06	3312	0.0	0.302	0.759	0.0
1978	2533	0.29	1.33	4591	0.01	0.406	1.245	0.001
1979	2209	0.26	1.36	5216	0.16	0.499	1.740	0.016
1980	2117	0.23	0.82	3550	0.32	0.583	2.038	0.043
1981	2030	0.21	0.70	3314	0.42	0.658	2.292	0.075
1982	1944	0.19	0.66	3461	0.65	0.726	2.532	0.120
1983	1833	0.17	0.68	4013	1.05	0.787	2.781	0.185
Oct. 1984	1735	0.15	0.72	5119	1.07	0.833	2.999	0.261

Vol. IV Table 2-3-14

PREDICTED PERFORMANCE OF B ZONE,

WELL FB-A1, FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 2

PRODUCTION START : Nov. 1978
 PRODUCTION END : Feb. 1984

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
						OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Dec. 1978	2591	0.61	0.49	810	0.19	0.037	0.030	0.007
1979	2250	0.57	0.42	731	0.29	0.245	0.182	0.067
1980	2142	0.51	0.34	661	0.45	0.432	0.305	0.150
1981	2056	0.46	0.29	637	0.64	0.600	0.412	0.258
1982	1971	0.41	0.25	615	0.89	0.751	0.504	0.391
1983	1840	0.37	0.76	2044	1.19	0.887	0.780	0.551
Feb. 1984	1779	0.35	3.44	9816	1.41	0.908	0.989	0.581

Vol. IV Table 2-3-15

PREDICTED PERFORMANCE OF C ZONE,

WELL FB-2, FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 1

PRODUCTION START : Sep. 1975
 PRODUCTION END : Oct. 1986

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
						OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Oct. 1976	3659	1.93	2.42	1253	0.04	0.769	0.952	0.010
Dec. 1976	3658	1.51	1.91	1263	0.05	0.861	1.068	0.015
1977	3613	1.45	1.87	1291	0.16	1.390	1.751	0.100
1978	3503	1.30	1.80	1383	0.67	1.865	2.407	0.419
1979	3339	1.15	1.77	1537	1.52	2.284	3.052	1.058
1980	3132	1.00	1.76	1764	2.13	2.649	3.696	1.837
1981	2909	0.85	1.76	2073	2.52	2.959	4.339	2.620
1982	2693	0.70	1.69	2415	2.73	3.216	4.956	3.317
1983	2499	0.55	1.57	2854	2.70	3.416	5.529	3.858
1984	2322	0.50	1.77	3545	2.54	3.598	6.176	4.321
1985	2155	0.50	2.12	4230	2.88	3.781	6.948	4.846
Oct. 1986	2024	0.50	2.40	4793	3.42	3.933	7.677	5.366

Vol. IV Table 2-3-16

PREDICTED PERFORMANCE OF C ZONE,

WELL FB-3, FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 1

PRODUCTION START : Oct. 1976
 PRODUCTION END : Oct. 1986

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
						OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Oct. 1976	3694	0.09	0.11	1208	0.01	0.005	0.007	0.0
Dec. 1976	3683	1.51	1.79	1187	0.01	0.097	0.116	0.0
1977	3631	1.45	1.75	1204	0.04	0.626	0.753	0.019
1978	3531	1.30	1.58	1218	0.23	1.100	1.331	0.127
1979	3365	1.15	1.47	1282	1.04	1.520	1.869	0.563
1980	3149	1.00	1.43	1430	2.83	1.885	2.391	1.595
1981	2918	0.85	1.43	1686	5.02	2.195	2.914	3.153
1982	2698	0.70	1.36	1945	6.58	2.452	3.411	4.833
1983	2504	0.55	1.22	2217	7.48	2.652	3.856	6.335
1984	2325	0.50	1.30	2592	7.97	2.834	4.329	7.789
1985	2160	0.48	1.51	3139	8.85	3.010	4.879	9.340
Oct. 1986	2037	0.40	1.43	3567	9.70	3.131	5.313	10.520

Vol. IV Table 2-3-17

PREDICTED PERFORMANCE OF C ZONE,

WELL FB-11, FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 1

PRODUCTION START : Jul. 1975
 PRODUCTION END : Oct. 1986

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
						OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Oct. 1976	3682	2.37	2.86	1203	0.04	0.926	1.124	0.009
Dec. 1976	3682	1.50	1.81	1205	0.11	1.017	1.234	0.019
1977	3626	1.45	1.78	1230	1.08	1.546	1.885	0.589
1978	3483	1.30	1.75	1342	6.81	2.022	2.522	3.820
1979	3321	1.08	1.61	1489	9.97	2.417	3.109	7.751
1980	3116	0.85	1.43	1676	12.92	2.728	3.629	11.760
1981	2896	0.66	1.21	1839	16.11	2.969	4.072	15.640
1982	2681	0.52	1.16	2229	18.97	3.159	4.495	19.240
1983	2489	0.41	0.95	2312	21.72	3.308	4.841	22.490
1984	2319	0.33	0.81	2466	24.08	3.429	5.138	25.390
1985	2160	0.27	0.69	2567	26.28	3.527	5.391	27.980
Oct. 1986	2036	0.22	0.60	2720	28.69	3.594	5.573	29.900

Vol. IV Table 2-3-18

PREDICTED PERFORMANCE OF C ZONE,

WELL FB-29, FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 1

PRODUCTION START : Jul. 1975
 PRODUCTION END : Oct. 1986

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
						OIL (MMSTB)	GAS (MMSCF)	WATER (MMSTB)
Oct. 1976	3674	2.06	2.61	1267	0.0	0.769	0.961	0.0
Dec. 1976	3672	1.50	1.92	1282	0.0	0.860	1.078	0.0
1977	3629	1.45	1.88	1296	0.02	1.389	1.764	0.008
1978	3526	1.30	1.76	1353	0.18	1.863	2.406	0.093
1979	3357	1.12	1.60	1424	1.34	2.273	2.988	0.642
1980	3151	0.62	1.06	1706	4.49	2.500	3.374	1.657
1981	2924	0.44	0.95	2167	6.79	2.661	3.722	2.743
1982	2705	0.37	0.95	2555	7.67	2.796	4.067	3.779
1983	2509	0.32	0.94	2937	8.02	2.912	4.410	4.716
1984	2334	0.27	0.92	3389	8.42	3.009	4.744	5.546
1985	2171	0.23	0.85	3693	8.83	3.092	5.054	6.287
Oct. 1986	2046	0.19	0.81	4257	9.53	3.151	5.300	6.838

Vol. IV Table 2-3-19
PREDICTED PERFORMANCE OF C ZONE,
WELL FB-2, FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 2

PRODUCTION START : Sep. 1975
 PRODUCTION END : Oct. 1986

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
						OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Oct. 1976	3659	1.93	2.42	1253	0.04	0.769	0.952	0.010
Dec. 1976	3654	1.51	1.91	1263	0.05	0.861	1.068	0.015
1977	3585	1.45	1.89	1300	0.20	1.390	1.756	0.121
1978	3432	1.30	1.86	1429	0.93	1.865	2.434	0.560
1979	3205	1.15	1.90	1656	2.05	2.284	3.129	1.422
1980	2920	1.00	1.99	1992	3.01	2.649	3.856	2.521
1981	2606	0.85	2.04	2401	3.97	2.959	4.601	3.751
1982	2293	0.70	2.00	2861	4.95	3.216	5.332	5.015
1983	2001	0.55	1.93	3517	5.84	3.416	6.038	6.187
1984	1724	0.50	2.17	4345	6.70	3.598	6.831	7.409
1985	1506	0.41	2.10	5112	8.09	3.749	7.596	8.619
Oct. 1986	1369	0.28	1.58	5624	9.03	3.835	8.075	9.388

Vol. IV Table 2-3-20

PREDICTED PERFORMANCE OF C ZONE,

WELL FB-3, FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 2

PRODUCTION START : Oct. 1976
 PRODUCTION END : Oct. 1986

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	OIL PROD.		GAS PROD.		G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
		RATE (MSTB/D)	RATE (MMSCF/D)	RATE (MMSCF/D)	RATE (MMSCF/D)			OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Oct. 1976	3694	0.09	0.11	1208	0.01	0.005	0.007	0.0		
Dec. 1976	3681	1.51	1.79	1187	0.01	0.097	0.116	0.001		
1977	3608	1.45	1.74	1202	0.03	0.626	0.752	0.019		
1978	3469	1.30	1.58	1218	0.23	1.100	1.330	0.128		
1979	3243	1.15	1.49	1294	1.02	1.520	1.873	0.556		
1980	2955	1.00	1.49	1493	2.73	1.885	2.418	1.551		
1981	2639	0.85	1.53	1802	4.72	2.195	2.977	3.016		
1982	2328	0.70	1.58	2250	5.95	2.452	3.552	4.537		
1983	2039	0.54	1.69	3135	6.30	2.650	4.170	5.778		
1984	1779	0.39	1.58	4039	5.98	2.792	4.745	6.629		
1985	1562	0.26	1.33	5121	5.04	2.886	5.231	7.107		
Oct. 1986	1417	0.18	1.23	6831	3.84	2.942	5.605	7.317		

Vol. IV Table 2-3-21

PREDICTED PERFORMANCE OF C ZONE,

WELL FB-11, FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 2

PRODUCTION START : Jul. 1975
 PRODUCTION END : Oct. 1986

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
						OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Oct. 1976	3682	2.37	2.86	1203	0.04	0.926	1.124	0.009
Dec. 1976	3680	1.50	1.81	1205	0.11	1.017	1.234	0.019
1977	3597	1.45	1.79	1232	1.25	1.546	1.886	0.681
1978	3415	1.25	1.72	1574	7.74	2.001	2.513	4.211
1979	3193	0.94	1.50	1597	11.92	2.345	3.061	8.301
1980	2916	0.68	1.29	1902	16.66	2.594	3.533	12.435
1981	2610	0.50	1.06	2121	21.17	2.770	3.920	16.299
1982	2302	0.30	0.81	2712	31.53	2.889	4.217	19.752
1983	2014	0.23	0.63	2728	36.28	2.972	4.446	22.798
1984	1750	0.15	0.46	3068	47.16	3.028	4.614	25.380
1985	1532	0.10	0.32	3205	58.08	3.066	4.731	27.500
Oct. 1986	1393	0.07	0.23	3335	70.26	3.088	4.802	28.996

Vol. IV Table 2-3-22

PREDICTED PERFORMANCE OF C ZONE,

WELL FB-29, FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 2

PRODUCTION START : Jul. 1975
 PRODUCTION END : Oct. 1986

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
						OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Oct. 1976	3674	2.06	2.61	1267	0.0	0.769	0.961	0.0
Dec. 1976	3670	1.50	1.92	1282	0.0	0.860	1.078	0.0
1977	3604	1.45	1.89	1306	0.02	1.389	1.769	0.008
1978	3461	1.30	1.81	1395	0.21	1.863	2.431	0.107
1979	3231	1.09	1.62	1488	1.60	2.261	3.023	0.743
1980	2952	0.52	1.00	1913	5.40	2.449	3.386	1.767
1981	2638	0.35	0.90	2561	9.08	2.576	3.713	2.927
1982	2327	0.26	0.85	3267	11.48	2.671	4.023	4.016
1983	2035	0.19	0.78	4095	13.06	2.739	4.307	4.922
1984	1770	0.13	0.71	5479	14.84	2.788	4.567	5.626
1985	1550	0.10	0.64	6438	13.89	2.823	4.802	6.133
Oct. 1986	1407	0.07	0.55	7843	14.06	2.844	4.969	6.431

Vol. IV Table 2-3-23

PREDICTED PERFORMANCE OF C ZONE,

WELL FB-A1, FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 2

PRODUCTION START : Nov. 1976
 PRODUCTION END : Oct. 1986

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
						OIL (MMSTB)	GAS (MMSCF)	WATER (MMSTB)
Dec. 1976	3633	1.50	1.86	1238	0.0	0.091	0.113	0.0
1977	3587	1.45	1.82	1256	0.02	0.621	0.778	0.006
1978	3441	1.30	1.76	1353	0.24	1.095	1.420	0.094
1979	3205	1.15	1.79	1558	1.39	1.515	2.074	0.676
1980	2914	1.00	1.87	1866	3.30	1.880	2.755	1.882
1981	2596	0.85	1.90	2234	4.79	2.190	3.448	3.368
1982	2279	0.70	1.83	2611	6.44	2.446	4.115	5.013
1983	1987	0.55	1.63	2954	8.22	2.647	4.708	6.664
1984	1709	0.50	1.68	3353	9.91	2.828	5.320	8.472
1985	1498	0.39	1.46	3744	11.78	2.972	5.853	10.149
Oct. 1986	1365	0.27	1.09	4018	12.62	3.053	6.183	11.185

Vol. IV Table 2-3-24

PREDICTED PERFORMANCE OF C ZONE,

WELL FB-A2, FAIRLEY BARAM FIELD, CASE 2

PRODUCTION START : Nov. 1976
 PRODUCTION END : Oct. 1986

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
						OIL (MMSTB)	GAS (MMSCF)	WATER (MMSTB)
Dec. 1976	3633	1.50	1.86	1238	0.0	0.091	0.113	0.0
1977	3587	1.45	1.81	1248	0.01	0.621	0.774	0.003
1978	3441	1.30	1.71	1317	0.06	1.095	1.399	0.030
1979	3216	1.15	1.71	1487	0.32	1.515	2.023	0.164
1980	2928	1.00	1.78	1784	1.36	1.880	2.674	0.662
1981	2606	0.85	1.84	2166	3.46	2.190	3.346	1.734
1982	2287	0.70	1.84	2622	5.67	2.446	4.016	3.182
1983	1993	0.55	1.69	3068	7.76	2.647	4.632	4.740
1984	1715	0.50	1.74	3479	9.80	2.828	5.267	6.528
1985	1500	0.40	1.48	3699	11.76	2.972	5.807	8.245
Oct. 1986	1366	0.26	1.07	4097	14.72	3.051	6.131	9.409

Table 3-2-1 CORRELATION TABLE
 Vol. IV WEST LUTONG FIELD

Well No. D.F.E. Cycle/zone	1		2		3		4		5		6	
	83		83		81		82		114		65	
	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea
Top V	3131	3048										
Top a ₁	4147	4054	4375	4111	4767	4085	4153	4071	4300	4184	4465	4089
a ₂	4437	4344	4682	4407	5167	4398	4447	4364	4595	4479	4809	4390
a ₃	4849	4756	5117	4824	5743	4858	4853	4771	5080	4964	5269	4806
Top b ₁	5024	4931	5311	5006	5969	5040	5040	4958	5229	5113	5471	4988
b ₂	5335	5242	5647	5321	6384	5375	5335	5251	5583	5467	5811	5295
Top c ₁	5453	5360	5779	5440	6558	5518	5463	5380	5715	5598	5959	5427
c ₂	5732	5638	6085	5735	6915	5812	5736	5652	6012	5894	6281	5715
c ₃	6162	6068	6561	6175	7325	6148	6195	6110	6413	6293		
Top d ₁	6591	6470	7043	6616	7763	6502	6483	6398	6897	6775	-	-
d ₂	6977	6841	7461	7004	8178	6848	6820	6734	7347	7224		
d ₃	7322	7223	7849	7372	8518	7138	7093	7007	7696	7571		
Top e ₁	8021	7923	8576	8057	8971	7524	7440	7353	8553	8425		
e ₂	8214	8116	8745	8213	9159	7683	7568	7481	8749	8621		
e ₃	8455	8357	9039	8489	9465	7940	7788	7700	9019	8890		
T.D.	9500	9400	9122	8566	9598	8055	9110	9020	9534	9403	6392	5814

Table 3-2-1 (Continued)
Vol. IV

CORRELATION TABLE
WEST LUTONG FIELD

Well No. D.F.E. Cycle/Zone	7		8		9		10		11		12	
	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea
Top V												
Top a ₁	4120	4053	4500	4071	4234	4060	4621	4078	4827	4053	4271	4058
a ₂	4420	4353	4824	4368	4547	4365	4950	4369	5154	4358	4580	4352
a ₃	4835	4769	5267	4781	4984	4792	5413	4782	5603	4774	5005	4759
Top b ₁	5014	4949	5461	4965	5171	4975	5617	4965	5811	4968	5190	4935
b ₂	5318	5252	5785	5275	5490	5290	5971	5267	6167	5300	5503	5235
Top c ₁	5447	5382	5921	5406	5623	5422	6135	5402	6305	5429	5637	5364
c ₂	5726	5661	6211	5689	5915	5711	6484	5686	6617	5712	5925	5640
c ₃	6164	6099	6551	6019	-	-	-	-	-	-	-	-
Top d ₁	6424	6358	6903	6363								
d ₂	6766	6699	7241	6693								
d ₃	7058	6991	7525	6969								
Top e ₁	7447	7380	7923	7361								
e ₂	7603	7536	8083	7518								
e ₃	7858	7791	8323	7754								
T.D.	8827	8160	8650	8076	6215	6008	6755	5907	7065	6125	6315	6014

Table 3-2-1 (Continued)
Vol. IV

CORRELATION TABLE
WEST LUTONG FIELD

Well No. D.F.E. Cycle/Zone	13		14		15		16		17		18	
	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea
Top V												
Top a ₁	4836	4063	4120	4052	4617	4046	4173	4102	4421	4083	4387	4123
a ₂	5209	4365	4422	4348	4975	4338	4469	4398	4739	4373	4707	4422
a ₃	5739	4785	4845	4762	5463	4739	4888	4817	5179	4778	5150	4841
Top b ₁	5976	4970	5025	4939	5695	4921	5075	5004	5375	4963	5347	5028
b ₂	6379	5281	5336	5244	6092	5215	5400	5329	5715	5282	5690	5357
Top c ₁	6553	5416	5461	5366	6263	5344	5534	5463	5842	5402	5817	5479
c ₂	6919	5694	5743	5637	6609	5621	5805	5735	6137	5680	(6114)	(5763)
c ₃	-	-	6204	6062	-	-	-	-	-	-	-	-
Top d ₁			6719	6495								
d ₂			7195	6893								
d ₃			7599	7234								
Top e ₁			8549	8027								
e ₂			8758	8197								
e ₃			9085	8486								
T.D.	7100	5830	11040	9975	7033	5960	5981	5910	6433	5967	6230	5874

Table 3-2-1 (Continued)
Vol. IV

CORRELATION TABLE
WEST LUTONG FIELD

Well No. D.F.E. Cycle/Zone	19		20		21		22		23		24	
	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea
Top V												
Top a ₁	4442	4123	4392	4094	4167	4094	4951	4146	4212	4092	4503	4127
a ₂	4761	4421	4730	4398	4456	4384	5346	4440	4521	4379	4840	4420
a ₃	5196	4835	5192	4826	4864	4791	5909	4854	4962	4787	5295	4828
Top b ₁	5407	5038	5397	5020	5053	4980	6153	5035	5169	4977	5503	5018
b ₂	5750	5368	5746	5354	5348	5275	6579	5347	5490	5274	5827	5316
Top c ₁	5881	5494	5883	5485	5478	5405	6748	5471	5631	5405	5965	5445
c ₂	6174	5775	(6170)	(5762)	5748	5675	7121	5735	5926	5680	6253	5713
c ₃	-	-	-	-	-	-	-	-	6315	6045	-	-
Top d ₁									6707	6413		
d ₂									6988	6678		
d ₃									7279	6956		
Top e ₁									7678	7337		
e ₂									7845	7498		
e ₃									8082	7723		
T.D.	6270	5866	6220	5810	6130	6057	7160	5763	8400	8029	6450	5898

Table 3-2-1 (Continued) CORRELATION TABLE
 Vol. IV WEST LUTONG FIELD

Well No.	25		26	
	73		73	
Cycle/Zone	Log	Subsea	Log	Subsea
Top V				
Top a ₁	4407	4105	4345	4127
a ₂	4709	4390	4652	4410
a ₃	5129	4792	-	-
Top b ₁	5323	4980		
b ₂	5620	5269		
Top c ₁	5752	5398		
c ₂	6027	5668		
c ₃	-	-		
Top d ₁				
d ₂				
d ₃				
Top e ₁				
e ₂				
e ₃				
T.D.	6171	5809	4790	4539

Vol. IV Table 3-3-1

PREDICTED PERFORMANCE OF WEST LUTONG FIELD

PRODUCTION START : Jul. 1968
 PRODUCTION END : Jun. 1992

TIME (YEAR)	RECOVERY (%)	OIL PROD.		GAS PROD.		G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
		RATE (MSTB/D)	RATE (MMSCF/D)	RATE (MSTB/D)	RATE (MMSCF/D)			OIL (MMSTB)	GAS (MMSCF)	WATER (MMSTB)
Dec. 1968	0.50	4.50	5.00	1103	0.02	1.235	1.362	0.028		
1969	1.56	7.24	7.72	1066	0.03	3.877	4.178	0.099		
1970	3.19	11.10	12.06	1087	0.04	7.928	8.580	0.175		
1971	9.60	43.58	63.51	1457	0.08	23.833	31.761	1.441		
1972	17.46	53.46	76.97	1440	0.27	43.346	59.854	6.646		
1973	23.77	42.97	74.74	1739	0.54	59.029	87.134	15.122		
1974	27.07	22.45	46.74	2082	0.67	67.225	104.195	20.588		
1975	29.59	17.15	31.18	1818	0.68	73.483	115.575	24.846		
1976	32.04	16.66	38.39	2304	0.76	79.563	129.586	29.461		
1977	34.33	15.56	49.24	3164	0.80	85.243	147.557	34.023		
1978	36.59	15.40	54.04	3509	0.74	90.864	167.281	38.193		
1979	38.83	15.20	58.27	3828	0.92	96.421	188.551	43.304		
1980	40.96	14.50	57.01	3930	1.08	101.715	209.359	49.045		
1981	42.86	12.93	47.28	3657	0.90	106.433	226.615	53.279		
1982	44.60	11.80	38.77	3286	0.85	110.739	240.765	56.944		
1983	46.13	10.44	20.56	1969	0.82	114.550	248.270	60.085		
1984	47.62	10.11	19.37	1916	0.78	118.241	255.341	62.960		
1985	49.07	9.88	18.18	1841	0.81	121.846	261.977	65.895		
1986	50.49	9.67	17.27	1787	0.83	125.374	268.281	68.873		
1987	51.89	9.49	16.28	1715	0.87	128.838	274.222	71.850		
1988	52.38	3.33	9.05	2716	1.07	130.054	277.525	73.148		
1989	52.56	1.24	6.33	5126	1.48	130.505	279.837	73.817		
1990	52.73	1.16	5.86	5066	1.60	130.927	281.975	74.491		
1991	52.89	1.08	5.46	5035	1.70	131.323	283.969	75.164		
Jun. 1992	52.96	1.04	5.22	5037	1.70	131.512	284.921	75.485		

Vol. IV Table 3-3-2

PREDICTED PERFORMANCE OF A ZONE

WEST LUTONG FIELD

PRODUCTION START : Mar. 1971
 PRODUCTION END : Dec. 1982

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
							OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Jun. 1976	1717	9.19	0.11	1.46	14367	0.320	2.140	18.690	0.445
Dec. 1976	1647	9.97	1.00	15.3	15224	0.492	2.323	21.476	0.535
1977	1496	11.54	1.00	15.8	15797	0.359	2.688	27.242	0.666
1978	1309	13.10	1.00	19.2	19145	0.340	3.053	34.230	0.790
1979	1091	14.67	1.00	22.2	22203	0.397	3.418	42.334	0.935
1980	863	16.18	0.96	22.6	23504	0.430	3.769	50.584	1.086
1981	666	17.56	0.88	19.3	21839	0.406	4.092	57.638	1.217
1982	522	18.84	0.82	15.7	19211	0.322	4.390	63.363	1.313

Vol. IV Table 3-3-3

PREDICTED PERFORMANCE OF B ZONE

WEST LUTONG FIELD

PRODUCTION START : Jul. 1968
 PRODUCTION END : Mar. 1989

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD.		GAS PROD.		G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
			RATE (MSTB/D)	RATE (MMSCF/D)	RATE (MSTB/D)	RATE (MMSCF/D)			OIL (MMSTB)	GAS (MMSCF)	WATER (MMSTB)
Jun. 1976	1476	37.40	12.99	18.02	1386	0.67	67.080	80.869	20.913		
Dec. 1976	1473	38.64	12.15	16.87	1388	0.667	69.298	83.947	22.393		
1978	1378	40.58	9.56	13.19	1380	0.573	72.788	88.762	24.393		
1979	1325	42.49	9.40	12.86	1369	0.430	76.218	93.457	25.869		
1980	1267	44.37	9.22	12.56	1361	0.684	79.585	98.040	28.171		
1981	1205	46.20	9.00	12.19	1354	0.905	82.871	102.489	31.146		
1982	1145	48.00	8.82	11.76	1333	0.726	86.092	106.782	33.485		
1983	1087	49.77	8.71	11.47	1317	0.689	89.271	110.968	35.674		
1984	1036	51.52	8.57	10.89	1271	0.624	92.398	114.942	37.625		
1985	985	53.23	8.41	10.52	1250	0.635	95.468	118.780	39.575		
1986	932	54.91	8.29	9.99	1197	0.664	98.494	122.403	41.583		
1987	879	56.58	8.18	9.53	1166	0.678	101.479	125.883	43.608		
1988	824	58.22	8.08	9.01	1115	0.701	104.430	129.172	45.677		
Mar. 1989	811	58.63	8.03	8.94	1113	0.701	105.163	129.988	46.191		

Vol. IV Table 3-3-4

PREDICTED PERFORMANCE OF C ZONE

WEST LUTONG FIELD

PRODUCTION START : Jul. 1968
 PRODUCTION END : Jun. 1992

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD. GAS PROD.		G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
			RATE (MSTB/D)	RATE (MMSCF/D)			OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Jun. 1976	2614	15.40	1.30	4.73	3716	1.16	7.030	20.689	5.401
Dec. 1976	2533	17.40	5.00	19.04	3809	1.24	7.942	24.163	6.533
1977	2360	21.40	5.00	20.25	4049	1.332	9.767	31.553	8.964
1978	2176	25.40	5.00	22.03	4404	1.407	11.593	39.594	11.534
1979	1986	29.40	5.00	23.52	4703	1.460	13.418	48.177	14.198
1980	1799	33.03	4.54	22.22	4894	1.578	15.075	56.286	16.813
1981	1673	35.60	3.22	16.19	5033	1.503	16.249	62.195	18.577
1982	1574	37.42	2.27	11.61	5113	1.665	17.078	66.434	19.957
1983	1490	38.92	1.87	9.67	5162	1.740	17.762	69.965	21.147
1984	1423	40.28	1.70	8.86	5206	1.490	18.383	73.198	22.072
1985	1357	41.55	1.59	8.25	5204	1.601	18.962	76.211	22.999
1986	1292	42.74	1.49	7.74	5201	1.689	19.505	79.035	23.916
1987	1224	43.86	1.41	7.27	5170	1.840	20.018	81.687	24.860
1988	1168	44.92	1.32	6.81	5149	1.623	20.501	84.174	25.644
1989	1120	45.91	1.24	6.33	5126	1.483	20.952	86.486	26.313
1990	1072	46.83	1.16	5.86	5066	1.597	21.374	88.624	26.987
1991	1024	47.70	1.08	5.46	5035	1.699	21.770	90.618	27.660
Jun. 1992	1001	48.12	1.04	5.22	5037	1.698	21.959	91.570	27.981

Vol. IV TABLE 3-3-5
PREDICTED PERFORMANCE OF WEST LUTONG FIELD
- ADDITIONAL WELL CASE -

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
							OIL (MMSTB)	GAS (MMSCF)	WATER (MMSTB)
1.00	2889	8.42	2.00	5.13	2563	0.404	0.730	1.891	0.295
2.00	2554	16.84	2.00	6.93	3466	1.221	1.460	4.401	1.186
3.00	2180	25.26	2.00	8.38	4189	1.366	2.190	7.459	2.183
4.00	1786	33.23	1.89	9.05	4783	1.517	2.881	10.764	3.231
5.00	1551	37.74	1.07	5.42	5056	1.596	3.272	12.741	3.855
6.00	1399	40.69	0.70	3.62	5160	1.578	3.528	14.062	4.259
7.00	1257	43.23	0.60	3.12	5177	2.718	3.748	15.201	4.637
8.00	1138	45.46	0.53	2.72	5119	1.634	3.942	16.194	4.954
9.00	1036	47.40	0.46	2.33	5024	1.604	4.111	17.043	5.225
9.25	1011	47.85	0.42	2.13	5105	1.737	4.149	17.237	5.291

Table 4-2-1 CORRELATION TABLE
 Vol. IV BARAM FIELD
 A-AREA

Well No. D.F.E. Cycle/Zone	1		2		3		5		6		8	
	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea
Top a ₀	5034	4996	5258	5193	5218	5179	5615	5501	5385	5283	5372	5262
a ₁	5288	5250	5491	5426	5477	5438	5852	5738	5539	5437	5554	5444
a ₂												
Top b	5542	5504	5744	5679	5693	5654	6112	5998	5808	5706	5780	5670
Top c ₁	6076	6038	6236	6171	6232	6193	6644	6530	6318	6216	6354	6244
c ₂	6400	6362	6578	6513	6410	6371	6994	6880	6673	6571	6707	6597
Top d ₁	7123	7085	7263	7198	7000	6961	7699	7585	7394	7292	7359	7249
d ₂	7300	7262	7439	7374	7188	7149	7860	7746	7566	7464	7535	7425
Top e ₁	-	-	7721	7656	7518	7479	8207	8093			7900	7790
e ₂			8042	7977	7621	7582	8476	8362			8057	7947
Top f ₁			8295	8230			8744	8630			8326	8216
f ₂			8497	8432			8938	8824			8534	8424
Top g ₁			-	-			9358	9244			8975	8865
g ₂							9602	9488			9253	9143
g ₃							-	-			9447	9337
T.D.	7617	7579	9879	9814	9619	8580	9626	9512	8840	8738	9772	9662

Table 4-2-1 (Continued)
Vol. IV

CORRELATION TABLE
BARAM FIELD
A-AREA

Well No. D.F.E. Cycle/Zone	9		10		11		12		13		14	
	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea
Top a ₀												
a ₁	5188	5115	5800	5176	5393	5031	5440	5086	5596	5217	5248	5067
a ₂	5442	5369	6098	5439	5651	5275	5749	5362	5863	5465	5515	5330
Top b	5672	5599	6351	5663	5905	5517	6015	5604	6040	5628	5754	5565
Top c ₁	6128	6055	6844	6100	6456	6045	6651	6097	6438	5996	6312	6115
c ₂	6472	6398	7256	6459	6809	6386	6769	6296	6826	6350	6562	6361
Top d ₁	7176	7102	8096	7198	7541	7090	7602	7049	7646	7095	7204	6990
d ₂	7349	7252	8251	7330	7726	7267	7813	7236	7860	7285	7390	7171
Top e ₁	7488	7414	8526	7562	-	-	8248	7617	8160	7549	7756	7530
e ₂	7522	7448	8877	7869	7774	7312	8614	7939	8480	7832	8060	7828
Top f ₁	7703	7629	9183	8143	7953	7481	8779	8085	8805	8118	8342	8105
f ₂	7820	7746	9407	8347	8092	7612	9024	8304	9038	8322	8547	8307
Top g ₁	7992	7918	9884	8793	8371	7877	9532	8767	9556	8776	8993	8747
g ₂	8159	8085	10107	9004	-	-	9842	9054	9850	9035	9264	9014
g ₃	-	-	10323	9211	-	-	10055	9251	10080	9238	9398	9147
T.D.	8586	8512	10473	9354	8660	8151	10220	9405	10250	9388	9782	9526

Table 4-2-1 (Continued)
Vol. IV

CORRELATION TABLE
BARAM FIELD
A-AREA

Well No. D.F.E. Cycle/Zone	15		16		17		18		19		20	
	72		72		72		111		72		72	
	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea
Top a ₀												
a ₁	5843	5130	5869	5142	5630	5186	3879	3768	5584	5237	6165	5216
a ₂	6127	5376	6191	5423	5938	5462	5331	5220	5653	5292	6499	5477
Top b	6417	5629	6475	5670	6125	5629	5855	5743	5904	5540	6774	5696
Top c ₁	7024	6156	6885	6019	6562	6020	6413	6301	6359	5975	7367	6176
c ₂	7439	6514	7332	6597	6969	6383	6777	6664	6722	6320	7800	6539
Top d ₁	8133	7097	8258	7177	7860	7167	7335	7222	7485	7036	8422	7053
d ₂	8300	7239	8495	7371	8087	7364	7500	7387	7674	7213	8660	7246
Top e ₁	8734	7612	8787	7608	8321	7564	7860	7747	8057	7569	9145	7627
e ₂	9092	7914	9179	7931	8701	7884	8146	8033	8374	7866	9432	7852
Top f ₁	9444	8207	9520	8219	9053	8177	8420	8306	8665	8139	9773	8124
f ₂	9600	8339	9770	8436	9312	8392	8610	8496	8858	8321	10028	8327
Top g ₁	10143	8802	10263	8877	9830	8831	8985	8871	9261	8702	10610	8778
g ₂	10470	9083	10579	9167	10165	9121	9224	9110	9557	8982	11004	9079
g ₃	10703	9285	10798	9369	10400	9324	9412	9298	9770	9183	11271	9289
T.D.	10850	9412	10950	9510	10560	9465	10044	9930	10205	9582	11608	9565

Table 4-2-1 (Continued)
Vol. IV

CORRELATION TABLE
BARAM FIELD
A-AREA

Well No. D.F.E. Cycle/Zone	21		22		25		26		27		28	
	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea
Top a ₀												
a ₁	5499	4910	5773	4887	5401	5235	7034	5300	5261	5189	6433	5353
a ₂	5756	5151	5995	5104	5680	5491	7377	5566	5510	5437	6758	5613
Top b												
	5990	5375	6194	5301	5943	5730	7436	5613	5793	5720	7136	5917
Top c ₁												
c ₂	6428	5805	6722	5827	6578	6303	7757	5870	6275	6202	7828	6503
	6757	6132	7054	6158	6996	6682	8147	6188	6635	6562	8230	6858
Top d ₁												
d ₂	7411	6785	7716	6820	7592	7220	8982	6795	7352	7279	8756	7327
	7557	6930	7867	6871	7780	7390	9192	6939	7516	7443	8955	7506
Top e ₁												
e ₂	7836	7209	8158	7262	8190	7754	9576	7201	7794	7720	9357	7865
	8056	7429	8390	7494	8498	8022	9876	7420	8013	7939	9701	8175
Top f ₁												
f ₂	8249	7622	-	-	8836	8316	-	-	8276	8202	9875	8334
	8375	7748			8970	8433			8460	8386	10074	8516
Top g ₁												
g ₂	8644	8017			9418	8831			8876	8802	10528	8934
g ₃	-	-			9695	9083			9140	9066	10805	9189
					9893	9267			9329	9255	10995	9456
T.D.												
	8806	8179	8398	7502	10250	9600	10080	7567	9505	9431	11159	9515

Table 4-2-1 (Continued) CORRELATION TABLE
 BARAM FIELD
 A-AREA

Well No. D.F.E. Cycle/Zone	30		31		31 SDTR	
	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea
Top a ₀						
a ₁	5820	5319		3811	3997	3773
a ₂	6103	5573				
Top b	6404	5851				
Top c ₁	6641	6074				
c ₂	7006	6431				
Top d ₁	7718	7138				
d ₂	7882	7302				
Top e ₁	8228	7648				
e ₂	8512	7932				
Top f ₁	8791	8211				
f ₂	8979	8401				
Top g ₁	9400	8820				
g ₂	9667	9087				
g ₃	9852	9272				
T.D.	10040	9460	4964	4382	4300	4069

Table 4-2-2 CORRELATION TABLE
 Vol. IV BARAM FIELD
 B-AREA

Well No. D.F.E. Cycle/Zone	7		24		32		33		34		35	
	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea
Top V	5686	5576	5881	5770	5271	5199	5892	5407	6393	5478	5677	5032
Top a ₀	5474	5364	5692	5581	5081	5009	5650	5202	6213	5270	4777	4198
a ₁	5930	5820	6128	6017	5529	5457	6216	5677	6869	5762	5524	4893
Top b ₁	6200	6090	6393	6282	5812	5740	6312	5756	7130	5964		
b ₂	6463	6353	6659	6548	6090	6018	6555	5979	7208	6025		
b ₃	6618	6508	6810	6699	6244	6172	6740	6145	7427	6195		
Top c ₁	6939	6829	7098	6987	6604	6532	7128	6494	7905	6568		
c ₂	7160	7050	7221	7110			7376	6717	8197	6796		
c ₃	7332	7222	7405	7294			7595	6919	8440	6990		
c ₄	7552	7442	7628	7517			7870	7171	8740	7235		
Top d ₁	7943	7833	7978	7867			8323	7591	9245	7649		
d ₂	8187	8077	8211	8100			8598	7848	9553	7898		
Top e ₁	8510	8400	8537	8426			8955	8180	9956	8225		
e ₂	8719	8609	8746	8635			9178	8388	10202	8435		
e ₃	8876	8766	8902	8791			9343	8542	10366	8581		
Top f	9125	9015	9149	9038			9576	8759	10606	8799		
Top g ₁	9451	9341	9452	9341			9878	9040	10900	9076		
g ₂	9747	9637	-	-			10230	9366	11257	9418		
T.D.	10034	9924	9739	9628	8480	8408	10360	9487	11424	9578	8150	7501

Table 4-2-2 (Continued) CORRELATION TABLE
 BARAM FIELD
 B-AREA

Well No. D.F.E. Cycle/Zone	36		37		38		39		40		41	
	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea
Top V	5278	5169	7288	5687	-	-	6550	5707	6852	5640	6610	5708
Top a ₀	5090	4990	7007	5491	6032	5537	6340	5527	6591	5458	6369	5533
a ₁	5560	5429	7486	5826	6226	5708	6821	5943	7187	5886	6924	5940
Top b ₁	5877	5715	7617	5918	6525	5970	7118	6201	7557	6164	7270	6198
b ₂	6177	5984	7996	6195	6828	6232	7421	6459	-	-	7606	6456
b ₃	6351	6138	8202	6349	6998	6381	7591	6605	7825	6369	7786	6599
Top c ₁	6759	6475	8650	6698	7381	6714	7967	6925	8216	6668	8020	6787
c ₂	7053	6713	8966	6923	7623	6927	8029	6978	8524	6901	8170	6909
c ₃	7293	6903	9232	7102	7843	7128	8202	7124	8781	7092	8416	7105
c ₄	7605	7145	9630	7343	8098	7362	8477	7356	9114	7341	8700	7330
Top d ₁	8120	7558	10342	7765	8373	7602	8952	7752	9717	7774	9231	7732
d ₂	8423	7813	10766	8019	8690	7861	9252	7998	10112	8040	9580	7990
Top e ₁	8818	8134	-	-	9141	8214	9692	8351	10667	8383	10059	8335
e ₂	-	-	-	-	9440	8441	9972	8575	10994	8593	10348	8557
e ₃	-	-	-	-	9705	8632	10184	8744	11258	8771	10561	8724
Top f	-	-	-	-	10141	8920	10509	9003	11617	9020	10902	8995
Top g ₁	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
g ₂	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
T.D.	8900	8200	11953	8729	10350	9055	10720	9173	11705	9081	11050	9115

Vol. IV Table 4-3-1
PREDICTED PERFORMANCE OF BARAM A FIELD

PRODUCTION START : Apr. 1969
 PRODUCTION END : Mar. 1991

TIME (YEAR)	RECOVERY (%)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
						OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Dec. 1969	0.14	1.57	2.3	1465	0.13	0.43	0.63	0.056
1970	0.75	5.18	9.09	1755	0.09	2.32	3.95	0.234
1971	3.77	25.53	53.44	2093	0.18	11.64	23.46	1.895
1972	8.01	35.78	99.6	2784	0.21	24.7	59.81	4.668
1973	12.22	35.62	129.13	3625	0.29	37.7	106.94	8.448
1974	15.61	28.63	133.76	4672	0.33	48.15	155.76	11.943
1975	17.89	19.32	101.77	5268	0.33	55.2	192.91	14.26
1976	20.19	19.42	105.35	5425	0.35	62.29	232.48	16.71
1977	22.03	15.53	86.87	5594	0.33	67.96	264.29	18.588
1978	23.50	12.41	71.26	5742	0.36	72.49	290.30	20.197
1979	24.66	9.81	55.96	5704	0.36	76.07	310.72	21.502
1980	25.53	7.4	40.15	5426	0.44	78.77	325.38	22.696
1981	26.15	5.18	25.89	4998	0.32	80.66	335.13	23.305
1982	26.62	4.03	20.21	5015	0.37	82.13	342.21	23.842
1983	26.93	2.58	14.26	5527	0.42	83.07	347.30	24.241
1984	27.15	1.86	10.77	5790	0.31	83.75	351.22	24.449

Vol. IV Table 4-3-1 (Continued)
PREDICTED PERFORMANCE OF BARAM A FIELD

PRODUCTION START : Apr. 1969
 PRODUCTION END : Mar. 1991

TIME (YEAR)	RECOVERY (%)	OIL PROD.		GAS PROD.		G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
		RATE (MSTB/D)	RATE (MMSCF/D)	RATE (MMSCF/D)	RATE (MMSCF/D)			OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
1985	27.30	1.32	8.47	6417	0.12	84.23	354.32	24.507		
1986	27.43	1.09	7.02	6440	0.12	84.63	356.88	24.553		
1987	27.54	0.94	5.98	6362	0.1	84.97	359.06	24.587		
1988	27.64	0.81	5.18	6395	0.1	85.26	360.95	24.616		
1989	27.72	0.8	4.49	6414	0.1	85.52	362.59	24.642		
1990	27.79	0.61	3.89	6377	0.1	85.74	364.01	24.664		
Mar. 1991	27.81	0.56	3.54	6321	0.1	85.79	364.33	24.669		

Vol. IV Table 4-3-2
PREDICTED PERFORMANCE OF BLOCK I,
BARAM A FIELD

PRODUCTION START : Apr. 1971
 PRODUCTION END : Mar. 1991

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
							OIL (MMSTB)	GAS (MMSCF)	WATER (MMSTB)
Jun. 1976	2396	15.0	9.19	41.16	4609	0.07	16.501	45.494	0.822
Dec. 1976	2293	16.53	9.19	43.74	4759	0.08	18.178	53.476	0.952
1977	2079	19.26	8.23	42.73	5191	0.09	21.183	69.071	1.220
1978	1895	21.28	6.10	34.74	5695	0.10	23.410	81.751	1.452
1979	1765	22.84	4.70	28.30	6022	0.10	25.124	92.082	1.615
1980	1654	24.07	3.70	22.92	6194	0.10	26.475	100.447	1.755
1981	1562	25.05	2.95	18.65	6321	0.11	27.553	107.253	1.870
1982	1490	25.84	2.38	15.19	6381	0.10	28.423	112.796	1.961
1983	1427	26.48	1.94	12.44	6410	0.11	29.132	117.335	2.040
1984	1372	27.01	1.59	10.22	6427	0.12	29.713	121.065	2.109
1985	1326	27.45	1.32	8.47	6416	0.12	30.194	124.156	2.167
1986	1289	27.81	1.09	7.01	6435	0.12	30.593	126.716	2.213
1987	1262	28.12	0.94	5.98	6365	0.10	30.935	128.900	2.247
1988	1239	28.39	0.81	5.18	6399	0.10	31.231	130.792	2.276
1989	1219	28.63	0.70	4.49	6411	0.10	31.488	132.430	2.302
1990	1201	28.83	0.61	3.89	6373	0.10	31.710	133.849	2.324
Mar. 1991	1197	28.87	0.56	3.54	6321	0.10	31.761	134.172	2.329

Vol. IV Table 4-3-3
PREDICTED PERFORMANCE OF BLOCK II,
BARAM A FIELD

PRODUCTION START : Apr. 1971
 PRODUCTION END : Jun. 1979

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
							OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Jun. 1976	866	29.01	0.22	1.96	8865	0.50	2.495	11.670	0.675
Dec. 1976	796	29.48	0.22	1.95	8867	0.50	2.536	12.026	0.695
1977	663	30.43	0.22	1.83	8331	0.47	2.617	12.695	0.733
1978	560	31.37	0.22	1.66	7547	0.37	2.698	13.301	0.763
Jun. 1979	504	31.84	0.22	1.53	6949	0.40	2.738	13.580	0.779

Vol. IV Table 4-3-4

PREDICTED PERFORMANCE OF BLOCK IV,

BARAM A FIELD

PRODUCTION START : Jul. 1970
 PRODUCTION END : Jun. 1979

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD.		GAS PROD.		G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
			RATE (MSTB/D)	RATE (MMSCF/D)	RATE (MMSCF/D)	W.O.R. (STB/STB)			OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Jun. 1976	1202	26.04	0.50	4.09	8249	0.09	4.687	18.160	0.245		
Dec. 1976	1134	26.51	0.47	3.88	8266	0.10	4.772	18.869	0.254		
1977	991	27.46	0.47	3.92	8336	0.11	4.943	20.299	0.273		
1978	869	28.41	0.47	3.90	8295	0.09	5.114	21.722	0.288		
Jun. 1979	806	28.88	0.47	3.85	8184	0.10	5.199	22.424	0.297		

Vol. IV Table 4-3-5
PREDICTED PERFORMANCE OF BLOCK V,
BARAM A FIELD

PRODUCTION START : Jul. 1970
 PRODUCTION END : Sep. 1980

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
							OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Jun. 1976	1524	25.13	4.42	38.16	8649	0.59	16.082	75.950	4.902
Dec. 1976	1371	26.31	4.15	36.19	8720	0.66	16.839	82.554	5.400
1977	1166	27.98	2.92	25.63	8777	0.62	17.906	91.908	6.066
1978	996	29.28	2.27	19.53	8602	0.67	18.736	99.035	6.618
1979	888	30.30	1.80	14.91	8282	0.60	19.392	104.476	7.009
Sep. 1980	814	30.91	1.43	11.48	8031	1.23	19.784	107.620	7.490

Vol. IV Table 4-3-6
PREDICTED PERFORMANCE OF BLOCK VI,
BARAM A FIELD

PRODUCTION START : Apr. 1969
 PRODUCTION END : Mar. 1983

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
							OIL (MMSTB)	GAS (MMSCF)	WATER (MMSTB)
Jun. 1976	1126	21.79	2.42	12.10	4967	0.40	10.111	41.563	3.003
Dec. 1976	1021	22.52	1.87	9.16	4898	0.41	10.452	43.234	3.143
1977	915	23.39	1.10	5.23	4752	0.36	10.855	45.142	3.286
1978	816	24.18	1.00	4.51	4510	0.36	11.220	46.788	3.418
1979	720	24.90	0.92	3.94	4285	0.38	11.555	48.227	3.546
1980	652	25.57	0.85	3.41	4006	0.29	11.865	49.470	3.637
1981	592	26.21	0.82	3.15	3839	0.27	12.163	50.619	3.718
1982	529	26.82	0.78	2.72	3484	0.29	12.449	51.611	3.801
Mar. 1983	514	26.98	0.77	2.66	3458	0.28	12.519	51.854	3.821

Vol. IV Table 4-3-7
PREDICTED PERFORMANCE OF BLOCK VII,

BARAM A FIELD

PRODUCTION START : Jan. 1971
 PRODUCTION END : Sep. 1980

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
							OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Jun. 1976	1429	20.00	0.24	0.75	3120	0.49	3.875	8.059	1.897
Dec. 1976	1407	20.23	0.24	0.73	3042	0.48	3.919	8.103	1.918
1977	1365	20.63	0.21	0.68	3238	0.52	3.997	8.443	1.958
1978	1323	21.02	0.21	0.67	3190	0.52	4.073	8.687	1.998
1979	1287	21.41	0.20	0.65	3260	0.49	4.147	8.925	2.034
Sep. 1980	1267	21.68	0.20	0.65	3233	0.40	4.201	9.102	2.056

Vol. IV Table 4-3-8

PREDICTED PERFORMANCE OF BLOCK VIII,

BARAM A FIELD

PRODUCTION START : Jun. 1971
 PRODUCTION END : Jun. 1982

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
							OIL (MMSTB)	GAS (MMSCF)	WATER (MMSTB)
Jun. 1976	1601	15.00	1.71	6.28	.730	0.75	4.382	11.921	3.451
Dec. 1976	1491	16.03	1.64	6.16	3759	0.70	4.681	13.046	3.662
1977	1298	17.68	1.32	5.06	3836	0.77	5.163	14.894	4.033
1978	1160	19.08	1.12	4.35	3885	0.64	5.573	16.482	4.296
1979	1028	20.31	0.99	3.77	3808	0.70	5.933	17.858	4.550
1980	929	21.41	0.87	3.28	3773	0.60	6.252	19.056	4.740
1981	840	22.39	0.79	2.86	3624	0.59	6.540	20.101	4.911
Jun. 1982	797	22.85	0.73	2.60	3565	0.62	6.673	20.576	4.993

Vol. IV Table 4-3-9
PREDICTED PERFORMANCE OF UPPER BLOCK,

BARAM A FIELD

PRODUCTION START : Jul. 1973
 PRODUCTION END : Sep. 1984

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G. O. R. (SCF/STB)	W. O. R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
							OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Jun. 1976	1543	5.64	1.03	1.64	1601	0.83	0.728	0.868	0.523
Dec. 1976	1462	7.10	1.03	1.69	1639	0.87	0.916	1.176	0.686
1977	1297	10.01	1.03	1.80	1748	0.89	1.293	1.833	1.019
1978	1125	12.89	1.02	1.91	1869	0.93	1.664	2.529	1.364
1979	973	15.37	0.88	1.71	1943	0.96	1.985	3.152	1.672
1980	843	17.46	0.74	1.45	1966	0.97	2.254	3.683	1.934
1981	737	19.21	0.62	1.23	1984	0.94	2.481	4.132	2.147
1982	649	20.64	0.50	1.01	2011	0.97	2.665	4.499	2.324
1983	567	21.88	0.42	0.84	1990	1.07	2.819	4.804	2.488
Sep. 1984	511	22.60	0.36	0.73	2019	1.17	2.918	5.003	2.603

Vol. IV Table 4-3-10

PREDICTED PERFORMANCE OF BARAM B FIELD

PRODUCTION START : Sep.1972
 PRODUCTION END : Jun.1982

TIME (YEAR)	RECOVERY (%)	OIL PROD.		GAS PROD.		G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
		RATE (MSTB/D)	RATE (MMSCF/D)	RATE (MMSCF/D)	OIL (MMSTB)			GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)	
Dec.1972	0.62	5.5	10.09	1835	0.34	0.502	0.92	0.173		
1973	5.39	10.65	17.53	1646	0.34	4.39	7.32	0.877		
1974	14.04	19.29	53.76	2788	0.28	11.43	26.94	2.866		
1975	20.67	14.79	53.87	3642	0.59	16.829	46.6	6.054		
1976	25.31	10.35	44.98	4348	0.59	20.270	61.802	8.291		
1977	29.75	9.91	50.96	5142	1.02	23.961	80.491	11.971		
1978	33.18	7.65	44.61	5831	0.94	26.831	97.066	14.597		
1979	35.48	5.13	33.03	6442	0.77	28.884	109.967	16.035		
1980	37.00	3.39	23.35	6888	0.62	30.122	118.490	16.799		
1981	38.26	2.8	19.12	6822	0.59	31.147	125.470	17.407		
Jun.1982	38.82	2.51	16.89	6729	0.67	31.605	128.552	17.716		

Vol. IV Table 4-3-11
PREDICTED PERFORMANCE OF MODEL-1,
BARAM B FIELD

PRODUCTION START : Aug. 1973
 PRODUCTION END : Sep. 1979

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
							OIL (MMSTB)	GAS (MMSCF)	WATER (MMSTB)
Jun. 1976	1989	26.36	3.64	12.39	3437	1.11	6.651	16.627	3.784
Dec. 1976	1826	28.99	3.64	12.75	3503	0.78	7.315	18.954	4.302
1977	1449	34.05	3.50	13.96	3988	1.82	8.592	24.048	6.627
1978	1186	37.60	2.46	11.06	4495	1.89	9.488	28.084	8.321
Sep. 1979	1020	39.60	1.84	9.03	4908	1.84	9.992	30.556	9.247

Vol. IV Table 4-3-12
PREDICTED PERFORMANCE OF MODEL-2,
BARAM B FIELD

PRODUCTION START : Sep. 1972
 PRODUCTION END : Jun. 1982

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD. GAS PROD.		G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
			RATE (MSTB/D)	RATE (MMSCF/D)			OIL (MMSTB)	GAS (MMSCF)	WATER (MMSTB)
Jun. 1976	2406	20.88	6.72	31.19	4789	0.34	11.729	36.696	3.085
Dec. 1976	2270	23.06	6.72	33.81	5016	0.39	12.955	42.848	3.567
1977	1939	27.36	6.61	37.25	5635	0.51	15.369	56.443	4.792
1978	1662	30.87	5.41	34.35	6350	0.55	17.343	68.982	5.881
1979	1431	33.63	4.24	28.57	6739	0.59	18.892	79.411	6.788
1980	1237	35.83	3.39	23.35	6888	0.62	20.130	87.934	7.552
1981	1082	37.66	2.81	19.12	6805	0.59	21.155	94.914	8.160
Jun. 1982	1004	38.47	2.51	16.89	6728	0.68	21.613	97.996	8.469

Table 5-2-1 CORRELATION TABLE
 Vol. IV BAKAU FIELD

Well No. D.F.E. Cycle/Zone	3		4		5	
	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea
Top VI V	1400 4325	1290 4215	5001	4311	4397	4286
Top a	6780	6670	8520	6911	7590	7170
Top b ₁ b ₂	7089 7145	6979 7035	9018 9131	7265 7342	8170 8273	7686 7775
Top c ₁ c ₂ c ₃ c ₄	7346 7463 7785 8218	7236 7353 7675 8108	9276 9467 9640 9840	7443 7581 7708 7858	8438 8650 8854 9096	7919 8096 8265 8471
Top d	8459	8349	10702	8490	10113	9322
Top e	9570	9460				
T.D.	10239	10129	11300	8901	10993	10017

Vol. IV Table 5-3-1

PREDICTED PERFORMANCE OF BAKAU FIELD

PRODUCTION START : Feb. 1972
 PRODUCTION END : Mar. 1982

TIME (YEAR)	RECOVERY (%)	OIL PROD.		GAS PROD.		G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
		RATE (MSTB/D)	RATE (MMSCF/D)	RATE (MMSCF/D)	RATE (MMSCF/D)			OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Dec. 1972	3.56	2.18	3.81	1749	0.0	0.794	1.389	0.0		
1973	6.65	1.89	4.17	2210	0.025	1.483	2.912	0.017		
1974	8.69	1.25	3.41	2726	0.055	1.939	4.155	0.042		
1975	12.35	2.24	3.32	1485	0.032	2.755	5.367	0.068		
1976	18.33	3.66	7.35	2010	0.058	4.089	8.049	0.145		
1977	22.47	2.53	4.70	1858	0.120	5.012	9.764	0.256		
1978	25.61	1.92	3.38	1761	0.200	5.712	10.997	0.396		
1979	27.95	1.43	2.35	1644	0.301	6.234	11.855	0.553		
1980	29.48	0.93	1.05	1129	0.097	6.574	12.239	0.586		
1981	30.78	0.80	0.84	1059	0.124	6.865	12.547	0.622		
Mar. 1982	31.09	0.76	0.79	1044	0.131	6.934	12.619	0.631		

Vol. IV Table 5-3-2
PREDICTED PERFORMANCE OF WELL BK-3,

BAKAU FIELD

PRODUCTION START : Feb. 1972
 PRODUCTION END : Sep. 1979

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
							OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Jun. 1976	1332	30.06	0.42	1.34	3227	0.30	2.098	4.646	0.077
Dec. 1976	1236	31.09	0.42	1.39	3301	0.34	2.174	4.899	0.103
1977	1014	33.28	0.42	1.50	3558	0.50	2.327	5.446	0.179
1978	895	35.25	0.38	1.43	3764	0.65	2.465	5.968	0.269
Sep. 1979	804	36.56	0.25	1.24	4968	1.36	2.557	6.308	0.367

Vol. IV Table 5-3-3
PREDICTED PERFORMANCE OF WELL BK-4,
BAKAU FIELD

PRODUCTION START : May 1975
 PRODUCTION END : Mar. 1982

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
							OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Jun. 1976	2360	8.00	3.75	5.18	1421	0.02	1.158	1.504	0.015
Dec. 1976	1906	12.31	3.41	5.10	1496	0.03	1.781	2.435	0.036
1977	1529	17.48	2.05	2.86	1395	0.05	2.530	3.480	0.071
1978	1237	21.36	1.54	1.95	1265	0.09	3.092	4.191	0.121
1979	1003	24.33	1.18	1.42	1203	0.15	3.522	4.709	0.185
1980	914	26.68	0.93	1.05	1131	0.10	3.862	5.093	0.218
1981	831	28.69	0.80	0.84	1055	0.12	4.153	5.401	0.254
Mar. 1982	810	29.17	0.76	0.79	1038	0.13	4.222	5.473	0.263

Vol. IV Table5-3-4
PREDICTED PERFORMANCE OF WELL BK-5,

BAKAU FIELD

PRODUCTION START : Mar. 1976
 PRODUCTION END : Mar. 1977

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
							OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Jun. 1976	1973	8.62	0.52	3.36	6847	0.06	0.072	0.345	0.004
Dec. 1976	1286	16.03	0.34	2.03	5963	0.03	0.134	0.715	0.006
Mar. 1977	980	18.54	0.23	1.35	5861	0.03	0.155	0.838	0.006

Table 6-2-1 CORRELATION TABLE
 Vol. IV TUKAU FIELD

Well No.	1		2		3		4		5		6	
	39		110		110		112		112		111	
	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea
Top Upper V	2480	2441										
Lower V	5450	5411										
Top a	2151	2112	2229	2119	2237	2125	2149	2037				
Top b ₁	2782	2743	2735	2625	2781	2669	2735	2623	2699	2587	2827	2716
b ₂	2910	2871	2831	2721	2910	2798	2862	2750	2819	2707	2953	2842
b ₃	3080	3041	2973	2863	3077	2965	3033	2921	2972	2860	3107	2996
Top c ₁	3448	3409					3388	3276				
c ₂	3631	3592					3557	3445				
Top d ₁	4096	4057	3980	3870	3747	3637	4002	3890	3841	3729	3866	3755
d ₂	4209	4170	4055	3945	3820	3710	4117	4005	3920	3808	3950	3839
d ₃	4449	4410	4296	4186	4061	3949	4348	4236	4151	4039	4194	4083
d ₄	4621	4582	4465	4355	4224	4114	4511	4399	4314	4202	4365	4254
Top e ₁	5711	5672					5551	5439			-	-
e ₂	6266	6227					6078	5966				
e ₃	6634	6595					6431	6319				
e ₄	6889	6850					6658	6546				
Top f ₁	7329	7290					7117	7005				
f ₂	7620	7581					7413	7301				
T.D.	9186	9147	7554	7443	7093	6982	8781	8670	7000	6889	5110	4999

Table 6-2-1 (Continued)
VOL. IV

CORRELATION TABLE
TUKAU FIELD

Well No. D.F.E. Cycle/Zone	7		8		9		10		11		16	
	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea
Top Upper V Lower V												
Top a	2231	2120	2154	2043	2063	1981	2101	2005	2055	1991	-	-
Top b ₁	2822	2711	2761	2650	2683	2554	2766	2607	2641	2577	2730	2600
b ₂	2951	2840	2889	2778	2814	2675	2901	2730	2763	2699	2877	2723
b ₃	3115	3004	3071	2960	2986	2833	3093	2903	2928	2864	3085	2897
Top c ₁			3430	3319	3378	3192	3502	3274	3281	3217		
c ₂			3599	3488	3549	3349	3695	3449	3447	3383		3456
Top d ₁	3949	3838	4053	3942	4008	3777	4185	3900	-	-	4251	3906
d ₂			4162	4051	4121	3883	4305	4011			4383	4025
d ₃			4395	4284	4357	4104	4560	4248			4653	4268
d ₄	4401	4290	4563	4452	4532	4268	4734	4411			4830	4428
Top e ₁	-	-	-	-			5916	5485			-	-
e ₂							6586	6086				
e ₃							7037	6487				
e ₄							7304	6721				
Top f ₁							7875	7220				
f ₂							8267	7563				
T.D.	5110	4999	5000	4889	7961	7361	8263	7560	3495	3431	5176	4743

Table 6-2-1 (Continued)
Vol. IV

CORRELATION TABLE
TUKAU FIELD

Well No. D.F.E. Cycle/Zone	17		18		19		20		21		22	
	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea
Top Upper V Lower V												
Top a	2415	2124			-	-	2425	2101	2145	2030	-	-
Top b ₁	3244	2655	-	-	3353	2697	3169	2647	2852	2623	2814	2609
b ₂	3423	2767	2818	2710	3530	2808	3327	2768	3016	2750	2968	2734
b ₃	3656	2912	2996	2878	3774	2958	3515	2917	3217	2905	3150	2883
Top c ₁	4248	3287	3370	3238	-	-	3967	3268	3728	3287	3604	3255
c ₂	4497	3450	3557	3419			4180	3424	3961	3462	3820	3430
Top d ₁	4895	3715	3994	3844			4650	3717	4554	3927	4492	3893
d ₂	5005	3789	4106	3952			4786	3798	4698	4045	4681	4003
d ₃	5377	4038	4335	4175			5151	4019	4973	4277	5091	4247
d ₄	5609	4198	-	-			-	-	5177	4453	-	-
Top e ₁									6424	5530		
e ₂									7100	6105		
e ₃									7550	6477		
e ₄									7873	6744		
Top f ₁									8424	7214		
f ₂									8770	7517		
T.D.	6757	5008	4465	4301	4268	3250	5235	4071	8882	7617	5239	4265

Table 6-2-1 (Continued)
Vol. IV

CORRELATION TABLE
TUKAU FIELD

Well No. D.F.E. Cycle/Zone	23		24		25		26		27		28	
	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea
Top Upper V Lower V												
Top a	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Top b ₁	2805	2619	2783	2602	3005	2599	2956	2581	2753	2626	2751	2609
b ₂	2944	2745	2927	2726	3205	2722	3116	2699	2887	2752	2898	2734
b ₃	3134	2915	3107	2879	3487	2886	3330	2860	3068	2924	3093	3899
Top c ₁	3553	3290	3560	3247	-	-	3801	3212	3465	3301	3532	3272
c ₂	3729	3448	3784	3423			4024	3375	3641	3469	3712	3427
Top d ₁	4226	3893	4355	3874			-	-	4117	3926	4218	3858
d ₂	4357	4010	4500	3988					4237	4042	4348	3970
d ₃	4614	4239	4803	4224					-	-	4604	4190
d ₄	4811	4415	5017	4393							4796	4360
Top e ₁	-	-	-	-							-	-
e ₂												
e ₃												
e ₄												
Top f ₁												
f ₂												
T.D.	5124	4701	5382	4686	3687	2995	4222	3518	4505	4300	5275	4795

Table 6-2-1 (Continued) CORRELATION TABLE
 Vol. IV TUKAU FIELD

Well No.	29
D.F.E.	73
Cycle/Zone	Log Subsea
Top Upper V Lower V	
Top a	- -
Top b ₁	2715 2603
Top b ₂	2843 2724
Top b ₃	3016 2888
Top c ₁	3394 3245
Top c ₂	3565 3408
Top d ₁	4032 3854
Top d ₂	4147 3964
Top d ₃	4380 4187
Top d ₄	4554 4354
Top e ₁	5601 5361
Top e ₂	6147 5885
Top e ₃	6508 6230
Top e ₄	6738 6451
Top f ₁	7229 6923
Top f ₂	7503 7187
T.D.	7947 7615

Vol. IV Table 6-3-1

PREDICTED PERFORMANCE OF TUKAU FIELD

TUKAU FIELD

PRODUCTION START : Aug. 1975
 PRODUCTION END : Dec. 1983

<u>TIME</u> <u>(YEAR)</u>	<u>RECOVERY</u> <u>(%)</u>	<u>OIL PROD. RATE</u> <u>(MSTB/D)</u>		<u>GAS PROD. RATE</u> <u>(MMSCF/D)</u>		<u>G.O.R.</u> <u>(SCF/STB)</u>	<u>W.O.R.</u> <u>(STB/STB)</u>	<u>CUMULATIVE PRODUCTION</u>		
		<u>(MSTB/D)</u>	<u>(MSTB/D)</u>	<u>(MMSCF/D)</u>	<u>(MMSCF/D)</u>			<u>OIL</u> <u>(MMSTB)</u>	<u>GAS</u> <u>(MMMSCF)</u>	<u>WATER</u> <u>(MMSTB)</u>
Dec. 1975	0.45	3.66	3.99	1091	0.013	0.667	0.728	0.009		
1976	3.73	13.44	20.23	1505	0.036	5.573	8.119	0.184		
1977	6.74	12.38	30.08	2430	0.044	10.091	19.089	0.382		
1978	9.39	10.86	34.47	3174	0.040	14.056	31.669	0.539		
1979	11.37	8.09	30.30	3745	0.044	17.007	42.730	0.670		
1980	12.75	5.66	21.67	3829	0.050	19.071	50.638	0.774		
1981	13.29	2.22	13.07	5887	0.041	19.882	55.408	0.807		
1982	13.49	0.83	8.58	10337	0.013	20.184	58.539	0.811		
1983	13.62	0.58	5.15	8871	0.014	20.395	60.417	0.814		

Vol. IV Table 6-3-2

PREDICTED PERFORMANCE OF MODEL-1

TUKAU FIELD

PRODUCTION START : Aug. 1975
 PRODUCTION END : Mar. 1981

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD.		GAS PROD.		G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
			RATE (MSTB/D)	RATE (MMSCF/D)	RATE (MMSCF/D)	RATE (MMSCF/D)			OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Jun. 1976	1116	3.60	3.19	1.64	1.64	524	0.08	0.726	0.338	0.043	
Dec. 1976	1063	6.32	3.00	1.49	1.49	496	0.117	1.274	0.610	0.107	
1977	952	11.75	3.00	1.45	1.45	484	0.098	2.369	1.140	0.226	
1978	797	17.05	2.93	1.38	1.38	472	0.073	3.437	1.644	0.304	
1979	662	21.74	2.59	1.25	1.25	481	0.072	4.382	2.099	0.372	
1980	547	25.86	2.28	1.08	1.08	477	0.070	5.213	2.495	0.430	
Mar. 1981	521	26.81	1.58	0.75	0.75	474	0.068	5.405	2.586	0.443	

Vol. IV Table 6-3-3

PREDICTED PERFORMANCE OF MODEL-2

TUKAU FIELD

PRODUCTION START : Aug. 1975
 PRODUCTION END : Jun. 1978

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
							OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Jun. 1976	1138	10.01	2.50	2.36	1027	0.02	0.430	0.362	0.006
Dec. 1976	980	14.26	1.00	1.10	1098	0.02	0.613	0.563	0.010
1977	646	22.44	0.96	1.26	1311	0.02	0.964	1.023	0.018
Jun. 1978	514	25.65	0.76	1.06	1406	0.02	1.102	1.217	0.021

Vol. IV Table 6-3-4

PREDICTED PERFORMANCE OF MODEL-3

TUKAU FIELD

PRODUCTION START : Oct. 1975
 PRODUCTION END : Jun. 1980

<u>TIME</u> <u>(YEAR)</u>	<u>RESERVOIR</u> <u>PRESSURE</u> <u>(PSIG)</u>	<u>RECOVERY</u> <u>(%)</u>	<u>OIL PROD.</u> <u>RATE</u> <u>(MSTB/D)</u>	<u>GAS PROD.</u> <u>RATE</u> <u>(MMSCF/D)</u>	<u>G.O.R.</u> <u>(SCF/STB)</u>	<u>W.O.R.</u> <u>(STB/STB)</u>	<u>CUMULATIVE PRODUCTION</u>		
							<u>OIL</u> <u>(MMSTB)</u>	<u>GAS</u> <u>(MMMSCF)</u>	<u>WATER</u> <u>(MMSTB)</u>
Jun. 1976	1666	3.42	1.87	5.06	3156	0.00	0.460	0.945	0.002
Dec. 1976	1558	6.13	2.00	7.14	3570	0.00	0.825	2.248	0.002
1977	1298	11.56	2.00	8.72	4358	0.03	1.555	5.429	0.004
1978	960	16.89	1.96	10.34	5270	0.04	2.271	9.202	0.007
1979	665	21.37	1.65	8.92	5398	0.03	2.874	12.457	0.009
Jun. 1980	542	23.26	1.39	7.22	5189	0.04	3.128	13.775	0.010

Vol. IV Table 6-3-5

PREDICTED PERFORMANCE OF MODEL-4

TUKAU FIELD

PRODUCTION START : Oct. 1975
 PRODUCTION END : Mar. 1976

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
							OIL (MMSTB)	GAS (MMSCF)	WATER (MMSTB)
Jun. 1976	1332	12.73	0.53	0.82	1687	0.04	0.136	0.164	0.004
Dec. 1976	866	19.56	0.40	0.73	1836	0.04	0.209	0.298	0.007
Mar. 1977	625	22.98	0.40	0.75	1838	0.05	0.246	0.366	0.009

Vol. IV Table 6-3-6
PREDICTED PERFORMANCE OF MODEL-5

TUKAU FIELD

PRODUCTION START : Aug. 1975
 PRODUCTION END : Dec. 1983

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
							OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Jun. 1976	3070	1.23	0.65	2.91	4420	0.01	0.252	0.779	0.004
Dec. 1976	2990	2.12	2.00	9.10	4560	0.011	0.434	1.609	0.006
1977	2617	5.68	2.00	11.25	5616	0.011	1.165	5.714	0.014
1978	2187	9.19	1.97	14.85	7552	0.011	1.883	11.136	0.022
1979	1767	12.10	1.47	15.00	10236	0.017	2.481	16.612	0.031
1980	1412	14.37	1.27	13.18	10344	0.015	2.946	21.422	0.038
1981	1174	16.20	1.02	11.08	10812	0.013	3.320	25.467	0.043
1982	969	17.73	0.86	9.13	10578	0.013	3.635	28.799	0.047
1983	749	19.03	0.73	7.08	9722	0.015	3.901	31.385	0.051

Vol. IV Table 6-3-7
PREDICTED PERFORMANCE OF MODEL-6
TUKAU FIELD

PRODUCTION START : Mar. 1976
 PRODUCTION END : Mar. 1982

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
							OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Jun. 1976	1179	1.09	0.24	0.19	1128	0.01	0.026	0.019	0.000
Dec. 1976	1087	2.94	0.24	0.35	1488	0.00	0.069	0.083	0.000
1977	1040	6.64	0.24	0.40	1690	0.01	0.156	0.230	0.001
1978	982	10.35	0.24	0.42	1761	0.00	0.244	0.385	0.001
1979	841	14.05	0.24	0.59	2494	0.00	0.331	0.602	0.001
1980	682	17.69	0.24	0.69	2930	0.00	0.417	0.854	0.001
1981	537	20.76	0.20	0.61	3264	0.01	0.489	1.089	0.002
Mar. 1982	504	21.44	0.18	0.58	3345	0.00	0.505	1.142	0.002

Vol. IV Table 6-3-8
PREDICTED PERFORMANCE OF MODEL-7
TUKAU FIELD

PRODUCTION START : Jan. 1976
 PRODUCTION END : Mar. 1979

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
							OIL (MMSTB)	GAS (MMSCF)	WATER (MMSTB)
Jun. 1976	1640	5.18	3.01	2.08	752	0.01	0.362	0.243	0.005
Dec. 1976	1445	12.33	2.73	2.65	970	0.02	0.861	0.727	0.013
1977	976	22.58	1.96	3.10	1580	0.03	1.576	1.857	0.032
1978	597	29.47	1.32	2.55	1929	0.03	2.058	2.787	0.048
Mar. 1979	527	30.84	1.05	1.96	1841	0.03	2.153	2.966	0.051

Vol. IV Table 6-3-9
PREDICTED PERFORMANCE OF MODEL-8
TUKAU FIELD

PRODUCTION START : Aug. 1975
 PRODUCTION END : Jun. 1981

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
							OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Jun. 1976	2650	7.35	2.12	2.09	1006	0.04	0.718	0.670	0.019
Dec. 1976	2508	11.31	2.12	2.22	1049	0.05	1.105	1.076	0.037
1977	2204	19.22	2.12	2.75	1298	0.05	1.878	2.079	0.076
1978	1820	27.14	2.12	3.96	1871	0.06	2.651	3.525	0.124
1979	1430	33.89	1.81	4.40	2436	0.08	3.310	5.130	0.174
1980	1121	38.56	1.25	3.65	2925	0.09	3.766	6.464	0.213
Jun. 1981	1009	40.49	1.02	3.02	2952	0.08	3.955	7.033	0.227

Vol. IV Table 6-3-10
PREDICTED PERFORMANCE OF MODEL-9
TUKAU FIELD

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
							OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
1.00	1111	2.26	3.00	2.70	900	0.01	1.095	0.984	0.007
2.00	962	4.52	3.00	3.34	1113	0.01	2.190	2.202	0.014
3.00	819	6.72	2.92	3.19	1092	0.01	3.257	3.366	0.021
4.00	690	8.73	2.68	2.95	1101	0.01	4.234	4.443	0.027
5.00	577	10.57	2.45	2.66	1086	0.01	5.124	5.414	0.033
5.75	500	11.84	2.26	2.42	1071	0.01	5.742	6.076	0.037

Vol. IV Table 6-3-11
PREDICTED PERFORMANCE OF MODEL-10
TUKAU FIELD

<u>TIME</u> <u>(YEAR)</u>	<u>RESERVOIR</u> <u>PRESSURE</u> <u>(PSIG)</u>	<u>RECOVERY</u> <u>(%)</u>	<u>OIL PROD.</u> <u>RATE</u> <u>(MSTB/D)</u>	<u>GAS PROD.</u> <u>RATE</u> <u>(MMSCF/D)</u>	<u>G.O.R.</u> <u>(SCF/STB)</u>	<u>W.O.R.</u> <u>(STB/STB)</u>	<u>CUMULATIVE PRODUCTION</u>		
							<u>OIL</u> <u>(MMSTB)</u>	<u>GAS</u> <u>(MMMSCF)</u>	<u>WATER</u> <u>(MMSTB)</u>
1.0	1005	3.67	2.00	2.01	1005	0.01	0.730	0.733	0.005
2.0	757	7.30	1.98	2.24	1131	0.01	1.451	1.550	0.010
3.0	548	10.46	1.72	2.00	1163	0.01	2.080	2.278	0.014
3.25	503	11.18	1.56	1.78	1141	0.01	2.222	2.440	0.015

Vol. IV Table 6-3-12
PREDICTED PERFORMANCE OF MODEL-11
TUKAU FIELD

<u>TIME</u> <u>(YEAR)</u>	<u>RESERVOIR</u> <u>PRESSURE</u> <u>(PSIG)</u>	<u>RECOVERY</u> <u>(%)</u>	<u>OIL PROD.</u> <u>RATE</u> <u>(MSTB/D)</u>	<u>GAS PROD.</u> <u>RATE</u> <u>(MMSCF/D)</u>	<u>G.O.R.</u> <u>(SCF/STB)</u>	<u>W.O.R.</u> <u>(STB/STB)</u>	<u>CUMULATIVE PRODUCTION</u>		
							<u>OIL</u> <u>(MMSTB)</u>	<u>GAS</u> <u>(MMSCF)</u>	<u>WATER</u> <u>(MMSTB)</u>
1.0	1534	13.19	0.96	0.82	854	0.01	0.351	0.298	0.003
2.0	1250	23.13	0.72	1.10	1528	0.02	0.615	0.699	0.008
3.0	964	30.93	0.57	1.07	1877	0.02	0.823	1.089	0.013
4.0	716	37.21	0.46	0.90	1957	0.02	0.990	1.419	0.017
5.0	513	42.35	0.37	0.69	1865	0.02	1.126	1.672	0.020

Vol. IV TABLE 6-3-13
PREDICTED PERFORMANCE OF TUKAU FIELD
- ADDITIONAL WELL CASE -

<u>TIME</u> <u>(YEAR)</u>	<u>RECOVERY</u> <u>(%)</u>	<u>OIL PROD.</u> <u>RATE</u> <u>(MSTB/D)</u>	<u>GAS PROD.</u> <u>RATE</u> <u>(MMSCF/D)</u>	<u>G.O.R.</u> <u>(SCF/STB)</u>	<u>W.O.R.</u> <u>(STB/STB)</u>	<u>CUMULATIVE PRODUCTION</u>		
						<u>OIL</u> <u>(MMSTB)</u>	<u>GAS</u> <u>(MMMSCF)</u>	<u>WATER</u> <u>(MMSTB)</u>
1.00	3.06	5.96	5.52	926	0.007	2.176	2.015	0.015
2.00	5.99	5.70	6.59	1157	0.008	4.256	4.421	0.032
3.00	8.67	5.22	6.33	1214	0.008	6.160	6.733	0.048
4.00	10.48	3.52	4.30	1221	0.009	7.445	8.302	0.059
5.00	11.93	2.81	3.35	1192	0.009	8.472	9.526	0.068
5.75	12.80	2.26	2.42	1071	0.006	9.090	10.188	0.072

Table 7-2-1 CORRELATION TABLE
 Vol. IV BETTY FIELD

Well No. D.F.E. Cycle/Zone	1		2		3		4	
	110		110		112		111	
	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea
Top Upper VI Middle VI Lower VI V	2270	2160	1385	1275	1450	1338	2800	2689
	3645	3535	2670	2560	2760	2648	4330	4219
	5000	4890	4220	4110	4340	4228	5446	5335
Top a ₁ a ₂ a ₃	7559	7449	7621	7511	7492	7380	6892	6781
	7786	7675	7828	7718	7652	7540	6950	6839
	7892	7782	7916	7806	7765	7653	7012	6901
Top b ₁ b ₂	8100	7990	8100	7990	7867	7755	7122	7011
	8290	8180	8261	8151	8000	7888	7217	7106
Top c ₁ c ₂	8483	8373	8438	8328	8140	8029	7327	7216
	8867	8757	8812	8702	8455	8343	7609	7498
T.D.	8943	8833	9436	9326	8803	8691	9485	9374

RESERVOIR DATA

FIELD NAME: BETTY

RESERVOIR NAME: A1 (A-BLOCK)

NATURAL DEPLETION CASE

PRESSURE (PSIG)	FVFO	RS (SCF/STB)	FVFG	VISO (C.P.)	VISG (C.P.)
0.	1.029	0.	0.907080	1.1400	0.01190
200.	1.048	31.	0.081441	1.0200	0.01214
400.	1.060	64.	0.041214	0.9400	0.01238
600.	1.071	96.	0.027164	0.8800	0.01262
1000.	1.092	162.	0.015764	0.7700	0.01354
1400.	1.114	226.	0.010898	0.6800	0.01458
1800.	1.135	292.	0.008288	0.6100	0.01576
2900.	1.194	470.	0.005109	0.4700	0.01963
3260.	1.186	470.	0.004631	0.4730	0.02094

SL	KG/KD	KRO
0.65	12.0000	0.0707
0.70	3.6000	0.1229
0.75	1.0000	0.1962
0.80	0.3000	0.2938
0.85	0.0800	0.4195
0.90	0.0230	0.5768
0.95	0.0056	0.7691
1.00	0.0020	1.0000

BUBBLE POINT PRESSURE (PSIG)	=	2900.0000
INITIAL RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	=	3260.0000
EFFECTIVE COMPRESSIBILITY	=	0.0000030
WATER FORMATION VOLUME FACTOR	=	1.0250
IREDUCTIBLE WATER SATURATION	=	0.4033
FINAL PRESSURE (PSIG)	=	1000.0000
ORIGINAL OIL IN PLACE (MMSTB)	=	68.0400
OIL PRODUCTION RATE (MSTB/D)	=	2.5000
FRACTION OF RESERVOIR GAS AND OIL VOL.	=	0.0000

Vol. IV Table 7-3-1

RESERVOIR PARAMETERS USED IN PERFORMANCE CALCULATION

RESERVOIR DATA

FIELD NAME: BETTY

RESERVOIR NAME: A3 (A-BLOCK)

NATURAL DEPLETION CASE

PRESSURE (PSIG)	FVFO	RS (SCF/STB)	FVFG	VISO (C.P.)	VISG (C.P.)
0.	1.061	0.	0.912830	0.8170	0.01197
200.	1.085	35.	0.082000	0.7100	0.01220
400.	1.010	67.	0.041520	0.6480	0.01244
1000.	1.133	167.	0.015910	0.5350	0.01358
2000.	1.173	333.	0.007483	0.4400	0.01634
2600.	1.197	433.	0.005699	0.4100	0.01846
3300.	1.225	550.	0.004632	0.3900	0.02099
3420.	1.223	550.	0.004508	0.3905	0.02142

SL	KG/KO	KRO
0.65	12.7040	0.0270
0.70	3.3750	0.0640
0.75	1.0000	0.1250
0.80	0.2963	0.2160
0.85	0.0787	0.3430
0.90	0.0220	0.5120
0.95	0.0056	0.7290
1.00	0.0000	1.0000

BUBLE POINT PRESSURE (PSIG)	=	3300.0000
INITIAL RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	=	3420.0000
EFFECTIVE COMPRESSIBILITY	=	0.0000030
WATER FORMATION VOLUME FACTOR	=	1.0250
IREDUCTIBLE WATER SATURATION	=	0.5084
FINAL PRESSURE (PSIG)	=	500.0000
ORIGINAL OIL IN PLACE (MMSTB)	=	19.6900
OIL PRODUCTION RATE (MSTB/D)	=	2.5000
FRACTION OF RESERVOIR GAS AND OIL VOL.	=	0.0000

RESERVOIR DATA

FIELD NAME; BETTY

RESERVOIR NAME; B2 (A-BLOCK)

NATURAL DEPLETION CASE

PRESSURE (PSIG)	FVFD	RS (SCF/STB)	FVFG	VISO (C.P.)	VISG (C.P.)
0.	1.054	0.	0.918583	0.9500	0.01203
200.	1.074	36.	0.082560	0.7900	0.01226
400.	1.089	73.	0.041827	0.7200	0.01250
1000.	1.126	184.	0.016057	0.5500	0.01362
2000.	1.176	366.	0.007566	0.4300	0.01634
3000.	1.226	550.	0.005074	0.3800	0.01981
3640.	1.219	550.	0.004354	0.3810	0.02211

SL	KG/KO	KRD
0.65	5.3594	0.0481
0.70	1.7280	0.0939
0.75	0.5787	0.1623
0.80	0.1866	0.2577
0.85	0.0527	0.3847
0.90	0.0230	0.5477
0.95	0.0056	0.7510
1.00	0.0001	1.0000

BUBLE POINT PRESSURE (PSIG)	=	3000.0000
INITIAL RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	=	3640.0000
EFFECTIVE COMPRESSIBILITY	=	0.0000030
WATER FORMATION VOLUME FACTOR	=	1.0250
IRREDUCIBLE WATER SATURATION	=	0.4453
FINAL PRESSURE (PSIG)	=	1000.0000
ORIGINAL OIL IN PLACE (MMSTB)	=	3.2800
OIL PRODUCTION RATE (MSTB/D)	=	0.2500
FRACTION OF RESERVOIR GAS AND OIL VOL.=		0.0000

Vol. IV Table 7-3-3

RESERVOIR PARAMETERS USED IN PERFORMANCE CALCULATION

FIELD NAME: BETTY RESERVOIR NAME: A1 (A-BLOCK)

NATURAL DEPLETION CASE

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	PRODUCTION OIL (MSTB/D)	GAS (MMSCF/D)	PRODUCTION RATE GAS OIL RATIO (SCF/STB)	CUMULATIVE OIL (MMSTB)	PRODUCTION GAS (MMMSCF)	WATER ENCROACH. (MMBBL)
0.50	2651.	2.68	10.00	5.21	521.	1.825	0.950	0.30
1.00	2447.	5.37	10.00	5.23	528.	3.650	1.905	0.65
1.50	2264.	8.05	10.00	5.41	563.	5.476	2.893	1.01
2.00	2085.	10.73	10.00	6.04	654.	7.301	3.994	1.38
2.50	1892.	13.41	10.00	7.31	822.	9.126	5.328	1.75
3.00	1714.	15.94	9.43	8.84	1050.	10.848	6.942	2.08
3.50	1555.	18.19	8.38	9.75	1293.	12.377	8.722	2.40
4.00	1386.	20.19	7.45	10.72	1595.	13.737	10.679	2.68
4.50	1242.	21.97	6.62	11.44	1870.	14.946	12.767	2.93
5.00	1078.	23.55	5.90	11.97	2207.	16.023	14.952	3.16

Vol. IV Table 7-3-4
PREDICTED PERFORMANCE

FIELD NAME: BETTY RESERVOIR NAME: A3 (A-BLOCK)

NATURAL DEPLETION CASE

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	PRODUCTION RATE OIL (MSTR/D)	GAS (MMSCF/D)	GAS OIL RATIO (SCF/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER ENCROACH. (MMBBL)
0.50	2872.	4.63	5.00	2.57	487.	0.913	0.469	0.13
1.00	2559.	8.94	4.65	2.31	539.	1.761	0.891	0.29
1.50	2332.	12.67	4.02	2.33	610.	2.495	1.317	0.43
2.00	2137.	15.94	3.53	2.27	685.	3.139	1.732	0.56
2.50	1972.	18.83	3.12	2.31	789.	3.708	2.153	0.67
3.00	1864.	21.41	2.78	2.34	894.	4.216	2.580	0.75
3.50	1758.	23.74	2.52	2.38	1004.	4.675	3.015	0.85
4.00	1648.	25.87	2.30	2.44	1128.	5.094	3.461	0.94
4.50	1532.	27.81	2.10	2.50	1266.	5.476	3.917	1.03
5.00	1410.	29.59	1.91	2.55	1419.	5.825	4.382	1.11
5.50	1279.	31.21	1.75	2.63	1591.	6.145	4.862	1.18
6.00	1136.	32.70	1.61	2.72	1792.	6.438	5.359	1.25

Vol. IV Table 7-3-5
PREDICTED PERFORMANCE

FIELD NAME: BETTY

RESERVOIR NAME: B2 (A-BLOCK)

NATURAL DEPLETION CASE

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	PRODUCTION OIL (MSTR/D)	PRODUCTION RATE GAS (MMSCF/D)	GAS OIL RATIO (SCF/STB)	CUMULATIVE OIL (MMSTB)	PRODUCTION GAS (MMMSCF)	WATER ENCROACH. (MMBBL)
0.50	2782.	2.78	0.50	0.27	521.	0.091	0.049	0.01
1.00	2599.	5.56	0.50	0.26	516.	0.183	0.096	0.03
1.50	2431.	8.35	0.50	0.27	574.	0.274	0.146	0.04
2.00	2265.	11.13	0.50	0.30	628.	0.365	0.201	0.06
2.50	2097.	13.91	0.50	0.33	710.	0.456	0.261	0.08
3.00	1947.	16.69	0.50	0.39	833.	0.548	0.333	0.10
3.50	1826.	19.48	0.50	0.44	924.	0.639	0.413	0.11
4.00	1697.	22.26	0.50	0.48	1011.	0.730	0.501	0.13
4.50	1551.	25.04	0.50	0.54	1124.	0.821	0.598	0.15
5.00	1381.	27.82	0.50	0.60	1321.	0.913	0.708	0.17
5.50	1160.	30.61	0.50	0.75	1693.	1.004	0.845	0.19

Vol. IV Table 7-3-6

PREDICTED PERFORMANCE

RESERVOIR DATA

FIELD NAME: BOKOR

RESERVOIR NAME: AI

NATURAL DEPLETION CASE

PRESSURE (PSIG)	FVFO	RS (SCF/STB)	FVFG	VISO (C.P.)	VISG (C.P.)
0.	1.021	0.	0.811065	9.5800	0.01218
100.	1.026	12.	0.138331	9.0800	0.01229
200.	1.029	23.	0.073355	8.7700	0.01240
400.	1.036	47.	0.037412	8.2800	0.01262
600.	1.042	70.	0.024858	7.9500	0.01284
800.	1.048	94.	0.018501	7.6900	0.01319
990.	1.055	116.	0.014711	7.4500	0.01354

SL	KG/KD	KRD
0.65	12.0000	0.0707
0.70	3.6000	0.1230
0.75	1.0000	0.1965
0.80	0.3000	0.2939
0.85	0.0800	0.4196
0.90	0.0230	0.5768
0.95	0.0056	0.7691
1.00	0.0020	1.0000

BUBBLE POINT PRESSURE (PSIG) = 1035.0000
 INITIAL RESERVOIR PRESSURE (PSIG) = 991.0000
 EFFECTIVE COMPRESSIBILITY = 0.0000030
 WATER FORMATION VOLUME FACTOR = 1.0250
 IREDUCIBLE WATER SATURATION = 0.3805
 FINAL PRESSURE (PSIG) = 500.0000
 ORIGINAL OIL IN PLACE (MMSTB) = 12.3000
 OIL PRODUCTION RATE (MSTB/D) = 0.5000
 FRACTION OF RESERVOIR GAS AND OIL VOL. = 0.0500

Vol. IV Table 8-3-1
RESERVOIR PARAMETERS USED IN PERFORMANCE CALCULATION

RESERVOIR DATA

FIELD NAME: BOKOR

RESERVOIR NAME: A2

NATURAL DEPLETION CASE

PRESSURE (PSIG)	FVFO	RS (SCF/STB)	FVFG	VISO (C.P.)	VISG (C.P.)
0.	1.020	0.	0.815376	9.8000	0.01223
100.	1.025	12.	0.139078	9.4000	0.01234
200.	1.029	24.	0.073758	9.1000	0.01245
400.	1.035	48.	0.037625	8.5600	0.01267
800.	1.049	96.	0.018619	7.6400	0.01323
1048.	1.057	126.	0.014075	7.2000	0.01367
1080.	1.054	126.	0.013604	7.2200	0.01373

SL	KG/KD	KRO
0.65	12.0000	0.0480
0.70	3.6000	0.0939
0.75	1.0000	0.1623
0.80	0.3000	0.2577
0.85	0.0800	0.3847
0.90	0.0230	0.5477
0.95	0.0056	0.7513
1.00	0.0020	1.0000

BUBLE POINT PRESSURE (PSIG)	=	1048.0000
INITIAL RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	=	1082.0000
EFFECTIVE COMPRESSIBILITY	=	0.0000030
WATER FORMATION VOLUME FACTOR	=	1.0250
IRREDUCIBLE WATER SATURATION	=	0.4548
FINAL PRESSURE (PSIG)	=	500.0000
ORIGINAL OIL IN PLACE (MMSTB)	=	24.2000
OIL PRODUCTION RATE (MSTB/D)	=	1.2500
FRACTION OF RESERVOIR GAS AND OIL VOL.	=	0.0000

Vol. IV Table 8-3-2
RESERVOIR PARAMETERS USED IN PERFORMANCE CALCULATION

RESERVOIR DATA

FIELD NAME: BOKOR

RESERVOIR NAME: B2

NATURAL DEPLETION CASE

PRESSURE (PSIG)	FVFO	RS (SCF/STB)	FVFG	VISO (C.P.)	VISG (C.P.)
0.	1.026	0.	1.116201	4.8500	0.01175
100.	1.032	23.	0.141511	4.7000	0.01187
200.	1.036	46.	0.074776	4.6000	0.01199
400.	1.043	91.	0.037860	4.4100	0.01222
600.	1.050	137.	0.024966	4.2300	0.01245
1000.	1.061	228.	0.014482	3.9000	0.01330
1450.	1.074	330.	0.009631	3.5800	0.01442

SL	KG/KD	KRO
0.65	12.0000	0.0010
0.70	3.6000	0.0700
0.75	1.0000	0.0710
0.80	0.3000	0.1228
0.85	0.0800	0.2000
0.90	0.0230	0.4200
0.95	0.0056	0.7000
1.00	0.0020	1.0000

BURLE POINT PRESSURE (PSIG) = 3400.0000
 INITIAL RESERVOIR PRESSURE (PSIG) = 1452.0000
 EFFECTIVE COMPRESSIBILITY = 0.00000030
 WATER FORMATION VOLUME FACTOR = 1.0250
 IREDUCIBLE WATER SATURATION = 0.6236
 FINAL PRESSURE (PSIG) = 860.0000
 ORIGINAL OIL IN PLACE (MMSTB) = 8.6000
 OIL PRODUCTION RATE (MSTB/D) = 0.5000
 FRACTION OF RESERVOIR GAS AND OIL VOL. = 0.0000

Vol. IV Table 8-3-3

RESERVOIR PARAMETERS USED IN PERFORMANCE CALCULATION

FIELD NAME: ROKOR

RESERVOIR NAME: A1

NATURAL DEPLETION CASE

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	PRODUCTION RATE OIL (MSTB/D)	GAS (MMSCF/D)	GAS OIL RATIO (SCF/STB)	CUMULATIVE OIL (MMSTB)	PRODUCTION GAS (MMMSCF)	WATER ENCROACH. (MMBRL)
0.50	904.	1.48	1.00	0.58	598.	0.183	0.105	0.03
1.00	815.	2.97	1.00	0.62	644.	0.365	0.218	0.07
1.50	731.	4.45	1.00	0.66	679.	0.548	0.339	0.11
2.00	644.	5.94	1.00	0.70	720.	0.730	0.467	0.14
2.50	560.	7.42	1.00	0.74	744.	0.913	0.601	0.18

Vol. IV Table 8-3-4
PREDICTED PERFORMANCE

FIELD NAME: ROKOR

RESERVOIR NAME: A2

NATURAL DEPLETION CASE

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	PRODUCTION RATE OIL (MSTB/D)	GAS (MMSCF/D)	GAS OIL RATIO (SCF/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER ENCROACH. (MMBBL)
0.50	918.	1.89	2.50	1.42	604.	0.456	0.259	0.08
1.00	791.	3.77	2.50	1.57	646.	0.913	0.545	0.17
1.50	686.	5.60	2.42	1.55	638.	1.355	0.828	0.26
2.00	590.	7.30	2.26	1.45	652.	1.766	1.092	0.34

Vol. IV Table 8-3-5
PREDICTED PERFORMANCE

FIELD NAME; BOKOR

RESERVOIR NAME; B2

NATURAL DEPLETION CASE

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	PRODUCTION RATE OIL (MSTB/D) (MMSCF/D)	GAS OIL RATIO (SCF/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION OIL (MMSTB)	GAS PRODUCTION (MMSCF)	WATER ENCROACH. (MMBBL)
0.50	1332.	3.18	1.50	663.	0.274	0.178	0.05
1.00	1217.	6.37	1.50	696.	0.548	0.363	0.10
1.50	1099.	9.55	1.50	744.	0.821	0.560	0.16
2.00	979.	12.73	1.50	795.	1.095	0.772	0.21
2.50	871.	15.92	1.50	836.	1.369	0.993	0.27

Vol. IV Table 8-3-6
PREDICTED PERFORMANCE

Table 9-2-2 CORRELATION TABLE
 Vol. IV TEMANA (WEST) FIELD

Well No. D.F.E. Cycle/Zone	5		6		7		8		9		10	
	41		41		41		41		41		41	
	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea
Top V	796	755	-	-	834	793			995	954	906	865
III	1094	1053	1240	1199	1123	1082			1246	1205	1140	1099
II	1630	1589	1465	1424	2004	1963	2895	2936	1690	1649	1704	1663
I?	4590	4549			2004	2039						
Top a	796	755	-	-	834	793			995	954	906	865
Top b	1094	1053	1240	1199	1123	1082			1246	1205	1140	1099
Top c ₁	1630	1589	1465	1424	2004	1963	2895	2936	1690	1649	1704	1663
c ₂	1750	1709	1567	1526	2080	2039	3044	3085	1807	1766	1771	1730
Top d ₁	2023	1978			2743	2712	3305	3346	2088	2047	2041	2000
d ₂	2140	2099			2848	2807	3453	3494	2175	2134	2126	2085
d ₃	2365	2324			3042	3001	3682	3724	-	-	2288	2247
Top e	2660	2519			3420	3379	4254	4295			2638	2597
Top f ₁	3616	3575			-	-	5343	5384			2980	2939
f ₂	3718	3677					-	-			3095	3054
f ₃	3925	3884									3300	3259
Top g	4098	4057									3560	3519
Top h	5005	4965									4435	4394
Top i	5786	5745										
T.D.	7020	6979	3281	3240	3617	3576	5415	5456	2515	2474	5047	5006

RESERVOIR DATA

FIELD NAME: TEMANA

RESERVOIR NAME:

NATURAL DEPLETION CASE

PRESSURE (PSIG)	FVFO	RS (SCF/STB)	FVFG	VISO (C.P.)	VISG (C.P.)
0.	1.031	0.	1.125825	8.2000	0.01184
200.	1.041	51.	0.075330	7.6200	0.01208
400.	1.048	102.	0.038093	7.1600	0.01232
600.	1.054	153.	0.025087	6.7300	0.01256
900.	1.063	230.	0.016290	6.1600	0.01316

SL	KG/KO	KRO
0.65	80.0000	0.1517
0.70	28.0000	0.2160
0.75	9.5000	0.2963
0.80	2.8500	0.3944
0.85	0.8500	0.5120
0.90	0.2000	0.6510
0.95	0.0380	0.8130
1.00	0.0010	1.0000

BUBBLE POINT PRESSURE (PSIG)	=	2420.0000
INITIAL RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	=	901.0000
EFFECTIVE COMPRESSIBILITY	=	0.0000115
WATER FORMATION VOLUME FACTOR	=	1.0250
IREDUCTIBLE WATER SATURATION	=	0.2360
FINAL PRESSURE (PSIG)	=	300.0000
ORIGINAL OIL IN PLACE (MMSTB)	=	36.2180
OIL PRODUCTION RATE (MSTB/D)	=	2.0000
FRACTION OF RESERVOIR GAS AND OIL VOL.	=	0.0000

Vol. IV Table 9-3-1

RESERVOIR PARAMETERS USED IN PERFORMANCE CALCULATION

FIELD NAME; TEMANA

RESERVOIR NAME;

NATURAL DEPLETION CASE

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	PRODUCTION OIL (MSTB/D)	GAS (MMSCF/D)	PRODUCTION RATE GAS OIL RATIO (SCF/STB)	CUMULATIVE OIL (MMSTB)	PRODUCTION GAS (MMMSCF)	WATER ENCROACH. (MMBBL)
0.25	877.	1.01	4.00	1.83	532.	0.365	0.167	0.0
0.50	846.	2.02	4.00	2.55	766.	0.730	0.400	0.0
0.75	803.	3.02	4.00	3.83	1192.	1.095	0.749	0.0
1.00	737.	4.03	4.00	6.18	1977.	1.460	1.313	0.0
1.25	633.	5.03	3.95	10.27	3353.	1.820	2.250	0.0
1.50	480.	5.97	3.73	15.65	4686.	2.161	3.678	0.0
1.75	326.	6.83	3.42	16.08	4623.	2.473	5.145	0.0

Vol. IV Table 9-3-2
PREDICTED PERFORMANCE

Table 11-2-1 CORRELATION TABLE
 Vol. IV SIWA FIELD

Well No.	4	
D.F.E.	109	
Cycle/Zone	Log	Subsea
Top Upper V Lower V		
Top a	1388	1279
Top b	1892	1783
Top c	2918	2809
Top d ₁ d ₂ d ₃	3760 4011 4311	3651 3902 4202
Top e ₁ e ₂ e ₃ e ₄	4383 4662 4922 5391	4274 4553 4813 5282
Top f	6680	6571
T.D.	7579	7470

Table 12-2-1 (Continued) CORRELATION TABLE
 Vol. IV CENTRAL LUCONIA FIELD

Well No. D.F.E. Cycle/Zone	M3-1		M5-1	
	Log	Subsea	Log	Subsea
Top VI	3589	3477	3319	3208
V	-	-	-	-
IV - III				
Top "Carbonate Buildup"	5652	5540	6468	6357
T.D.	6523	6411	7000	6889

Vol. IV Table 12-3-1
GAS COMPONENTS AND Z-FACTOR

CENTRAL LUCONIA B 12

Gas Component	MOL %	Static Reservoir Pressure (PSIG)	Cumulative Production (10 ¹² SCF)	Z-factor
Methane _____	92.1			
Ethane _____	3.0	5030.	0.0	1.0363
Propane _____	1.2	5000.	0.0018	1.0347
		4800.	0.0140	1.0240
Iso-Butane _____	0.2	4600	0.0264	1.0133
		4400.	0.0392	1.0025
N-Butane _____	0.3	4200.	0.0521	.9917
		4000.	0.0653	.9807
Iso-Pentane _____	0.1	3800.	0.0788	.9698
		3600.	0.0926	.9589
N-Pentane _____	0.1	3400.	0.1067	.9480
		3200.	0.1229	.9424
Hexanes _____	0.1	3000.	0.1396	.9383
		2800.	0.1564	.9342
Heptanes Plus _____	0.1	2600.	0.1737	.9311
		2400.	0.1913	.9293
Hydrogen _____		2200.	0.2092	.9278
		2000.	0.2278	.9304
Helium _____		1800.	0.2464	.9332
		1600.	0.2649	.9360
Oxygen _____	0.6	1400.	0.2835	.9402
		1200.	0.3019	.9449
Nitrogen _____	1.6	1000.	0.3206	.9534
		800.	0.3388	.9615
Carbon Monoxide _____		600.	0.3568	.9699
		400.	0.3745	.9799
Carbon Dioxide _____	0.6	200.	0.3919	.9900
		100.	0.4005	.9950
Hydrogen Sulphide _____				

Reservoir Temperature (°F)	240.
Reservoir Pressure (PSIG)	5030.
Original Gas In Place (10 ¹² SCF)	0.4089
Original Gas Formation Volume Factor (SCF/CFT)	245.81

Vol. IV Table 12-3-2

GAS COMPONENTS AND Z-FACTOR

CENTRAL LUCONIA E8

Gas Component	MOL %	Static Reservoir Pressure (PSIG)	Cumulative Production (10 ¹² SCF)	Z-factor
Methane _____	88.4			
Ethane _____	4.2			
Propane _____	2.5	2545.	0.00	.8603
Iso-Butane _____	0.4	2400.	0.07	.8614
N-Butane _____	0.6	2200.	0.17	.8630
Iso-Pentane _____	0.2	2000.	0.28	.8678
N-Pentane _____	0.2	1800.	0.38	.8733
Hexanes _____	0.3	1600.	0.48	.8804
Heptanes Plus _____	0.2	1400.	0.59	.8893
Hydrogen _____		1200.	0.69	.9021
Helium _____	0.2	1000.	0.79	.9167
Oxygen _____	0.2	800.	0.89	.9314
Nitrogen _____	0.8	600.	0.98	.9471
Carbon Monoxide _____		400.	1.08	.9647
Carbon Dioxide _____	2.0	200.	1.17	.9824
Hydrogen Sulphide _____		100.	1.21	.9912

Reservoir Temperature (°F)	162
Reservoir Pressure (PSIG)	2545
Original Gas In Place (10 ¹² SCF)	1.25
Original Gas Formation Volume Factor (SCF/CFT)	656.5

Vol. IV Table 12-3-3
 GAS COMPONENTS AND Z-FACTOR

CENTRAL LUTONIA F11

Gas Component	MOL %	Static Reservoir Pressure (PSIG)	Cumulative Production (10 ¹² SCF)	Z-factor
Methane	83.7			
Ethane	5.5			
Propane	1.3	2890.	0.00	.8577
Iso-Butane	0.2	2800.	0.10	.8548
N-Butane	0.3	2600.	0.34	.8557
Iso-Pentane	0.1	2400.	0.58	.8574
N-Pentane	0.1	2200.	0.83	.8604
Hexanes	0.2	2000.	1.08	.8651
Heptanes Plus	0.2	1800.	1.34	.8715
Hydrogen		1600.	1.59	.8786
Helium		1400.	1.84	.8882
Oxygen		1200.	2.09	.9025
Nitrogen	1.8	1000.	2.34	.9170
Carbon Monoxide		800.	2.57	.9316
Carbon Dioxide	6.6	600.	2.80	.9476
Hydrogen Sulphide		400.	3.03	.9651
		200.	3.25	.9825
		100.	3.35	.9915
Reservoir Temperature (°F)			177	
Reservoir Pressure (PSIG)			2890	
Original Gas In Place (10 ¹² SCF)			3.45	
Original Gas Formation Volume Factor (SCF/CFT)			187.0	

Vol. IV Table 12-3-4
 GAS COMPONENTS AND Z-FACTOR

CENTRAL LUCONIA F6

Gas Component	MOL %	Static Reservoir Pressure (PSIG)	Cumulative Production (10 ¹² SCF)	Z-factor
Methane _____	88.7			
Ethane _____	4.1			
Propane _____	2.8	2195.	0.00	.8204
Iso-Butane _____	0.7	2000.	0.53	.8261
N-Butane _____	0.6	1800.	1.09	.8348
Iso-Pentane _____	0.2	1600.	1.64	.8454
N-Pentane _____	0.1	1400.	2.18	.8571
Hexanes _____	0.2	1200.	2.73	.8738
Heptanes Plus _____	0.1	1000.	3.26	.8908
Hydrogen _____		800.	3.77	.9105
Helium _____		600.	4.26	.9319
Oxygen _____		400.	4.73	.9546
Nitrogen _____	0.7	200.	5.18	.9773
Carbon Monoxide _____		100.	5.40	.9887
Carbon Dioxide _____	1.8			
Hydrogen Sulphide _____	0.9			

Reservoir Temperature (°F)	144
Reservoir Pressure (PSIG)	2195
Original Gas In Place (10 ¹² SCF)	5.61
Original Gas Formation Volume Factor (SCF/CFT)	156.5

Vol. IV Table 12-3-5
 GAS COMPONENTS AND Z-FACTOR
 CENTRAL LUCONIA F13

Gas Component	MOL %	Static Reservoir Pressure (PSIG)	Cumulative Production (10 ¹² SCF)	Z-factor
Methane _____	74.6			
Ethane _____	4.8			
Propane _____	1.1	2950.	0.00	.8413
Iso-Butane _____	0.2	2800.	0.07	.8406
N-Butane _____	0.2	2600.	0.18	.8424
Iso-Pentane _____	0.1	2400.	0.28	.8441
N-Pentane _____	0.1	2200.	0.38	.8489
Hexanes _____	0.1	2000.	0.49	.8542
Heptanes Plus _____	0.1	1800.	0.60	.8622
Hydrogen _____		1600.	0.70	.8708
Helium _____		1400.	0.81	.8820
Oxygen _____	0.1	1200.	0.91	.8968
Nitrogen _____	3.6	1000.	1.01	.9114
Carbon Monoxide _____		800.	1.11	.9274
Carbon Dioxide _____	15.0	500.	1.21	.9449
Hydrogen Sulphide _____		400.	1.30	.9632
		200.	1.39	.9816
		100.	1.43	.9908
Reservoir Temperature (°F)			182	
Reservoir Pressure (PSIG)			2950	
Original Gas In Place (10 ¹² SCF)			1.48	
Original Gas Formation Volume Factor (SCF/CFT)			679.1	

Vol. IV Table 12-3-6
 GAS COMPONENTS AND Z-FACTOR
 CENTRAL LUCONIA F14

Gas Component	MOL %	Static Reservoir Pressure (PSIG)	Cumulative Production (10^{12} SCF)	Z-factor
Methane _____	84.7			
Ethane _____	4.2			
Propane _____	3.5	2470.	0.00	.8266
Iso-Butane _____	0.7	2400.	0.04	.8273
N-Butane _____	0.8	2200.	0.14	.8296
Iso-Pentane _____	0.3	2000.	0.25	.8353
N-Pentane _____	0.2	1800.	0.36	.8426
Hexanes _____	0.3	1600.	0.47	.8525
Heptanes Plus _____	0.1	1400.	0.57	.8635
Hydrogen _____		1200.	0.68	.8790
Helium _____		1000.	0.78	.8957
Oxygen _____	0.1	800.	0.89	.9143
Nitrogen _____	3.3	600.	0.98	.9346
Carbon Monoxide _____		400.	1.08	.9564
Carbon Dioxide _____	1.8	200.	1.17	.9782
Hydrogen Sulphide _____		100.	1.21	.9891

Reservoir Temperature (°F)	147
Reservoir Pressure (PSIG)	2470
Original Gas In Place (10^{12} SCF)	1.25
Original Gas Formation Volume Factor (SCF/CFT)	174.0

Vol. IV Table 12-3-7
GAS COMPONENTS AND Z-FACTOR

CENTRAL LUCONIA F23

Gas Component	MOL %	Static Reservoir Pressure (PSIG)	Cumulative Production (10 ¹² SCF)	Z-factor
Methane _____	88.2			
Ethane _____	3.7			
Propane _____	2.8	2510.	0.00	.8310
Iso-Butane _____	0.8	2400.	0.26	.8321
N-Butane _____	0.7	2200.	0.73	.8346
Iso-Pentane _____	0.3	2000.	1.22	.8401
N-Pentane _____	0.1	1800.	1.71	.8475
Hexanes _____	0.2	1.600	2.20	.8569
Heptanes Plus _____	0.1	1400.	2.68	.8677
Hydrogen _____		1200.	3.16	.8831
Helium _____		1000.	3.63	.8993
Oxygen _____		800.	4.09	.9173
Nitrogen _____	0.9	600.	4.53	.9369
Carbon Monoxide _____		400.	4.96	.9579
Carbon Dioxide _____	2.2	200.	5.36	.9790
Hydrogen Sulphide _____		100.	5.56	.9895

Reservoir Temperature (°F)	150
Reservoir Pressure (PSIG)	2510
Original Gas In Place (10 ¹² SCF)	5.75
Original Gas Formation Volume Factor (SCF/CFT)	175.0

Vol. IV Table 12-3-8

GAS COMPONENTS AND Z-FACTOR

CENTRAL LUCONIA M 1

Gas Component	MOL %	Static Reservoir Pressure (PSIG)	Cumulative Production (10^{12} SCF)	Z-factor
Methane _____	87.5			
Ethane _____	4.5			
Propane _____	2.7	3450.	0.0	.8697
Iso-Butane _____	0.5	3400.	0.0091	.8665
N-Butane _____	0.6	3200.	0.0513	.8592
Iso-Pentane _____	0.2	3000.	0.0943	.8519
N-Pentane _____	0.2	2800.	0.1380	.8446
Hexanes _____	0.4	2600.	0.1867	.8428
Heptanes Plus _____	0.2	2400.	0.2383	.8446
Hydrogen _____		2200.	0.2901	.8471
Helium _____		2000.	0.3431	.8523
Oxygen _____		1800.	0.3963	.8590
Nitrogen _____	0.4	1600.	0.4494	.8673
Carbon Monoxide _____		1400.	0.5022	.8774
Carbon Dioxide _____	2.8	1200.	0.5552	.8921
Hydrogen Sulphide _____		1000.	0.6067	.9076
		800.	0.6567	.9240
		400.	0.7520	.9612
		100.	0.8187	.9903
Reservoir Temperature (° F)				167.
Reservoir Pressure (PSIG)				3450.
Original Gas In Place (10^{12} SCF)				0.8401
Original Gas Formation Volume Factor (SCF/CFT)				224.59

Vol. IV Table 12-3-9

ESTIMATING BOTTOM HOLE FLOWING PRESSURE VS.
CUMULATIVE PRODUCTION

CENTRAL LUCONIA B 12

Cumulative Production (MMMMSCF)	Production Rate (MMSCF/D)			
	Q=30	Q=20	Q=15	Q=10
	Bottom Hole Flowing Pressure (PSIG)			
0.0	4997.	5008.	5013.	5019.
0.0018	4967.	4978.	4983.	4989.
0.0140	4766.	4778.	4783.	4789.
0.0264	4566.	4577.	4583.	4589.
0.0392	4365.	4377.	4383.	4389.
0.0521	4165.	4177.	4183.	4188.
0.0653	3964.	3976.	3982.	3988.
0.0788	3764.	3776.	3782.	3788.
0.0926	3563.	3575.	3582.	3588.
0.1067	3362.	3375.	3381.	3387.
0.1229	3161.	3174.	3181.	3187.
0.1396	2959.	2973.	2980.	2987.
0.1564	2757.	2772.	2779.	2786.
0.1737	2555.	2570.	2578.	2585.
0.1913	2353.	2369.	2377.	2385.
0.2092	2149.	2167.	2175.	2183.
0.2278	1945.	1964.	1973.	1982.
0.2464	1740.	1761.	1771.	1781.
0.2649	1534.	1557.	1568.	1579.
0.2835	1362.	1351.	1364.	1376.
0.3019	1114.	1144.	1158.	1173.
0.3206	897.	933.	950.	967.
0.3388	668.	716.	738.	759.
0.3568	412.	484.	516.	545.
0.3745		193.	261.	314.
0.3919				

Vol. IV Table 12-3-10
 PREDICTED PERFORMANCE CASE 1
 CENTRAL LUCONIA E6

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
							OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
1.00	2628	4.85	30.00	14.49	483	0.0	10.951	5.289	0.0
2.00	2595	9.69	30.00	16.50	550	0.0	21.902	11.310	0.0
3.00	2552	14.54	30.00	27.57	919	0.0	32.854	21.374	0.0
4.00	2493	19.38	30.00	49.06	1635	0.0	43.805	39.280	0.0
5.00	2392	23.80	27.38	106.23	3880	0.0	53.797	78.055	0.0
6.00	2267	27.29	21.56	166.73	7733	0.0	61.667	138.913	0.0
7.00	2082	30.05	17.08	225.56	13206	0.0	67.902	221.242	0.0
8.00	1881	32.17	13.15	281.09	21376	0.0	72.702	323.841	0.0
9.00	1637	33.90	10.73	319.37	29764	0.0	76.620	440.410	0.0
10.00	1406	35.34	8.89	354.24	39847	0.0	79.865	569.708	0.0
11.00	1136	36.47	6.99	369.36	52841	0.0	82.417	704.523	0.0
11.25	1082	36.71	5.93	359.33	60596	0.0	82.958	737.312	0.0

1

Vol. IV Table 12-3-11
 PREDICTED PERFORMANCE CASE 2
 CENTRAL, LUCONIA E6

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
							OIL (MMSTB)	GAS (MMSCF)	WATER (MMSTB)
1.00	2628	4.85	30.00	14.49	483	0.0	10.951	5.289	0.0
2.00	2595	9.69	30.00	16.50	550	0.0	21.902	11.310	0.0
3.00	2552	14.54	30.00	27.57	919	0.0	32.854	21.374	0.0
4.00	2493	19.38	30.00	49.06	1635	0.0	43.805	39.280	0.0
5.00	2392	23.80	27.38	106.24	3880	0.0	53.798	78.057	0.0
6.00	2267	27.29	21.56	166.73	7733	0.0	61.667	138.913	0.0
7.00	2104	29.80	15.55	200.27	12879	0.0	67.344	212.013	0.0
8.00	1950	31.46	10.27	200.02	19476	0.0	71.091	285.021	0.0
9.00	1815	32.73	7.89	200.02	25351	0.0	73.972	358.029	0.0
10.00	1658	33.78	6.50	200.02	30773	0.0	76.343	431.037	0.0
11.00	1524	34.66	5.44	200.02	36769	0.0	78.327	504.045	0.0
12.00	1392	35.41	4.66	200.02	42923	0.0	80.027	577.052	0.0
13.00	1229	36.05	3.95	200.02	50638	0.0	81.469	650.060	0.0
14.00	1106	36.60	3.44	200.02	58146	0.0	82.724	723.068	0.0
14.50	1041	36.86	3.24	200.02	61735	0.0	83.315	759.572	0.0

Vol. IV Table 12-3-12

ESTIMATING BOTTOM HOLE FLOWING PRESSURE VS.
CUMULATIVE PRODUCTION

CENTRAL LUCONIA E8

Cumulative Production (MMMMSCF)	Production Rate (MMSCF/D)			
	Q=30	Q=20	Q=15	Q=10
	Bottom Hole Flowing Pressure (PSIG)			
0.00	2527.	2533.	2536.	2539.
0.07	2382.	2388.	2391.	2394.
0.17	2181.	2187.	2190.	2194.
0.28	1979.	1986.	1990.	1993.
0.38	1778.	1785.	1789.	1793.
0.48	1575.	1584.	1588.	1592.
0.59	1373.	1382.	1387.	1391.
0.69	1169.	1179.	1185.	1190.
0.79	963.	975.	982.	988.
0.89	754.	770.	777.	785.
0.98	544.	563.	573.	582.
1.08	342.	362.	372.	382.
1.17	135.	160.	171.	182.
1.21	11.	57.	20.	82.

Vol. IV Table 12-3-13

ESTIMATING BOTTOM HOLE FLOWING PRESSURE VS.
CUMULATIVE PRODUCTION

CENTRAL LUCONIA E11

Cumulative Production (MMMMSCF)	Production Rate (MMSCF/D)			
	Q=30	Q=20	Q=15	Q=10
	Bottom Hole Flowing Pressure (PSIG)			
0.00	2839.	2857.	2865.	2873.
0.10	2749.	2766.	2775.	2783.
0.34	2546.	2565.	2574.	2583.
0.58	2344.	2363.	2372.	2382.
0.83	2140.	2161.	2171.	2181.
1.08	1936.	1958.	1968.	1979.
1.34	1730.	1754.	1766.	1777.
1.59	1523.	1550.	1563.	1575.
1.84	1314.	1344.	1358.	1372.
2.09	1100.	1135.	1152.	1168.
2.34	879.	922.	942.	962.
2.57	646.	702.	728.	753.
2.80	410.	483.	515.	545.
3.03	174.	273.	310.	343.
3.25		161.	92.	138.
3.35				21.

Vol. IV, Table 12-3-14

ESTIMATING BOTTOM HOLE FLOWING PRESSURE VS.
CUMULATIVE PRODUCTION

CENTRAL LUCONIA F6

Cumulative Production (MMMMSCF)	Production Rate (MMSCF/D)			
	Q=30	Q=20	Q=15	Q=10
	Bottom Hole Flowing Pressure (PSIG)			
0.00	2094.	2129.	2146.	2163.
0.53	1893.	1930.	1948.	1966.
1.09	1683.	1724.	1744.	1763.
1.64	1471.	1516.	1538.	1559.
2.18	1254.	1306.	1331.	1355.
2.73	1029.	1091.	1120.	1148.
3.26	792.	869.	905.	938.
3.77	524.	633.	680.	723.
4.26	205.	389.	452.	507.
4.73		133.	233.	300.
5.18				73.
5.40				

Vol. IV Table 12-3-15

ESTIMATING BOTTOM HOLE FLOWING PRESSURE VS.
CUMULATIVE PRODUCTION

CENTRAL LUCONIA F13

Cumulative Production (MMMMSCF)	Production Rate (MMSCF/D)			
	Q=30	Q=20	Q=15	Q=10
	Bottom Hole Flowing Pressure (PSIG)			
0.00	2735.	2812.	2849.	2884.
0.07	2578.	2658.	2696.	2732.
0.18	2367.	2451.	2491.	2529.
0.28	2153.	2243.	2285.	2325.
0.38	1935.	2033.	2078.	2121.
0.49	1712.	1819.	1868.	1914.
0.60	1481.	1601.	1656.	1707.
0.70	1239.	1378.	1440.	1497.
0.81	978.	1146.	1218.	1284.
0.91	671.	896.	985.	1064.
1.01	175.	611.	733.	835.
1.11		168.	433.	586.
1.21				337
1.30				
1.39				
1.43				

Vol. IV Table 12-3-16

ESTIMATING BOTTOM HOLE FLOWING PRESSURE VS.
CUMULATIVE PRODUCTION

CENTRAL LUCONIA F14

Cumulative Production (MMMMSCF)	Production Rate (MMSCF/D)			
	Q=30	Q=20	Q=15	Q=10
	Bottom Hole Flowing Pressure (PSIG)			
0.00	2366.	2403.	2420.	2437.
0.04	2295.	2331.	2349.	2367.
0.14	2089.	2128.	2147.	2165.
0.25	1881.	1923.	1943.	1963.
0.36	1671.	1717.	1738.	1760.
0.47	1457.	1508.	1532.	1556.
0.57	1238.	1297.	1324.	1350.
0.68	1010.	1080.	1112.	1143.
0.78	767.	855.	895.	932.
0.89	487.	614.	667.	715.
0.98	62.	355.	432.	496.
1.08		38.	204.	287.
1.17				39.
1.21				

Vol. IV Table 12-3-17

ESTIMATING BOTTOM HOLE FLOWING PRESSURE VS.
CUMULATIVE PRODUCTION

CENTRAL LUCONIA F23

Cumulative Production (MMMMSCF)	Production Rate (MMSCF/D)			
	Q=30	Q=20	Q=15	Q=10
	Bottom Hole Flowing Pressure (PSIG)			
0.00	2497.	2561.	2504.	2506.
0.26	2387.	2391.	2393.	2396.
0.73	2186.	2191.	2193.	2195.
1.22	1985.	1990.	1993.	1985.
1.71	1784.	1789.	1792.	1795.
2.20	1582.	1588.	1591.	1594.
2.68	1380.	1387.	1390.	1394.
3.16	1177.	1185.	1189.	1193.
3.63	973.	982.	987.	991.
4.09	767.	778.	784.	789.
4.53	561.	574.	581.	587.
4.96	359.	373.	380.	387.
5.36	156.	172.	180.	187.
5.56	48.	71.	79.	87.

Vol. IV Table 12-3-18

ESTIMATING BOTTOM HOLE FLOWING PRESSURE VS.
CUMULATIVE PRODUCTION

CENTRAL LUCONIA M 1

Cumulative Production (MMMMSCF)	Production Rate (MMSCF/D)			
	Q=30	Q=20	Q=15	Q=10
	Bottom Hole Flowing Pressure (PSIG)			
0.0	3406.	3421.	3428.	3436.
0.0091	3356.	3371.	3378.	3386.
0.0513	3155.	3170.	3178.	3185.
0.0943	2954.	2970.	2977.	2985.
0.1380	2753.	2769.	2777.	2785.
0.1867	2551.	2568.	2576.	2584.
0.2383	2349.	2366.	2375.	2383.
0.2901	2146.	2164.	2173.	2182.
0.3431	1942.	1962.	1972.	1981.
0.3963	1737.	1759.	1769.	1780.
0.4494	1530.	1555.	1566.	1578.
0.5022	1322.	1349.	1362.	1375.
0.5552	1110.	1141.	1157.	1171.
0.6067	892.	930.	948.	966.
0.6567	663.	713.	736.	758.
0.7052	403.	479.	513.	544.
0.7520		180.	254.	311.
0.7969				

Table 13-4-1
(Vol. IV)

OIL AND GAS PRODUCTION RATE
OF
EACH FIELD IN LUTONG STREAM

<u>FIELD</u>	<u>OIL</u> <u>(BPD)</u>	<u>GAS</u> <u>(MMSCFD)</u>
BARONIA	49,162	106.1
FAIRLEY-BARAM	11,705	21.6
WEST LUTONG	14,333	35.2
BARAM	30,683	117.4
BAKAU	5,203	10.5
TUKAU	13,031	17.6
TOTAL	124,117	308.4

NOTE

* AVERAGE PRODUCTION IN MAY, 1976

Table 13-4-2
(Vol. IV)

MAJOR EQUIPMENT SPECIFICATIONS
OF PRODUCTION STATION BNP-A

SEPARATOR

Name & Tag No.	No.	Type	Size	Design Capacity BPD	Pressure Design/ Operation PSIG
HP Separator V-100 & 101	2	Hori.	72"øx20'	30,000	385/250
LP Separator V-200 & 201	2	ditto	72"øx20'	30,000	125/50
Surge Vessel V-300 & 301	2	ditto	126"øx32'	30,000	85/10
Test Separator V-400	1	Vert.	72"øx20'		385

PUMP

Name & Tag No.	No.	Capacity BPD	Type	Header Suction/ Discharge
Crude Oil Transfer Pump P-801 - 805	5	13,000	Recipro. Gas Expansion Driven	20" 150# ANSI/ 8" 600# ANSI

ELECTRICAL GENERATOR

No.	Type	Voltage volts	Phase	Frequency Hz	Capacity Kw	Speed RPM	Service
1	Gas Expansion Turbine-driven	415	3	50	20	1,500	Lighting, Instr., etc.

Table 13-4-3
(Vol. IV)

MAJOR EQUIPMENT SPECIFICATIONS
OF PRODUCTION STATION BAP-A

SEPARATOR

Name & Tag No.	No.	Type	Size	Design Capacity BPD	Pressure Design/ Operation PSIG
HP Separator V-100 & 101	2	Hori.	72"øx20'	30,000	385/250
LP Separator V-200 & 201	2	ditto	72"øx20'	30,000	125/50
Surge Vessel V-300 & 301	2	ditto	126"øx32'	30,000	85/10
Test Separator V-400	1	Vert.	72"øx20'		385

PUMP

Name & Tag No.	No.	Capacity BPD	Type	Header Suction/ Discharge
Crude Oil Transfer Pump P-801 - 805	5	13,000	Recipro. Gas Expansion Driven	20" 150# ANSI/ 8" 600# ANSI

ELECTRICAL GENERATOR

No.	Type	Voltage volts	Phase	Frequency Hz	Capacity Kw	Speed RPM	Service
1	Gas Expansion Turbine-driven	415	3	50	20	1,500	Lighting, Instr., etc.

Table 13-4-4
(Vol. IV)

MAJOR EQUIPMENT SPECIFICATIONS
OF PRODUCTION STATION BAP-B

SEPARATOR

Name & Tag No.	No.	Type	Size	Design Capacity BPD	Pressure Design/ Operation PSIG
HP Separator V-100	1	Hori.	72"øx20'	30,000	385/250
LP Separator V-200	1	ditto	72"øx20'	30,000	125/50
Surge Vessel V-300	1	ditto	126"øx32'	30,000	85/10
Test Separator V-400	1	Vert.	72"øx20'		385

PUMP

Name & Tag No.	No.	Capacity BPD	Type	Header Suction/ Discharge
Crude Oil Transfer Pump P-801 - 803	3	13,000	Recipro. Gas Expansion Driven	20" 150# ANSI/ 8" 600# ANSI

ELECTRICAL GENERATOR

No.	Type	Voltage volts	Phase	Frequency Hz	Capacity Kw	Speed RPM	Service
1	Gas Expansion Turbine-driven	415	3	50	20	1,500	Lighting, Instr., etc.

Table 13-4-5
(Vol. IV)

MAJOR EQUIPMENT SPECIFICATIONS
OF PRODUCTION STATION BKP-A

SEPARATOR

Name & Tag No.	No.	Type	Size	Design Capacity BPD	Pressure Design/ Operation PSIG
HP Separator V-100	1	Hori.	72"øx20'	30,000	385/250
LP Separator V-200	1	ditto	72"øx20'	30,000	125/50
Surge Vessel V-300	1	ditto	126"øx32'	30,000	85/10
Test Separator V-400	1	ditto	60"øx15'		385

PUMP

Name & Tag No.	No.	Capacity BPD	Type	Header Suction/ Discharge
Crude Oil Transfer Pump P-801 - 803	3	13,000	Recipro. Gas Expansion Driven	20" 150# ANSI/ 8" 600# ANSI

ELECTRICAL GENERATOR

No.	Type	Voltage volts	Phase	Frequency Hz	Capacity Kw	Speed RPM	Service
1	Gas Expansion Turbine-driven	415	3	50	20	1,500	Lighting, Instr., etc.

Table 13-4-6
(Vol. IV)

MAJOR EQUIPMENT SPECIFICATIONS
OF PRODUCTION STATION WLP-A

SEPARATOR

Name & Tag No.	No.	Type	Size	Design Capacity BPD	Pressure Design/ Operation PSIG
HP Separator V-100	1	Hori.	72"øx20'	30,000	385/250
LP Separator V-200	1	ditto	72"øx20'	30,000	125/50
Surge Vessel V-300	1	ditto	126"øx32'	30,000	85/10
Test Separator V-400	1	N/A	N/A		385
Gas Lift Separator V-500	1	ditto	36"øx10' (installed on WLDP-A)		1,440/950

PUMP

Name & Tag No.	No.	Capacity BPD	Type	Header Suction/ Discharge
Crude Oil Transfer Pump P-801 - 803	3	13,000	Recipro. Gas Expansion Driven	20" 150# ANSI/ 8" 600# ANSI

ELECTRICAL GENERATOR

No.	Type	Voltage volts	Phase	Frequency Hz	Capacity Kw	Speed RPM	Service
1	Gas Expansion Turbine-driven	415	3	50	20	1,500	Lighting, Instr., etc.

Table 13-4-7
(Vol. IV)

MAJOR EQUIPMENT SPECIFICATIONS
OF PRODUCTION STATION WLP-C

SEPARATOR

Name & Tag No.	No.	Type	Size	Design Capacity BPD	Pressure Design/ Operation PSIG
HP Separator V-100	1	Hori.	72"øx20'	30,000	385/250
LP Separator V-200	1	ditto	72"øx20'	30,000	125/50
Surge Vessel V-300	1	ditto	126"øx32'	30,000	85/10
Test Separator V-400	1	Vert.	70"øx20'		385

PUMP

Name & Tag No.	No.	Capacity BPD	Type	Header Suction/ Discharge
Crude Oil Transfer Pump P-801 - 803	3	13,000	Recipro. Gas Expansion Driven	20" 150# ANSI/ 8" 600# ANSI

ELECTRICAL GENERATOR

No.	Type	Voltage volts	Phase	Frequency Hz	Capacity Kw	Speed RPM	Service
1	Gas Expansion Turbine-driven	415	3	50	20	1,500	Lighting, Instr., etc.

Table 13-4-8
(Vol. IV)

MAJOR EQUIPMENT SPECIFICATIONS
OF PRODUCTION STATION TKP-A

SEPARATOR

Name & Tag No.	No.	Type	Size	Design Capacity BPD	Pressure Design/ Operation PSIG
HP Separator V-100	1	Hori.	72"øx20'	30,000	385/250
LP Separator V-200 &	1	ditto	72"øx20'	30,000	125/50
Surge Vessel V-300 &	1	ditto	126"øx32'	30,000	85/10
Test Separator V-400	1	ditto	60"øx15'		385
Gas Lift Separator V-500	1	ditto	42"øx15'		1,440/950

PUMP

Name & Tag No.	No.	Capacity BPD	Type	Header Suction/ Discharge
Crude Oil Transfer Pump P-801 - 803	3	13,000	Recipro. Gas Expansion Driven	20" 150# ANSI/ 8" 600# ANSI

ELECTRICAL GENERATOR

No.	Type	Voltage volts	Phase	Frequency Hz	Capacity Kw	Speed RPM	Service
1	Gas Expansion Turbine-driven	415	3	50	20	1,500	Lighting, Instr., etc.

Table 13-4-9
(Vol. IV)

MAJOR EQUIPMENT SPECIFICATIONS
OF PRODUCTION STATION TKP-B

SEPARATOR

Name & Tag No.	No.	Type	Size	Design Capacity BPD	Pressure Design/ Operation PSIG
HP Separator V-100	1	Hori.	72"øx20'	30,000	385/250
LP Separator V-200	1	ditto	72"øx20'	30,000	125/50
Surge Vessel V-300	1	ditto	126"øx32'	30,000	85/10
Test Separator V-400	1	N/A	N/A		385

PUMP

Name & Tag No.	No.	Capacity BPD	Type	Header Suction/ Discharge
Crude Oil Transfer Pump P-801 - 803	3	13,000	Recipro. Gas Expansion Driven	20" 150# ANSI/ 8" 600# ANSI

ELECTRICAL GENERATOR

No.	Type	Voltage volts	Phase	Frequency Hz	Capacity Kw	Speed RPM	Service
1	Gas Expansion Turbine-driven	415	3	50	20	1,500	Lighting, Instr., etc.

Table 13-4-10
(Vol. IV)

PRESSURE LOSS AND FLOW VELOCITY IN
LOADING LINES FOR BERTH NO. 2

Flow Rate : 13,860 BPH

Section From	To	Pressure Loss PSI	Max. Velocity in This Section, FT/SEC
Lutong Terminal	Manifold Platform	100	7.0
Manifold Platform	SBM	76	13.9
SBM	Hose End	20	13.7

Table 13-4-11
(Vol. IV)

PRESSURE LOSS AND FLOW VELOCITY IN
LOADING LINES FOR BERTH NO. 4

Flow Rate Case 1: 13,860 BPH
Case 2: 19,530 BPH

Section From	To	Pressure Loss PSI		Max. Velocity in This Section, FT/SEC
		Case 1	Case 2	
Lutong Terminal	Manifold Platform	55	59	6.3 6.6
Manifold Platform	SBM	13	24	6.3 8.9
SBM	Hose End	22	41	13.7 19.4

Table 13-4-12
(Vol. IV)

PRELIMINARY CAPITAL INVESTMENT COST
AND UTILITIES REQUIREMENTS FOR WASH TANK SYSTEM

I. CAPITAL INVESTMENT

		M\$
FREE WATER KNOCKOUT	100,000BPD	203,000
DIRECT FIRED HEATER	100,000BPD	381,000
WASH TANK	100,000BBLS	2,032,000
PUMPS		178,000
PIPING		559,000
ELECTRICAL EQUIPMENT		279,000
INSTRUMENT EQUIPMENT		381,000
TOTAL		<hr/> 4,013,000

II. UTILITIES REQUIREMENTS

1. FUEL	MMBTU/HR	13
EQUIVALENT TO NATURAL GAS	SCFPD	40,000
2. ELECTRICAL POWER	KW	200

Table 14-5-1 (Vol. IV)

MAJOR EQUIPMENT LIST

FOR BARONIA OIL FIELD AND B-12 GAS FIELD GAS UTILIZATION-CASE IA

ITEM NO. & NAME	LOCATION	QUANTITY	DESCRIPTION
<u>V - 101</u> PRODUCTION SEPARATOR	B12WP-A	1	SIZE: 5'-0" I.D. x 15'-0" S-S DESIGN PRESS.: 1,500 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
<u>V- 102</u> TEST SEPARATOR	B12WP-A	1	SIZE: 5'-0" I.D. x 15'-0" S-S DESIGN PRESS.: 1,500 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
<u>V - 103</u> LIQUID KNOCKOUT DRUM	B12WP-A	2	SIZE: 3'-6" I.D. x 10'-0" S-S DESIGN PRESS.: 1,500 PSIG @ 150°F TYPE: VERTICAL
<u>V - 104</u> GLYCOL CONTACTOR	B12WP-A	1	SIZE: 4'-9" I.D. x 27'-6" S-S DESIGN PRESS.: 1,500 PSIG @ 150°F TYPE: VERTICAL
<u>V - 105</u> CONDENSATE SURGE VESSEL	B12WP-A	1	SIZE: 4'-6" I.D. x 15'-0" S-S DESIGN PRESS.: 1,500 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
<u>GR - 101</u> GLYCOL REGENERATOR	B12WP-A	1	REBOILER: 36" DIA. x 17'-6" L STILL COLUMN: 24" DIA. x 11'-0" L SURGE TANK: 36" DIA. x 17'-6" L
<u>H - 101</u> START-UP HEATER	B12WP-A	1	SIZE: 24" DIA. x 7'-6" L
<u>C - 151</u> INSTRUMENT AIR COMPRESSOR	B12WP-A	2	CAPACITY: 35 SCFM
<u>P - 152</u> FIRE WATER PUMP	B12WP-A	1	CAPACITY: 1,500 GPM TYPE: VERTICAL
<u>TK - 101</u> CORROSION INHIBITOR TANK	B12WP-A	1	CAPACITY: 20 BBL SIZE: 5'-0" I.D. x 8'-0" H
<u>TK - 102</u> GLYCOL STORAGE TANK	B12WP-A	1	CAPACITY: 20 BBL SIZE: 5'-0" I.D. x 8'-0" H
<u>M - 101</u> INLET MANIFOLD	B12WP-A	1	PRODUCTION HEADER AND TEST HEADER
<u>G - 152</u> GAS TURBINE GENERATOR	B12WP-A	2	CAPACITY: 1,000 KVA

Table 14-6-1 (Vol. IV)

CAPITAL INVESTMENT COST ESTIMATION

BARONIA OIL FIELD AND B-12 GAS FIELD
GAS UTILIZATION

(M\$ 1,000)

CASE I A

1.	Exploration & Appraisal Wells	4,145
2.	Engineering	8,918
3.	Development Wells	25,400
4.	Facilities	
	a. Offshore Platforms	23,899
	b. Offshore Production Equipment	5,080
	c. Submarine Pipelines	34,796
	d. Offshore Storage & Loading Facilities	-
	e. Onshore Terminal & Loading Facilities	-
	f. Support Facilities	-
	Sub Total	<u>63,775</u>
5.	Pre-start up Expense	980
6.	Contingencies	9,809
	TOTAL	<u><u>113,027</u></u>

Table 14-6-2 (Vol. IV)

ANNUAL OPERATION COST ESTIMATION

(M\$ 1,000/Year)

BARONIA OIL FIELD AND B-12 GAS FIELD
GAS UTILIZATION

CASE I A

1. Direct Cost

a. Operating Personnel	48
b. Operating Management	5
c. Repair & Maintenance	1,359
d. Operating Supplies	324
e. Chemical	69
f. Service Contract	<u>1,778</u>
Sub Total	3,583

2. Indirect Cost

a. Indirect Personnel	28
b. Insurance	1,198
Sub Total	<u>1,226</u>

TOTAL

4,809

Table 14-6-3 (Vol. IV)

INVESTMENT SCHEDULE

BARONIA OIL FIELD AND B-12 GAS FIELD GAS UTILIZATION CASE I A (M\$ 1,000)

Item	Year		
	1ST	2ND	3RD
1. Exploration & Appraisal Wells	4,145	-	
2. Engineering	8,918	-	
3. Development Wells	-	25,400	
4. Offshore Platforms	15,227	8,672	
5. Offshore Production Equipment	-	5,080	
6. Submarine Pipelines	3,988	30,808	
7. Offshore Storage & Loading Facilities	-	-	
8. Onshore Terminal & Loading Facilities	-	-	
9. Support Facilities	-	-	
10. Pre-start up Expense	281	699	
11. Contingencies	2,813	6,996	
Total	35,372	77,655	

 * ECONOMIC ANALYSIS FOR MALAYSIA PROJECT *

TABLE 14-6-4 CASH FLOW TABLE FOR GAS BARONIA OIL FIELD AND B-12 GAS FIELD GAS

VOL.IV UTILIZATION CASE I A : NATURAL FLOW CASE

* P R E M I S E S *

PRODUCTION LIFE : 20 YEARS
 PRE-STARTUP PERIOD : 2 YEARS
 EQUITY RATIO OF OIL COMPANY : 100.00 %
 INTEREST RATE : 8.00 %

* B A S I C T E R M S O F P / S A G R E E M E N T S *

ROYALTY RATE : 10.00 %
 MAXIMUM COST RECOVERY RATIO : 25.00 %
 PROFIT GAS SHARE : 70.00 %
 PETRONAS : 30.00 %
 OPERATING COMPANY : 0.50 %
 RATE OF PAYMENT FOR RESEARCH FUND : M\$ 2500000.
 DISCOVERY BONUS : 45.00 %
 INCOME TAX RATE

* INPUT DATA BY YEAR *

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10YR TOTAL
CAPITAL INVESTMENT (M\$ 1000)	35372.	77655.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	113027.
GAS PRODUCTION (MMSCF/DAY)	0.	0.	37.	37.	37.	37.	37.	37.	37.	37.	296.
SALES PRICE OF GAS (M\$/MSCF)	0.0	0.0	430.0	430.0	430.0	430.0	430.0	430.0	430.0	430.0	430.0

CAPITAL INVESTMENT (M\$ 1000)	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	113027.
GAS PRODUCTION (MMSCF/DAY)	37.	37.	37.	37.	37.	37.	37.	37.	37.	37.	666.
SALES PRICE OF GAS (M\$/MSCF)	430.0	430.0	430.0	430.0	430.0	430.0	430.0	430.0	430.0	430.0	430.0

20YR
TOTAL

 * ECONOMIC ANALYSIS FOR MALAYSIA PROJECT *

TABLE 14-6-4 CASH FLOW TABLE FOR GAS BARONIA OIL FIELD AND B-12 GAS FIELD GAS
 VOL.IV UTILIZATION CASE I A : NATURAL FLOW CASE

(CONT'D)
 PAGE 2

	* INPUT DATA BY YEAR *		
TERM	21	22	
CAPITAL INVESTMENT (M\$ 1000)	0.	0.	22YR TOTAL
GAS PRODUCTION (MMSCF/DAY)	37.	37.	113027.
SALES PRICE OF GAS (M\$/MSCF)	430.0	430.0	740.

TABLE 14-6-4 CASH FLOW TABLE FOR GAS BARDONIA OIL FIELD AND 8-12 GAS FIELD GAS

VOL.IV UTILIZATION CASE I A : NATURAL FLOW CASE

* * CASH FLOW TABLE FOR PETRONAS * *
(X M\$ 1000)

(CONT'D)
PAGE 3

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS	0.	0.	26423.	26423.	26423.	26423.	26423.	26423.	26423.	26423.	211380.
2 BONUS FROM OIL COMPANY	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
3 RESEARCH FUND FROM OIL CO.	0.	0.	129.	129.	129.	129.	129.	129.	129.	129.	1034.
4 TOTAL CASH INFLOW	0.	0.	29052.	26552.	26552.	26552.	26552.	26552.	26552.	26552.	214914.
5 INCOME TAX	0.	0.	13073.	11948.	11948.	11948.	11948.	11948.	11948.	11948.	96711.

6 NET CASH FLOW	0.	0.	15978.	14603.	14603.	14603.	14603.	14603.	14603.	14603.	14603.
7 CUMULATIVE NET CASH FLOW	0.	0.	15978.	30582.	45185.	59789.	74392.	88996.	103599.	118203.	

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	20YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS	26423.	26423.	26423.	26423.	26423.	26423.	26423.	26423.	26423.	26423.	475605.
2 BONUS FROM OIL COMPANY	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
3 RESEARCH FUND FROM OIL CO.	129.	129.	129.	112.	81.	81.	81.	81.	81.	81.	2017.
4 TOTAL CASH INFLOW	26552.	26552.	26552.	26534.	26503.	26503.	26503.	26503.	26503.	26503.	480122.
5 INCOME TAX	11948.	11948.	11948.	11940.	11926.	11926.	11926.	11926.	11926.	11926.	216055.

6 NET CASH FLOW	14603.	14603.	14603.	14594.	14577.	14577.	14577.	14577.	14577.	14577.	14577.
7 CUMULATIVE NET CASH FLOW	132806.	147409.	162013.	176607.	191184.	205760.	220337.	234914.	249491.	264067.	

TABLE 14-6-4 CASH FLOW TABLE FOR GAS BARONIA OIL FIELD AND B-12 GAS FIELD GAS

VOL.IV UTILIZATION CASE I A : NATURAL FLOW CASE

(CONT'D)
PAGE 4

* * CASH FLOW TABLE FOR PETRONAS * *
(X M\$ 1000)

	TERM	21	22	22YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS		26423.	26423.	528450.
2 BONUS FROM OIL COMPANY		0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS		0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS		0.	0.	0.
3 RESEARCH FUND FROM OIL CO.		81.	81.	2178.
4 TOTAL CASH INFLOW		26503.	26503.	533129.
5 INCOME TAX		11926.	11926.	239907.
6 NET CASH FLOW		14577.	14577.	
7 CUMULATIVE NET CASH FLOW		278644.	293221.	

TABLE 14-6-4 CASH FLOW TABLE FOR GAS BARONIA OIL FIELD AND B-12 GAS FIELD GAS

VOL.IV UTILIZATION CASE I A : NATURAL FLOW CASE

(CONT'D)
PAGE 5

* * PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR PETRONAS * *
(X M\$ 1000)

	TERM	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
PRESENT WORTH											
5.00% DISCOUNT RATE		0.98	0.93	0.89	0.84	0.80	0.76	0.73	0.69	0.66	0.63
PRESENT WORTH		0.	0.	14144.	12311.	11725.	11166.	10635.	10128.	9646.	9187.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		0.	0.	14144.	26455.	38179.	49346.	59981.	70109.	79755.	88942.
PRESENT WORTH											
10.00% DISCOUNT RATE		0.95	0.87	0.79	0.72	0.65	0.59	0.54	0.49	0.44	0.40
PRESENT WORTH		0.	0.	12591.	10461.	9510.	8646.	7860.	7145.	6496.	5905.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		0.	0.	12591.	23052.	32562.	41208.	49068.	56213.	62708.	68613.
PRESENT WORTH											
15.00% DISCOUNT RATE		0.93	0.81	0.71	0.61	0.53	0.46	0.40	0.35	0.30	0.27
PRESENT WORTH		0.	0.	11267.	8954.	7786.	6770.	5887.	5119.	4452.	3871.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		0.	0.	11267.	20220.	28006.	34777.	40664.	45784.	50235.	54108.
PRESENT WORTH											
5.00% DISCOUNT RATE		0.60	0.57	0.54	0.52	0.49	0.47	0.45	0.43	0.41	0.39
PRESENT WORTH		8749.	8333.	7936.	7553.	7185.	6843.	6517.	6207.	5911.	5630.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		97691.	106024.	113959.	121512.	128697.	135540.	142057.	148263.	154174.	159804.
PRESENT WORTH											
10.00% DISCOUNT RATE		0.37	0.33	0.30	0.28	0.25	0.23	0.21	0.19	0.17	0.16
PRESENT WORTH		5368.	4880.	4437.	4031.	3660.	3327.	3025.	2750.	2500.	2273.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		73982.	78862.	83298.	87329.	90989.	94316.	97341.	100091.	102590.	104863.
PRESENT WORTH											
15.00% DISCOUNT RATE		0.23	0.20	0.17	0.15	0.13	0.11	0.10	0.09	0.08	0.07
PRESENT WORTH		3366.	2927.	2545.	2212.	1921.	1671.	1453.	1263.	1098.	955.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		57473.	60400.	62945.	65157.	67078.	68748.	70201.	71464.	72562.	73517.

TABLE 14-6-4 CASH FLOW TABLE FOR GAS BARONIA OIL FIELD AND 8-12 GAS FIELD GAS
VOL.IV UTILIZATION CASE I A : NATURAL FLOW CASE

(CONT'D)
PAGE 6

* * PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR PETRONAS * *
(X M\$ 1000)

	TERM	21	22
PRESENT WORTH			
5.00% DISCOUNT RATE		0.37	0.35
PRESENT WORTH		5362.	5106.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		165166.	170272.

10.00% DISCOUNT RATE		0.14	0.13
PRESENT WORTH		2066.	1878.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		106929.	108807.

15.00% DISCOUNT RATE		0.06	0.05
PRESENT WORTH		831.	722.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		74348.	75070.

TABLE 14-6-4 CASH FLOW TABLE FOR GAS BARONIA OIL FIELD AND B-12 GAS FIELD GAS
VOL.IV UTILIZATION CASE I A : NATURAL FLOW CASE

(CONT'D)
PAGE 7

* * CASH FLOW TABLE FOR OPERATING COMPANY * *
(X MS 1000)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10YR. TOTAL	
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS	0.	0.	11324.	11324.	11324.	11324.	11324.	11324.	11324.	11324.	11324.	90592.
2 SALES REVENUE FROM COST GAS	0.	0.	14518.	14518.	14518.	14518.	14518.	14518.	14518.	14518.	14518.	116143.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY GAS	0.	0.	5807.	5807.	5807.	5807.	5807.	5807.	5807.	5807.	5807.	46457.
4 TOTAL CASH INFLOW	0.	0.	31649.	31649.	31649.	31649.	31649.	31649.	31649.	31649.	31649.	253192.
5 ROYALTY	0.	0.	5807.	5807.	5807.	5807.	5807.	5807.	5807.	5807.	5807.	46457.
6 BONUS DISCOVERY BONUS	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
7 RESEARCH FUND TO PETRONAS	0.	0.	129.	129.	129.	129.	129.	129.	129.	129.	129.	1034.
8 OPERATING EXPENSES OPERATING COST CAPITAL COST RECOVERY	0.	0.	14518.	14518.	14518.	14518.	14518.	14518.	14518.	14518.	14518.	116143.
9 INCOME TAX	0.	0.	3913.	5038.	5038.	5038.	5038.	5038.	5038.	5038.	5038.	39176.
10 CAPITAL INVESTMENT	35372.	77655.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	113027.
11 TOTAL CASH OUTFLOW	35372.	77655.	17158.	15783.	15783.	15783.	15783.	15783.	15783.	15783.	15783.	240666.
12 NET CASH FLOW	-35372.	-77655.	14491.	15866.	15866.	15866.	15866.	15866.	15866.	15866.	15866.	
13 CUMULATIVE NET CASH FLOW	-35372.	-113027.	-98536.	-82670.	-66804.	-50938.	-35072.	-19206.	-3340.	12526.		
14 DCF ROR OF NET CASH FLOW (%)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.21		
15 CORPORATE CAPITAL	35372.	77655.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	113027.
16 INTEREST	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
17 BANK BORROWING	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
18 REPAYMENT	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
19 BORROWING BALANCE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
20 PAYOUT TIME	9.2 YEARS											

TABLE 14-6-4 CASH FLOW TABLE FOR GAS BARONIA OIL FIELD AND B-12 GAS FIELD GAS
VOL-IV UTILIZATION CASE I A : NATURAL FLOW CASE

(CONT'D)
PAGE 8

* * CASH FLOW TABLE FOR OPERATING COMPANY * *
(X Ms 1000)

TERM	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	20YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS	11324.	11324.	11324.	11324.	11324.	11324.	11324.	11324.	11324.	11324.	203831.
2 SALES REVENUE FROM COST GAS	14518.	14518.	14518.	11039.	4809.	4809.	4809.	4809.	4809.	4809.	199588.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY GAS	5807.	5807.	5807.	5807.	5807.	5807.	5807.	5807.	5807.	5807.	104529.
4 TOTAL CASH INFLOW	31649.	31649.	31649.	28170.	21940.	21940.	21940.	21940.	21940.	21940.	507949.
5 ROYALTY	5807.	5807.	5807.	5807.	5807.	5807.	5807.	5807.	5807.	5807.	104529.
6 BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
7 RESEARCH FUND TO PETRONAS	129.	129.	129.	112.	81.	81.	81.	81.	81.	81.	2017.
OPERATING EXPENSES	14518.	14518.	14518.	11039.	4809.	4809.	4809.	4809.	4809.	4809.	199589.
8 OPERATING COST	4809.	4809.	4809.	4809.	4809.	4809.	4809.	4809.	4809.	4809.	86562.
CAPITAL COST RECOVERY	9709.	9709.	9709.	6230.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	113027.
INCOME BEFORE TAX	11195.	11195.	11195.	11212.	11243.	11243.	11243.	11243.	11243.	11243.	199313.
9 INCOME TAX	5038.	5038.	5038.	5045.	5059.	5059.	5059.	5059.	5059.	5059.	89691.
10 CAPITAL INVESTMENT	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	113027.
11 TOTAL CASH OUTFLOW	15783.	15783.	15783.	15773.	15756.	15756.	15756.	15756.	15756.	15756.	398325.
12 NET CASH FLOW	15866.	15866.	15866.	12396.	6184.	6184.	6184.	6184.	6184.	6184.	6184.
13 CUMULATIVE NET CASH FLOW	28392.	44258.	60124.	72520.	78704.	84888.	91071.	97255.	103439.	109623.	
14 DCF ROR OF NET CASH FLOW (%)	4.39	6.05	7.35	8.16	8.51	8.81	9.07	9.29	9.49	9.67	
15 CORPORATE CAPITAL	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	113027.
16 INTEREST	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
17 BANK BORROWING	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
18 REPAYMENT	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
19 BORROWING BALANCE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
20 PAYOUT TIME	9.2 YEARS										

TABLE 14-6-4 CASH FLOW TABLE FOR GAS BARONIA OIL FIELD AND B-12 GAS FIELD GAS
 UTILIZATION CASE I A : NATURAL FLOW CASE

VOL. IV

* * CASH FLOW TABLE FOR OPERATING COMPANY * *
 (X M\$ 1000)

(CONT'D)
 PAGE 9

	TERM	21	22	22YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS		11324.	11324.	226479.
2 SALES REVENUE FROM COST GAS		4809.	4809.	209206.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY GAS		5807.	5807.	116143.
4 TOTAL CASH INFLOW		21940.	21940.	551829.
5 ROYALTY		5807.	5807.	116143.
6 RONUS		0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS		0.	0.	2500.
7 RESEARCH FUND TO PETRONAS		81.	81.	2178.
OPERATING EXPENSES		4809.	4809.	209207.
8 OPERATING COST		4809.	4809.	96180.
CAPITAL COST RECOVERY		0.	0.	113027.
INCOME BEFORE TAX		11243.	11243.	221800.
9 INCOME TAX		5059.	5059.	99810.
10 CAPITAL INVESTMENT		0.	0.	113027.
11 TOTAL CASH OUTFLOW		15756.	15756.	429838.
12 NET CASH FLOW		6184.	6184.	
13 CUMULATIVE NET CASH FLOW		115806.	121990.	
14 DCF ROR OF NET CASH FLOW (%)		9.82	9.95	
15 CORPORATE CAPITAL		0.	0.	113027.
16 INTEREST		0.	0.	0.
17 BANK BORROWING		0.	0.	0.
18 REPAYMENT		0.	0.	0.
19 BORROWING BALANCE		0.	0.	
20 PAYOUT TIME		9.2 YEARS		

TABLE 14-6-4 CASH FLOW TABLE FOR GAS BARONIA OIL FIELD AND B-12 GAS FIELD GAS
VOL.IV UTILIZATION CASE I A : NATURAL FLOW CASE

(CONT'D)
PAGE 10

* * PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR OPERATING COMPANY * *
(X M\$ 1000)

	TERM	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
PRESENT WORTH											
5.00% DISCOUNT RATE		0.98	0.93	0.89	0.84	0.80	0.76	0.73	0.69	0.66	0.63
PRESENT WORTH		-34520.	-72175.	12827.	13375.	12739.	12132.	11554.	11004.	10480.	9981.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		-34520.	-106694.	-93867.	-80492.	-67754.	-55622.	-44067.	-33064.	-22584.	-12603.

10.00% DISCOUNT RATE		0.95	0.87	0.79	0.72	0.65	0.59	0.54	0.49	0.44	0.40
PRESENT WORTH		-33726.	-67310.	11419.	11366.	10332.	9393.	8539.	7763.	7057.	6416.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		-33726.	-101036.	-89617.	-78252.	-67919.	-58526.	-49987.	-42224.	-35167.	-28751.

15.00% DISCOUNT RATE		0.93	0.81	0.71	0.61	0.53	0.46	0.40	0.35	0.30	0.27
PRESENT WORTH		-32985.	-62968.	10218.	9728.	8459.	7356.	6396.	5562.	4837.	4206.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		-32985.	-95953.	-85735.	-76007.	-67548.	-60192.	-53796.	-48234.	-43397.	-39192.

PRESENT WORTH											
5.00% DISCOUNT RATE		0.60	0.57	0.54	0.52	0.49	0.47	0.45	0.43	0.41	0.39
PRESENT WORTH		9506.	9053.	8622.	8416.	8048.	7903.	7655.	7433.	7208.	7000.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		-3097.	5956.	14578.	20994.	24042.	26945.	29709.	32342.	34850.	37238.

10.00% DISCOUNT RATE		0.37	0.33	0.30	0.28	0.25	0.23	0.21	0.19	0.17	0.16
PRESENT WORTH		5832.	5302.	4820.	3424.	1553.	1411.	1283.	1167.	1060.	964.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		-22919.	-17617.	-12797.	-9373.	-7820.	-6409.	-5126.	-3959.	-2899.	-1935.

15.00% DISCOUNT RATE		0.23	0.20	0.17	0.15	0.13	0.11	0.10	0.09	0.08	0.07
PRESENT WORTH		3657.	3180.	2765.	1879.	815.	709.	616.	536.	466.	405.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		-35534.	-32354.	-29389.	-27710.	-26895.	-26187.	-25570.	-25034.	-24568.	-24163.

TABLE 14-6-4 CASH FLOW TABLE FOR GAS BARONIA OIL FIELD AND B-12 GAS FIELD GAS
VOL.IV UTILIZATION CASE I A : NATURAL FLOW CASE

(CONT'D)
PAGE 11

* * PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR OPERATING COMPANY * *
(X M\$ 1000)

	TERM	21	22
PRESENT WORTH			
5.00% DISCOUNT RATE		0.37	0.35
PRESENT WORTH		2274.	2166.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		39512.	41679.

10.00% DISCOUNT RATE		0.14	0.13
PRESENT WORTH		876.	797.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		-1058.	-261.

15.00% DISCOUNT RATE		0.06	0.05
PRESENT WORTH		352.	306.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		-23811.	-23505.

Table 15-5-1 (Vol. IV)

MAJOR EQUIPMENT LIST

FOR BETTY AND BOKOR OIL FIELDS-CASE I

ITEM NO. & NAME	LOCATION	QUANTITY	DESCRIPTION
<u>V - 1</u> 1ST STAGE PRODUCTION SEPARATOR	BTWP-A	1	SIZE: 5'-6" I.D. x 16'-6" S-S DESIGN PRESS.: 300 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
	BOWP-A	1	SIZE: 4'-0" I.D. x 12'-0" S-S DESIGN PRESS.: 300 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
<u>V - 2</u> 2ND STAGE PRODUCTION SEPARATOR	BTWP-A	1	SIZE: 5'-6" I.D. x 16'-6" S-S DESIGN PRESS.: 100 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
	BOWP-A	1	SIZE: 4'-0" I.D. x 12'-0" S-S DESIGN PRESS.: 100 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
<u>V - 3</u> 3RD STAGE PRODUCTION SEPARATOR	BTWP-A	1	SIZE: 12'-0" I.D. x 24'-0" S-S DESIGN PRESS.: 50 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
	BOWP-A	1	SIZE: 9'-0" I.D. x 18'-0" S-S DESIGN PRESS.: 50 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
<u>V - 4</u> TEST SEPARATOR	BTWP-A	1	SIZE: 3'-6" I.D. x 10'-0" S-S DESIGN PRESS.: 300 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
	BOWP-A	1	
	BOW-A	1	
	BOW-B	1	
<u>C - 151</u> INSTRUMENT AIR COMPRESSOR	BTWP-A	2	CAPACITY: 35 SCFM
	BOWP-A	2	
<u>P - 2</u> CRUDE TRANSFER PUMP	BTWP-A	2	CAPACITY: 470 GPM TYPE: HORIZONTAL
	BOWP-A	2	CAPACITY 150 GPM TYPE: HORIZONTAL
<u>P - 152</u> FIRE WATER PUMP	BTWP-A	1	CAPACITY: 1,500 GPM TYPE: VERTICAL
	BOWP-A	1	
<u>TK - 1</u> DEEMULSIFIER TANK	BTWP-A	1	SIZE: 6'-0" I.D. x 15'-6" H
	BOWP-A	1	
<u>TK - 2</u> DEFOAMANT TANK	BTWP-A	1	SIZE: 6'-0" I.D. x 15'-6" H
	BOWP-A	1	
<u>TK - 152</u> DIESEL STORAGE TANK	BTWP-A	1	CAPACITY: 500 BBL SIZE: 15'-6" I.D. x 16'-0" H
	BOWP-A	1	
<u>M - 1</u> INLET MANIFOLD	BTWP-A	1	HIGH PRESSURE HEADER LOW PRESSURE HEADER TEST HEADER
	BOWP-A	1	
<u>G - 151</u> DIESEL DRIVEN GENERATOR	BTWP-A	2	CAPACITY: 300 KVA
	BOWP-A	2	
<u>FM - 1</u> FLOW METER	BTWP-A	1	DESIGN RATE: 500 GPM (MAX.)
	BOWP-A	1	DESIGN RATE: 180 GPM (MAX.)

Table 15-6-1 (Vol. IV)

CAPITAL INVESTMENT COST ESTIMATION

	CASE I	CASE II	(M\$ 1,000)
BETTY AND BOKOR OIL FIELDS			
1. Exploration & Appraisal Wells	26,711	11,821	
2. Engineering	16,830	9,037	
3. Development Wells	76,543	53,009	
4. Facilities			
a. Offshore Platforms	61,783	22,951	
b. Offshore Production Equipment	7,940	3,970	
c. Submarine Pipelines	22,029	10,444	
d. Offshore Storage & Loading Facilities .	-	-	
e. Onshore Terminal & Loading Facilities .	-	-	
f. Support Facilities	-	-	
Sub Total	<u>91,752</u>	<u>37,365</u>	
5. Pre-start up Expense	1,852	993	
6. Contingencies	18,512	9,941	
TOTAL	<u>232,200</u>	<u>122,166</u>	

ANNUAL OPERATION COST ESTIMATION

Table 15-6-2 (Vol.IV)

BETTY AND BOKOR OIL FIELDS CASE I

(M\$ 1,000)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Direct Cost									
a. Operating Personnel				607	607	607	607	607	455
b. Operating Management				61	61	61	61	61	46
c. Repair & Maintenance				3,772	3,772	2,896	2,019	2,019	1,514
d. Operating Supplies				617	617	473	328	328	246
e. Chemical				843	792	620	399	279	15
f. Service Contract				2,159	2,159	2,159	1,778	1,778	1,334
Sub Total				<u>8,059</u>	<u>8,008</u>	<u>6,816</u>	<u>5,192</u>	<u>5,072</u>	<u>3,610</u>
2. Indirect Cost									
a. Indirect Personnel				335	335	335	335	335	251
b. Insurance				2,903	2,903	2,229	1,554	1,554	1,166
Sub Total				<u>3,238</u>	<u>3,238</u>	<u>2,564</u>	<u>1,889</u>	<u>1,889</u>	<u>1,417</u>
TOTAL				11,297	11,246	9,380	7,081	6,961	5,027

ANNUAL OPERATION COST ESTIMATION

Table 15-6-3 (Vol.IV)

BETTY AND BOKOR OIL FIELDS CASE II

(M\$ 1,000)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Direct Cost									
a. Operating Personnel				490	490	490	490	490	368
b. Operating Management				49	49	49	49	49	37
c. Repair & Maintenance				2,019	2,019	2,019	2,019	2,019	1,514
d. Operating Supplies				328	328	328	328	328	246
e. Chemical				632	589	544	399	279	15
f. Service Contract				1,778	1,778	1,778	1,778	1,778	1,334
Sub Total				<u>5,296</u>	<u>5,253</u>	<u>5,208</u>	<u>5,063</u>	<u>4,943</u>	<u>3,514</u>
2. Indirect Cost									
a. Indirect Personnel				269	269	269	269	269	202
b. Insurance				1,554	1,554	1,554	1,554	1,554	1,166
Sub Total				<u>1,823</u>	<u>1,823</u>	<u>1,823</u>	<u>1,823</u>	<u>1,823</u>	<u>1,368</u>
TOTAL				7,119	7,076	7,031	6,886	6,766	4,882

Table 15-6-4 (Vol. IV)

INVESTMENT SCHEDULE

(M\$ 1,000)

BETTY AND BOKOR OIL FIELDS CASE I

Item	Year		
	1ST	2ND	3RD
1. Exploration & Appraisal Wells	26,711	-	-
2. Engineering	16,830	-	-
3. Development Wells	-	10,754	65,789
4. Offshore Platforms	6,568	44,412	10,803
5. Offshore Production Equipment	1,270	5,438	1,232
6. Submarine Pipelines	-	-	22,029
7. Offshore Storage & Loading Facilities	-	-	-
8. Onshore Terminal & Loading Facilities	-	-	-
9. Support Facilities	-	-	-
10. Pre-start up Expense	247	606	999
11. Contingencies	2,467	6,060	9,985
Total	54,093	67,270	110,837

Table 15-6-5 (Vol. IV)

INVESTMENT SCHEDULE

(M\$ 1,000)

BETTY AND BOKOR OIL FIELDS CASE II

Item	Year		
	1ST	2ND	3RD
1. Exploration & Appraisal Wells	11,821	-	-
2. Engineering	9,037	-	-
3. Development Wells	-	10,754	42,255
4. Offshore Platforms	6,568	16,383	-
5. Offshore Production Equipment	1,257	2,713	-
6. Submarine Pipelines	-	-	10,444
7. Offshore Storage & Loading Facilities	-	-	-
8. Onshore Terminal & Loading Facilities	-	-	-
9. Support Facilities	-	-	-
10. Pre-start up Expense	168	298	527
11. Contingencies	1,686	2,985	5,270
Total	30,537	33,133	58,496

 * ECONOMIC ANALYSIS FOR MALAYSIA PROJECT *

TABLE 15-6-6 CASH FLOW TABLE FOR OIL BETTY AND BOKOR OIL FIELDS

VOL.IV CASE I : BETTY & BOKOR, BAKAU GATHERING SYSTEM CASE

* P R E M I S E S *

PRODUCTION LIFE : 6 YEARS
 PRE-STARTUP PERIOD : 3 YEARS
 EQUITY RATIO OF OIL COMPANY : 100.00 %
 INTEREST RATE : 8.00 %

* B A S I C T E R M S O F P / S A G R E E M E N T S *

ROYALTY RATE : 10.00 %
 MAXIMUM COST RECOVERY RATIO : 20.00 %
 PROFIT OIL SHARE : 70.00 %
 PETRONAS : 30.00 %
 OPERATING COMPANY : 0.50 %
 RATE OF PAYMENT FOR RESEARCH FUND : M\$ 32.31 /8BL
 INITIAL BASIC PRICE (AT 1976 BASE) : 5.00 %
 RATE OF INCREASE FOR BASIC PRICE : 70.00 %
 RATE OF PAYMENT FOR PROFIT OIL ABOVE BASIC PRICE : M\$ 5000000.
 PRODUCTION BONUS ABOVE 500088L/DAY : M\$ 2500000.
 DISCOVERY BONUS : 45.00 %
 INCOME TAX RATE

* INPUT DATA BY YEAR *

TERM	1	2	3	4	5	6	7	8	9	9YR TOTAL
CAPITAL INVESTMENT (M\$ 1000)	54093.	67270.	110837.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	232200.
OIL PRODUCTION (M BBL/YEAR)	0.	0.	0.	7421.	6972.	5456.	3526.	2467.	136.	25978.
SALES PRICE OF OIL (M\$/BBL)	0.0	0.0	0.0	31.70	31.70	31.88	31.95	31.95	31.95	
BASIC PRICE OF OIL (M\$/BBL)	35.62	37.40	39.27	41.24	43.30	45.46	47.74	50.12	52.63	

TABLE 15-6-6 CASH FLOW TABLE FOR OIL BETTY AND BOKOR OIL FIELDS
 VOL.IV CASE I : BETTY & BOKOR, BAKAU GATHERING SYSTEM . CASE

(CONT'D)
 PAGE 2

* * CASH FLOW TABLE FOR PETRONAS * *
 (X M\$ 1000)

TERM	1	2	3	4	5	6	7	8	9	9YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT OIL	0.	0.	0.	115270.	108296.	85229.	55201.	38622.	2129.	404748.
2 REVENUE FROM OIL BASIC PRICE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
3 BONUS FROM OIL COMPANY	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
4 RESEARCH FUND FROM OIL CO.	0.	0.	0.	482.	453.	357.	231.	162.	9.	1693.
5 TOTAL CASH INFLOW	0.	0.	0.	118253.	108749.	85586.	55432.	38784.	2138.	408941.
6 INCOME TAX	0.	0.	0.	53214.	48937.	38514.	24945.	17453.	962.	184023.
7 NET CASH FLOW	0.	0.	0.	65039.	59812.	47072.	30488.	21331.	1176.	
8 CUMULATIVE NET CASH FLOW	0.	0.	0.	65039.	124851.	171923.	202411.	223742.	224918.	

TABLE 15-6-6 CASH FLOW TABLE FOR OIL BETTY AND BOKOR OIL FIELDS
VOL.IV CASE I : BETTY & BOKOR, BAKAU GATHERING SYSTEM CASE

(CONT'D)
PAGE 3

** PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR PETRONAS **
(X M\$ 1000)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
PRESENT WORTH									
5.00% DISCOUNT RATE	0.98	0.93	0.89	0.84	0.80	0.76	0.73	0.69	0.66
PRESENT WORTH	0.	0.	0.	54829.	48022.	35994.	22202.	14794.	777.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	54829.	102851.	138844.	161047.	175841.	176618.
10.00% DISCOUNT RATE	0.95	0.87	0.79	0.72	0.65	0.59	0.54	0.49	0.44
PRESENT WORTH	0.	0.	0.	46591.	38951.	27868.	16409.	10437.	523.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	46591.	85542.	113410.	129819.	140256.	140779.
15.00% DISCOUNT RATE	0.93	0.81	0.71	0.61	0.53	0.46	0.40	0.35	0.30
PRESENT WORTH	0.	0.	0.	39878.	31890.	21824.	12291.	7478.	358.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	39878.	71767.	93591.	105882.	113360.	113718.

TABLE 15-6-6 CASH FLOW TABLE FOR OIL BETTY AND BOKOR OIL FIELDS
VOL.IV CASE I : BETTY & BOKOR, BAKAU GATHERING SYSTEM CASE

(CONT'D)
PAGE 4

* * CASH FLOW TABLE FOR OPERATING COMPANY * *
(X M\$ 1000)

TERM	1	2	3	4	5	6	7	8	9	9YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT OIL	0.	0.	0.	49402.	46413.	36527.	23658.	16552.	912.	173663.
2 SALES REVENUE FROM COST OIL	0.	0.	0.	47049.	44202.	34787.	22531.	15764.	869.	165203.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY OIL	0.	0.	0.	23525.	22101.	17394.	11266.	7882.	435.	82602.
4 TOTAL CASH INFLOW	0.	0.	0.	119975.	112716.	88708.	57454.	40199.	2216.	421268.
5 ROYALTY	0.	0.	0.	23525.	22101.	17394.	11266.	7882.	435.	82602.
6 PAYMENT FOR OIL BASIC PRICE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
7 BONUS	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
8 RESEARCH FUND TO PETRONAS	0.	0.	0.	482.	453.	357.	231.	162.	9.	1693.
OPERATING EXPENSES (M\$/RRL)	0.	0.	0.	47049.	44202.	34787.	22531.	15764.	5027.	169361.
9 OPERATING COST	0.0	0.0	0.0	6.34	6.34	6.39	6.39	6.39	36.96	6.52
CAPITAL COST RECOVERY	0.	0.	0.	11297.	11246.	9380.	7081.	6961.	5027.	50992.
INCOME BEFORE TAX	0.	0.	0.	35752.	32956.	25407.	15450.	8803.	0.	118369.
10 INCOME TAX	0.	0.	0.	46419.	45960.	36170.	23427.	16391.	904.	169270.
11 CAPITAL INVESTMENT	54093.	67270.	110837.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	232200.
12 TOTAL CASH OUTFLOW	54093.	67270.	110837.	58693.	54482.	43407.	29120.	22380.	5877.	446158.
13 NET CASH FLOW	-54093.	-67270.	-110837.	61283.	58234.	45301.	28335.	17818.	-3661.	
14 CUMULATIVE NET CASH FLOW	-54093.	-121363.	-232200.	-170917.	-112683.	-67382.	-39047.	-21229.	-24890.	
15 DCF ROR OF NET CASH FLOW (%)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
16 CORPORATE CAPITAL	54093.	67270.	110837.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	232200.
17 INTEREST	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	146.	146.
18 BANK BORROWING	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	3807.	3807.
19 REPAYMENT	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
20 BORROWING BALANCE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	3807.	
21 PAYOUT TIME	0.0 YEARS									

TABLE 15-6-6 CASH FLOW TABLE FOR OIL BETTY AND BOKOR OIL FIELDS
VOL.IV CASE I : BETTY & BOKOR, BAKAU GATHERING SYSTEM CASE

(CONT'D)
PAGE 5

* * PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR OPERATING COMPANY * *
(X M\$ 1000)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
PRESENT WORTH									
5.00% DISCOUNT RATE	0.98	0.93	0.89	0.84	0.80	0.76	0.73	0.69	0.66
PRESENT WORTH	-52789.	-62523.	-98110.	51663.	46755.	34639.	20634.	12358.	-2418.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-52789.	-115312.	-213422.	-161759.	-115004.	-80365.	-59730.	-47373.	-49791.
10.00% DISCOUNT RATE	0.95	0.87	0.79	0.72	0.65	0.59	0.54	0.49	0.44
PRESENT WORTH	-51576.	-58309.	-87338.	43900.	37924.	26819.	15250.	8718.	-1628.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-51576.	-109884.	-197222.	-153322.	-115398.	-88579.	-73329.	-64611.	-66239.
15.00% DISCOUNT RATE	0.93	0.81	0.71	0.61	0.53	0.46	0.40	0.35	0.30
PRESENT WORTH	-50442.	-54547.	-78152.	37575.	31048.	21003.	11423.	6246.	-1116.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-50442.	-104989.	-183141.	-145567.	-114518.	-93516.	-82093.	-75846.	-76962.

 * ECONOMIC ANALYSIS FOR MALAYSIA PROJECT *

TABLE 15-6-7 CASH FLOW TABLE FOR OIL BETTY AND BOKOR OIL FIELDS.

VOL.IV CASE II: BETTY, BAKAU GATHERING SYSTEM CASE PAGE 1

* P R E M I S E S *

PRODUCTION LIFE : 6 YEARS
 PRE-STARTUP PERIOD : 3 YEARS
 EQUITY RATIO OF OIL COMPANY : 100.00 %
 INTEREST RATE : 8.00 %

* B A S I C T E R M S O F P / S A G R E E M E N T S *

ROYALTY RATE : 10.00 %
 MAXIMUM COST RECOVERY RATIO : 20.00 %
 PROFIT OIL SHARE :
 PETRONAS : 70.00 %
 OPERATING COMPANY : 30.00 %
 RATE OF PAYMENT FOR RESEARCH FUND : 0.50 %
 INITIAL BASIC PRICE (AT 1976 BASE) : M\$ 32.31 /BBL
 RATE OF INCREASE FOR BASIC PRICE : 5.00 %
 RATE OF PAYMENT FOR PROFIT OIL ABOVE BASIC PRICE : 70.00 %
 PRODUCTION BONUS ABOVE 50000BBL/DAY : M\$ 5000000.
 DISCOVERY BONUS : M\$ 2500000.
 INCOME TAX RATE : 45.00 %

* INPUT DATA BY YEAR *

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	9YR TOTAL
CAPITAL INVESTMENT (M\$ 1000)	30537.	33133.	58496.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	122166.
OIL PRODUCTION (M BBL/YEAR)	0.	0.	0.	5595.	5206.	4805.	3526.	2467.	136.	21735.
SALES PRICE OF OIL (M\$/BBL)	0.0	0.0	0.0	31.95	31.95	31.95	31.95	31.95	31.95	31.95
BASIC PRICE OF OIL (M\$/RRL)	35.62	37.40	39.27	41.24	43.30	45.46	47.74	50.12	52.63	

TABLE 15-6-7 CASH FLOW TABLE FOR OIL BETTY AND BOKOR OIL FIELDS

VOL.IV

CASE II : BETTY, BAKAU GATHERING SYSTEM CASE

** CASH FLOW TABLE FOR PETRONAS **
(X M\$ 1000)

(CONT'D)
PAGE 2

TERM	1	2	3	4	5	6	7	8	9	9YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT OIL	0.	0.	0.	87593.	81503.	75225.	55201.	38622.	2129.	340272.
2 REVENUE FROM OIL BASIC PRICE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
3 BONUS FROM OIL COMPANY DISCOVERY BONUS PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
4 RESEARCH FUND FROM OIL CO.	0.	0.	0.	366.	341.	315.	231.	162.	9.	1424.
5 TOTAL CASH INFLOW	0.	0.	0.	90459.	81843.	75539.	55432.	38784.	2138.	344196.
6 INCOME TAX	0.	0.	0.	40707.	36830.	33993.	24945.	17453.	962.	154888.
7 NET CASH FLOW	0.	0.	0.	49752.	45014.	41547.	30488.	21331.	1176.	
8 CUMULATIVE NET CASH FLOW	0.	0.	0.	49752.	94766.	136313.	166801.	188132.	189308.	

TABLE 15-6-7 CASH FLOW TABLE FOR OIL BETTY AND BOKOR OIL FIELDS

VOL.IV CASE II : BETTY, BAKAU GATHERING SYSTEM CASE

(CONT'D)
PAGE 3

* * PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR PETRONAS * *
(X M\$ 1000)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
PRESENT WORTH									
5.00% DISCOUNT RATE	0.98	0.93	0.89	0.84	0.80	0.76	0.73	0.69	0.66
PRESENT WORTH	0.	0.	0.	41942.	36141.	31768.	22202.	14794.	777.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	41942.	78083.	109851.	132054.	146848.	147625.
10.00% DISCOUNT RATE	0.95	0.87	0.79	0.72	0.65	0.59	0.54	0.49	0.44
PRESENT WORTH	0.	0.	0.	35640.	29314.	24597.	16409.	10437.	523.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	35640.	64955.	89551.	105960.	116397.	116920.
15.00% DISCOUNT RATE	0.93	0.81	0.71	0.61	0.53	0.46	0.40	0.35	0.30
PRESENT WORTH	0.	0.	0.	30505.	24000.	19262.	12291.	7478.	358.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	30505.	54505.	73767.	86058.	93536.	93894.

TABLE 15-6-7 CASH FLOW TABLE FOR OIL BETTY AND BOKOR OIL FIELDS

VOL.IV CASE II : BETTY, BAKAU GATHERING SYSTEM CASE

(CONT'D)
PAGE 5

* * PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR OPERATING COMPANY * *
(X M\$ 1000)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
PRESENT WORTH									
5.00% DISCOUNT RATE	0.98	0.93	0.89	0.84	0.80	0.76	0.73	0.69	0.66
PRESENT WORTH	-29801.	-30795.	-51779.	40215.	36301.	31527.	20776.	12493.	-2322.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-29801.	-60596.	-112375.	-72160.	-35858.	-4331.	16445.	28938.	26616.
10.00% DISCOUNT RATE	0.95	0.87	0.79	0.72	0.65	0.59	0.54	0.49	0.44
PRESENT WORTH	-29116.	-28719.	-46094.	34172.	29445.	24410.	15355.	8813.	-1564.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-29116.	-57835.	-103929.	-69757.	-40312.	-15902.	-547.	8266.	6703.
15.00% DISCOUNT RATE	0.93	0.81	0.71	0.61	0.53	0.46	0.40	0.35	0.30
PRESENT WORTH	-28476.	-26867.	-41246.	29249.	24107.	19116.	11502.	6315.	-1072.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-28476.	-55343.	-96589.	-67340.	-43233.	-24118.	-12616.	-6301.	-7373.

Table 16-5-1 (Vol. IV)

MAJOR EQUIPMENT LISTFOR WEST TEMANA AND E-6 OIL FIELDS-CASE I

ITEM NO. & NAME	LOCATION	QUANTITY	DESCRIPTION
<u>V - 1</u> 1ST STAGE PRODUCTION SEPARATOR	WTP-A	1	SIZE: 4'-0" I.D. x 12'-0" S-S DESIGN PRESS.: 300 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
	E6WP-A E6WP-B	1 1	SIZE: 5'-6" I.D. x 16'-6" S-S DESIGN PRESS.: 300 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
<u>V - 2</u> 2ND STAGE PRODUCTION SEPARATOR	WTP-A	1	SIZE: 4'-0" I.D. x 12'-0" S-S DESIGN PRESS.: 100 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
	E6WP-A E6WP-B	1 1	SIZE: 5'-6" I.D. x 16'-6" S-S DESIGN PRESS.: 100 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
<u>V - 3</u> 3RD STAGE PRODUCTION SEPARATOR	WTP-A	1	SIZE: 9'-0" I.D. x 18'-0" S-S DESIGN PRESS.: 50 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
	E6WP-A E6WP-B	1 1	SIZE: 12'-0" I.D. x 24'-0" S-S DESIGN PRESS.: 50 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
<u>V - 4</u> TEST SEPARATOR	WTP-A	1	SIZE: 3'-6" I.D. x 10'-0" S-S DESIGN PRESS.: 300 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
	WTW-B	1	
	E6WP-A	1	
	E6WP-B	1	
<u>C - 151</u> INSTRUMENT AIR COMPRESSOR	WTP-A	2	CAPACITY: 35 SCFM
	E6WP-A	2	
	E6WP-B	2	
<u>P - 2</u> CRUDE TRANSFER PUMP	WTP-A	2	CAPACITY: 120 GPM TYPE: HORIZONTAL
	E6WP-A E6WP-B	2 2	CAPACITY: 400 GPM TYPE: HORIZONTAL
<u>P - 152</u> FIRE WATER PUMP	WTP-A E6WP-A E6WP-B	1 1 1	CAPACITY: 1,500 GPM TYPE: VERTICAL
<u>TK - 1</u> DEEMULSIFIER TANK	WTP-A	1	SIZE: 6'-0" I.D. x 15'-6" H
	E6WP-A	1	
	E6WP-B	1	
<u>TK - 2</u> DEFOAMANT TANK	WTP-A	1	SIZE: 6'-0" I.D. x 15'-6" H
	E6WP-A	1	
	E6WP-B	1	
<u>TK - 152</u> DIESEL STORAGE TANK	WTP-A	1	CAPACITY: 500 BBL SIZE: 15'-6" I.D. x 16'-0" H
	E6WP-A	1	
	E6WP-B	1	
<u>M - 1</u> INLET MANIFOLD	WTP-A	1	HIGH PRESSURE HEADER LOW PRESSURE HEADER TEST HEADER
	E6WP-A	1	
	E6WP-B	1	
<u>G - 151</u> DIESEL DRIVEN GENERATOR	WTP-A	2	CAPACITY: 300 KVA
	E6WP-B	2	
<u>FM - 1</u> FLOW METER	WTP-A	1	DESIGN RATE: 150 GPM (MAX.)
	E6WP-A	1	DESIGN RATE: 500 GPM (MAX.)
	E6WP-B	1	

Table 16-6-1 (Vol. IV)

CAPITAL INVESTMENT COST ESTIMATION

	CASE I	CASE II A	CASE II B
(M\$ 1,000)			
WEST TEMANA AND B-6 OIL FIELDS			
1. Exploration & Appraisal Wells	14,841	4,397	4,397
2. Engineering	32,903	23,012	24,140
3. Development Wells	76,076	62,865	62,865
4. Facilities			
a. Offshore Platforms	99,024	39,756	49,688
b. Offshore Production Equipment	26,129	13,980	20,213
c. Submarine Pipelines	66,383	3,345	52,575
d. Offshore Storage & Loading Facilities	-	96,990	56,048
e. Onshore Terminal & Loading Facilities	38,936	-	-
f. Support Facilities	22,478	13,178	-
Sub Total	252,950	167,249	178,524
5. Pre-start up Expense	3,620	2,531	2,655
6. Contingencies	36,193	25,312	26,553
TOTAL	<u>416,583</u>	<u>285,366</u>	<u>299,134</u>

ANNUAL OPERATION COST ESTIMATION

Table 16-6-2 (Vol.IV)

WEST TEMANA AND E-6 OIL FIELDS CASE I

(M\$ 1,000)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1. Direct Cost										
a. Operating Personnel				2,276	2,276	2,276	2,276	2,276	2,276	2,276
b. Operating Management				228	228	228	228	228	228	228
c. Repair & Maintenance				6,494	5,652	4,806	4,806	4,806	4,806	4,806
d. Operating Supplies				1,204	1,054	904	904	904	904	904
e. Chemical				1,430	1,346	1,262	1,262	1,151	907	655
f. Service Contract				4,054	4,054	4,054	4,054	4,054	4,054	4,054
Sub Total				15,686	14,610	13,530	13,530	13,419	13,175	12,923
2. Indirect Cost										
a. Indirect Personnel				1,252	1,252	1,252	1,252	1,252	1,252	1,252
b. Insurance				5,217	4,547	3,876	3,876	3,876	3,876	3,876
Sub Total				6,469	5,799	5,128	5,128	5,128	5,128	5,128
TOTAL				22,155	20,409	18,658	18,658	18,547	18,303	18,051

(M\$ 1,000)

	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
76	2,276	2,276	2,276	2,276	2,276	2,276	2,276	2,276	2,276	2,276	2,276	2,276	1,138
28	228	228	228	228	228	228	228	228	228	228	228	228	114
52	4,806	4,806	4,806	4,806	4,806	4,806	4,806	4,806	4,806	4,806	4,806	4,806	2,403
54	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	904	452
46	1,262	1,262	1,151	907	655	432	333	274	229	196	165	145	69
54	4,054	4,054	4,054	4,054	4,054	4,054	4,054	4,054	4,054	4,054	4,054	4,054	2,027
510	13,530	13,530	13,419	13,175	12,923	12,700	12,601	12,542	12,497	12,464	12,433	12,413	6,203
252	1,252	1,252	1,252	1,252	1,252	1,252	1,252	1,252	1,252	1,252	1,252	1,252	627
47	3,876	3,876	3,876	3,876	3,876	3,876	3,876	3,876	3,876	3,876	3,876	3,876	1,938
99	5,128	5,128	5,128	5,128	5,128	5,128	5,128	5,128	5,128	5,128	5,128	5,128	2,565
109	18,658	18,658	18,547	18,303	18,051	17,828	17,729	17,670	17,625	17,592	17,561	17,541	8,768

ANNUAL OPERATION COST ESTIMATION

Table 16-6-3 (Vol.IV)

WEST TEMANA AND E-6 OIL FIELDS CASE IIA

(M\$ 1,000)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1. Direct Cost										
a. Operating Personnel				1,801	1,801	1,801	1,801	1,801	1,801	1,801
b. Operating Management				180	180	180	180	180	180	180
c. Repair & Maintenance				8,313	8,313	8,313	8,313	8,313	8,313	8,313
d. Operating Supplies				843	843	843	843	843	843	843
e. Chemical				1,262	1,262	1,262	1,262	1,151	907	655
f. Service Contract				3,962	3,962	3,962	3,962	3,962	3,962	3,962
Sub Total				<u>16,361</u>	<u>16,361</u>	<u>16,361</u>	<u>16,361</u>	<u>16,250</u>	<u>16,006</u>	<u>15,754</u>
2. Indirect Cost										
a. Indirect Personnel				991	991	991	991	991	991	991
b. Insurance				4,173	4,173	4,173	4,173	4,173	4,173	4,173
Sub Total				<u>5,164</u>	<u>5,164</u>	<u>5,164</u>	<u>5,164</u>	<u>5,164</u>	<u>5,164</u>	<u>5,164</u>
TOTAL				21,525	21,525	21,525	21,525	21,414	21,170	20,918

(M\$ 1,000)

	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
801	1,801	1,801	1,801	1,801	1,801	1,801	1,801	1,801	1,801	1,801	1,801	1,801	902
180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	90
313	8,313	8,313	8,313	8,313	8,313	8,313	8,313	8,313	8,313	8,313	8,313	8,313	4,155
843	843	843	843	843	843	843	843	843	843	843	843	843	422
262	1,262	1,262	1,151	907	655	432	333	274	229	196	165	145	69
962	3,962	3,962	3,962	3,962	3,962	3,962	3,962	3,962	3,962	3,962	3,962	3,962	1,981
361	16,361	16,361	16,250	16,006	15,754	15,531	15,432	15,373	15,328	15,295	15,264	15,244	7,619
			.										
991	991	991	991	991	991	991	991	991	991	991	991	991	495
173	4,173	4,173	4,173	4,173	4,173	4,173	4,173	4,173	4,173	4,173	4,173	4,173	2,088
164	5,164	5,164	5,164	5,164	5,164	5,164	5,164	5,164	5,164	5,164	5,164	5,164	2,583
525	21,525	21,525	21,414	21,170	20,918	20,695	20,596	20,537	20,492	20,459	20,428	20,408	10,202

ANNUAL OPERATION COST ESTIMATION

Table 16-6-4 (Vol.IV)

WEST TEMANA AND E-6 OIL FIELDS CASE IIB

(M\$ 1,000)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1. Direct Cost										
a. Operating Personnel				1,801	1,801	1,801	1,801	1,801	1,801	1,801
b. Operating Management				180	180	180	180	180	180	180
c. Repair & Maintenance				4,686	4,686	4,686	4,686	4,686	4,686	4,686
d. Operating Supplies				884	884	884	884	884	884	884
e. Chemical				1,262	1,262	1,262	1,262	1,151	907	655
f. Service Contract				3,962	3,962	3,962	3,962	3,962	3,962	3,962
Sub Total				<u>12,775</u>	<u>12,775</u>	<u>12,775</u>	<u>12,775</u>	<u>12,664</u>	<u>12,420</u>	<u>12,168</u>
2. Indirect Cost										
a. Indirect Personnel				991	991	991	991	991	991	991
b. Insurance				1,490	1,490	1,490	1,490	1,490	1,490	1,490
Sub Total				<u>2,481</u>	<u>2,481</u>	<u>2,481</u>	<u>2,481</u>	<u>2,481</u>	<u>2,481</u>	<u>2,481</u>
TOTAL				15,256	15,256	15,256	15,256	15,145	14,901	14,649

(M\$ 1,000)

	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
01	1,801	1,801	1,801	1,801	1,801	1,801	1,801	1,801	1,801	1,801	1,801	1,801	902
80	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	90
86	4,686	4,686	4,686	4,686	4,686	4,686	4,686	4,686	4,686	4,686	4,686	4,686	2,344
84	884	884	884	884	884	884	884	884	884	884	884	884	442
62	1,262	1,262	1,151	907	655	432	333	274	229	196	165	145	69
62	3,962	3,962	3,962	3,962	3,962	3,962	3,962	3,962	3,962	3,962	3,962	3,962	1,982
75	<u>12,775</u>	<u>12,775</u>	<u>12,664</u>	<u>12,420</u>	<u>12,168</u>	<u>11,945</u>	<u>11,846</u>	<u>11,787</u>	<u>11,742</u>	<u>11,709</u>	<u>11,678</u>	<u>11,658</u>	<u>5,829</u>
91	991	991	991	991	991	991	991	991	991	991	991	991	495
90	1,490	1,490	1,490	1,490	1,490	1,490	1,490	1,490	1,490	1,490	1,490	1,490	1,892
81	<u>2,481</u>	<u>2,481</u>	<u>2,481</u>	<u>2,481</u>	<u>2,481</u>	<u>2,481</u>	<u>2,481</u>	<u>2,481</u>	<u>2,481</u>	<u>2,481</u>	<u>2,481</u>	<u>2,481</u>	<u>2,387</u>
56	15,256	15,256	15,145	14,901	14,649	14,426	14,327	14,268	14,223	14,190	14,159	14,139	8,216

Table 16-6-5 (Vol. IV)

INVESTMENT SCHEDULE

(M\$ 1,000)

WEST TEMANA AND E-6 OIL FIELDS CASE I

Item	Year		
	1ST	2ND	3RD
1. Exploration & Appraisal Wells	14,841	-	-
2. Engineering	32,903	-	-
3. Development Wells	-	32,070	44,006
4. Offshore Platforms	37,249	59,964	1,811
5. Offshore Production Equipment	5,062	17,435	3,632
6. Submarine Pipelines	-	27,186	39,197
7. Offshore Storage & Loading Facilities	-	-	-
8. Onshore Terminal & Loading Facilities	-	14,041	24,895
9. Support Facilities	3,459	10,373	8,646
10. Pre-start up Expense	787	1,611	1,222
11. Contingencies	7,867	16,107	12,219
Total	102,168	178,787	135,628

Table 16-6-6 (Vol. IV)

INVESTMENT SCHEDULE

(M\$ 1,000)

WEST TEMANA AND E-6 OIL FIELDS CASE II A				
Item	Year	1ST	2ND	3RD
1. Exploration & Appraisal Wells		4,397	-	-
2. Engineering		23,012	-	-
3. Development Wells		-	17,960	44,905
4. Offshore Platforms		13,030	26,726	-
5. Offshore Production Equipment		3,378	10,602	-
6. Submarine Pipelines		-	3,099	246
7. Offshore Storage & Loading Facilities		-	87,859	9,131
8. Onshore Terminal & Loading Facilities		-	-	-
9. Support Facilities		-	8,786	4,392
10. Pre-start up Expense		394	1,550	587
11. Contingencies		3,942	15,503	5,867
Total		48,153	172,085	65,128

Table 16-6-7 (Vol. IV)

INVESTMENT SCHEDULE

(M\$ 1,000)

WEST TEMANA AND E-6 OIL FIELDS CASE II B

Item	Year		
	1ST	2ND	3RD
1. Exploration & Appraisal Wells	4,397	-	-
2. Engineering	24,140	-	-
3. Development Wells	-	18,860	44,005
4. Offshore Platforms	11,725	36,152	1,811
5. Offshore Production Equipment	3,406	13,175	3,632
6. Submarine Pipelines	-	13,378	39,197
7. Offshore Storage & Loading Facilities	-	-	-
8. Onshore Terminal & Loading Facilities	3,043	22,103	30,902
9. Support Facilities	-	-	-
10. Pre-start up Expense	423	1,037	1,195
11. Contingencies	4,231	10,367	11,955
Total	51,365	115,072	132,697

 * ECONOMIC ANALYSIS FOR MALAYSIA PROJECT *

TABLE 16-6-8 CASH FLOW TABLE FOR OIL WEST TEMANA AND E-6 OIL FIELDS

VOL.IV CASE I : WEST TEMANA & E-6, BINTULU TERMINAL CASE

* P R E M I S E S *

PRODUCTION LIFE : 15 YEARS
 PRE-STARTUP PERIOD : 3 YEARS
 EQUITY RATIO OF OIL COMPANY : 100.00 %
 INTEREST RATE : 8.00 %

* B A S I C T E R M S O F P / S A G R E E M E N T S *

ROYALTY RATE : 10.00 %
 MAXIMUM COST RECOVERY RATIO : 20.00 %
 PROFIT OIL SHARE :
 PETRONAS : 70.00 %
 OPERATING COMPANY : 30.00 %
 RATE OF PAYMENT FOR RESEARCH FUND : 0.50 %
 INITIAL BASIC PRICE (AT 1976 BASE) : M\$ 32.31 /BBL
 RATE OF INCREASE FOR BASIC PRICE : 5.00 %
 RATE OF PAYMENT FOR PROFIT OIL ABOVE BASIC PRICE : 70.00 %
 PRODUCTION BONUS ABOVE 50000BBL/DAY : M\$ 5000000.
 DISCOVERY BONUS : M\$ 2500000.
 INCOME TAX RATE : 45.00 %

* INPUT DATA BY YEAR *

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10YR TOTAL
CAPITAL INVESTMENT (M\$ 1000)	102168.	178787.	135628.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	416583.
OIL PRODUCTION (M BBL/YEAR)	0.	0.	0.	12411.	11681.	10951.	10951.	9993.	7869.	5677.	69533.
SALES PRICE OF OIL (M\$/BBL)	0.0	0.0	0.0	31.47	31.52	31.57	31.57	31.57	31.57	31.57	31.57
BASIC PRICE OF OIL (M\$/BBL)	35.62	37.40	39.27	41.24	43.30	45.46	47.74	50.12	52.63	55.26	

CAPITAL INVESTMENT (M\$ 1000)	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	416583.
OIL PRODUCTION (M BBL/YEAR)	3747.	2881.	2371.	1984.	1700.	1442.	1255.	591.			85504.
SALES PRICE OF OIL (M\$/BBL)	31.57	31.57	31.57	31.57	31.57	31.57	31.57	31.57	31.57	31.57	31.57
BASIC PRICE OF OIL (M\$/BBL)	58.02	60.92	63.97	67.17	70.53	74.05	77.76	81.64			

TABLE 16-6-8 CASH FLOW TABLE FOR OIL WEST TEMANA AND E-6 OIL FIELDS
VOL-IV CASE I : WEST TEMANA & E-6, BINTULU TERMINAL CASE

(CONT'D)
PAGE 2

** CASH FLOW TABLE FOR PETRONAS * *
(X M\$ 1000)

TERM	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT OIL	0.	0.	0.	191381.	180411.	169404.	169404.	154585.	121728.	87819.	1074731.
2 REVENUE FROM OIL BASIC PRICE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
3 BONUS FROM OIL COMPANY	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
4 RESEARCH FUND FROM OIL CO.	0.	0.	0.	801.	755.	709.	709.	647.	509.	367.	4496.
5 TOTAL CASH INFLOW	0.	0.	0.	194682.	181165.	170113.	170113.	155231.	122237.	88187.	1081727.
6 INCOME TAX	0.	0.	0.	87607.	81524.	76551.	76551.	69854.	55007.	39684.	486777.
7 NET CASH FLOW	0.	0.	0.	107075.	99641.	93562.	93562.	85377.	67230.	48503.	
8 CUMULATIVE NET CASH FLOW	0.	0.	0.	107075.	206716.	300278.	393840.	479217.	546448.	594950.	
<hr/>											
1 SALES REVENUE FROM PROFIT OIL	57963.	44567.	36678.	30691.	26298.	22307.	19414.	9142.			1321787.
2 REVENUE FROM OIL BASIC PRICE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
3 BONUS FROM OIL COMPANY	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
4 RESEARCH FUND FROM OIL CO.	243.	186.	153.	128.	110.	93.	81.	38.			5530.
5 TOTAL CASH INFLOW	58206.	44753.	36831.	30819.	26408.	22400.	19495.	9181.			1329817.
6 INCOME TAX	26193.	20139.	16574.	13869.	11884.	10080.	8773.	4131.			598419.
7 NET CASH FLOW	32013.	24614.	20257.	16951.	14524.	12320.	10722.	5049.			
8 CUMULATIVE NET CASH FLOW	626964.	651578.	671835.	688786.	703310.	715630.	726352.	731402.			

TABLE 16-6-8 CASH FLOW TABLE FOR OIL WEST TEMANA AND E-6 OIL FIELDS
 VOL.IV CASE I : WEST TEMANA & E-6, BINTULU TERMINAL CASE

** PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR PETRONAS * * (X M\$ 1000) (CONT'D)
 PAGE 3

TERM 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10

PRESENT WORTH

5.00% DISCOUNT RATE 0.98 0.93 0.89 0.84 0.80 0.76 0.73 0.69 0.66 0.63
 PRESENT WORTH 0. 0. 0. 90267. 79999. 71542. 68135. 59214. 44408. 30512.
 CUMULATIVE PRESENT WORTH 0. 0. 0. 90267. 170266. 241808. 309943. 369157. 413565. 444077.

10.00% DISCOUNT RATE 0.95 0.87 0.79 0.72 0.65 0.59 0.54 0.49 0.44 0.40
 PRESENT WORTH 0. 0. 0. 76703. 64889. 55391. 50356. 41773. 29904. 19613.
 CUMULATIVE PRESENT WORTH 0. 0. 0. 76703. 141592. 196984. 247339. 289113. 319017. 338629.

15.00% DISCOUNT RATE 0.93 0.81 0.71 0.61 0.53 0.46 0.40 0.35 0.30 0.27
 PRESENT WORTH 0. 0. 0. 65652. 53125. 43377. 37719. 29930. 20494. 12857.
 CUMULATIVE PRESENT WORTH 0. 0. 0. 65652. 118777. 162154. 199873. 229803. 250298. 263155.

TERM 11 12 13 14 15 16 17 18

PRESENT WORTH

5.00% DISCOUNT RATE 0.60 0.57 0.54 0.52 0.49 0.47 0.45 0.43
 PRESENT WORTH 19180. 14045. 11008. 8773. 7159. 5783. 4794. 2150.
 CUMULATIVE PRESENT WORTH 463257. 477301. 488310. 497082. 504241. 510025. 514818. 516968.

10.00% DISCOUNT RATE 0.37 0.33 0.30 0.28 0.25 0.23 0.21 0.19
 PRESENT WORTH 11768. 8226. 6154. 4682. 3647. 2812. 2225. 953.
 CUMULATIVE PRESENT WORTH 350397. 358623. 364777. 369459. 373106. 375918. 378142. 379095.

15.00% DISCOUNT RATE 0.23 0.20 0.17 0.15 0.13 0.11 0.10 0.09
 PRESENT WORTH 7379. 4934. 3531. 2569. 1914. 1412. 1069. 438.
 CUMULATIVE PRESENT WORTH 270534. 275467. 278998. 281567. 283481. 284893. 285961. 286399.

TABLE 16-6-8 CASH FLOW TABLE FOR OIL WEST TEMANA AND E-6 OIL FIELDS
VOL.IV CASE I : WEST TEMANA & E-6, BINTULU TERMINAL CASE

(CONT'D)
PAGE 4

* * CASH FLOW TABLE FOR OPERATING COMPANY * *
(X MS 1000)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT OIL	0.	0.	0.	82021.	77319.	72602.	72602.	66251.	52169.	37637.	460599.
2 SALES REVENUE FROM COST OIL	0.	0.	0.	78115.	73637.	69145.	69145.	63096.	49685.	35845.	438666.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY OIL	0.	0.	0.	39057.	36818.	34572.	34572.	31548.	24842.	17922.	219333.
4 TOTAL CASH INFLOW	0.	0.	0.	199193.	187774.	176319.	176319.	160894.	126696.	91404.	1118598.
5 ROYALTY	0.	0.	0.	39057.	36818.	34572.	34572.	31548.	24842.	17922.	219333.
6 PAYMENT FOR OIL BASIC PRICE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
7 BONUS	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
8 RESEARCH FUND TO PETRONAS	0.	0.	0.	801.	755.	709.	709.	647.	509.	367.	4496.
OPERATING EXPENSES (MS/RBL)	0.	0.	0.	78115.	73637.	69145.	69145.	63096.	49685.	35845.	438666.
9 OPERATING COST	0.0	0.0	0.0	6.29	6.30	6.31	6.31	6.31	6.31	6.31	6.31
CAPITAL COST RECOVERY	0.	0.	0.	22155.	20409.	18658.	18658.	18547.	18303.	18051.	134781.
INCOME BEFORE TAX	0.	0.	0.	55960.	53228.	50487.	50487.	44549.	31382.	17794.	303885.
10 INCOME TAX	0.	0.	0.	78720.	76564.	71893.	71893.	65604.	51660.	37269.	453603.
11 CAPITAL INVESTMENT	102168.	178787.	135628.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	416583.
12 TOTAL CASH OUTFLOW	102168.	178787.	135628.	99937.	92436.	86291.	86291.	80263.	66902.	53112.	981815.
13 NET CASH FLOW	-102168.	-178787.	-135628.	99256.	95338.	90028.	90028.	80631.	59795.	38292.	
14 CUMULATIVE NET CASH FLOW	-102168.	-280955.	-416583.	-317327.	-221989.	-131962.	-41934.	38697.	98492.	136784.	
15 DCF ROR OF NET CASH FLOW (%)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.35	5.27	6.74	
16 CORPORATE CAPITAL	102168.	178787.	135628.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	416583.
17 INTEREST	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
18 BANK BORROWING	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
19 REPAYMENT	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
20 BORROWING BALANCE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
21 PAYOUT TIME	7.5 YEARS										

TABLE 16-6-8 CASH FLOW TABLE FOR OIL WEST TEMANA AND E-6 OIL FIELDS
VOL-IV CASE I : WEST TEMANA & E-6, BINTULU TERMINAL CASE

* * CASH FLOW TABLE FOR OPERATING COMPANY * *
(X M\$ 1000)

(CONT'D)
PAGE 5

	11	12	13	14	15	16	17	18	18YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT OIL	24841.	19100.	15719.	13153.	11270.	9560.	8320.	3918.	566482.
2 SALES REVENUE FROM COST OIL	23659.	18191.	14970.	12527.	10734.	9105.	7924.	3732.	539507.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY OIL	11829.	9095.	7485.	6263.	5367.	4552.	3962.	1866.	269753.
4 TOTAL CASH INFLOW	60329.	46386.	38175.	31944.	27371.	23217.	20206.	9516.	1375739.
5 ROYALTY	11829.	9095.	7485.	6263.	5367.	4552.	3962.	1866.	269753.
6 PAYMENT FOR OIL BASIC PRICE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
7 BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
8 RESEARCH FUND TO PETRONAS	243.	186.	153.	128.	110.	93.	81.	38.	5530.
OPERATING EXPENSES (M\$/BBL)	23659.	18191.	17670.	17625.	17592.	17561.	17541.	8768.	577272.
9 OPERATING COST	6.31	6.31	7.45	8.88	10.35	12.18	13.98	14.84	6.75
CAPITAL COST RECOVERY	17828.	17729.	17670.	17625.	17592.	17561.	17541.	8768.	267095.
5831.	462.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	310177.
INCOME BEFORE TAX	24599.	18914.	15566.	13025.	11160.	9467.	8239.	3880.	558452.
10 INCOME TAX	11070.	8511.	7095.	5861.	5022.	4260.	3708.	1746.	251303.
11 CAPITAL INVESTMENT	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	416583.
12 TOTAL CASH OUTFLOW	40969.	35522.	32313.	29878.	28091.	26467.	25292.	12418.	1212761.
13 NET CASH FLOW	19360.	10864.	5862.	2066.	-720.	-3250.	-5085.	-2902.	
14 CUMULATIVE NET CASH FLOW	156144.	167008.	172869.	174935.	174215.	170965.	165880.	162977.	
15 DCF ROR OF NET CASH FLOW (%)	7.37	7.68	7.83	7.88	7.86	7.79	7.70	7.64	
16 CORPORATE CAPITAL	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	416583.
17 INTEREST	0.	0.	0.	0.	29.	190.	538.	901.	1658.
18 BANK BORROWING	0.	0.	0.	0.	749.	3439.	5624.	3804.	13616.
19 REPAYMENT	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
20 BORROWING BALANCE	0.	0.	0.	0.	749.	4188.	9812.	13616.	
21 PAYOUT TIME	7.5 YEARS								

TABLE 16-6-8 CASH FLOW TABLE FOR OIL WEST TEMANA AND E-6 OIL FIELDS

VOL.IV CASE I : WEST TEMANA & E-6, BINTULU TERMINAL CASE

* * PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR OPERATING COMPANY * *
(X M\$ 1000)

(CONT'D)
PAGE 6

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
PRESENT WORTH										
5.00% DISCOUNT RATE	0.98	0.93	0.89	0.84	0.80	0.76	0.73	0.69	0.66	0.63
PRESENT WORTH	-99706.	-166170.	-120054.	83675.	76545.	68839.	65561.	55922.	39496.	24088.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-99706.	-265876.	-385930.	-302255.	-225710.	-156871.	-91310.	-35388.	4109.	28197.

10.00% DISCOUNT RATE	0.95	0.87	0.79	0.72	0.65	0.59	0.54	0.49	0.44	0.40
PRESENT WORTH	-97413.	-154970.	-106873.	71102.	62087.	53299.	48454.	39451.	26597.	15484.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-97413.	-252383.	-359256.	-288154.	-226067.	-172768.	-124315.	-84864.	-58267.	-42783.

15.00% DISCOUNT RATE	0.93	0.81	0.71	0.61	0.53	0.46	0.40	0.35	0.30	0.27
PRESENT WORTH	-95272.	-144974.	-95632.	60857.	50831.	41739.	36295.	28266.	18228.	10150.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-95272.	-240246.	-335878.	-275021.	-224190.	-182451.	-146157.	-117890.	-99663.	-89512.

PRESENT WORTH										
5.00% DISCOUNT RATE	0.60	0.57	0.54	0.52	0.49	0.47	0.45	0.43		
PRESENT WORTH	11599.	6199.	3185.	1069.	-355.	-1525.	-2274.	-1236.		
CUMULATIVE PRESENT WORTH	39796.	45995.	49181.	50250.	49895.	48369.	46096.	44860.		

10.00% DISCOUNT RATE	0.37	0.33	0.30	0.28	0.25	0.23	0.21	0.19		
PRESENT WORTH	7117.	3631.	1781.	571.	-181.	-742.	-1055.	-548.		
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-35667.	-32036.	-30255.	-29685.	-29865.	-30607.	-31662.	-32210.		

15.00% DISCOUNT RATE	0.23	0.20	0.17	0.15	0.13	0.11	0.10	0.09		
PRESENT WORTH	4463.	2178.	1022.	313.	-95.	-372.	-507.	-252.		
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-85050.	-82872.	-81851.	-81537.	-81632.	-82005.	-82511.	-82763.		

 * ECONOMIC ANALYSIS FOR MALAYSIA PROJECT *

TABLE 16-6-9 CASH FLOW TABLE FOR OIL WEST TEMANA AND E-6 OIL FIELDS

VOL-IV CASE II A : E-6, OFFSHORE STORAGE CASE

* P R E M I S E S *

PRODUCTION LIFE : 15 YEARS
 PRE-STARTUP PERIOD : 3 YEARS
 EQUITY RATIO OF OIL COMPANY : 100.00 %
 INTEREST RATE : 8.00 %

* B A S I C T E R M S O F P / S A G R E E M E N T S *

ROYALTY RATE : 10.00 %
 MAXIMUM COST RECOVERY RATIO : 20.00 %
 PROFIT OIL SHARE :
 PETRONAS : 70.00 %
 OPERATING COMPANY : 30.00 %
 RATE OF PAYMENT FOR RESEARCH FUND : 0.50 %
 INITIAL BASIC PRICE (AT 1976 BASE) : M\$ 32.31 /8BL
 RATE OF INCREASE FOR BASIC PRICE : 5.00 %
 RATE OF PAYMENT FOR PROFIT OIL ABOVE BASIC PRICE : 70.00 %
 PRODUCTION BONUS ABOVE 50000BBL/DAY : M\$ 5000000.
 DISCOVERY BONUS : M\$ 2500000.
 INCOME TAX RATE : 45.00 %

* INPUT DATA BY YEAR *

TERM	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10YR TOTAL
CAPITAL INVESTMENT (M\$ 1000)	48153.	172085.	65128.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	285366.
OIL PRODUCTION (M BBL/YEAR)	0.	0.	0.	10951.	10951.	10951.	10951.	9993.	7869.	5677.	67343.
SALES PRICE OF OIL (M\$/BBL)	0.0	0.0	0.0	31.57	31.57	31.57	31.57	31.57	31.57	31.57	
BASIC PRICE OF OIL (M\$/BBL)	35.62	37.40	39.27	41.24	43.30	45.46	47.74	50.12	52.63	55.26	

TERM	11	12	13	14	15	16	17	18	18YR TOTAL
CAPITAL INVESTMENT (M\$ 1000)	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	285366.
OIL PRODUCTION (M BBL/YEAR)	3747.	2881.	2371.	1984.	1700.	1442.	1255.	591.	83314.
SALES PRICE OF OIL (M\$/BBL)	31.57	31.57	31.57	31.57	31.57	31.57	31.57	31.57	
BASIC PRICE OF OIL (M\$/BBL)	58.02	60.92	63.97	67.17	70.53	74.05	77.76	81.64	

TABLE 16-6-9 CASH FLOW TABLE FOR OIL WEST TEMANA AND E-6 OIL FIELDS

VOL.IV CASE II A : E-6, OFFSHORE STORAGE CASE

(CONT'D)
PAGE 2

* * CASH FLOW TABLE FOR PETRONAS * *
(X M\$ 1000)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT OIL	0.	0.	0.	169404.	169404.	169404.	169404.	154585.	121728.	87819.	1041748.
2 REVENUE FROM OIL BASIC PRICE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
3 BONUS FROM OIL COMPANY	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
4 RESEARCH FUND FROM OIL CO.	0.	0.	0.	709.	709.	709.	709.	647.	509.	367.	4358.
5 TOTAL CASH INFLOW	0.	0.	0.	172613.	170113.	170113.	170113.	155231.	122237.	88187.	1048606.
6 INCOME TAX	0.	0.	0.	77676.	76551.	76551.	76551.	69854.	55007.	39684.	471873.
7 NET CASH FLOW	0.	0.	0.	94937.	93562.	93562.	93562.	85377.	67230.	48503.	
8 CUMULATIVE NET CASH FLOW	0.	0.	0.	94937.	188499.	282061.	375624.	461001.	528231.	576734.	
<hr/>											
1 SALES REVENUE FROM PROFIT OIL	57963.	44567.	36678.	30691.	26298.	22307.	19414.	9142.			1288804.
2 REVENUE FROM OIL BASIC PRICE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
3 BONUS FROM OIL COMPANY	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
4 RESEARCH FUND FROM OIL CO.	243.	186.	153.	128.	110.	93.	81.	38.			5392.
5 TOTAL CASH INFLOW	58206.	44753.	36831.	30819.	26408.	22400.	19495.	9181.			1296696.
6 INCOME TAX	26193.	20139.	16574.	13869.	11884.	10080.	8773.	4131.			583515.
7 NET CASH FLOW	32013.	24614.	20257.	16951.	14524.	12320.	10722.	5049.			
8 CUMULATIVE NET CASH FLOW	608747.	633361.	653618.	670569.	685093.	697413.	708136.	713185.			

TABLE 16-6-9 CASH FLOW TABLE FOR OIL WEST TEMANA AND E-6 OIL FIELDS
VOL.IV CASE II A : E-6, OFFSHORE STORAGE CASE

(CONT'D)
PAGE 3

* * PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR PETRONAS * *
(X M\$ 1000)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
TERM										
PRESENT WORTH										
5.00% DISCOUNT RATE	0.98	0.93	0.89	0.84	0.80	0.76	0.73	0.69	0.66	0.63
PRESENT WORTH	0.	0.	0.	80034.	75119.	71542.	68135.	59214.	44408.	30512.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	80034.	155153.	226695.	294830.	354044.	398452.	428964.
10.00% DISCOUNT RATE	0.95	0.87	0.79	0.72	0.65	0.59	0.54	0.49	0.44	0.40
PRESENT WORTH	0.	0.	0.	68008.	60930.	55391.	50356.	41773.	29904.	19613.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	68008.	128939.	184330.	234686.	276459.	306363.	325976.
15.00% DISCOUNT RATE	0.93	0.81	0.71	0.61	0.53	0.46	0.40	0.35	0.30	0.27
PRESENT WORTH	0.	0.	0.	58210.	49884.	43377.	37719.	29930.	20494.	12857.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	58210.	108093.	151471.	189190.	219120.	239615.	252471.
TERM	11	12	13	14	15	16	17	18		
PRESENT WORTH										
5.00% DISCOUNT RATE	0.60	0.57	0.54	0.52	0.49	0.47	0.45	0.43		
PRESENT WORTH	19180.	14045.	11008.	8773.	7159.	5783.	4794.	2150.		
CUMULATIVE PRESENT WORTH	448144.	462188.	473197.	481969.	489128.	494912.	499705.	501855.		
10.00% DISCOUNT RATE	0.37	0.33	0.30	0.28	0.25	0.23	0.21	0.19		
PRESENT WORTH	11768.	8226.	6154.	4682.	3647.	2812.	2225.	953.		
CUMULATIVE PRESENT WORTH	337744.	345969.	352124.	356805.	360452.	363264.	365489.	366441.		
15.00% DISCOUNT RATE	0.23	0.20	0.17	0.15	0.13	0.11	0.10	0.09		
PRESENT WORTH	7379.	4934.	3531.	2569.	1914.	1412.	1069.	438.		
CUMULATIVE PRESENT WORTH	259850.	264784.	268315.	270884.	272798.	274210.	275278.	275716.		

TABLE 16-6-9 CASH FLOW TABLE FOR OIL WEST TEMANA AND E-6 OIL FIELDS
VOL.IV CASE II A : E-6, OFFSHORE STORAGE CASE

(CONT'D)
PAGE 4

* * CASH FLOW TABLE FOR OPERATING COMPANY * *
(X M\$ 1000)

TERM	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT OIL	0.	0.	0.	72602.	72602.	72602.	72602.	66251.	52169.	37637.	446464.
2 SALES REVENUE FROM COST OIL	0.	0.	0.	69145.	69145.	69145.	69145.	63096.	49685.	35845.	425203.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY OIL	0.	0.	0.	34572.	34572.	34572.	34572.	31548.	24842.	17922.	212602.
4 TOTAL CASH INFLOW	0.	0.	0.	176319.	176319.	176319.	176319.	160894.	126696.	91404.	1084268.
5 ROYALTY	0.	0.	0.	34572.	34572.	34572.	34572.	31548.	24842.	17922.	212602.
6 PAYMENT FOR OIL BASIC PRICE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
7 RONUS DISCOVERY RONUS PRODUCTION RONUS	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
8 RESEARCH FUND TO PETRONAS	0.	0.	0.	709.	709.	709.	709.	647.	509.	367.	4358.
OPERATING EXPENSES (M\$/RBL)	0.	0.	0.	69145.	69145.	69145.	69145.	63096.	49685.	35845.	425203.
9 OPERATING COST	0.0	0.0	0.0	6.31	6.31	6.31	6.31	6.31	6.31	6.31	6.31
CAPITAL COST RECOVERY	0.	0.	0.	21525.	21525.	21525.	21525.	21414.	21170.	20918.	149602.
INCOME BEFORE TAX	0.	0.	0.	47620.	47620.	47620.	47620.	41682.	28515.	14927.	275601.
10 INCOME TAX	0.	0.	0.	69393.	71893.	71893.	71893.	65604.	51660.	37269.	439605.
11 CAPITAL INVESTMENT	48153.	172085.	65128.	0.	31227.	32352.	32352.	29522.	23247.	16771.	197822.
12 TOTAL CASH OUTFLOW	48153.	172085.	65128.	90533.	89158.	89158.	89158.	83130.	69769.	55979.	852250.
13 NET CASH FLOW	-48153.	-172085.	-65128.	85786.	87161.	87161.	87161.	77764.	56928.	35425.	
14 CUMULATIVE NET CASH FLOW	-48153.	-220238.	-285366.	-199580.	-112420.	-25259.	61902.	139666.	196594.	232018.	
15 DCF ROR OF NET CASH FLOW (%)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.90	10.98	13.57	14.78	
16 CORPORATE CAPITAL	48153.	172085.	65128.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	285366.
17 INTEREST	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
18 BANK BORROWING	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
19 REPAYMENT	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
20 BORROWING BALANCE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
21 PAYOUT TIME	6.3 YEARS										

TABLE 16-6-9 CASH FLOW TABLE FOR OIL WEST TEMANA AND E-6 OIL FIELDS
VOL-IV CASE II A : E-6, OFFSHORE STORAGE CASE

(CONT'D)
PAGE 6

* * PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR OPERATING COMPANY * *
(X M\$ 1000)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
PRESENT WORTH										
5.00% DISCOUNT RATE	0.98	0.93	0.89	0.84	0.80	0.76	0.73	0.69	0.66	0.63
PRESENT WORTH	-46993.	-159941.	-57649.	72319.	69979.	66647.	63473.	53934.	37603.	22285.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-46993.	-206933.	-264583.	-192264.	-122284.	-55637.	7836.	61770.	99373.	121657.
10.00% DISCOUNT RATE	0.95	0.87	0.79	0.72	0.65	0.59	0.54	0.49	0.44	0.40
PRESENT WORTH	-45912.	-149161.	-51320.	61453.	56762.	51601.	46910.	38048.	25321.	14324.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-45912.	-195073.	-246393.	-184940.	-128178.	-76577.	-29666.	8382.	33703.	48028.
15.00% DISCOUNT RATE	0.93	0.81	0.71	0.61	0.53	0.46	0.40	0.35	0.30	0.27
PRESENT WORTH	-44903.	-139539.	-45922.	52598.	46471.	40410.	35139.	27261.	17354.	9390.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-44903.	-184442.	-230364.	-177766.	-131295.	-90885.	-55747.	-28485.	-11132.	-1741.
PRESENT WORTH										
5.00% DISCOUNT RATE	0.60	0.57	0.54	0.52	0.49	0.47	0.45	0.43		
PRESENT WORTH	9881.	4563.	1627.	-415.	-1768.	-2871.	-3555.	-1846.		
CUMULATIVE PRESENT WORTH	131539.	136102.	137729.	137314.	135546.	132675.	129120.	127273.		
10.00% DISCOUNT RATE	0.37	0.33	0.30	0.28	0.25	0.23	0.21	0.19		
PRESENT WORTH	6063.	2673.	910.	-221.	-901.	-1396.	-1650.	-818.		
CUMULATIVE PRESENT WORTH	54091.	56763.	57673.	57452.	56551.	55155.	53505.	52687.		
15.00% DISCOUNT RATE	0.23	0.20	0.17	0.15	0.13	0.11	0.10	0.09		
PRESENT WORTH	3802.	1603.	522.	-121.	-473.	-701.	-792.	-376.		
CUMULATIVE PRESENT WORTH	2060.	3663.	4185.	4064.	3591.	2890.	2097.	1722.		

 * ECONOMIC ANALYSIS FOR MALAYSI A PROJECT *

TABLE 16-6-10 CASH FLOW TABLE FOR OIL WEST TEMANA AND E-6 OIL FIELDS

VOL.IV CASE II B : E-6, ONSHORE TERMINAL CASE

* P R E M I S E S *

PRODUCTION LIFE : 15 YEARS
 PRE-STARTUP PERIOD : 3 YEARS
 EQUITY RATIO OF OIL COMPANY : 100.00 %
 INTEREST RATE : 8.00 %

* B A S I C T E R M S O F P / S A G R E E M E N T S *

ROYALTY RATE : 10.00 %
 MAXIMUM COST RECOVERY RATIO : 20.00 %
 PROFIT OIL SHARE :
 PETRONAS : 70.00 %
 OPERATING COMPANY : 30.00 %
 RATE OF PAYMENT FOR RESEARCH FUND : 0.50 %
 INITIAL BASIC PRICE (AT 1976 BASE) : M\$ 32.31 /BBL
 RATE OF INCREASE FOR BASIC PRICE : 5.00 %
 RATE OF PAYMENT FOR PROFIT OIL ABOVE BASIC PRICE : 70.00 %
 PRODUCTION BONUS ABOVE 5000BBL/DAY : M\$ 5000000.
 DISCOVERY BONUS : M\$ 2500000.
 INCOME TAX RATE : 45.00 %

* INPUT DATA BY YEAR *

TERM	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10YR TOTAL
CAPITAL INVESTMENT (M\$ 1000)	51365.	115072.	132697.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	299134.
OIL PRODUCTION (M BBL/YEAR)	0.	0.	0.	10951.	10951.	10951.	10951.	9993.	7869.	5677.	67343.
SALES PRICE OF OIL (M\$/BBL)	0.0	0.0	0.0	31.57	31.57	31.57	31.57	31.57	31.57	31.57	31.57
BASIC PRICE OF OIL (M\$/BBL)	35.62	37.40	39.27	41.24	43.30	45.46	47.74	50.12	52.63	55.26	55.26

TERM	11	12	13	14	15	16	17	18	18YR TOTAL
CAPITAL INVESTMENT (M\$ 1000)	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	299134.
OIL PRODUCTION (M BBL/YEAR)	3747.	2881.	2371.	1984.	1700.	1442.	1255.	591.	83314.
SALES PRICE OF OIL (M\$/BBL)	31.57	31.57	31.57	31.57	31.57	31.57	31.57	31.57	31.57
BASIC PRICE OF OIL (M\$/BBL)	58.02	60.92	63.97	67.17	70.53	74.05	77.76	81.64	81.64

TABLE 16-6-10 CASH FLOW TABLE FOR OIL WEST TEMANA AND E-6 OIL FIELDS

VOL. IV CASE II B : E-6, ONSHORE TERMINAL CASE

(CONT'D)
PAGE 2

* * CASH FLOW TABLE FOR PETRONAS * *
(X M\$ 1000)

TERM	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT OIL	0.	0.	0.	169404.	169404.	169404.	169404.	154585.	121728.	87819.	1041748.
2 REVENUE FROM OIL BASIC PRICE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
3 RONUS FROM OIL COMPANY	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY RONUS	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION RONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
4 RESEARCH FUND FROM OIL CO.	0.	0.	0.	709.	709.	709.	709.	647.	509.	266.	4257.
5 TOTAL CASH INFLOW	0.	0.	0.	172613.	170113.	170113.	170113.	155231.	122237.	88085.	1048505.
6 INCOME TAX	0.	0.	0.	77676.	76551.	76551.	76551.	69854.	55007.	39638.	471827.
7 NET CASH FLOW	0.	0.	0.	94937.	93562.	93562.	93562.	85377.	67230.	48447.	
8 CUMULATIVE NET CASH FLOW	0.	0.	0.	94937.	188499.	282061.	375624.	461001.	528231.	576678.	

TERM	11	12	13	14	15	16	17	18			18YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT OIL	57963.	44567.	36678.	30691.	26298.	22307.	19414.	9142.			1288804.
2 REVENUE FROM OIL BASIC PRICE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.			0.
3 RONUS FROM OIL COMPANY	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.			2500.
DISCOVERY RONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.			2500.
PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.			0.
4 RESEARCH FUND FROM OIL CO.	196.	167.	150.	128.	110.	93.	81.	38.			5221.
5 TOTAL CASH INFLOW	58160.	44734.	36828.	30819.	26408.	22400.	19495.	9181.			1296526.
6 INCOME TAX	26172.	20130.	16572.	13869.	11884.	10080.	8773.	4131.			583438.
7 NET CASH FLOW	31988.	24604.	20255.	16951.	14524.	12320.	10722.	5049.			
8 CUMULATIVE NET CASH FLOW	608666.	633269.	653525.	670475.	685000.	697320.	708042.	713091.			

TABLE 16-6-10 CASH FLOW TABLE FOR OIL WEST TEMANA AND E-6 OIL FIELDS

VOL.IV CASE II B : E-6, ONSHORE TERMINAL CASE

(CONT'D)
PAGE 3

* * PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR PETRONAS * *
(X M\$ 1000)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
PRESENT WORTH										
5.00% DISCOUNT RATE	0.98	0.93	0.89	0.84	0.80	0.76	0.73	0.69	0.66	0.63
PRESENT WORTH	0.	0.	0.	80034.	75119.	71542.	68135.	59214.	44408.	30477.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	80034.	155153.	226695.	294830.	354044.	398452.	428928.
10.00% DISCOUNT RATE										
PRESENT WORTH	0.95	0.87	0.79	0.72	0.65	0.59	0.54	0.49	0.44	0.40
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	68008.	60930.	55391.	50356.	41773.	29904.	19590.
15.00% DISCOUNT RATE										
PRESENT WORTH	0.93	0.81	0.71	0.61	0.53	0.46	0.40	0.35	0.30	0.27
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	58210.	49884.	43377.	37719.	29930.	20494.	12842.
PRESENT WORTH										
5.00% DISCOUNT RATE	0.60	0.57	0.54	0.52	0.49	0.47	0.45	0.43		
PRESENT WORTH	19165.	14039.	11007.	8773.	7159.	5783.	4794.	2150.		
CUMULATIVE PRESENT WORTH	448093.	462132.	473139.	481912.	489071.	494854.	499648.	501798.		
10.00% DISCOUNT RATE										
PRESENT WORTH	0.37	0.33	0.30	0.28	0.25	0.23	0.21	0.19		
CUMULATIVE PRESENT WORTH	11759.	8222.	6154.	4682.	3647.	2812.	2225.	953.		
15.00% DISCOUNT RATE										
PRESENT WORTH	0.23	0.20	0.17	0.15	0.13	0.11	0.10	0.09		
CUMULATIVE PRESENT WORTH	7373.	4931.	3530.	2569.	1914.	1412.	1069.	438.		
CUMULATIVE PRESENT WORTH	259830.	264761.	268292.	270861.	272775.	274187.	275255.	275693.		

TABLE 16-6-10 CASH FLOW TABLE FOR OIL WEST TEMANA AND E-6 OIL FIELDS
VOL. IV CASE II B : E-6, ONSHORE TERMINAL CASE

* * CASH FLOW TABLE FOR OPERATING COMPANY * *
(X M\$ 1000)

(CONT'D)
PAGE 4

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT OIL	0.	0.	0.	72602.	72602.	72602.	72602.	66251.	52169.	37637.	446464.
2 SALES REVENUE FROM COST OIL	0.	0.	0.	69145.	69145.	69145.	69145.	63096.	49685.	15494.	404853.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY OIL	0.	0.	0.	34572.	34572.	34572.	34572.	31548.	24842.	17922.	212602.
4 TOTAL CASH INFLOW	0.	0.	0.	176319.	176319.	176319.	176319.	160894.	128696.	71053.	1063918.
5 ROYALTY	0.	0.	0.	34572.	34572.	34572.	34572.	31548.	24842.	17922.	212602.
6 PAYMENT FOR OIL BASIC PRICE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
7 RONUS	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
8 RESEARCH FUND TO PETRONAS	0.	0.	0.	709.	709.	709.	709.	647.	509.	266.	4257.
OPERATING EXPENSES	0.	0.	0.	69145.	69145.	69145.	69145.	63096.	49685.	15494.	404853.
(M\$/BRL)	0.0	0.0	0.0	6.31	6.31	6.31	6.31	6.31	6.31	2.73	6.01
9 OPERATING COST	0.	0.	0.	15256.	15256.	15256.	15256.	15145.	14901.	14649.	105719.
CAPITAL COST RECOVERY	0.	0.	0.	53889.	53889.	53889.	53889.	47951.	34784.	845.	299134.
INCOME BEFORE TAX	0.	0.	0.	69393.	71893.	71893.	71893.	65604.	51660.	37371.	439707.
10 INCOME TAX	0.	0.	0.	31227.	32352.	32352.	32352.	29522.	23247.	16817.	197868.
11 CAPITAL INVESTMENT	51365.	115072.	132697.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	299134.
12 TOTAL CASH OUTFLOW	51365.	115072.	132697.	84264.	82889.	82889.	82889.	76861.	63500.	49654.	822079.
13 NET CASH FLOW	-51365.	-115072.	-132697.	92055.	93430.	93430.	93430.	84033.	63197.	21399.	
14 CUMULATIVE NET CASH FLOW	-51365.	-166437.	-299134.	-207079.	-113650.	-20220.	73210.	157243.	220440.	241839.	
15 DCF ROR OF NET CASH FLOW (%)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.05	12.40	15.15	15.86	
16 CORPORATE CAPITAL	51365.	115072.	132697.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	299134.
17 INTEREST	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
18 BANK BORROWING	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
19 REPAYMENT	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
20 BORROWING BALANCE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
21 PAYOUT TIME	6.2 YEARS										

TABLE 16-6-10 CASH FLOW TABLE FOR OIL WEST TEMANA AND E-6 OIL FIELDS
VOL.IV CASE II B : E-6, ONSHORE TERMINAL CASE

(CONT'D)
PAGE 5

* * CASH FLOW TABLE FOR OPERATING COMPANY * *
(X M\$ 1000)

	11	12	13	14	15	16	17	18	18YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT OIL	24841.	19100.	15719.	13153.	11270.	9560.	8320.	3918.	552346.
2 SALES REVENUE FROM COST OIL	14426.	14327.	14268.	12527.	10734.	9105.	7924.	3732.	491895.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY OIL	11829.	9095.	7485.	6263.	5367.	4552.	3962.	1866.	263022.
4 TOTAL CASH INFLOW	51097.	42522.	37472.	31944.	27371.	23217.	20206.	9516.	1307260.
5 ROYALTY	11829.	9095.	7485.	6263.	5367.	4552.	3962.	1866.	263022.
6 PAYMENT FOR OIL BASIC PRICE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
7 BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
8 RESEARCH FUND TO PETRONAS	196.	167.	150.	128.	110.	93.	81.	38.	5221.
OPERATING EXPENSES	14426.	14327.	14268.	14223.	14190.	14159.	14139.	8216.	512801.
(M\$/RBL)	3.85	4.97	6.02	7.17	8.35	9.82	11.27	13.90	6.16
9 OPERATING COST	14426.	14327.	14268.	14223.	14190.	14159.	14139.	8216.	213667.
CAPITAL COST RECOVERY	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	299134.
INCOME BEFORE TAX	24645.	18933.	15569.	13025.	11160.	9467.	8239.	3880.	544625.
10 INCOME TAX	11090.	8520.	7006.	5861.	5022.	4260.	3708.	1746.	245081.
11 CAPITAL INVESTMENT	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	299134.
12 TOTAL CASH OUTFLOW	37542.	32109.	28909.	26476.	24689.	23065.	21890.	11866.	1028625.
13 NET CASH FLOW	13555.	10413.	8563.	5468.	2682.	152.	-1683.	-2350.	
14 CUMULATIVE NET CASH FLOW	255394.	265807.	274370.	279837.	282519.	282672.	280988.	278638.	
15 DCF ROR OF NET CASH FLOW (%)	16.23	16.46	16.62	16.71	16.75	16.75	16.73	16.71	
16 CORPORATE CAPITAL	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	299134.
17 INTEREST	0.	0.	0.	0.	0.	0.	67.	234.	301.
18 BANK BORROWING	0.	0.	0.	0.	0.	0.	1751.	2585.	4335.
19 REPAYMENT	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
20 BORROWING BALANCE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	1751.	4335.	
21 PAYOUT TIME	6.2 YEARS								

TABLE 16-6-10 CASH FLOW TABLE FOR OIL WEST TEMANA AND E-6 OIL FIELDS

VOL.IV CASE II B : E-6, ONSHORE TERMINAL CASE

(CONT'D)
PAGE 6

* * PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR OPERATING COMPANY * *
(X M\$ 1000)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
PRESENT WORTH										
5.00% DISCOUNT RATE	0.98	0.93	0.89	0.84	0.80	0.76	0.73	0.69	0.66	0.63
PRESENT WORTH	-50127.	-106951.	-117460.	77604.	75013.	71441.	68039.	58282.	41743.	13462.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-50127.	-157078.	-274538.	-196934.	-121921.	-50481.	17558.	73840.	117583.	131045.
10.00% DISCOUNT RATE	0.95	0.87	0.79	0.72	0.65	0.59	0.54	0.49	0.44	0.40
PRESENT WORTH	-48975.	-99743.	-104563.	65944.	60844.	55313.	50285.	41116.	28110.	8653.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-48975.	-148717.	-253281.	-187337.	-126493.	-71180.	-20896.	20220.	48330.	56983.
15.00% DISCOUNT RATE	0.93	0.81	0.71	0.61	0.53	0.46	0.40	0.35	0.30	0.27
PRESENT WORTH	-47898.	-93309.	-93566.	56442.	49813.	43316.	37666.	29459.	19265.	5672.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-47898.	-141207.	-234773.	-178330.	-128517.	-85201.	-47535.	-18076.	1189.	6861.
PRESENT WORTH										
5.00% DISCOUNT RATE	0.60	0.57	0.54	0.52	0.49	0.47	0.45	0.43		
PRESENT WORTH	8121.	5942.	4653.	2830.	1322.	72.	-753.	-1001.		
CUMULATIVE PRESENT WORTH	139166.	145108.	149761.	152591.	153913.	153984.	153232.	152231.		
10.00% DISCOUNT RATE	0.37	0.33	0.30	0.28	0.25	0.23	0.21	0.19		
PRESENT WORTH	4983.	3480.	2601.	1510.	673.	35.	-349.	-443.		
CUMULATIVE PRESENT WORTH	61966.	65446.	68047.	69557.	70231.	70265.	69916.	69473.		
15.00% DISCOUNT RATE	0.23	0.20	0.17	0.15	0.13	0.11	0.10	0.09		
PRESENT WORTH	3124.	2087.	1492.	829.	353.	17.	-168.	-204.		
CUMULATIVE PRESENT WORTH	9985.	12073.	13565.	14394.	14747.	14765.	14597.	14393.		

Table 17-5-1 (Vol. IV)

MAJOR EQUIPMENT LIST

FOR CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS-CASE IC

ITEM NO. & NAME	LOCATION	QUANTITY	DESCRIPTION
<u>V-101</u> PRODUCTION SEPARATOR	E8WP-A F13WP-A F14WP-A	1 1 1	SIZE: 7'-0" I.D. x 21'-0" S-S DESIGN PRESS.: 1,200 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
	E11WP-A F6WP-A F6WP-B F23P-A	2 1 1 3	SIZE: 8'-0" I.D. x 24'-0" S-S DESIGN PRESS.: 1,200 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
<u>V-102</u> TEST SEPARATOR	E8WP-A F13WP-A F14WP-A	1 1 1	SIZE: 7'-0" I.D. x 21'-0" S-S DESIGN PRESS.: 1,200 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
	E11WP-A F6WP-A F6WP-B F23P-A	1 1 1 1	SIZE: 8'-0" I.D. x 24'-0" S-S DESIGN PRESS.: 1,200 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
<u>V-103</u> LIQUID KNOCKOUT DRUM	E8WP-A E11WP-A F6WP-A F6WP-B F13WP-A F14WP-A F23W-A	4 11 7 6 4 3 17	SIZE: 3'-6" I.D. x 10'-0" S-S DESIGN PRESS.: 1,200 PSIG @ 150 °F TYPE: VERTICAL
<u>V-104</u> GLYCOL CONTACTOR	E8WP-A F13WP-A F14WP-A	1 1 1	SIZE: 6'-0" I.D. x 27'-6" S-S DESIGN PRESS.: 1,200 PSIG @ 150°F TYPE: VERTICAL
	F6WP-A F6WP-B	1 1	SIZE: 8'-0" I.D. x 28'-6" S-S DESIGN PRESS.: 1,200 PSIG @ 150°F TYPE: VERTICAL
	E11WP-A E23P-A	2 3	SIZE: 7'-6" I.D. x 28'-6" S-S DESIGN PRESS.: 1,200 PSIG @ 150°F TYPE: VERTICAL
<u>V-105</u> CONDENSATE SURGE VESSEL	E8WP-A E11WP-A F6WP-A F6WP-B F13WP-A F14WP-A F23P-A	1 1 1 1 1 1 1	SIZE: 4'-6" I.D. x 15'-0" S-S DESIGN PRESS.: 1,200 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
<u>GR - 101</u> GLYCOL REGENERATOR	E8WP-A F13WP-A F14WP-A	1 1 1	REBOILER: 42" DIA. x 21'-6" L STILL COLUMN: 22" DIA. x 12'-0" L SURGE TANK: 42" DIA. x 21'-6" L
	E11WP-A F6WP-A F6WP-B F23P-A	2 1 1 3	REBOILER: 48" DIA. x 24'-0" L STILL COLUMN: 28" DIA. x 13'-0" L SURGE TANK: 48" DIA. x 22'-0" L
<u>H - 101</u> START-UP HEATER	E8WP-A E11WP-A F6WP-A F6WP-B F13WP-A F14WP-A F23W-A	1 1 1 1 1 1 1	SIZE: 24" DIA. x 7'-6" L

Table 17-5-1 (Vol. IV)

MAJOR EQUIPMENT LIST

FOR CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS - CASE IC

(Cont'd)

ITEM NO. & NAME	LOCATION	QUANTITY	DESCRIPTION
<u>C - 151</u> INSTRUMENT AIR COMPRESSOR	E8WP-A	2	CAPACITY: 35 SCFM
	E11WP-A	2	
	F6WP-A	2	
	F6WP-B	2	
	F13WP-A	2	
	F14WP-A	2	
	F23P-A	2	
<u>P - 152</u> FIRE WATER PUMP	E8WP-A	1	CAPACITY: 1,500 GPM TYPE: VERTICAL
	E11WP-A	1	
	F6WP-A	1	
	F6WP-B	1	
	F13WP-A	1	
	F14WP-A	1	
	F23P-A	1	
<u>TK - 101</u> CORROSION INHIBITOR TANK	E8WP-A	1	CAPACITY: 20 BBL SIZE: 5'-0" I.D. x 8'-0" H
	F13WP-A	1	
	F14WP-A	1	
	F6WP-A	1	CAPACITY: 50 BBL SIZE: 6'-6" I.D. x 10'-0" H
F6WP-B	1		
E11WP-A	1	CAPACITY: 70 BBL SIZE: 8'-0" I.D. x 10'-0" H	
F23P-A	1	CAPACITY: 90 BBL SIZE: 9'-6" I.D. x 12'-0" H	
<u>TK - 102</u> GLYCOL STORAGE TANK	E8WP-A	1	CAPACITY: 20 BBL SIZE: 5'-0" I.D. x 8'-0" H
	F13WP-A	1	
	F14WP-A	1	
	F6WP-A	1	CAPACITY: 50 BBL SIZE: 6'-6" I.D. x 10'-0" H
F6WP-B	1		
E11WP-A	1	CAPACITY: 70 BBL SIZE: 8'-0" I.D. x 10'-0" H	
F23P-A	1	CAPACITY: 90 BBL SIZE: 9'-6" I.D. x 12'-0" H	
<u>M - 101</u> INLET MANIFOLD	E8WP-A	1	PRODUCTION HEADER TEST HEADER
	E11WP-A	1	
	F6WP-A	1	
	F6WP-B	1	
	F13WP-A	1	
	F14WP-A	1	
	F23W-A	1	
<u>C - 111</u> GAS TURBINE COMPRESSOR	E6C-A	3	CAPACITY: 100 MMSCFD
	E11C-A	4	CAPACITY: 230 MMSCFD
	E11C-B	4	
<u>V - 111</u> KNOCKOUT DRUM	E6C-A	1	SIZE: 5'-0" I.D. x 15'-0" S-S TYPE: VERTICAL
	E11C-A	1	SIZE: 10'-0" I.D. x 20'-0" S-S TYPE: VERTICAL
E11C-B	1		

Table 17-5-1 (Vol. IV)

MAJOR EQUIPMENT LIST

FOR CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS-CASE IC (Cont'd)

ITEM NO. & NAME	LOCATION	QUANTITY	DESCRIPTION
<u>V - 112</u> UNIT SUCTION SCRUBBER	E6C-A	3	SIZE: 3'-6" I.D. x 10'-0" S-S TYPE: VERTICAL
	E11C-A E11C-B	4 4	SIZE: 5'-6" I.D. x 16'-0" S-S TYPE: VERTICAL
<u>E - 111</u> AFTERCOOLER	E6C-A	6	TYPE: SHELL AND TUBE
	E11C-A	16	
	E11C-B	16	
<u>P - 153</u> SEA WATER PUMP	E6C-A	3	CAPACITY: 650 GPM TYPE: VERTICAL
	E11C-A	4	CAPACITY: 3,000 GPM TYPE: VERTICAL
	E11C-B	4	
<u>V - 108</u> CENTRIFUGAL SEPARATOR	E11R-A	4	SIZE: 6'-6" I.D. x 16'-0" S-S TYPE: VERTICAL
<u>G - 152</u> GAS TURBINE GENERATOR	E6U-A	2	CAPACITY: 1,000 KVA
	E11U-A	2	
	F23U-A	2	

Table 17-6-1
(Vol. IV)

CAPITAL INVESTMENT COST ESTIMATION

	(M\$ 1,000)					
	CASE IA	CASE IB	CASE IC	CASE II	CASE III	CASE IV
CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS						
1. Exploration & Appraisal Wells	66,957	66,957	66,957	66,957	66,957	66,957
2. Engineering	98,032	107,919	130,328	122,770	114,201	106,718
3. Development Wells	148,209	145,034	196,088	186,573	173,863	155,575
4. Facilities						
a. Offshore Platforms	232,921	210,168	314,763	293,108	277,157	259,152
b. Offshore Production Equipment	175,603	316,364	474,742	444,285	413,890	383,062
c. Submarine Pipelines	390,657	250,813	278,374	264,444	237,800	230,084
d. Offshore Storage & Loading Facilities	-	-	-	-	-	-
e. Onshore Terminal & Loading Facilities	-	117,500	-	-	-	-
f. Support Facilities	39,304	39,304	39,304	39,304	39,304	39,304
Sub Total	838,485	934,149	1,107,183	1,041,141	968,151	911,602
5. Pre-start up Expense	10,847	11,871	14,336	13,505	12,562	11,738
6. Contingencies	108,473	118,710	143,361	135,049	125,622	117,389
TOTAL	<u>1,271,003</u>	<u>1,384,640</u>	<u>1,658,253</u>	<u>1,565,995</u>	<u>1,461,356</u>	<u>1,369,979</u>

Table 17-6-2 (Vol. IV)

ANNUAL OPERATION COST ESTIMATION

(M\$ 1,000/Year)

CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS

1. Direct Cost	CASE IA	CASE IB	CASE IC	CASE II	CASE III	CASE IV
a. Operating Personnel	2,545	2,545	2,545	2,545	2,545	2,545
b. Operating Management	254	254	254	254	254	254
c. Repair & Maintenance	14,145	16,713	21,120	19,774	18,512	17,094
d. Operating Supplies	3,470	3,373	4,128	3,879	3,597	3,358
e. Chemical	2,535	2,477	3,345	3,170	2,957	2,733
f. Service Contract	5,944	5,944	5,944	5,563	5,182	4,801
Sub Total	28,893	31,306	37,336	35,185	33,047	30,785
2. Indirect Cost						
a. Indirect Personnel	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400	1,400
b. Insurance	12,619	13,823	17,272	16,190	15,108	14,003
Sub Total	14,019	15,223	18,672	17,590	16,508	15,403
TOTAL	<u>42,912</u>	<u>46,529</u>	<u>56,008</u>	<u>52,775</u>	<u>49,555</u>	<u>46,188</u>

Table 17-6-3 (Vol. IV)

INVESTMENT SCHEDULE

(M\$ 1,000)

CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS CASE I A

Item	Year			
	1ST	2ND	3RD	13TH
1. Exploration & Appraisal Wells	66,957	-	-	-
2. Engineering	94,070	-	-	3,962
3. Development Wells	-	60,452	87,757	-
4. Offshore Platforms	59,510	153,558	19,853	-
5. Offshore Production Equipment	36,548	91,859	7,572	39,624
6. Submarine Pipelines	-	155,227	235,430	-
7. Offshore Storage & Loading Facilities	-	-	-	-
8. Onshore Terminal & Loading Facilities	-	-	-	-
9. Support Facilities	11,791	19,652	7,861	-
10. Pre-start up Expense	2,019	4,807	3,585	436
11. Contingencies	20,192	48,075	35,847	4,359
Total	291,087	533,630	397,905	48,381

Table 17-6-4 (Vol. IV)

INVESTMENT SCHEDULE

(M\$ 1,000)

CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS CASE I B

Item	Year			
	1ST	2ND	3RD	13TH
1. Exploration & Appraisal Wells	66,957	-	-	-
2. Engineering	92,054	-	-	15,865
3. Development Wells	-	60,452	84,582	-
4. Offshore Platforms	60,183	132,624	17,361	-
5. Offshore Production Equipment	36,515	114,605	6,596	158,648
6. Submarine Pipelines	-	88,034	162,779	-
7. Offshore Storage & Loading Facilities	-	-	-	-
8. Onshore Terminal & Loading Facilities	-	-	117,500	-
9. Support Facilities	11,791	19,652	7,861	-
10. Pre-start up Expense	2,005	4,154	3,967	1,745
11. Contingencies	20,054	41,537	39,668	17,451
Total	289,559	461,058	440,314	193,709

Table 17-6-5 (Vol. IV)

INVESTMENT SCHEDULE

(M\$ 1,000)

CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS CASE I C

Item	Year			
	1ST	2ND	3RD	13TH
1. Exploration & Appraisal Wells	66,957	-	-	-
2. Engineering	112,695	-	-	17,633
3. Development Wells	-	83,820	112,268	-
4. Offshore Platforms	121,298	176,848	16,617	-
5. Offshore Production Equipment	115,253	175,679	7,483	176,327
6. Submarine Pipelines	-	156,820	121,554	-
7. Offshore Storage & Loading Facilities	-	-	-	-
8. Onshore Terminal & Loading Facilities	-	-	-	-
9. Support Facilities	11,791	19,652	7,861	-
10. Pre-start up Expense	3,609	6,129	2,657	1,941
11. Contingencies	36,104	61,283	26,579	19,395
Total	467,707	680,231	295,019	215,296

Table 17-6-6 (Vol. IV)

INVESTMENT SCHEDULE

(M\$ 1,000)

CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS CASE II

Item	Year			
	1ST	2ND	3RD	13TH
1. Exploration & Appraisal Wells	66,957	-	-	-
2. Engineering	105,869	-	-	16,901
3. Development Wells	-	83,830	102,743	-
4. Offshore Platforms	121,300	160,604	11,204	-
5. Offshore Production Equipment	108,605	161,072	5,596	169,012
6. Submarine Pipelines	-	156,822	107,622	-
7. Offshore Storage & Loading Facilities	-	-	-	-
8. Onshore Terminal & Loading Facilities	-	-	-	-
9. Support Facilities	11,791	19,652	7,861	-
10. Pre-start up Expense	3,476	5,820	2,350	1,859
11. Contingencies	34,757	58,198	23,503	18,591
Total	452,755	645,998	260,879	206,363

Table 17-6-7 (Vol. IV)

INVESTMENT SCHEDULE

(M\$ 1,000)

CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS CASE III

Item	Year			
	1ST	2ND	3RD	13TH
1. Exploration & Appraisal Wells	66,957	-	-	-
2. Engineering	98,199	-	-	16,002
3. Development Wells	-	75,692	98,171	-
4. Offshore Platforms	99,205	161,732	16,220	-
5. Offshore Production Equipment	85,443	163,063	5,364	160,020
6. Submarine Pipelines	-	126,126	111,674	-
7. Offshore Storage & Loading Facilities	-	-	-	-
8. Onshore Terminal & Loading Facilities	-	-	-	-
9. Support Facilities	11,791	19,652	7,861	-
10. Pre-start up Expense	2,946	5,463	2,393	1,760
11. Contingencies	29,464	54,627	23,929	17,602
Total	394,005	606,355	265,612	195,384

Table 17-6-8 (Vol. IV)

INVESTMENT SCHEDULE

(M\$ 1,000)

CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS CASE IV

Item	Year				13TH
	1ST	2ND	3RD		
1. Exploration & Appraisal Wells	66,957	-	-	-	-
2. Engineering	91,661	-	-	15,057	-
3. Development Wells	-	52,324	103,251	-	-
4. Offshore Platforms	57,117	178,725	23,310	-	-
5. Offshore Production Equipment	34,354	180,525	17,612	150,571	-
6. Submarine Pipelines	-	35,215	194,869	-	-
7. Offshore Storage & Loading Facilities	-	-	-	-	-
8. Onshore Terminal & Loading Facilities	-	-	-	-	-
9. Support Facilities	11,791	19,652	7,861	-	-
10. Pre-start up Expense	1,949	4,664	3,469	1,656	-
11. Contingencies	19,492	46,644	34,690	16,563	-
Total	283,321	517,749	385,062	183,847	-

 * ECONOMIC ANALYSIS FOR MALAYSIA PROJECT *

(CONT'D)
 PAGE 2

TABLE 17-6-9 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL.IV CASE I A : NATURAL FLOW CASE - SIX FIELDS DEVELOPMENT

	* INPUT DATA BY YEAR *			
TERM	21	22	23	23YR. TOTAL
CAPITAL INVESTMENT (M\$ 1000)	0.	0.	0.	1271003.
GAS PRODUCTION (MMSCF/DAY)	1030.	1030.	1030.	20600.
SALES PRICE OF GAS (M\$/MSCF)	174.0	174.0	174.0	

TABLE 17-6-9 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
VOL. IV CASE I A : NATURAL FLOW CASE - SIX FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
PAGE 3

** CASH FLOW TABLE FOR PETRONAS **
(X M\$ 1000)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS	0.	0.	0.	297639.	297639.	297639.	297639.	297639.	297639.	297639.	2083474.
2 BONUS FROM OIL COMPANY	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
3 RESEARCH FUND FROM OIL CO.	0.	0.	0.	1455.	1455.	1455.	1455.	1455.	1455.	1455.	10188.
4 TOTAL CASH INFLOW	0.	0.	0.	301595.	299095.	299095.	299095.	299095.	299095.	299095.	2096161.

5 INCOME TAX	0.	0.	0.	135718.	134593.	134593.	134593.	134593.	134593.	134593.	943273.
6 NET CASH FLOW	0.	0.	0.	165877.	164502.	164502.	164502.	164502.	164502.	164502.	
7 CUMULATIVE NET CASH FLOW	0.	0.	0.	165877.	330379.	494881.	659384.	823886.	988388.	1152889.	

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	20YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS	297639.	297639.	297639.	297639.	297639.	297639.	297639.	297639.	297639.	297639.	5059864.
2 BONUS FROM OIL COMPANY	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
3 RESEARCH FUND FROM OIL CO.	1455.	1455.	1455.	1176.	852.	852.	852.	852.	852.	852.	20845.
4 TOTAL CASH INFLOW	299095.	299095.	299095.	298815.	298492.	298492.	298492.	298492.	298492.	298492.	5083204.

5 INCOME TAX	134593.	134593.	134593.	134467.	134321.	134321.	134321.	134321.	134321.	134321.	2287442.
6 NET CASH FLOW	164502.	164502.	164502.	164349.	164170.	164170.	164170.	164170.	164170.	164170.	
7 CUMULATIVE NET CASH FLOW	1317391.	1481893.	1646395.	1810743.	1974913.	2139083.	2303253.	2467423.	2631593.	2795763.	

TABLE 17-6-9 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL.IV CASE I A : NATURAL FLOW CASE - SIX FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
 PAGE 4

* * CASH FLOW TABLE FOR PETRONAS * *
 (X M\$ 1000)

	TERM	21	22	23	23YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS		297639.	297639.	297639.	5952781.
2 BONUS FROM OIL COMPANY		0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS		0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS		0.	0.	0.	0.
3 RESEARCH FUND FROM OIL CO.		852.	852.	852.	23402.
4 TOTAL CASH INFLOW		298492.	298492.	298492.	5978677.
5 INCOME TAX		134321.	134321.	134321.	2690405.
6 NET CASH FLOW		164170.	164170.	164170.	
7 CUMULATIVE NET CASH FLOW		2959933.	3124103.	3288273.	

TABLE 17-6-9 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL.IV CASE I A : NATURAL FLOW CASE - SIX FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
 PAGE 5

* * PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR PETRONAS * *
 (X M\$ 1000)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
PRESENT WORTH										
5.00% DISCOUNT RATE	0.98	0.93	0.89	0.84	0.80	0.76	0.73	0.69	0.66	0.63
PRESENT WORTH	0.	0.	0.	139838.	132075.	125786.	119796.	114092.	108659.	103485.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	139838.	271913.	397699.	517495.	631587.	740246.	843730.
10.00% DISCOUNT RATE	0.95	0.87	0.79	0.72	0.65	0.59	0.54	0.49	0.44	0.40
PRESENT WORTH	0.	0.	0.	118826.	107129.	97390.	88536.	80487.	73170.	66519.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	118826.	225955.	323345.	411881.	492368.	565538.	632057.
15.00% DISCOUNT RATE	0.93	0.81	0.71	0.61	0.53	0.46	0.40	0.35	0.30	0.27
PRESENT WORTH	0.	0.	0.	101706.	87706.	76267.	66319.	57669.	50147.	43606.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	101706.	189412.	265678.	331997.	389666.	439812.	483418.
PRESENT WORTH										
5.00% DISCOUNT RATE	0.60	0.57	0.54	0.52	0.49	0.47	0.45	0.43	0.41	0.39
PRESENT WORTH	98557.	93864.	89394.	85058.	80920.	77067.	73397.	69902.	66573.	63403.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	942287.	1036151.	1125545.	1210602.	1291521.	1368587.	1441983.	1511884.	1578457.	1641859.
10.00% DISCOUNT RATE	0.37	0.33	0.30	0.28	0.25	0.23	0.21	0.19	0.17	0.16
PRESENT WORTH	60471.	54974.	49977.	45391.	41220.	37472.	34066.	30969.	28154.	25594.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	692528.	747502.	797479.	842870.	884089.	921562.	955628.	986596.	1014750.	1040344.
15.00% DISCOUNT RATE	0.23	0.20	0.17	0.15	0.13	0.11	0.10	0.09	0.08	0.07
PRESENT WORTH	37918.	32972.	28671.	24908.	21636.	18814.	16360.	14226.	12371.	10757.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	521336.	554308.	582980.	607888.	629524.	648338.	664698.	678924.	691295.	702051.

TABLE 17-6-9 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL.IV CASE I A : NATURAL FLOW CASE - SIX FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
 PAGE 6

* * PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR PETRONAS * *
 (X M\$ 1000)

TERM 21 22 23

PRESENT WORTH

5.00% DISCOUNT RATE 0.37 0.35 0.33
 PRESENT WORTH 60384. 57509. 54770.
 CUMULATIVE PRESENT WORTH 1702242. 1759750. 1814520.

10.00% DISCOUNT RATE 0.14 0.13 0.12
 PRESENT WORTH 23267. 21152. 19229.
 CUMULATIVE PRESENT WORTH 1063611. 1084763. 1103992.

15.00% DISCOUNT RATE 0.06 0.05 0.04
 PRESENT WORTH 9354. 8134. 7073.
 CUMULATIVE PRESENT WORTH 711405. 719539. 726612.

TABLE 17-6-9 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
VOL. IV CASE I A : NATURAL FLOW CASE - SIX FIELDS DEVELOPMENT

* * CASH FLOW TABLE FOR OPERATING COMPANY * *
(X M\$ 1000)

(CONT'D)
PAGE 7

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS	0.	0.	0.	127560.	127560.	127560.	127560.	127560.	127560.	127560.	892919.
2 SALES REVENUE FROM COST GAS	0.	0.	0.	163538.	163538.	163538.	163538.	163538.	163538.	163538.	1144767.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY GAS	0.	0.	0.	65415.	65415.	65415.	65415.	65415.	65415.	65415.	457907.
4 TOTAL CASH INFLOW	0.	0.	0.	356513.	356513.	356513.	356513.	356513.	356513.	356513.	2495591.
5 ROYALTY	0.	0.	0.	65415.	65415.	65415.	65415.	65415.	65415.	65415.	457907.
6 BONUS	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
7 RESEARCH FUND TO PETRONAS	0.	0.	0.	1455.	1455.	1455.	1455.	1455.	1455.	1455.	10188.
OPERATING EXPENSES	0.	0.	0.	163538.	163538.	163538.	163538.	163538.	163538.	163538.	1144767.
8 OPERATING COST	0.	0.	0.	42912.	42912.	42912.	42912.	42912.	42912.	42912.	300384.
CAPITAL COST RECOVERY	0.	0.	0.	120626.	120626.	120626.	120626.	120626.	120626.	120626.	844383.
INCOME BEFORE TAX	0.	0.	0.	123604.	126104.	126104.	126104.	126104.	126104.	126104.	880230.
9 INCOME TAX	0.	0.	0.	55622.	56747.	56747.	56747.	56747.	56747.	56747.	396104.
10 CAPITAL INVESTMENT	291087.	533630.	397905.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	1222622.
11 TOTAL CASH OUTFLOW	291087.	533630.	397905.	167905.	166530.	166530.	166530.	166530.	166530.	166530.	2389700.
12 NET CASH FLOW	-291087.	-533630.	-397905.	188609.	189984.	189984.	189984.	189984.	189984.	189984.	189984.
13 CUMULATIVE NET CASH FLOW	-291087.	-824717.	-1222622.	-1034013.	-844030.	-654046.	-464063.	-274079.	-84096.	105888.	
14 DCF ROR OF NET CASH FLOW (%)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.71	
15 CORPORATE CAPITAL	291087.	533630.	397905.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	1222621.
16 INTEREST	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
17 BANK BORROWING	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
18 REPAYMENT	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
19 BORROWING BALANCE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
20 PAYOUT TIME	9.4 YEARS										

TABLE 17-6-9 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
VOL. IV CASE I A : NATURAL FLOW CASE - SIX FIELDS DEVELOPMENT

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	20YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS	127560.	127560.	127560.	127560.	127560.	127560.	127560.	127560.	127560.	127560.	2168510.
2 SALES REVENUE FROM COST GAS	163538.	163538.	163538.	107654.	42912.	42912.	42912.	42912.	42912.	42912.	2000500.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY GAS	65415.	65415.	65415.	65415.	65415.	65415.	65415.	65415.	65415.	65415.	1112059.
4 TOTAL CASH INFLOW	356513.	356513.	356513.	300629.	235887.	235887.	235887.	235887.	235887.	235887.	5281080.
5 ROYALTY	65415.	65415.	65415.	65415.	65415.	65415.	65415.	65415.	65415.	65415.	1112059.
6 BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
7 RESEARCH FUND TO PETRONAS	1455.	1455.	1455.	1176.	852.	852.	852.	852.	852.	852.	20845.
OPERATING EXPENSES	163538.	163538.	163538.	107654.	42912.	42912.	42912.	42912.	42912.	42912.	2000507.
8 OPERATING COST	42912.	42912.	42912.	42912.	42912.	42912.	42912.	42912.	42912.	42912.	729504.
CAPITAL COST RECOVERY	120626.	120626.	120626.	64742.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	1271003.
INCOME BEFORE TAX	126104.	126104.	126104.	126384.	126707.	126707.	126707.	126707.	126707.	126707.	2145167.
9 INCOME TAX	56747.	56747.	56747.	56873.	57018.	57018.	57018.	57018.	57018.	57018.	965327.
10 CAPITAL INVESTMENT	0.	0.	48381.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	1271003.
11 TOTAL CASH OUTFLOW	166530.	166530.	214911.	166376.	166198.	166198.	166198.	166198.	166198.	166198.	4101225.
12 NET CASH FLOW	189984.	189984.	141603.	134253.	69689.	69689.	69689.	69689.	69689.	69689.	69689.
13 CUMULATIVE NET CASH FLOW	295872.	485855.	627458.	761711.	831400.	901089.	970778.	1040467.	1110155.	1179844.	
14 DCF ROR OF NET CASH FLOW (%)	4.15	6.00	7.08	7.93	8.30	8.62	8.90	9.14	9.36	9.54	
15 CORPORATE CAPITAL	0.	0.	48381.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	1271002.
16 INTEREST	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
17 BANK BORROWING	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
18 REPAYMENT	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
19 BORROWING BALANCE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
20 PAYOUT TIME	9.4 YEARS										

TABLE 17-6-9 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL.IV CASE I A : NATURAL FLOW CASE - SIX FIELDS DEVELOPMENT
 * * CASH FLOW TABLE FOR OPERATING COMPANY * *
 (X M\$ 1000)

(CONT'D)
 PAGE 9

	TERM	21	22	23	23YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS		127560.	127560.	127560.	2551187.
2 SALES REVENUE FROM COST GAS		42912.	42912.	42912.	2129233.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY GAS		65415.	65415.	65415.	1308304.
4 TOTAL CASH INFLOW		235887.	235887.	235887.	5988741.
5 ROYALTY		65415.	65415.	65415.	1308304.
6 BONUS		0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS		0.	0.	0.	2500.
7 RESEARCH FUND TO PETRONAS		852.	852.	852.	23402.
OPERATING EXPENSES		42912.	42912.	42912.	2129243.
8 OPERATING COST		42912.	42912.	42912.	858240.
CAPITAL COST RECOVERY		0.	0.	0.	1271003.
INCOME BEFORE TAX		126707.	126707.	126707.	2525288.
9 INCOME TAX		57018.	57018.	57018.	1136381.
10 CAPITAL INVESTMENT		0.	0.	0.	1271003.
11 TOTAL CASH OUTFLOW		166198.	166198.	166198.	4599816.
12 NET CASH FLOW		69689.	69689.	69689.	
13 CUMULATIVE NET CASH FLOW		1249533.	1319222.	1388911.	
14 DCF ROR OF NET CASH FLOW (%)		9.70	9.85	9.97	
15 CORPORATE CAPITAL		0.	0.	0.	1271002.
16 INTEREST		0.	0.	0.	0.
17 BANK BORROWING		0.	0.	0.	0.
18 REPAYMENT		0.	0.	0.	0.
19 BORROWING BALANCE		0.	0.	0.	
20 PAYOUT TIME		9.4 YEARS			

TABLE 17-6-9 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL.IV CASE I A : NATURAL FLOW CASE - SIX FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
 PAGE 10

* * PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR OPERATING COMPANY * *
 (X MS 1000)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
PRESENT WORTH										
5.00% DISCOUNT RATE	0.98	0.93	0.89	0.84	0.80	0.76	0.73	0.69	0.66	0.63
PRESENT WORTH	-284072.	-495972.	-352214.	159001.	152534.	145270.	138353.	131765.	125490.	119515.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-284072.	-780043.	-1132257.	-973256.	-820722.	-675452.	-537100.	-405335.	-279845.	-160331.
10.00% DISCOUNT RATE	0.95	0.87	0.79	0.72	0.65	0.59	0.54	0.49	0.44	0.40
PRESENT WORTH	-277540.	-462543.	-313544.	135110.	123723.	112475.	102250.	92955.	84505.	76822.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-277540.	-740083.	-1053626.	-918516.	-794793.	-682318.	-580067.	-487113.	-402608.	-325786.
15.00% DISCOUNT RATE	0.93	0.81	0.71	0.61	0.53	0.46	0.40	0.35	0.30	0.27
PRESENT WORTH	-271440.	-432707.	-280566.	115643.	101292.	88080.	76592.	66601.	57914.	50360.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-271440.	-704147.	-984713.	-869070.	-767777.	-679697.	-603106.	-536504.	-478590.	-428230.
PRESENT WORTH										
5.00% DISCOUNT RATE	0.60	0.57	0.54	0.52	0.49	0.47	0.45	0.43	0.41	0.39
PRESENT WORTH	113823.	108403.	76950.	69482.	34350.	32714.	31156.	29673.	28260.	26914.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-46507.	61896.	138846.	208328.	242678.	275392.	306548.	336221.	364481.	391395.
10.00% DISCOUNT RATE	0.37	0.33	0.30	0.28	0.25	0.23	0.21	0.19	0.17	0.16
PRESENT WORTH	69839.	63490.	43020.	37079.	17497.	15907.	14461.	13146.	11951.	10865.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-255947.	-192458.	-149438.	-112359.	-94862.	-78955.	-64494.	-51348.	-39397.	-28533.
15.00% DISCOUNT RATE	0.23	0.20	0.17	0.15	0.13	0.11	0.10	0.09	0.08	0.07
PRESENT WORTH	43792.	38080.	24680.	20347.	9184.	7986.	6945.	6039.	5251.	4566.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-384438.	-346358.	-321678.	-301331.	-292147.	-284160.	-277215.	-271177.	-265925.	-261359.

TABLE 17-6-9 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL. IV CASE I A : NATURAL FLOW CASE - SIX FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
 PAGE 11

* * PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR OPERATING COMPANY * *
 (X M\$ 1000)

	TERM	21	22	23
PRESENT WORTH				
5.00% DISCOUNT RATE		0.37	0.35	0.33
PRESENT WORTH		25632.	24412.	23249.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		417027.	441439.	464688.

10.00% DISCOUNT RATE		0.14	0.13	0.12
PRESENT WORTH		9877.	8979.	8163.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		-18656.	-9677.	-1514.

15.00% DISCOUNT RATE		0.06	0.05	0.04
PRESENT WORTH		3971.	3453.	3002.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		-257388.	-253936.	-250933.

 * ECONOMIC ANALYSIS FOR MALAYSIA PROJECT *

TABLE 17-6-10 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS

VOL.IV CASE 1 B : ONSHORE COMPRESSION CASE - SIX FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
 PAGE 2

* INPUT DATA BY YEAR *

	21	22	23	
TERM				
CAPITAL INVESTMENT (M\$ 1000)	0.	0.	0.	23YR TOTAL
GAS PRODUCTION (MMSCF/DAY)	980.	980.	980.	1384640.
SALES PRICE OF GAS (M\$/MSCF)	181.0	181.0	181.0	19600.

TABLE 17-6-10 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL. IV CASE I B : ONSHORE COMPRESSION CASE - SIX FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
 PAGE 3

* * CASH FLOW TABLE FOR PETRONAS * *
 (X \$ 1000)

TERM	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10YR. TOTAL	
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS	0.	0.	0.	294584.	294584.	294584.	294584.	294584.	294584.	294584.	294584.	2062084.
2 BONUS FROM OIL COMPANY	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
3 RESEARCH FUND FROM OIL CO.	0.	0.	0.	1441.	1441.	1441.	1441.	1441.	1441.	1441.	1441.	10084.
4 TOTAL CASH INFLOW	0.	0.	0.	298524.	296024.	296024.	296024.	296024.	296024.	296024.	296024.	2074669.
5 INCOME TAX	0.	0.	0.	134336.	133211.	133211.	133211.	133211.	133211.	133211.	133211.	933602.
6 NET CASH FLOW	0.	0.	0.	164188.	162813.	162813.	162813.	162813.	162813.	162813.	162813.	162813.
7 CUMULATIVE NET CASH FLOW	0.	0.	0.	164188.	327002.	489815.	652629.	815442.	978255.	1141068.		

TERM	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	20YR. TOTAL	
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS	294584.	294584.	294584.	294584.	294584.	294584.	294584.	294584.	294584.	294584.	5007914.	
2 BONUS FROM OIL COMPANY	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.	
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.	
PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	
3 RESEARCH FUND FROM OIL CO.	1441.	1441.	1441.	1441.	1441.	867.	864.	864.	864.	864.	21609.	
4 TOTAL CASH INFLOW	296024.	296024.	296024.	296024.	296024.	295451.	295448.	295448.	295448.	295448.	5032028.	
5 INCOME TAX	133211.	133211.	133211.	133211.	133211.	132953.	132951.	132951.	132951.	132951.	2264408.	
6 NET CASH FLOW	162813.	162813.	162813.	162813.	162813.	162498.	162496.	162496.	162496.	162496.	162496.	
7 CUMULATIVE NET CASH FLOW	1303881.	1466694.	1629507.	1792320.	1955133.	2117631.	2280127.	2442623.	2605119.	2767615.		

TABLE 17-6-10 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL.IV CASE I B : ONSHORE COMPRESSION CASE - SIX FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
 PAGE 4

* * CASH FLOW TABLE FOR PETRONAS * *
 (X M\$ 1000)

	TERM	21	22	23	23YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS		294584.	294584.	294584.	5891663.
2 BONUS FROM OIL COMPANY		0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS		0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS		0.	0.	0.	0.
3 RESEARCH FUND FROM OIL CO.		864.	864.	864.	24201.
4 TOTAL CASH INFLOW		295448.	295448.	295448.	5918369.
5 INCOME TAX		132951.	132951.	132951.	2663261.
6 NET CASH FLOW		162496.	162496.	162496.	
7 CUMULATIVE NET CASH FLOW		2930111.	3092607.	3255103.	

TABLE 17-6-10 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL.IV CASE I B : ONSHORE COMPRESSION CASE - SIX FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
 PAGE 5

** PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR PETRONAS * *
 (X M\$ 1000)

TERM 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10

PRESENT WORTH

5.00% DISCOUNT RATE 0.98 0.93 0.89 0.84 0.80 0.76 0.73 0.69 0.66 0.63
 PRESENT WORTH 97545. 92900. 88476. 84263. 80251. 76281. 72648. 69189. 65894. 62756.
 CUMULATIVE PRESENT WORTH 0. 0. 0. 0. 0. 0. 0. 0. 0. 0.

10.00% DISCOUNT RATE 0.95 0.87 0.79 0.72 0.65 0.59 0.54 0.49 0.44 0.40
 PRESENT WORTH 59851. 54410. 49463. 44967. 40879. 37091. 33718. 30653. 27867. 25333.
 CUMULATIVE PRESENT WORTH 0. 0. 0. 0. 0. 0. 0. 0. 0. 0.

15.00% DISCOUNT RATE 0.93 0.81 0.71 0.61 0.53 0.46 0.40 0.35 0.30 0.27
 PRESENT WORTH 932626. 1025526. 1114002. 1198265. 1278515. 1354796. 1427444. 1496632. 1562526. 1625282.
 CUMULATIVE PRESENT WORTH 0. 0. 0. 0. 0. 0. 0. 0. 0. 0.

TERM 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20

PRESENT WORTH

5.00% DISCOUNT RATE 0.60 0.57 0.54 0.52 0.49 0.47 0.45 0.43 0.41 0.39
 PRESENT WORTH 59851. 54410. 49463. 44967. 40879. 37091. 33718. 30653. 27867. 25333.
 CUMULATIVE PRESENT WORTH 0. 0. 0. 0. 0. 0. 0. 0. 0. 0.

10.00% DISCOUNT RATE 0.37 0.33 0.30 0.28 0.25 0.23 0.21 0.19 0.17 0.16
 PRESENT WORTH 685429. 739839. 789302. 834269. 875148. 912239. 945957. 976610. 1004477. 1029810.
 CUMULATIVE PRESENT WORTH 0. 0. 0. 0. 0. 0. 0. 0. 0. 0.

15.00% DISCOUNT RATE 0.23 0.20 0.17 0.15 0.13 0.11 0.10 0.09 0.08 0.07
 PRESENT WORTH 37529. 32634. 28377. 24676. 21457. 18622. 16193. 14081. 12244. 10647.
 CUMULATIVE PRESENT WORTH 515993. 548626. 577003. 601679. 623136. 641759. 657952. 672033. 684277. 694924.

TABLE 17-6-10 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
VOL.IV CASE I B : ONSHORE COMPRESSION CASE - SIX FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
PAGE 6

* * PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR PETRONAS * *
(X MS 1000)

TERM 21 22 23

PRESENT WORTH

5.00% DISCOUNT RATE 0.37 0.35 0.33
PRESENT WORTH 59768. 56922. 54211.
CUMULATIVE PRESENT WORTH 168505. 1741972. 1796183.

10.00% DISCOUNT RATE 0.14 0.13 0.12
PRESENT WORTH 23030. 20937. 19033.
CUMULATIVE PRESENT WORTH 1052840. 1073776. 1092809.

15.00% DISCOUNT RATE 0.06 0.05 0.04
PRESENT WORTH 9258. 8051. 7001.
CUMULATIVE PRESENT WORTH 704183. 712234. 719234.

TABLE 17-6-10 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
VOL.IV CASE I B : ONSHORE COMPRESSION CASE - SIX FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
PAGE 7

** CASH FLOW TABLE FOR OPERATING COMPANY * *
(X M\$ 1000)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10YR. TOTAL	
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS	0.	0.	0.	126250.	126250.	126250.	126250.	126250.	126250.	126250.	126250.	883751.
2 SALES REVENUE FROM COST GAS	0.	0.	0.	161859.	161859.	161859.	161859.	161859.	161859.	161859.	161859.	1133014.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY GAS	0.	0.	0.	64744.	64744.	64744.	64744.	64744.	64744.	64744.	64744.	453205.
4 TOTAL CASH INFLOW	0.	0.	0.	352853.	352853.	352853.	352853.	352853.	352853.	352853.	352853.	2469971.
5 ROYALTY	0.	0.	0.	64744.	64744.	64744.	64744.	64744.	64744.	64744.	64744.	453205.
6 BONUS	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
7 RESEARCH FUND TO PETRONAS	0.	0.	0.	1441.	1441.	1441.	1441.	1441.	1441.	1441.	1441.	10084.
OPERATING EXPENSES	0.	0.	0.	161859.	161859.	161859.	161859.	161859.	161859.	161859.	161859.	1133014.
8 OPERATING COST	0.	0.	0.	46529.	46529.	46529.	46529.	46529.	46529.	46529.	46529.	325703.
CAPITAL COST RECOVERY	0.	0.	0.	115330.	115330.	115330.	115330.	115330.	115330.	115330.	115330.	807311.
INCOME BEFORE TAX	0.	0.	0.	122310.	124810.	124810.	124810.	124810.	124810.	124810.	124810.	871167.
9 INCOME TAX	0.	0.	0.	55039.	56164.	56164.	56164.	56164.	56164.	56164.	56164.	392025.
10 CAPITAL INVESTMENT	289559.	461058.	440314.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	1190931.
11 TOTAL CASH OUTFLOW	289559.	461058.	440314.	170252.	168878.	168878.	168878.	168878.	168878.	168878.	168878.	2374445.
12 NET CASH FLOW	-289559.	-461058.	-440314.	182600.	183975.	183975.	183975.	183975.	183975.	183975.	183975.	
13 CUMULATIVE NET CASH FLOW	-289559.	-750617.	-1190931.	-1008331.	-824355.	-640380.	-456404.	-272429.	-88453.	95522.		
14 DCF ROR OF NET CASH FLOW (%)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.60
15 CORPORATE CAPITAL	289559.	461058.	440314.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	1190930.
16 INTEREST	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
17 BANK BORROWING	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
18 REPAYMENT	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
19 BORROWING BALANCE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
20 PAYOUT TIME	9.5 YEARS											

TABLE 17-6-10 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
VOL. IV CASE I B : ONSHORE COMPRESSION CASE - SIX FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
PAGE 8

* * CASH FLOW TABLE FOR OPERATING COMPANY * *
(X MS 1000)

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	20YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS	126250.	126250.	126250.	126250.	126250.	126250.	126250.	126250.	126250.	126250.	2146251.
2 SALES REVENUE FROM COST GAS	161859.	161859.	161859.	161859.	161859.	47208.	46529.	46529.	46529.	46529.	2175628.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY GAS	64744.	64744.	64744.	64744.	64744.	64744.	64744.	64744.	64744.	64744.	1100641.
4 TOTAL CASH INFLOW	352853.	352853.	352853.	352853.	352853.	238202.	237523.	237523.	237523.	237523.	5422525.
5 ROYALTY	64744.	64744.	64744.	64744.	64744.	64744.	64744.	64744.	64744.	64744.	1100641.
6 BONUS DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
7 RESEARCH FUND TO PETRONAS	1441.	1441.	1441.	1441.	1441.	867.	864.	864.	864.	864.	21609.
OPERATING EXPENSES	161859.	161859.	161859.	161859.	161859.	47208.	46529.	46529.	46529.	46529.	2175633.
8 OPERATING COST	46529.	46529.	46529.	46529.	46529.	46529.	46529.	46529.	46529.	46529.	790993.
CAPITAL COST RECOVERY	115330.	115330.	115330.	115330.	115330.	679.	0.	0.	0.	0.	1384640.
INCOME BEFORE TAX	124810.	124810.	124810.	124810.	124810.	125383.	125386.	125386.	125386.	125386.	2122139.
9 INCOME TAX	56164.	56164.	56164.	56164.	56164.	56422.	56424.	56424.	56424.	56424.	954964.
10 CAPITAL INVESTMENT	0.	0.	193709.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	1384640.
11 TOTAL CASH OUTFLOW	168878.	168878.	362587.	168878.	168878.	168562.	168560.	168560.	168560.	168560.	4255341.
12 NET CASH FLOW	183975.	183975.	-9734.	183975.	183975.	69640.	68962.	68962.	68962.	68962.	
13 CUMULATIVE NET CASH FLOW	279498.	463473.	453739.	637715.	821690.	891330.	960292.	1029255.	1098216.	1167178.	
14 DCF ROR OF NET CASH FLOW (%)	4.07	5.93	5.84	7.20	8.26	8.59	8.87	9.12	9.34	9.53	
15 CORPORATE CAPITAL	0.	0.	193709.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	1384638.
16 INTEREST	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
17 BANK BORROWING	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
18 REPAYMENT	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
19 BORROWING BALANCE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
20 PAYOUT TIME	9.5 YEARS										

TABLE 17-6-10 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL.IV CASE I B : ONSHORE COMPRESSION CASE - SIX FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
 PAGE 9

* * CASH FLOW TABLE FOR OPERATING COMPANY * *
 (X M\$ 1000)

	TERM	21	22	23	23YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS		126250.	126250.	126250.	2525001.
2 SALES REVENUE FROM COST GAS		46529.	46529.	46529.	2315212.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY GAS		64744.	64744.	64744.	1294870.
4 TOTAL CASH INFLOW		237523.	237523.	237523.	6135091.
5 ROYALTY		64744.	64744.	64744.	1294870.
6 BONUS		0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS		0.	0.	0.	2500.
7 RESEARCH FUND TO PETRONAS		864.	864.	864.	24201.
OPERATING EXPENSES		46529.	46529.	46529.	2315220.
8 OPERATING COST		46529.	46529.	46529.	930580.
CAPITAL COST RECOVERY		0.	0.	0.	1384640.
INCOME BEFORE TAX		125386.	125386.	125386.	2498297.
9 INCOME TAX		56424.	56424.	56424.	1124234.
10 CAPITAL INVESTMENT		0.	0.	0.	1384640.
11 TOTAL CASH OUTFLOW		168560.	168560.	168560.	4761021.
12 NET CASH FLOW		68962.	68962.	68962.	
13 CUMULATIVE NET CASH FLOW		1236140.	1305102.	1374064.	
14 DCF ROR OF NET CASH FLOW (%)		9.69	9.83	9.96	
15 CORPORATE CAPITAL		0.	0.	0.	1384638.
16 INTEREST		0.	0.	0.	0.
17 BANK BORROWING		0.	0.	0.	0.
18 REPAYMENT		0.	0.	0.	0.
19 BORROWING BALANCE		0.	0.	0.	
20 PAYOUT TIME		9.5 YEARS			

TABLE 17-6-10 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL.IV CASE I B : ONSHORE COMPRESSION CASE - SIX FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
 PAGE 10

* * PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR OPERATING COMPANY * *
 (X M\$ 1000)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
PRESENT WORTH										
5.00% DISCOUNT RATE	0.98	0.93	0.89	0.84	0.80	0.76	0.73	0.69	0.66	0.63
PRESENT WORTH	-282581.	-428521.	-389753.	153936.	147710.	140676.	133977.	127598.	121522.	115735.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-282581.	-711102.	-1100855.	-946919.	-799209.	-658533.	-524556.	-396958.	-275437.	-159702.

10.00% DISCOUNT RATE	0.95	0.87	0.79	0.72	0.65	0.59	0.54	0.49	0.44	0.40
PRESENT WORTH	-276084.	-399638.	-346961.	130806.	119810.	108918.	99017.	90015.	81832.	74393.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-276084.	-675722.	-1022683.	-891877.	-772067.	-663149.	-564132.	-474117.	-392284.	-317892.

15.00% DISCOUNT RATE	0.93	0.81	0.71	0.61	0.53	0.46	0.40	0.35	0.30	0.27
PRESENT WORTH	-270015.	-373860.	-310469.	111959.	98089.	85295.	74169.	64495.	56083.	48768.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-270015.	-643875.	-954344.	-842385.	-744296.	-659001.	-584832.	-520337.	-464254.	-415486.

PRESENT WORTH										
5.00% DISCOUNT RATE	0.60	0.57	0.54	0.52	0.49	0.47	0.45	0.43	0.41	0.39
PRESENT WORTH	110224.	104975.	-5289.	95216.	90682.	32691.	30831.	29363.	27965.	26633.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-49478.	55497.	50208.	145423.	236105.	268796.	299627.	328990.	356956.	383589.

10.00% DISCOUNT RATE	0.37	0.33	0.30	0.28	0.25	0.23	0.21	0.19	0.17	0.16
PRESENT WORTH	67630.	61482.	-2957.	50811.	46192.	15895.	14310.	13009.	11826.	10751.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-250262.	-188780.	-191737.	-140925.	-94733.	-78838.	-64528.	-51519.	-39692.	-28941.

15.00% DISCOUNT RATE	0.23	0.20	0.17	0.15	0.13	0.11	0.10	0.09	0.08	0.07
PRESENT WORTH	42407.	36875.	-1696.	27883.	24246.	7981.	6872.	5976.	5196.	4519.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-373079.	-336204.	-337900.	-310017.	-285771.	-277790.	-270918.	-264942.	-259746.	-255227.

TABLE 17-6-10 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL.IV CASE I B : ONSHORE COMPRESSION CASE - SIX FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
 PAGE 11

* * PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR OPERATING COMPANY * *
 (X M\$ 1000)

	TERM	21	22	23
PRESENT WORTH				
5.00% DISCOUNT RATE		0.37	0.35	0.33
PRESENT WORTH		25365.	24157.	23007.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		408954.	433111.	456118.

10.00% DISCOUNT RATE		0.14	0.13	0.12
PRESENT WORTH		9774.	8885.	8078.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		-19167.	-10282.	-2204.

15.00% DISCOUNT RATE		0.06	0.05	0.04
PRESENT WORTH		3929.	3417.	2971.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		-251298.	-247881.	-244910.

 * ECONOMIC ANALYSIS FOR MALAYSIA PROJECT *

TABLE 17-6-11 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS

VOL.IV CASE I C : OFFSHORE COMPRESSION CASE - SIX FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
 PAGE 2

	* INPUT DATA BY YEAR *			23YR TOTAL
	21	22	23	
CAPITAL INVESTMENT (M\$ 1000)	0.	0.	0.	1658253.
GAS PRODUCTION (MMSCF/DAY)	1340.	1340.	1340.	26800.
SALES PRICE OF GAS (M\$/MSCF)	165.0	165.0	165.0	

TABLE 17-6-11 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL. IV CASE I C : OFFSHORE COMPRESSION CASE - SIX FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
 PAGE 3

** CASH FLOW TABLE FOR PETRONAS * *
 (X M\$ 1000)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS	0.	0.	0.	367192.	367192.	367192.	367192.	367192.	367192.	367192.	2570339.
2 BONUS FROM OIL COMPANY	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
3 RESEARCH FUND FROM OIL CO.	0.	0.	0.	1796.	1796.	1796.	1796.	1796.	1796.	1796.	12569.
4 TOTAL CASH INFLOW	0.	0.	0.	371487.	368987.	368987.	368987.	368987.	368987.	368987.	2585409.
5 INCOME TAX	0.	0.	0.	167169.	166044.	166044.	166044.	166044.	166044.	166044.	1163434.

6 NET CASH FLOW	0.	0.	0.	204318.	202943.	202943.	202943.	202943.	202943.	202943.	202943.
7 CUMULATIVE NET CASH FLOW	0.	0.	0.	204318.	407261.	610204.	813147.	1016090.	1219033.	1421976.	

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	20YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS	367192.	367192.	367192.	367192.	367192.	367192.	367192.	367192.	367192.	367192.	6242249.
2 BONUS FROM OIL COMPANY	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
3 RESEARCH FUND FROM OIL CO.	1796.	1796.	1796.	1796.	1342.	1067.	1067.	1067.	1067.	1067.	26428.
4 TOTAL CASH INFLOW	368987.	368987.	368987.	368987.	368534.	368259.	368259.	368259.	368259.	368259.	6271180.
5 INCOME TAX	166044.	166044.	166044.	166044.	165840.	165716.	165716.	165716.	165716.	165716.	2822030.

6 NET CASH FLOW	202943.	202943.	202943.	202943.	202694.	202542.	202542.	202542.	202542.	202542.	202542.
7 CUMULATIVE NET CASH FLOW	1624919.	1827862.	2030805.	2233748.	2436441.	2638983.	2841525.	3044067.	3246609.	3449151.	

TABLE 17-6-11 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL.IV CASE I C : OFFSHORE COMPRESSION CASE - SIX FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
 PAGE 4

* * CASH FLOW TABLE FOR PETRONAS * *
 (X M\$ 1000)

	TERM	21	22	23	23YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS		367192.	367192.	367192.	7343822.
2 RONUS FROM OIL COMPANY		0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS		0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS		0.	0.	0.	0.
3 RESEARCH FUND FROM OIL CO.		1067.	1067.	1067.	29629.
4 TOTAL CASH INFLOW		368259.	368259.	368259.	7375954.
5 INCOME TAX		165716.	165716.	165716.	3319178.
6 NET CASH FLOW		202542.	202542.	202542.	
7 CUMULATIVE NET CASH FLOW		3651693.	3854235.	4056777.	

TABLE 17-6-11 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL.IV CASE I C : OFFSHORE COMPRESSION CASE - SIX FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
 PAGE 5

** PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR PETRONAS * *
 (X M\$ 1000)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
PRESENT WORTH										
5.00% DISCOUNT RATE	0.98	0.93	0.89	0.84	0.80	0.76	0.73	0.69	0.66	0.63
PRESENT WORTH	0.	0.	0.	172244.	162938.	155180.	147790.	140753.	134050.	127667.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	172244.	335183.	490362.	638153.	778905.	912956.	1040623.

10.00% DISCOUNT RATE	0.95	0.87	0.79	0.72	0.65	0.59	0.54	0.49	0.44	0.40
PRESENT WORTH	0.	0.	0.	146364.	132162.	120148.	109225.	99296.	90269.	82063.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	146364.	278526.	398674.	507899.	607195.	697464.	779526.

15.00% DISCOUNT RATE	0.93	0.81	0.71	0.61	0.53	0.46	0.40	0.35	0.30	0.27
PRESENT WORTH	0.	0.	0.	125275.	108202.	94089.	81816.	71145.	61865.	53796.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	125275.	233477.	327565.	409381.	480526.	542391.	596186.

PRESENT WORTH										
5.00% DISCOUNT RATE	0.60	0.57	0.54	0.52	0.49	0.47	0.45	0.43	0.41	0.39
PRESENT WORTH	121588.	115798.	110284.	105032.	99908.	95079.	90552.	86240.	82133.	78222.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	1162210.	1278007.	1388290.	1493322.	1593329.	1688308.	1778859.	1865098.	1947231.	2025453.

10.00% DISCOUNT RATE	0.37	0.33	0.30	0.28	0.25	0.23	0.21	0.19	0.17	0.16
PRESENT WORTH	74602.	67821.	61655.	56050.	50892.	46231.	42028.	38207.	34734.	31576.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	854129.	921949.	983604.	1039654.	1090546.	1136776.	1178804.	1217011.	1251745.	1283321.

15.00% DISCOUNT RATE	0.23	0.20	0.17	0.15	0.13	0.11	0.10	0.09	0.08	0.07
PRESENT WORTH	46779.	40677.	35371.	30758.	26713.	23211.	20184.	17551.	15262.	13271.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	642965.	683642.	719014.	749771.	776484.	799696.	819880.	837431.	852693.	865964.

TABLE 17-6-11 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL.IV CASE I C : OFFSHORE COMPRESSION CASE - SIX FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
 PAGE 6

* * PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR PETRONAS * *
 (X M\$ 1000)

TERM 21 22 23

PRESENT WORTH

5.00% DISCOUNT RATE 0.37 0.35 0.33
 PRESENT WORTH 74497. 70950. 67571.
 CUMULATIVE PRESENT WORTH 2099950. 2170900. 2238471.

10.00% DISCOUNT RATE 0.14 0.13 0.12
 PRESENT WORTH 28706. 26096. 23724.
 CUMULATIVE PRESENT WORTH 1312026. 1338122. 1361845.

15.00% DISCOUNT RATE 0.06 0.05 0.04
 PRESENT WORTH 11540. 10035. 8726.
 CUMULATIVE PRESENT WORTH 877504. 887539. 896265.

TABLE 17-6-11 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL.IV CASE I C : OFFSHORE COMPRESSION CASE - SIX FIELDS DEVELOPMENT

* * CASH FLOW TABLE FOR OPERATING COMPANY * *
 (X M\$ 1000)

(CONT'D)
 PAGE 7

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS	0.	0.	0.	157368.	157368.	157368.	157368.	157368.	157368.	157368.	1101575.
2 SALES REVENUE FROM COST GAS	0.	0.	0.	201754.	201754.	201754.	201754.	201754.	201754.	201754.	1412275.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY GAS	0.	0.	0.	80701.	80701.	80701.	80701.	80701.	80701.	80701.	564910.
4 TOTAL CASH INFLOW	0.	0.	0.	439823.	439823.	439823.	439823.	439823.	439823.	439823.	3078761.
5 ROYALTY	0.	0.	0.	80701.	80701.	80701.	80701.	80701.	80701.	80701.	564910.
6 BONUS	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
7 RESEARCH FUND TO PETRONAS	0.	0.	0.	1796.	1796.	1796.	1796.	1796.	1796.	1796.	12569.
OPERATING EXPENSES	0.	0.	0.	201754.	201754.	201754.	201754.	201754.	201754.	201754.	1412275.
8 OPERATING COST	0.	0.	0.	56008.	56008.	56008.	56008.	56008.	56008.	56008.	392056.
CAPITAL COST RECOVERY	0.	0.	0.	145746.	145746.	145746.	145746.	145746.	145746.	145746.	1020220.
INCOME BEFORE TAX	0.	0.	0.	153072.	155572.	155572.	155572.	155572.	155572.	155572.	1086505.
9 INCOME TAX	0.	0.	0.	68883.	70008.	70008.	70008.	70008.	70008.	70008.	488928.
10 CAPITAL INVESTMENT	467707.	680231.	295019.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	1442957.
11 TOTAL CASH OUTFLOW	467707.	680231.	295019.	209888.	208513.	208513.	208513.	208513.	208513.	208513.	2903916.
12 NET CASH FLOW	-467707.	-680231.	-295019.	229935.	231310.	231310.	231310.	231310.	231310.	231310.	231310.
13 CUMULATIVE NET CASH FLOW	-467707.	-1147938.	-1442957.	-1213021.	-981711.	-750400.	-519090.	-287779.	-56469.	174842.	
14 DCF ROR OF NET CASH FLOW (%)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.27
15 CORPORATE CAPITAL	467707.	680231.	295019.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	1442955.
16 INTEREST	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
17 BANK BORROWING	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
18 REPAYMENT	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
19 BORROWING BALANCE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
20 PAYOUT TIME	9.2 YEARS										

TABLE 17-6-11 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL. IV CASE I C : OFFSHORE COMPRESSION CASE - SIX FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
 PAGE 8

* * CASH FLOW TABLE FOR OPERATING COMPANY * *
 (X M\$ 1000)

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	20YR. TOTAL	
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS	157368.	157368.	157368.	157368.	157368.	157368.	157368.	157368.	157368.	157368.	157368.	2675245.
2 SALES REVENUE FROM COST GAS	201754.	201754.	201754.	201754.	111061.	56008.	56008.	56008.	56008.	56008.	56008.	2610382.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY GAS	80701.	80701.	80701.	80701.	80701.	80701.	80701.	80701.	80701.	80701.	80701.	1371922.
4 TOTAL CASH INFLOW	439823.	439823.	439823.	439823.	349130.	294077.	294077.	294077.	294077.	294077.	294077.	6657568.
5 ROYALTY	80701.	80701.	80701.	80701.	80701.	80701.	80701.	80701.	80701.	80701.	80701.	1371922.
6 BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
7 RESEARCH FUND TO PETRONAS	1796.	1796.	1796.	1796.	1342.	1067.	1067.	1067.	1067.	1067.	1067.	26428.
OPERATING EXPENSES	201754.	201754.	201754.	201754.	111061.	56008.	56008.	56008.	56008.	56008.	56008.	2610388.
8 OPERATING COST	56008.	56008.	56008.	56008.	56008.	56008.	56008.	56008.	56008.	56008.	56008.	952136.
CAPITAL COST RECOVERY	145746.	145746.	145746.	145746.	55053.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	1658253.
INCOME BEFORE TAX	155572.	155572.	155572.	155572.	156026.	156301.	156301.	156301.	156301.	156301.	156301.	2646323.
9 INCOME TAX	70008.	70008.	70008.	70008.	70212.	70335.	70335.	70335.	70335.	70335.	70335.	1190845.
10 CAPITAL INVESTMENT	0.	0.	215296.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	1658253.
11 TOTAL CASH OUTFLOW	208513.	208513.	423809.	208513.	208263.	208112.	208112.	208112.	208112.	208112.	208112.	5202078.
12 NET CASH FLOW	231310.	231310.	16014.	231310.	140867.	85965.	85965.	85965.	85965.	85965.	85965.	
13 CUMULATIVE NET CASH FLOW	406152.	637463.	653477.	884787.	1025655.	1111619.	1197584.	1283549.	1369514.	1455479.		
14 DCF ROR OF NET CASH FLOW (%)	4.59	6.36	6.46	7.71	8.33	8.65	8.93	9.17	9.38	9.57		
15 CORPORATE CAPITAL	0.	0.	215296.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	1658251.
16 INTEREST	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
17 BANK BORROWING	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
18 REPAYMENT	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
19 BORROWING BALANCE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
20 PAYOUT TIME	9.2 YEARS											

TABLE 17-6-11 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL.IV CASE I C : OFFSHORE COMPRESSION CASE - SIX FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
 PAGE 9

* * CASH FLOW TABLE FOR OPERATING COMPANY * *
 (X M\$ 1000)

	TERM	21	22	23	23YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS		157368.	157368.	157368.	3147346.
2 SALES REVENUE FROM COST GAS		56008.	56008.	56008.	2778403.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY GAS		80701.	80701.	80701.	1614025.
4 TOTAL CASH INFLOW		294077.	294077.	294077.	7539799.
5 ROYALTY		80701.	80701.	80701.	1614025.
6 BONUS		0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS		0.	0.	0.	2500.
7 RESEARCH FUND TO PETRONAS		1067.	1067.	1067.	29629.
OPERATING EXPENSES		56008.	56008.	56008.	2778412.
8 OPERATING COST		56008.	56008.	56008.	1120160.
CAPITAL COST RECOVERY		0.	0.	0.	1658253.
INCOME BEFORE TAX		156301.	156301.	156301.	3115226.
9 INCOME TAX		70335.	70335.	70335.	1401850.
10 CAPITAL INVESTMENT		0.	0.	0.	1658253.
11 TOTAL CASH OUTFLOW		208112.	208112.	208112.	5826411.
12 NET CASH FLOW		85965.	85965.	85965.	
13 CUMULATIVE NET CASH FLOW		1541444.	1627409.	1713374.	
14 DCF ROR OF NET CASH FLOW (%)		9.73	9.87	9.99	
15 CORPORATE CAPITAL		0.	0.	0.	1658251.
16 INTEREST		0.	0.	0.	0.
17 BANK BORROWING		0.	0.	0.	0.
18 REPAYMENT		0.	0.	0.	0.
19 BORROWING BALANCE		0.	0.	0.	
20 PAYOUT TIME		9.2 YEARS			

TABLE 17-6-11 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL.IV CASE I C : OFFSHORE COMPRESSION CASE - SIX FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
 PAGE 10

* * PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR OPERATING COMPANY * *
 (X M\$ 1000)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
PRESENT WORTH										
5.00% DISCOUNT RATE	0.98	0.93	0.89	0.84	0.80	0.76	0.73	0.69	0.66	0.63
PRESENT WORTH	-456436.	-632227.	-261142.	193840.	185714.	176871.	168448.	160427.	152788.	145512.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-456436.	-1088662.	-1349804.	-1155963.	-970249.	-793379.	-624930.	-464503.	-311715.	-166203.
10.00% DISCOUNT RATE	0.95	0.87	0.79	0.72	0.65	0.59	0.54	0.49	0.44	0.40
PRESENT WORTH	-445941.	-589614.	-232471.	164715.	150636.	136942.	124493.	113175.	102887.	93533.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-445941.	-1035555.	-1268026.	-1103311.	-952675.	-815733.	-691240.	-578065.	-475178.	-381645.
15.00% DISCOUNT RATE	0.93	0.81	0.71	0.61	0.53	0.46	0.40	0.35	0.30	0.27
PRESENT WORTH	-436139.	-551582.	-208020.	140982.	123326.	107240.	93252.	81089.	70512.	61315.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-436139.	-987721.	-1195741.	-1054758.	-931432.	-824192.	-730939.	-649850.	-579338.	-518023.
PRESENT WORTH										
5.00% DISCOUNT RATE	0.60	0.57	0.54	0.52	0.49	0.47	0.45	0.43	0.41	0.39
PRESENT WORTH	138583.	131984.	8703.	119714.	69434.	40355.	38433.	36603.	34860.	33200.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-27620.	104365.	113067.	232781.	302214.	342569.	381002.	417605.	452465.	485665.
10.00% DISCOUNT RATE	0.37	0.33	0.30	0.28	0.25	0.23	0.21	0.19	0.17	0.16
PRESENT WORTH	85030.	77300.	4865.	63885.	35369.	19622.	17838.	16216.	14742.	13402.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-296615.	-219314.	-214449.	-150564.	-115195.	-95573.	-77735.	-61519.	-46777.	-33375.
15.00% DISCOUNT RATE	0.23	0.20	0.17	0.15	0.13	0.11	0.10	0.09	0.08	0.07
PRESENT WORTH	53317.	46363.	2791.	35057.	18565.	9852.	8567.	7449.	6478.	5633.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-464705.	-418342.	-415551.	-380494.	-361929.	-352077.	-343511.	-336061.	-329584.	-323951.

TABLE 17-6-11 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
VOL.IV CASE I C : OFFSHORE COMPRESSION CASE - SIX FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
PAGE 11

* * PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR OPERATING COMPANY * *
(X M\$ 1000)

	TERM	21	22	23
PRESENT WORTH				
5.00% DISCOUNT RATE		0.37	0.35	0.33
PRESENT WORTH		31619.	30113.	28680.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		517284.	547397.	576077.

10.00% DISCOUNT RATE		0.14	0.13	0.12
PRESENT WORTH		12184.	11076.	10069.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		-21191.	-10115.	-46.

15.00% DISCOUNT RATE		0.06	0.05	0.04
PRESENT WORTH		4898.	4259.	3704.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		-319053.	-314794.	-311090.

 * ECONOMIC ANALYSIS FOR MALAYSIA PROJECT *

TABLE 17-6-12 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS

VOL.IV CASE II : OFFSHORE COMPRESSION CASE - FIVE FIELDS DEVELOPMENT

* P R E M I S E S *

PRODUCTION LIFE : 20 YEARS
 PRE-STARTUP PERIOD : 3 YEARS
 EQUITY RATIO OF OIL COMPANY : 100.00 %
 INTEREST RATE : 8.00 %

* B A S I C T E R M S O F P / S A G R E E M E N T S *

ROYALTY RATE : 10.00 %
 MAXIMUM COST RECOVERY RATIO : 25.00 %
 PROFIT GAS SHARE : 70.00 %
 PETRONAS : 30.00 %
 OPERATING COMPANY : 0.50 %
 RATE OF PAYMENT FOR RESEARCH FUND : M\$ 2500000.
 DISCOVERY BONUS : 45.00 %
 INCOME TAX RATE

* INPUT DATA BY YEAR *

TERM	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10YR TOTAL
CAPITAL INVESTMENT (M\$ 1000)	452755.	645998.	260879.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	1359632.
GAS PRODUCTION (MMSCF/DAY)	0.	0.	0.	1270.	1270.	1270.	1270.	1270.	1270.	1270.	8890.
SALES PRICE OF GAS (M\$/MSCF)	0.0	0.0	0.0	164.0	164.0	164.0	164.0	164.0	164.0	164.0	164.0

CAPITAL INVESTMENT (M\$ 1000)	0.	0.	206363.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	1565995.
GAS PRODUCTION (MMSCF/DAY)	1270.	1270.	1270.	1270.	1270.	1270.	1270.	1270.	1270.	1270.	21590.
SALES PRICE OF GAS (M\$/MSCF)	164.0	164.0	164.0	164.0	164.0	164.0	164.0	164.0	164.0	164.0	164.0

TERM	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	20YR TOTAL

 * ECONOMIC ANALYSIS FOR MALAYSIA PROJECT *

TABLE 17-6-12 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS

VOL.IV CASE II : OFFSHORE COMPRESSION CASE - FIVE FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
 PAGE 2

	* INPUT DATA BY YEAR *			23YR TOTAL
	21	22	23	
CAPITAL INVESTMENT (M\$ 1000)	0.	0.	0.	1565995.
GAS PRODUCTION (MMSCF/DAY)	1270.	1270.	1270.	25400.
SALES PRICE OF GAS (M\$/MSCF)	164.0	164.0	164.0	

TABLE 17-6-12 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS

VOL. IV

CASE II : OFFSHORE COMPRESSION CASE - FIVE FIELDS DEVELOPMENT

* * CASH FLOW TABLE FOR PETRONAS * *
(X M\$ 1000)

(CONT'D)
PAGE 3

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS	0.	0.	0.	345901.	345901.	345901.	345901.	345901.	345901.	345901.	2421303.
2 BONUS FROM OIL COMPANY	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
3 RESEARCH FUND FROM OIL CO.	0.	0.	0.	1691.	1691.	1691.	1691.	1691.	1691.	1691.	11840.
4 TOTAL CASH INFLOW	0.	0.	0.	350092.	347592.	347592.	347592.	347592.	347592.	347592.	2435645.
5 INCOME TAX	0.	0.	0.	157542.	156417.	156417.	156417.	156417.	156417.	156417.	1096040.
6 NET CASH FLOW	0.	0.	0.	192551.	191176.	191176.	191176.	191176.	191176.	191176.	11840.
7 CUMULATIVE NET CASH FLOW	0.	0.	0.	192551.	383727.	574902.	766078.	957254.	1148429.	1339604.	1096040.

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	20YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS	345901.	345901.	345901.	345901.	345901.	345901.	345901.	345901.	345901.	345901.	5880303.
2 BONUS FROM OIL COMPANY	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
3 RESEARCH FUND FROM OIL CO.	1691.	1691.	1691.	1691.	1285.	1005.	1005.	1005.	1005.	1005.	24917.
4 TOTAL CASH INFLOW	347592.	347592.	347592.	347592.	347186.	346906.	346906.	346906.	346906.	346906.	5907723.
5 INCOME TAX	156417.	156417.	156417.	156417.	156233.	156108.	156108.	156108.	156108.	156108.	2658472.
6 NET CASH FLOW	191176.	191176.	191176.	191176.	190952.	190798.	190798.	190798.	190798.	190798.	190798.
7 CUMULATIVE NET CASH FLOW	1530779.	1721954.	1913129.	2104304.	2295256.	2486054.	2676852.	2867650.	3058448.	3249246.	1096040.

TABLE 17-6-12 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL.IV CASE II : OFFSHORE COMPRESSION CASE - FIVE FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
 PAGE 4

* * CASH FLOW TABLE FOR PETRONAS * *
 (X M\$ 1000)

	TERM	21	22	23	23YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS		345901.	345901.	345901.	6918003.
2 BONUS FROM OIL COMPANY		0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS		0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS		0.	0.	0.	0.
3 RESEARCH FUND FROM OIL CO.		1005.	1005.	1005.	27932.
4 TOTAL CASH INFLOW		346906.	346906.	346906.	6948438.
5 INCOME TAX		156108.	156108.	156108.	3126793.
6 NET CASH FLOW		190798.	190798.	190798.	
7 CUMULATIVE NET CASH FLOW		3440044.	3630842.	3821640.	

TABLE 17-6-12 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
VOL. IV CASE II : OFFSHORE COMPRESSION CASE - FIVE FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
PAGE 5

* * PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR PETRONAS * *
(X M\$ 1000)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
PRESENT WORTH										
5.00% DISCOUNT RATE	0.98	0.93	0.89	0.84	0.80	0.76	0.73	0.69	0.66	0.63
PRESENT WORTH	0.	0.	0.	162324.	153491.	146182.	139221.	132591.	126278.	120265.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	162324.	315815.	461997.	601218.	733809.	860087.	980351.
10.00% DISCOUNT RATE	0.95	0.87	0.79	0.72	0.65	0.59	0.54	0.49	0.44	0.40
PRESENT WORTH	0.	0.	0.	137934.	124499.	113181.	102892.	93538.	85035.	77304.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	137934.	262433.	375615.	478507.	572045.	657080.	734384.
15.00% DISCOUNT RATE	0.93	0.81	0.71	0.61	0.53	0.46	0.40	0.35	0.30	0.27
PRESENT WORTH	0.	0.	0.	118060.	101928.	88633.	77072.	67019.	58278.	50676.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	118060.	219988.	308621.	385693.	452713.	510990.	561667.
PRESENT WORTH										
5.00% DISCOUNT RATE	0.60	0.57	0.54	0.52	0.49	0.47	0.45	0.43	0.41	0.39
PRESENT WORTH	114538.	109084.	103889.	98942.	94120.	89566.	85301.	81240.	77371.	73687.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	1094889.	1203972.	1307861.	1406803.	1500923.	1590489.	1675790.	1757029.	1834400.	1908086.
10.00% DISCOUNT RATE	0.37	0.33	0.30	0.28	0.25	0.23	0.21	0.19	0.17	0.16
PRESENT WORTH	70277.	63888.	58080.	52800.	47944.	43550.	39591.	35992.	32720.	29746.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	804661.	868549.	926629.	979429.	1027373.	1070923.	1110514.	1146506.	1179226.	1208971.
15.00% DISCOUNT RATE	0.23	0.20	0.17	0.15	0.13	0.11	0.10	0.09	0.08	0.07
PRESENT WORTH	44066.	38319.	33321.	28974.	25166.	21866.	19014.	16533.	14377.	12502.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	605733.	644051.	677372.	706346.	731512.	753377.	772391.	788924.	803301.	815803.

TABLE 17-6-12 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL. IV CASE II : OFFSHORE COMPRESSION CASE - FIVE FIELDS DEVELOPMENT

* * PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR PETRONAS * *
 (X M\$ 1000)

	TERM	21	22	23
PRESENT WORTH				
5.00% DISCOUNT RATE		0.37	0.35	0.33
PRESENT WORTH		70178.	66836.	63654.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		1978263.	2045099.	2108752.

10.00% DISCOUNT RATE		0.14	0.13	0.12
PRESENT WORTH		27041.	24583.	22348.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		1236012.	1260595.	1282943.

15.00% DISCOUNT RATE		0.06	0.05	0.04
PRESENT WORTH		10871.	9453.	8220.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		826674.	836127.	844347.

TABLE 17-6-12 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL.IV CASE II : OFFSHORE COMPRESSION CASE - FIVE FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
 PAGE 7

* * CASH FLOW TABLE FOR OPERATING COMPANY * *
 (X Ms 1000)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10YR. TOTAL	
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS	0.	0.	0.	148243.	148243.	148243.	148243.	148243.	148243.	148243.	148243.	1037703.
2 SALES REVENUE FROM COST GAS	0.	0.	0.	190055.	190055.	190055.	190055.	190055.	190055.	190055.	190055.	1330387.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY GAS	0.	0.	0.	76022.	76022.	76022.	76022.	76022.	76022.	76022.	76022.	532155.
4 TOTAL CASH INFLOW	0.	0.	0.	414321.	414321.	414321.	414321.	414321.	414321.	414321.	414321.	2900242.
5 ROYALTY	0.	0.	0.	76022.	76022.	76022.	76022.	76022.	76022.	76022.	76022.	532155.
6 RONUS	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
7 RESEARCH FUND TO PETRONAS	0.	0.	0.	1691.	1691.	1691.	1691.	1691.	1691.	1691.	1691.	11840.
OPERATING EXPENSES	0.	0.	0.	190055.	190055.	190055.	190055.	190055.	190055.	190055.	190055.	1330387.
8 OPERATING COST	0.	0.	0.	52775.	52775.	52775.	52775.	52775.	52775.	52775.	52775.	369425.
CAPITAL COST RECOVERY	0.	0.	0.	137280.	137280.	137280.	137280.	137280.	137280.	137280.	137280.	960963.
INCOME BEFORE TAX	0.	0.	0.	144052.	146552.	146552.	146552.	146552.	146552.	146552.	146552.	1023362.
9 INCOME TAX	0.	0.	0.	64823.	65948.	65948.	65948.	65948.	65948.	65948.	65948.	460513.
10 CAPITAL INVESTMENT	452755.	645998.	260879.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	1359632.
11 TOTAL CASH OUTFLOW	452755.	645998.	260879.	197812.	196437.	196437.	196437.	196437.	196437.	196437.	196437.	2736059.
12 NET CASH FLOW	-452755.	-645998.	-260879.	216509.	217884.	217884.	217884.	217884.	217884.	217884.	217884.	
13 CUMULATIVE NET CASH FLOW	-452755.	-1098753.	-1359632.	-1143123.	-925239.	-707355.	-489471.	-271587.	-53703.	164181.		
14 DCF ROR OF NET CASH FLOW (%)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.25		
15 CORPORATE CAPITAL	452755.	645998.	260879.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	1359630.
16 INTEREST	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
17 BANK BORROWING	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
18 REPAYMENT	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
19 BORROWING BALANCE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
20 PAYOUT TIME	9.2 YEARS											

TABLE 17-6-12 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
VOL. IV CASE II : OFFSHORE COMPRESSION CASE - FIVE FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
PAGE 8

* * CASH FLOW TABLE FOR OPERATING COMPANY * *
(X M\$ 1000)

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	20YR. TOTAL	
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS	148243.	148243.	148243.	148243.	148243.	148243.	148243.	148243.	148243.	148243.	148243.	2520133.
2 SALES REVENUE FROM COST GAS	190055.	190055.	190055.	190055.	108687.	52775.	52775.	52775.	52775.	52775.	52775.	2463163.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY GAS	76022.	76022.	76022.	76022.	76022.	76022.	76022.	76022.	76022.	76022.	76022.	1292376.
4 TOTAL CASH INFLOW	414321.	414321.	414321.	414321.	332952.	277040.	277040.	277040.	277040.	277040.	277040.	6275674.
5 ROYALTY	76022.	76022.	76022.	76022.	76022.	76022.	76022.	76022.	76022.	76022.	76022.	1292376.
6 BONUS DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
7 RESEARCH FUND TO PETRONAS	1691.	1691.	1691.	1691.	1285.	1005.	1005.	1005.	1005.	1005.	1005.	24917.
OPERATING EXPENSES	190055.	190055.	190055.	190055.	108687.	52775.	52775.	52775.	52775.	52775.	52775.	2463169.
8 OPERATING COST	52775.	52775.	52775.	52775.	52775.	52775.	52775.	52775.	52775.	52775.	52775.	897175.
CAPITAL COST RECOVERY	137280.	137280.	137280.	137280.	55912.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	1565995.
INCOME BEFORE TAX	146552.	146552.	146552.	146552.	146959.	147238.	147238.	147238.	147238.	147238.	147238.	2492715.
9 INCOME TAX	65948.	65948.	65948.	65948.	66131.	66257.	66257.	66257.	66257.	66257.	66257.	1121722.
10 CAPITAL INVESTMENT	0.	0.	206363.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	1565995.
11 TOTAL CASH OUTFLOW	196437.	196437.	402800.	196437.	196213.	196059.	196059.	196059.	196059.	196059.	196059.	4904674.
12 NET CASH FLOW	217884.	217884.	11521.	217884.	136739.	80981.	80981.	80981.	80981.	80981.	80981.	80981.
13 CUMULATIVE NET CASH FLOW	382065.	599949.	611469.	829353.	966093.	1047073.	1128054.	1209034.	1290014.	1370994.	1370994.	1370994.
14 DCF ROR OF NET CASH FLOW (%)	4.57	6.32	6.40	7.66	8.29	8.61	8.89	9.13	9.35	9.53	9.53	9.53
15 CORPORATE CAPITAL	0.	0.	206363.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	1565992.
16 INTEREST	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
17 BANK BORROWING	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
18 REPAYMENT	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
19 BORROWING BALANCE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
20 PAYOUT TIME	9.2 YEARS											

TABLE 17-6-12 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL.1V CASE II : OFFSHORE COMPRESSION CASE - FIVE FIELDS DEVELOPMENT

* * CASH FLOW TABLE FOR OPERATING COMPANY * *
 (X M\$ 1000)

(CONT'D)
 PAGE 9

	TERM	21	22	23	23YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS		148243.	148243.	148243.	2964862.
2 SALES REVENUE FROM COST GAS		52775.	52775.	52775.	2621485.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY GAS		76022.	76022.	76022.	1520442.
4 TOTAL CASH INFLOW		277040.	277040.	277040.	7106794.
5 ROYALTY		76022.	76022.	76022.	1520442.
6 ROMUS		0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY ROMUS		0.	0.	0.	2500.
7 RESEARCH FUND TO PETRONAS		1005.	1005.	1005.	27932.
OPERATING EXPENSES		52775.	52775.	52775.	2621494.
8 OPERATING COST		52775.	52775.	52775.	1055500.
CAPITAL COST RECOVERY		0.	0.	0.	1565995.
INCOME BEFORE TAX		147238.	147238.	147238.	2934429.
9 INCOME TAX		66257.	66257.	66257.	1320493.
10 CAPITAL INVESTMENT		0.	0.	0.	1565995.
11 TOTAL CASH OUTFLOW		196059.	196059.	196059.	5492851.
12 NET CASH FLOW		80981.	80981.	80981.	
13 CUMULATIVE NET CASH FLOW		1451974.	1532954.	1613934.	
14 DCF ROR OF NET CASH FLOW (%)		9.69	9.83	9.96	
15 CORPORATE CAPITAL		0.	0.	0.	1565992.
16 INTEREST		0.	0.	0.	0.
17 BANK BORROWING		0.	0.	0.	0.
18 REPAYMENT		0.	0.	0.	0.
19 BORROWING BALANCE		0.	0.	0.	
20 PAYOUT TIME		9.2 YEARS			

TABLE 17-6-12 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL.IV CASE II : OFFSHORE COMPRESSION CASE - FIVE FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
 PAGE 10

* * PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR OPERATING COMPANY * *
 (X Ms 1000)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
PRESENT WORTH										
5.00% DISCOUNT RATE	0.98	0.93	0.89	0.84	0.80	0.76	0.73	0.69	0.66	0.63
PRESENT WORTH	-441844.	-600410.	-230923.	182522.	174934.	166604.	158671.	151115.	143919.	137066.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-441844.	-1042254.	-1273176.	-1090654.	-915720.	-749116.	-590445.	-439330.	-295411.	-158345.
10.00% DISCOUNT RATE	0.95	0.87	0.79	0.72	0.65	0.59	0.54	0.49	0.44	0.40
PRESENT WORTH	-431685.	-589941.	-205569.	155097.	141892.	128993.	117267.	106606.	96915.	88104.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-431685.	-991626.	-1197195.	-1042098.	-900206.	-771213.	-653947.	-547341.	-450426.	-362322.
15.00% DISCOUNT RATE	0.93	0.81	0.71	0.61	0.53	0.46	0.40	0.35	0.30	0.27
PRESENT WORTH	-422196.	-523823.	-183948.	132750.	116168.	101015.	87840.	76382.	66419.	57756.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-422196.	-946019.	-1129967.	-997217.	-881050.	-780034.	-692195.	-615812.	-549393.	-491637.
PRESENT WORTH										
5.00% DISCOUNT RATE	0.60	0.57	0.54	0.52	0.49	0.47	0.45	0.43	0.41	0.39
PRESENT WORTH	130539.	124323.	6261.	112765.	67399.	38015.	36205.	34481.	32839.	31275.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-27806.	96517.	102778.	215543.	282942.	320957.	357161.	391642.	424481.	455756.
10.00% DISCOUNT RATE	0.37	0.33	0.30	0.28	0.25	0.23	0.21	0.19	0.17	0.16
PRESENT WORTH	80095.	72814.	3500.	60177.	34332.	18484.	16804.	15276.	13887.	12625.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-282227.	-209414.	-205913.	-145737.	-111405.	-92920.	-76117.	-60840.	-46953.	-34328.
15.00% DISCOUNT RATE	0.23	0.20	0.17	0.15	0.13	0.11	0.10	0.09	0.08	0.07
PRESENT WORTH	50223.	43672.	2008.	33022.	18021.	9280.	8070.	7017.	6102.	5306.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-441414.	-397742.	-395734.	-362712.	-344691.	-335411.	-327341.	-320323.	-314221.	-308915.

TABLE 17-6-12 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL.IV CASE II : OFFSHORE COMPRESSION CASE - FIVE FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
 PAGE 11

* * PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR OPERATING COMPANY * *
 (X M\$ 1000)

	TERM	21	22	23
PRESENT WORTH				
5.00% DISCOUNT RATE		0.37	0.35	0.33
PRESENT WORTH		29786.	28367.	27017.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		485541.	513909.	540925.

10.00% DISCOUNT RATE		0.14	0.13	0.12
PRESENT WORTH		11477.	10434.	9485.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		-22851.	-12417.	-2932.

15.00% DISCOUNT RATE		0.06	0.05	0.04
PRESENT WORTH		4614.	4012.	3489.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		-304301.	-300289.	-296800.

TABLE 17-6-13 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL.IV CASE III : OFFSHORE COMPRESSION CASE - FOUR FIELDS DEVELOPMENT PAGE 1

* P R E M I S E S *

PRODUCTION LIFE : 20 YEARS
 PRE-STARTUP PERIOD : 3 YEARS
 EQUITY RATIO OF OIL COMPANY : 100.00 %
 INTEREST RATE : 8.00 %

* B A S I C T E R M S O F P / S A G R E E M E N T S *

ROYALTY RATE : 10.00 %
 MAXIMUM COST RECOVERY RATIO : 25.00 %
 PROFIT GAS SHARE :
 PETRONAS : 70.00 %
 OPERATING COMPANY : 30.00 %
 RATE OF PAYMENT FOR RESEARCH FUND : 0.50 %
 DISCOVERY BONUS : M\$ 2500000.
 INCOME TAX RATE : 45.00 %

* INPUT DATA BY YEAR *

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10YR TOTAL
CAPITAL INVESTMENT (M\$ 1000)	394005.	606355.	265612.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	1265972.
GAS PRODUCTION (MMSCF/DAY)	0.	0.	0.	1180.	1180.	1180.	1180.	1180.	1180.	1180.	8260.
SALES PRICE OF GAS (M\$/MSCF)	0.0	0.0	0.0	164.0	164.0	164.0	164.0	164.0	164.0	164.0	164.0

CAPITAL INVESTMENT (M\$ 1000)	0.	0.	195384.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	1461356.
GAS PRODUCTION (MMSCF/DAY)	1180.	1180.	1180.	1180.	1180.	1180.	1180.	1180.	1180.	1180.	20060.
SALES PRICE OF GAS (M\$/MSCF)	164.0	164.0	164.0	164.0	164.0	164.0	164.0	164.0	164.0	164.0	164.0

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	20YR TOTAL

 * ECONOMIC ANALYSIS FOR MALAYSIA PROJECT *

TABLE 17-6-13 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS

(CONT'D)
 PAGE 2

VOL-IV CASE III : OFFSHORE COMPRESSION CASE - FOUR FIELDS DEVELOPMENT

* INPUT DATA BY YEAR *

	21	22	23	
TERM				
CAPITAL INVESTMENT (M\$ 1000)	0.	0.	0.	23YR TOTAL
GAS PRODUCTION (MMSCF/DAY)	1180.	1180.	1180.	1461356.
SALES PRICE OF GAS (MR/MSCF)	164.0	164.0	164.0	23600.

TABLE 17-6-13 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS

VOL.IV CASE III : OFFSHORE COMPRESSION CASE - FOUR FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
PAGE 3

* * CASH FLOW TABLE FOR PETRONAS * *
(X M\$ 1000)

TERM	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10YR. TOTAL	
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS	0.	0.	0.	321388.	321388.	321388.	321388.	321388.	321388.	321388.	321388.	2249717.
2 RONUS FROM OIL COMPANY	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY RONUS	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION RONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
3 RESEARCH FUND FROM OIL CO.	0.	0.	0.	1572.	1572.	1572.	1572.	1572.	1572.	1572.	1572.	11001.
4 TOTAL CASH INFLOW	0.	0.	0.	325460.	322960.	322960.	322960.	322960.	322960.	322960.	322960.	2263216.
5 INCOME TAX	0.	0.	0.	146457.	145332.	145332.	145332.	145332.	145332.	145332.	145332.	1018448.

6 NET CASH FLOW	0.	0.	0.	179003.	177628.	177628.	177628.	177628.	177628.	177628.	177628.	177628.
7 CUMULATIVE NET CASH FLOW	0.	0.	0.	179003.	356631.	534259.	711887.	889515.	1067142.	1244769.		

TERM	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	20YR. TOTAL	
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS	321388.	321388.	321388.	321388.	321388.	321388.	321388.	321388.	321388.	321388.	321388.	5463597.
2 RONUS FROM OIL COMPANY	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY RONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION RONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
3 RESEARCH FUND FROM OIL CO.	1572.	1572.	1572.	1572.	1256.	936.	936.	936.	936.	936.	936.	23227.
4 TOTAL CASH INFLOW	322960.	322960.	322960.	322960.	322645.	322325.	322325.	322325.	322325.	322325.	322325.	5489316.
5 INCOME TAX	145332.	145332.	145332.	145332.	145190.	145046.	145046.	145046.	145046.	145046.	145046.	2470193.

6 NET CASH FLOW	177628.	177628.	177628.	177628.	177455.	177279.	177279.	177279.	177279.	177279.	177279.	177279.
7 CUMULATIVE NET CASH FLOW	1422396.	1600023.	1777650.	1955277.	2132731.	2310009.	2487287.	2664565.	2841843.	3019121.		

TABLE 17-6-13 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL. IV CASE III : OFFSHORE COMPRESSION CASE -- FOUR FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
 PAGE 4

* * CASH FLOW TABLE FOR PETRONAS * *
 (X M\$ 1000)

	TERM	21	22	23	23YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS		321388.	321388.	321388.	6427761.
2 BONUS FROM OIL COMPANY		0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS		0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS		0.	0.	0.	0.
3 RESEARCH FUND FROM OIL CO.		936.	936.	936.	26036.
4 TOTAL CASH INFLOW		322325.	322325.	322325.	6456288.
5 INCOME TAX		145046.	145046.	145046.	2905331.
6 NET CASH FLOW		177279.	177279.	177279.	
7 CUMULATIVE NET CASH FLOW		3196399.	3373677.	3550955.	

TABLE 17-6-13 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL.IV CASE III : OFFSHORE COMPRESSION CASE - FOUR FIELDS DEVELOPMENT

* * PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR PETRONAS * * (CONT'D)
 (X M\$ 1000) PAGE 5

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
PRESENT WORTH										
5.00% DISCOUNT RATE	0.98	0.93	0.89	0.84	0.80	0.76	0.73	0.69	0.66	0.63
PRESENT WORTH	0.	0.	0.	150903.	142614.	135823.	129355.	123495.	117329.	111742.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	150903.	293517.	429339.	558694.	681889.	799218.	910960.

10.00% DISCOUNT RATE	0.95	0.87	0.79	0.72	0.65	0.59	0.54	0.49	0.44	0.40
PRESENT WORTH	0.	0.	0.	128229.	115676.	105160.	95601.	86910.	79009.	71826.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	128229.	243906.	349066.	444666.	531576.	610585.	682411.

15.00% DISCOUNT RATE	0.93	0.81	0.71	0.61	0.53	0.46	0.40	0.35	0.30	0.27
PRESENT WORTH	0.	0.	0.	109753.	94705.	82352.	71610.	62270.	54148.	47085.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	109753.	204458.	286810.	358420.	420690.	474838.	521923.

PRESENT WORTH										
5.00% DISCOUNT RATE	0.60	0.57	0.54	0.52	0.49	0.47	0.45	0.43	0.41	0.39
PRESENT WORTH	106421.	101353.	96527.	91931.	87468.	83220.	79257.	75483.	71889.	68465.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	1017381.	1118734.	1215261.	1307191.	1394658.	1477877.	1557134.	1632617.	1704505.	1772970.

10.00% DISCOUNT RATE	0.37	0.33	0.30	0.28	0.25	0.23	0.21	0.19	0.17	0.16
PRESENT WORTH	65297.	59361.	53964.	49058.	44555.	40464.	36786.	33442.	30402.	27638.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	747708.	807068.	861032.	910091.	954646.	995110.	1031896.	1065337.	1095738.	1123375.

15.00% DISCOUNT RATE	0.23	0.20	0.17	0.15	0.13	0.11	0.10	0.09	0.08	0.07
PRESENT WORTH	40944.	35603.	30959.	26921.	23387.	20316.	17666.	15362.	13358.	11616.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	562867.	598470.	629429.	656350.	679737.	700053.	717719.	733081.	746439.	758055.

TABLE 17-6-13 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL.IV CASE III : OFFSHORE COMPRESSION CASE - FOUR FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
 PAGE 6

* * * PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR PETRONAS * * *
 (X M\$ 1000)

TERM 21 22 23

PRESENT WORTH

5.00% DISCOUNT RATE 0.37 0.35 0.33
 PRESENT WORTH 65205. 62100. 59143.
 CUMULATIVE PRESENT WORTH 1838175. 1900275. 1959418.

10.00% DISCOUNT RATE 0.14 0.13 0.12
 PRESENT WORTH 25125. 22841. 20765.
 CUMULATIVE PRESENT WORTH 1148500. 1171341. 1192105.

15.00% DISCOUNT RATE 0.06 0.05 0.04
 PRESENT WORTH 10101. 8783. 7638.
 CUMULATIVE PRESENT WORTH 768156. 776939. 784577.

TABLE 17-6-13 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL.1V CASE III : OFFSHORE COMPRESSION CASE - FOUR FIELDS DEVELOPMENT
 * * CASH FLOW TABLE FOR OPERATING COMPANY * *
 (X Ms 1000)

(CONT'D)
 PAGE 7

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10YR. TOTAL	
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS	0.	0.	0.	137738.	137738.	137738.	137738.	137738.	137738.	137738.	137738.	964165.
2 SALES REVENUE FROM CDST GAS	0.	0.	0.	176587.	176587.	176587.	176587.	176587.	176587.	176587.	176587.	1236107.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY GAS	0.	0.	0.	70635.	70635.	70635.	70635.	70635.	70635.	70635.	70635.	494443.
4 TOTAL CASH INFLOW	0.	0.	0.	384960.	384960.	384960.	384960.	384960.	384960.	384960.	384960.	2694714.
5 ROYALTY	0.	0.	0.	70635.	70635.	70635.	70635.	70635.	70635.	70635.	70635.	494443.
6 RONUS	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY RONUS	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
7 RESEARCH FUND TO PETRONAS	0.	0.	0.	1572.	1572.	1572.	1572.	1572.	1572.	1572.	1572.	11001.
OPERATING EXPENSES	0.	0.	0.	176587.	176587.	176587.	176587.	176587.	176587.	176587.	176587.	1236107.
OPERATING COST	0.	0.	0.	49555.	49555.	49555.	49555.	49555.	49555.	49555.	49555.	346885.
CAPITAL COST RECOVERY	0.	0.	0.	127032.	127032.	127032.	127032.	127032.	127032.	127032.	127032.	889224.
INCOME BEFORE TAX	0.	0.	0.	133666.	136166.	136166.	136166.	136166.	136166.	136166.	136166.	950663.
9 INCOME TAX	0.	0.	0.	60150.	61275.	61275.	61275.	61275.	61275.	61275.	61275.	427798.
10 CAPITAL INVESTMENT	394005.	606355.	265612.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	1265972.
11 TOTAL CASH OUTFLOW	394005.	606355.	265612.	184411.	183036.	183036.	183036.	183036.	183036.	183036.	183036.	2548599.
12 NET CASH FLOW	-394005.	-606355.	-265612.	200548.	201923.	201923.	201923.	201923.	201923.	201923.	201923.	
13 CUMULATIVE NET CASH FLOW	-394005.	-1000360.	-1265972.	-1065423.	-863500.	-661576.	-459653.	-257730.	-55806.	146117.		
14 DCF ROR OF NET CASH FLOW (%)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.17		
15 CORPORATE CAPITAL	394005.	606355.	265612.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	1265971.
16 INTEREST	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
17 BANK BORROWING	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
18 REPAYMENT	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
19 BORROWING BALANCE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
20 PAYOUT TIME	9.3 YEARS											

TABLE 17-6-13 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL.IV CASE III : OFFSHORE COMPRESSION CASE - FOUR FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
 PAGE 8

** CASH FLOW TABLE FOR OPERATING COMPANY * *
 (X M\$ 1000)

TERM	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	20YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS	137738.	137738.	137738.	137738.	137738.	137738.	137738.	137738.	137738.	137738.	2341535.
2 SALES REVENUE FROM COST GAS	176587.	176587.	176587.	176587.	113562.	49555.	49555.	49555.	49555.	49555.	2303782.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY GAS	70635.	70635.	70635.	70635.	70635.	70635.	70635.	70635.	70635.	70635.	1200789.
4 TOTAL CASH INFLOW	384960.	384960.	384960.	384960.	321934.	257928.	257928.	257928.	257928.	257928.	5846119.
5 ROYALTY	70635.	70635.	70635.	70635.	70635.	70635.	70635.	70635.	70635.	70635.	1200789.
6 BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
7 RESEARCH FUND TO PETRONAS	1572.	1572.	1572.	1572.	1256.	936.	936.	936.	936.	936.	23227.
OPERATING EXPENSES	176587.	176587.	176587.	176587.	113562.	49555.	49555.	49555.	49555.	49555.	2303788.
8 OPERATING COST	49555.	49555.	49555.	49555.	49555.	49555.	49555.	49555.	49555.	49555.	842435.
CAPITAL COST RECOVERY	127032.	127032.	127032.	127032.	64007.	0.	0.	0.	0.	0.	1461356.
INCOME BEFORE TAX	136166.	136166.	136166.	136166.	136481.	136801.	136801.	136801.	136801.	136801.	2315813.
9 INCOME TAX	61275.	61275.	61275.	61275.	61417.	61561.	61561.	61561.	61561.	61561.	1042117.
10 CAPITAL INVESTMENT	0.	0.	195384.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	1461356.
11 TOTAL CASH OUTFLOW	183036.	183036.	378420.	183036.	182863.	182687.	182687.	182687.	182687.	182687.	4572419.
12 NET CASH FLOW	201923.	201923.	6539.	201923.	139072.	75241.	75241.	75241.	75241.	75241.	75241.
13 CUMULATIVE NET CASH FLOW	348040.	549964.	556503.	758426.	897498.	972738.	1047979.	1123219.	1198459.	1273699.	
14 DCF ROR OF NET CASH FLOW (%)	4.51	6.28	6.33	7.60	8.30	8.62	8.90	9.14	9.36	9.54	
15 CORPORATE CAPITAL	0.	0.	195384.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	1461355.
16 INTEREST	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
17 BANK BORROWING	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
18 REPAYMENT	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
19 BORROWING BALANCE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
20 PAYOUT TIME	9.3 YEARS										

TABLE 17-6-13 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL. IV CASE III : OFFSHORE COMPRESSION CASE - FOUR FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
 PAGE 9

* * CASH FLOW TABLE FOR OPERATING COMPANY * *
 (X M\$ 1000)

	TERM	21	22	23	23YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS		137738.	137738.	137738.	2754746.
2 SALES REVENUE FROM COST GAS		49555.	49555.	49555.	2452444.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY GAS		70635.	70635.	70635.	1412691.
4 TOTAL CASH INFLOW		257928.	257928.	257928.	6619900.
5 ROYALTY		70635.	70635.	70635.	1412691.
6 BONUS		0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS		0.	0.	0.	2500.
7 RESEARCH FUND TO PETRONAS		936.	936.	936.	26036.
OPERATING EXPENSES		49555.	49555.	49555.	2452453.
8 OPERATING COST		49555.	49555.	49555.	991100.
CAPITAL COST RECOVERY		0.	0.	0.	1461356.
INCOME BEFORE TAX		136801.	136801.	136801.	2726216.
9 INCOME TAX		61561.	61561.	61561.	1226797.
10 CAPITAL INVESTMENT		0.	0.	0.	1461356.
11 TOTAL CASH OUTFLOW		182687.	182687.	182687.	5120477.
12 NET CASH FLOW		75241.	75241.	75241.	
13 CUMULATIVE NET CASH FLOW		1348939.	1424179.	1499419.	
14 DCF ROR OF NET CASH FLOW (%)		9.70	9.85	9.97	
15 CORPORATE CAPITAL		0.	0.	0.	1461355.
16 INTEREST		0.	0.	0.	0.
17 BANK BORROWING		0.	0.	0.	0.
18 REPAYMENT		0.	0.	0.	0.
19 BORROWING BALANCE		0.	0.	0.	
20 PAYOUT TIME		9.3 YEARS			

TABLE 17-6-13 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL.IV CASE III : OFFSHORE COMPRESSION CASE - FOUR FIELDS DEVELOPMENT

* * PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR OPERATING COMPANY * *
 (X MS 1000)

(CONT'D)
 PAGE 10

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
PRESENT WORTH										
5.00% DISCOUNT RATE	0.98	0.93	0.89	0.84	0.80	0.76	0.73	0.69	0.66	0.63
PRESENT WORTH	-384510.	-563564.	-235112.	169066.	162120.	154400.	147048.	140045.	133377.	127026.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-384510.	-948074.	-1183186.	-1014120.	-852000.	-697600.	-550553.	-410507.	-277130.	-150105.

10.00% DISCOUNT RATE	0.95	0.87	0.79	0.72	0.65	0.59	0.54	0.49	0.44	0.40
PRESENT WORTH	-375669.	-525579.	-209299.	143663.	131498.	119544.	108676.	98797.	89815.	81650.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-375669.	-901248.	-1110547.	-966884.	-835386.	-715842.	-607165.	-508368.	-418553.	-336903.

15.00% DISCOUNT RATE	0.93	0.81	0.71	0.61	0.53	0.46	0.40	0.35	0.30	0.27
PRESENT WORTH	-367412.	-491677.	-187285.	122964.	107658.	93616.	81405.	70787.	61554.	53525.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-367412.	-859089.	-1046374.	-923411.	-815753.	-722137.	-640732.	-569945.	-508391.	-454865.

PRESENT WORTH										
5.00% DISCOUNT RATE	0.60	0.57	0.54	0.52	0.49	0.47	0.45	0.43	0.41	0.39
PRESENT WORTH	120977.	115216.	3554.	104505.	68548.	35320.	33638.	32037.	30511.	29058.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-29128.	86088.	89642.	194146.	262695.	298015.	331653.	363690.	394200.	423259.

10.00% DISCOUNT RATE	0.37	0.33	0.30	0.28	0.25	0.23	0.21	0.19	0.17	0.16
PRESENT WORTH	74228.	67480.	1987.	55768.	34918.	17174.	15613.	14193.	12903.	11730.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-262675.	-195195.	-193209.	-137440.	-102522.	-85349.	-69736.	-55542.	-42639.	-30909.

15.00% DISCOUNT RATE	0.23	0.20	0.17	0.15	0.13	0.11	0.10	0.09	0.08	0.07
PRESENT WORTH	46544.	40473.	1140.	30603.	18328.	8623.	7498.	6520.	5670.	4930.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-408322.	-367849.	-366709.	-336106.	-317778.	-309155.	-301657.	-295137.	-289468.	-284538.

TABLE 17-6-13 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL. IV CASE III : OFFSHORE COMPRESSION CASE - FOUR FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
 PAGE 11

* * PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR OPERATING COMPANY * *
 (X M\$ 1000)

	TERM	21	22	23
PRESENT WORTH				
5.00% DISCOUNT RATE		0.37	0.35	0.33
PRESENT WORTH		27674.	26357.	25102.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		450933.	477289.	502391.

10.00% DISCOUNT RATE		0.14	0.13	0.12
PRESENT WORTH		10664.	9694.	8813.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		-20246.	-10551.	-1739.

15.00% DISCOUNT RATE		0.06	0.05	0.04
PRESENT WORTH		4287.	3728.	3242.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		-280251.	-276523.	-273281.

 * ECONOMIC ANALYSIS FOR MALAYSIA PROJECT *

TABLE 17-6-14 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS

(CONT'D)
 PAGE 2

VOL.IV CASE IV : OFFSHORE COMPRESSION CASE - THREE FIELDS DEVELOPMENT

	* INPUT DATA BY YEAR *			
TERM	21	22	23	23YR TOTAL
CAPITAL INVESTMENT (M\$ 1000)	0.	0.	0.	1369979.
GAS PRODUCTION (MMSCF/DAY)	1090.	1090.	1090.	21800.
SALES PRICE OF GAS (M\$/MSCF)	163.0	163.0	163.0	

TABLE 17-6-14 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL. IV CASE IV : OFFSHORE COMPRESSION CASE - THREE FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
 PAGE 3

** CASH FLOW TABLE FOR PETRONAS **
 (X M\$ 1000)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10YR. TOTAL	
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS	0.	0.	0.	295065.	295065.	295065.	295065.	295065.	295065.	295065.	295065.	2065455.
2 BONUS FROM OIL COMPANY	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
3 RESEARCH FUND FROM OIL CO.	0.	0.	0.	1443.	1443.	1443.	1443.	1443.	1443.	1443.	1443.	10100.
4 TOTAL CASH INFLOW	0.	0.	0.	299008.	296508.	296508.	296508.	296508.	296508.	296508.	296508.	2078056.
5 INCOME TAX	0.	0.	0.	134554.	133429.	133429.	133429.	133429.	133429.	133429.	133429.	935125.

6 NET CASH FLOW	0.	0.	0.	164455.	163080.	163080.	163080.	163080.	163080.	163080.	163080.	163080.
7 CUMULATIVE NET CASH FLOW	0.	0.	0.	164455.	327534.	490614.	653693.	816773.	979852.	1142931.		

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	20YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS	295065.	295065.	295065.	295065.	295065.	295065.	295065.	295065.	295065.	295065.	5016105.
2 BONUS FROM OIL COMPANY	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
3 RESEARCH FUND FROM OIL CO.	1443.	1443.	1443.	1443.	1337.	863.	863.	863.	863.	863.	21525.
4 TOTAL CASH INFLOW	296508.	296508.	296508.	296508.	296402.	295928.	295928.	295928.	295928.	295928.	5040129.
5 INCOME TAX	133429.	133429.	133429.	133429.	133381.	133168.	133168.	133168.	133168.	133168.	2268052.

6 NET CASH FLOW	163080.	163080.	163080.	163080.	163021.	162761.	162761.	162761.	162761.	162761.	162761.
7 CUMULATIVE NET CASH FLOW	1306010.	1469089.	1632168.	1795247.	1958268.	2121028.	2283788.	2446548.	2609308.	2772068.	

TABLE 17-6-14 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL.IV CASE IV : OFFSHORE COMPRESSION CASE - THREE FIELDS DEVELOPMENT
 * * CASH FLOW TABLE FOR PETRONAS * *
 (X M\$ 1000)

(CONT'D)
 PAGE 4

	TERM	21	22	23	23YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS		295065.	295065.	295065.	5901300.
2 BONUS FROM OIL COMPANY		0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS		0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS		0.	0.	0.	0.
3 RESEARCH FUND FROM OIL CO.		863.	863.	863.	24114.
4 TOTAL CASH INFLOW		295928.	295928.	295928.	5927913.
5 INCOME TAX		133168.	133168.	133168.	2667553.
6 NET CASH FLOW		162761.	162761.	162761.	
7 CUMULATIVE NET CASH FLOW		2934828.	3097588.	3260348.	

TABLE 17-6-14 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL. IV CASE IV : OFFSHORE COMPRESSION CASE - THREE FIELDS DEVELOPMENT

* * PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR PETRONAS * *
 (X M\$ 1000)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
PRESENT WORTH										
5.00% DISCOUNT RATE	0.98	0.93	0.89	0.84	0.80	0.76	0.73	0.69	0.66	0.63
PRESENT WORTH	0.	0.	0.	138639.	130933.	124698.	118760.	113105.	107719.	102590.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	138639.	269572.	394270.	513030.	626135.	733854.	836444.

10.00% DISCOUNT RATE	0.95	0.87	0.79	0.72	0.65	0.59	0.54	0.49	0.44	0.40
PRESENT WORTH	0.	0.	0.	117807.	106202.	96547.	87770.	79791.	72538.	65943.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	117807.	224009.	320557.	408327.	488118.	560656.	626599.

15.00% DISCOUNT RATE	0.93	0.81	0.71	0.61	0.53	0.46	0.40	0.35	0.30	0.27
PRESENT WORTH	0.	0.	0.	100833.	86948.	75607.	65745.	57170.	49713.	43229.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	100833.	187781.	263388.	329133.	386303.	436016.	479245.

PRESENT WORTH										
5.00% DISCOUNT RATE	0.60	0.57	0.54	0.52	0.49	0.47	0.45	0.43	0.41	0.39
PRESENT WORTH	97705.	93052.	88621.	84401.	80353.	76405.	72766.	69301.	66001.	62859.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	934148.	1027200.	1115821.	1200222.	1280575.	1356979.	1429745.	1499046.	1565047.	1627905.

10.00% DISCOUNT RATE	0.37	0.33	0.30	0.28	0.25	0.23	0.21	0.19	0.17	0.16
PRESENT WORTH	59949.	54499.	49544.	45040.	40931.	37151.	33773.	30703.	27912.	25374.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	686548.	741047.	790591.	835631.	876562.	913713.	947486.	978189.	1006101.	1031475.

15.00% DISCOUNT RATE	0.23	0.20	0.17	0.15	0.13	0.11	0.10	0.09	0.08	0.07
PRESENT WORTH	37590.	32687.	28424.	24716.	21485.	18652.	16219.	14104.	12264.	10665.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	516835.	549522.	577945.	602661.	624146.	642798.	659018.	673122.	685386.	696050.

TABLE 17-6-14 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL.IV CASE IV : OFFSHORE COMPRESSION CASE - THREE FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
 PAGE 6

* * PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR PETRONAS * *
 (X Ms 1000)

TERM 21 22 23

PRESENT WORTH

5.00% DISCOUNT RATE 0.37 0.35 0.33
 PRESENT WORTH 59865. 57015. 54300.
 CUMULATIVE PRESENT WORTH 1687770. 1744784. 1799083.

10.00% DISCOUNT RATE 0.14 0.13 0.12
 PRESENT WORTH 23068. 20971. 19064.
 CUMULATIVE PRESENT WORTH 1054542. 1075512. 1094576.

15.00% DISCOUNT RATE 0.06 0.05 0.04
 PRESENT WORTH 9274. 8064. 7012.
 CUMULATIVE PRESENT WORTH 705324. 713388. 720400.

TABLE 17-6-14 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL.IV CASE IV : OFFSHORE COMPRESSION CASE - THREE FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
 PAGE 7

* * CASH FLOW TABLE FOR OPERATING COMPANY * *
 (X \$ 1000)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS	0.	0.	0.	126457.	126457.	126457.	126457.	126457.	126457.	126457.	885196.
2 SALES REVENUE FROM COST GAS	0.	0.	0.	162124.	162124.	162124.	162124.	162124.	162124.	162124.	1134866.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY GAS	0.	0.	0.	64850.	64850.	64850.	64850.	64850.	64850.	64850.	433947.
4 TOTAL CASH INFLOW	0.	0.	0.	353430.	353430.	353430.	353430.	353430.	353430.	353430.	2474005.
5 ROYALTY	0.	0.	0.	64850.	64850.	64850.	64850.	64850.	64850.	64850.	453947.
6 BONUS	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
7 RESEARCH FUND TO PETRONAS	0.	0.	0.	1443.	1443.	1443.	1443.	1443.	1443.	1443.	10100.
OPERATING EXPENSES	0.	0.	0.	162124.	162124.	162124.	162124.	162124.	162124.	162124.	1134866.
8 OPERATING COST	0.	0.	0.	46188.	46188.	46188.	46188.	46188.	46188.	46188.	323316.
CAPITAL COST RECOVERY	0.	0.	0.	115936.	115936.	115936.	115936.	115936.	115936.	115936.	811551.
INCOME BEFORE TAX	0.	0.	0.	122514.	125014.	125014.	125014.	125014.	125014.	125014.	872595.
9 INCOME TAX	0.	0.	0.	55131.	56256.	56256.	56256.	56256.	56256.	56256.	392668.
10 CAPITAL INVESTMENT	283321.	517749.	385062.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	1186132.
11 TOTAL CASH OUTFLOW	283321.	517749.	385062.	170112.	168737.	168737.	168737.	168737.	168737.	168737.	2368659.
12 NET CASH FLOW	-283321.	-517749.	-385062.	183318.	184693.	184693.	184693.	184693.	184693.	184693.	184693.
13 CUMULATIVE NET CASH FLOW	-283321.	-801070.	-1186132.	-1002814.	-818121.	-633427.	-448734.	-264041.	-79348.	105346.	
14 DCF ROR OF NET CASH FLOW (%)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.75	
15 CORPORATE CAPITAL	283321.	517749.	385062.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	1186131.
16 INTEREST	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
17 BANK BORROWING	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
18 REPAYMENT	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
19 BORROWING BALANCE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
20 PAYOUT TIME	9.4 YEARS										

TABLE 17-6-14 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
VOL.IV CASE IV : OFFSHORE COMPRESSION CASE - THREE FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
PAGE 8

* * CASH FLOW TABLE FOR OPERATING COMPANY * *
(X M\$ 1000)

TERM	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	20YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS	126457.	126457.	126457.	126457.	126457.	126457.	126457.	126457.	126457.	126457.	2149757.
2 SALES REVENUE FROM COST GAS	162124.	162124.	162124.	162124.	140874.	46188.	46188.	46188.	46188.	46188.	2155166.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY GAS	64850.	64850.	64850.	64850.	64850.	64850.	64850.	64850.	64850.	64850.	1102441.
4 TOTAL CASH INFLOW	353430.	353430.	353430.	353430.	332180.	237494.	237494.	237494.	237494.	237494.	5407365.
5 ROYALTY	64850.	64850.	64850.	64850.	64850.	64850.	64850.	64850.	64850.	64850.	1102441.
6 BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
7 RESEARCH FUND TO PETRONAS	1443.	1443.	1443.	1443.	1337.	863.	863.	863.	863.	863.	21525.
OPERATING EXPENSES	162124.	162124.	162124.	162124.	140874.	46188.	46188.	46188.	46188.	46188.	2155172.
8 OPERATING COST	46188.	46188.	46188.	46188.	46188.	46188.	46188.	46188.	46188.	46188.	785196.
CAPITAL COST RECOVERY	115936.	115936.	115936.	115936.	94686.	0.	0.	0.	0.	0.	1369979.
INCOME BEFORE TAX	125014.	125014.	125014.	125014.	125120.	125593.	125593.	125593.	125593.	125593.	2125732.
9 INCOME TAX	56256.	56256.	56256.	56256.	56304.	56517.	56517.	56517.	56517.	56517.	956581.
10 CAPITAL INVESTMENT	0.	0.	183847.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	1369979.
11 TOTAL CASH OUTFLOW	168737.	168737.	352584.	168737.	168678.	168418.	168418.	168418.	168418.	168418.	4238213.
12 NET CASH FLOW	184693.	184693.	846.	184693.	163502.	69076.	69076.	69076.	69076.	69076.	69076.
13 CUMULATIVE NET CASH FLOW	290039.	474732.	475579.	660272.	823774.	892850.	961926.	1031002.	1100078.	1169154.	
14 DCF ROR OF NET CASH FLOW (%)	4.19	6.04	6.04	7.37	8.30	8.62	8.91	9.15	9.37	9.56	
15 CORPORATE CAPITAL	0.	0.	183847.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	1369977.
16 INTEREST	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
17 BANK BORROWING	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
18 REPAYMENT	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
19 BORROWING BALANCE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
20 PAYOUT TIME	9.4 YEARS										

TABLE 17-6-14 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL.IV CASE IV : OFFSHORE COMPRESSION CASE - THREE FIELDS DEVELOPMENT

* * CASH FLOW TABLE FOR OPERATING COMPANY * *
 (X M\$ 1000)

(CONT'D)
 PAGE 9

	TERM	21	22	23	23YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS		126457.	126457.	126457.	2529125.
2 SALES REVENUE FROM COST GAS		46188.	46188.	46188.	2293727.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY GAS		64850.	64850.	64850.	1296988.
4 TOTAL CASH INFLOW		237494.	237494.	237494.	6119844.
5 ROYALTY		64850.	64850.	64850.	1296988.
6 RONUS		0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY RONUS		0.	0.	0.	2500.
7 RESEARCH FUND TO PETRONAS		863.	863.	863.	24114.
OPERATING EXPENSES		46188.	46188.	46188.	2293736.
8 OPERATING COST		46188.	46188.	46188.	923760.
CAPITAL COST RECOVERY		0.	0.	0.	1369979.
INCOME BEFORE TAX		125593.	125593.	125593.	2502511.
9 INCOME TAX		56517.	56517.	56517.	1126130.
10 CAPITAL INVESTMENT		0.	0.	0.	1369979.
11 TOTAL CASH OUTFLOW		168418.	168418.	168418.	4743464.
12 NET CASH FLOW		69076.	69076.	69076.	
13 CUMULATIVE NET CASH FLOW		1238230.	1307306.	1376382.	
14 DCF ROR OF NET CASH FLOW (%)		9.72	9.86	9.99	
15 CORPORATE CAPITAL		0.	0.	0.	1369977.
16 INTEREST		0.	0.	0.	0.
17 BANK BORROWING		0.	0.	0.	0.
18 REPAYMENT		0.	0.	0.	0.
19 BORROWING BALANCE		0.	0.	0.	0.
20 PAYOUT TIME		9.4 YEARS			

TABLE 17-6-14 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS

VOL. IV CASE IV : OFFSHORE COMPRESSION CASE - THREE FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
PAGE 10

* * PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR OPERATING COMPANY * *
(X MS 1000)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
PRESENT WORTH										
5.00% DISCOUNT RATE	0.98	0.93	0.89	0.84	0.80	0.76	0.73	0.69	0.66	0.63
PRESENT WORTH	-276493.	-481211.	-340846.	154541.	148286.	141225.	134500.	128095.	121996.	116187.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-276493.	-757704.	-1098550.	-944009.	-795723.	-654498.	-519998.	-391902.	-269907.	-153720.
10.00% DISCOUNT RATE										
PRESENT WORTH	0.95	0.87	0.79	0.72	0.65	0.59	0.54	0.49	0.44	0.40
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-270136.	-448777.	-303424.	131320.	120278.	109343.	99403.	90367.	82151.	74683.
	-270136.	-718913.	-1022337.	-891016.	-770739.	-661395.	-561992.	-471626.	-389474.	-314791.
15.00% DISCOUNT RATE										
PRESENT WORTH	0.93	0.81	0.71	0.61	0.53	0.46	0.40	0.35	0.30	0.27
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-264198.	-419829.	-271510.	112399.	98472.	85628.	74459.	64747.	56302.	48958.
	-264198.	-684027.	-955538.	-843138.	-744667.	-659039.	-584580.	-519834.	-463532.	-414574.
PRESENT WORTH										
5.00% DISCOUNT RATE	0.60	0.57	0.54	0.52	0.49	0.47	0.45	0.43	0.41	0.39
PRESENT WORTH	110654.	105385.	460.	95587.	80590.	32426.	30882.	29412.	28011.	26677.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-43066.	62318.	62778.	158365.	238955.	271382.	302264.	331676.	359687.	386364.
10.00% DISCOUNT RATE										
PRESENT WORTH	0.37	0.33	0.30	0.28	0.25	0.23	0.21	0.19	0.17	0.16
CUMULATIVE PRESENT WORTH	67894.	61722.	297.	51010.	41052.	15767.	14334.	13030.	11846.	10769.
	-246897.	-185176.	-184919.	-133909.	-92857.	-77090.	-62757.	-49726.	-37880.	-27111.
15.00% DISCOUNT RATE										
PRESENT WORTH	0.23	0.20	0.17	0.15	0.13	0.11	0.10	0.09	0.08	0.07
CUMULATIVE PRESENT WORTH	42572.	37019.	147.	27992.	21548.	7916.	6884.	5986.	5205.	4526.
	-372002.	-334983.	-334835.	-306843.	-285295.	-277379.	-270495.	-264510.	-259305.	-254778.

TABLE 17-6-14 CASH FLOW TABLE FOR GAS CENTRAL LUCONIA GAS FIELDS
 VOL.IV CASE IV : OFFSHORE COMPRESSION CASE - THREE FIELDS DEVELOPMENT

(CONT'D)
 PAGE 11

* * PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR OPERATING COMPANY * *
 (X M\$ 1000)

	TERM	21	22	23
PRESENT WORTH				
5.00% DISCOUNT RATE		0.37	0.35	0.33
PRESENT WORTH		25407.	24197.	23045.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		411771.	435969.	459014.

10.00% DISCOUNT RATE		0.14	0.13	0.12
PRESENT WORTH		9790.	8900.	8091.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		-17321.	-8421.	-330.

15.00% DISCOUNT RATE		0.06	0.05	0.04
PRESENT WORTH		3936.	3422.	2976.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		-250843.	-247420.	-244444.

Table 28-4-1 SUMMARY OF OFFSHORE STRUCTURES
(Vol. IV)

FIELD/ FACILITY NAME	W.D. FT MSL	PLATFORM TYPE	PLATFORM OVERALL DIMENSION	FACILITY LOCATION				DATE INSTALLED
				BORNEO GRID		GEOGRAPHICAL		
				NORTH	EAST	LAT.-N	LONG.-E	
BARAM		18 Miles off Lutong						
BARAM A	118			1,707,000 ^{FT}	1,550,000 ^{FT}	4° 42' 11"	113° 56' 17"	
BARAM B	203			1,696,000	1,519,000	4 40 23	113 51 11	
BADP-A	118	4x4P/17W Self-Cont. Drill. P/F		1,706,990	1,549,970	4 42 10	113 56 17	May '69
BADP-B	203	6P/10W Tender-Ass. Drill. P/F		1,696,410	1,519,180	4 40 26	113 51 12	Mar. '73
BADP-C	110	6P/10W Tender-Ass. Drill. P/F		1,710,620	1,557,090	4 42 47	113 57 27	Nov. '72
BA-8	180	3P/1W WHPJ		1,709,170	1,544,393	4 32 32.889	113 55 21.9	Aug. '68
BA-18	130	3P/1W WHPJ		1,711,436	1,556,150	4 42 55.161	113 57 18.3	May '71
BA-24	212	3P/1W WHPJ		1,700,113	1,517,216	4 41 3.717	113 50	May '72
BAP-A	118	4P Prod. P/F	50'-0" x 62'-0"	1,706,856	1,549,976			Jun. '69
BAP-B	203	4P Prod. P/F	50'-0" x 62'-0"					Feb. '73
BAV-A	118	3P Vent Structure		1,705,853	1,551,720			May '69
BAV-B	205	3P Vent Structure		1,698,830	1,518,880			Feb. '73

Table 28-4-1 SUMMARY OF OFFSHORE STRUCTURES (Cont'd)
(Vol. IV)

FIELD/ FACILITY NAME	W.D. FT MSL	PLATFORM TYPE	PLATFORM OVERALL DIMENSION	FACILITY LOCATION				DATE INSTALLED
				BORNED GRID		GEOGRAPHICAL		
				NORTH	EAST	LAT.-N	LONG.-E	
<u>WEST LUTONG</u>	90	9 Miles off Lutong		1,632,000 ^{FT}	1,539,000 ^{FT}	4° 29' 47"	113° 54' 27"	
WLDP-A	90	6P/10W Tender-Ass. Drill. P/F		1,632,000	1,538,570	4 29 51	113 54 23	Apr. '70
WLDP-B	90	6P/10W Tender-Ass. Drill. P/F		1,632,270	1,541,750	4 30 29.5	113 54 54.5	Apr. '71
WLDP-C	104	6P/10W Tender-Ass. Drill. P/F		1,628,600	1,534,450	4 13 38.9	114 9 10	Mid. '72
WL-(1,2,3)	101	3P/3W WHPJ		1,633,920	1,539,020			Apr. '68
WL-4	101	3P/1W WHPJ		1,629,528	1,535,581	4 29 22.763	113 53 53	Apr. '68
WLP-A	90	4P Prod. P/F	50'-0" x 62'-0"	1,632,306	1,538,467			Aug. '68
WLP-C	104	4P Prod. P/F	50'-0" x 62'-0"					Mid. '72
WLV-A	90	3P Vent Structure		1,631,854	1,536,450			Aug. '68
WLV-C	107	3P Vent Structure		1,630,600	1,534,290			Mid. '72
<u>TUKAU</u>	158	20 Miles off Lutong		1,600,000	1,470,000	4 24 31	113 43 4	
TKDP-A	156	6P/12W Tender-Ass. Drill. P/F		1,601,793	1,472,782			Oct. '74
TKDP-B	159	6P/12W Tender-Ass. Drill. P/F		1,604,890	1,472,150			Jun. '75
TK-3	157	3P/1W WHPJ		1,598,018	1,470,712			Dec. '75
TKP-A	156	4P Prod. P/F	50'-0" x 62'-0"					Mar. '75
TKP-B	160	4P Prod. P/F	50'-0" x 62'-0"					Jun. '75
TKV-A	155	3P Vent Structure		1,603,000	1,474,550			Mar. '75
TKV-B	159	3P Vent Structure						Jul. '75

Table 28-4-1 SUMMARY OF OFFSHORE STRUCTURES (Cont'd)
(Vol. IV)

FIELD/ FACILITY NAME	W.D. FT MSL	PLATFORM TYPE	PLATFORM OVERALL DIMENSION	FACILITY LOCATION			DATE INSTALLED
				BORNEO GRID		GEOGRAPHICAL	
				NORTH	EAST		

LUTONG TERMINAL

WL-N.P.	50	4P Manifold P/F		40° 29' 33"	113° 56' 37"	Mid. '66
SBM-1		Single Buoy Mooring System				
SBM-2		ditto				
SBM-4		ditto				

Table 28-4-2 SUMMARY OF SUBMARINE PIPELINES
(Vol. IV)

ORIGIN	TERMINAL	DIAMETER (IN.)	LENGTH (FT.)	SERVICE	NOS.	REMARKS
<u>BARONIA FIELD</u>						
BN-4	BNP-A	6	3,000	WELL FLUID	1	
BN-5	BNP-A	6	3,200	WELL FLUID	1	
BN-14	BNP-A	8	6,000	WELL FLUID	1	
BNP-A	BKP-A	12	67,847	CRUDE	1	
BNP-A	BNV-A	10	2,000	VENT	3	
BNJT-D	BNP-A	6	6,000	WELL FLUID	3	
BNP-A	BNJT-D	6	6,000	GAS LIFT	1	
<u>BARAM FIELD</u>						
BA-18	BADP-C	6	2,560	WELL FLUID	1	
BA-18	BAP-A	6	9,145	WELL FLUID	1	
BADP-C	BAP-A	8	8,320	WELL FLUID	2	
BA-8	BAP-A	6	6,000	WELL FLUID	1	

Table 28-4-2 SUMMARY OF SUBMARINE PIPELINES (Cont'd)
(Vol. IV)

ORIGIN	TERMINAL	DIAMETER (IN.)	LENGTH (FT.)	SERVICE	NOS.	REMARKS
<u>BARAM FIELD (cont'd)</u>						
BA-24	BAP-B	6		WELL FLUID	1	
BA-24	BAP-A	8	33,447	WELL FLUID	1	
BAP-A	SHORE	12	44,516	CRUDE	1	
BADP-C	BA-18		2,560		1	
BAP-A	BAV-A	10	2,000	VENT	3	
BAP-B	BAV-B	10	2,000	VENT	3	
BAP-B	BA-24	8		CRUDE	1	
<u>BAKAU FIELD</u>						
BK-3	BKP-A	6	2,000	WELL FLUID	1	
BKP-A	WLP-A	16	40,904	CRUDE	1	
BKP-A	BKV-A	10	2,000	VENT	3	

Table 28-4-2 SUMMARY OF SUBMARINE PIPELINES (Cont'd)
(Vol. IV)

ORIGIN	TERMINAL	DIAMETER (IN.)	LENGTH (FT.)	SERVICE	NOS.	REMARKS
<u>WEST LUTONG FIELD</u>						
WLDP-B	WLDP-A	6		WELL FLUID	4	
WL-1,2,3	WLP-A	6		WELL FLUID	3	
WLP-A	WLDP-C	10		CRUDE	1	
WL-4	WLP-A	6		WELL FLUID	1	
WL-4	WLP-C	6		WELL FLUID	1	
WLP-A	LUTONG T.	10	40,185	CRUDE	1	
WLDP-C	LUTONG T.	12	41,500	CRUDE	1	
WLDP-A	WLDP-B	6		GAS LIFT	1	VIA WL-1, 2, 3
WLP-A	WL-4	6		GAS LIFT	1	
WLP-C	WL-4	6		GAS LIFT	1	
WLP-A	LUTONG T.	8	40,436	GAS	1	
WLP-A	WLV-A	10	2,000	VENT	3	
WLP-C	WLV-C	10	2,000	VENT	3	

Table 28-4-2
(Vol. IV)

SUMMARY OF SUBMARINE PIPELINES (Cont'd)

ORIGIN	TERMINAL	DIAMETER (IN.)	LENGTH (FT.)	SERVICE	NOS.	REMARKS
<u>TUKAU FIELD</u>						
TK-3	TKP-A	6	4,910	WELL FLUID	1	
TKP-B	TKP-A	10	3,000	CRUDE	1	
TKP-A	WLDP-C	10	67,970	CRUDE	1	
TKP-B	TKV-B	10	2,000	VENT	3	
TKP-A	TKV-A	10	2,000	VENT	3	
TKP-A	TKDP-B	6	3,000	GAS LIFT	1	
<u>LABUAN TERMINAL</u>						
LABUAN T.	SBM	48	15,000	CRUDE	1	
<u>LUTONG TERMINAL</u>						
LUTONG T.	SBM NO. 1	12	20,454		1	1B
LUTONG T.	SBM NO. 1	12	20,700		1	1C
LUTONG T.	M.P.	6	26,550	GAS OIL	1	1A
LUTONG T.	M.P.	12	19,212		1	2B
LUTONG T.	M.P.	12	19,630		1	2C

Table 28-4-2 SUMMARY OF SUBMARINE PIPELINES (Cont'd)
(Vol. IV)

ORIGIN	TERMINAL	DIAMETER (IN.)	LENGTH (FT.)	SERVICE	NOS.	REMARKS
<u>LUTONG TERMINAL (Cont'd)</u>						
LUTONG T.	M.P.	12"	19,065'	BUNKER	1	3B
LUTONG T.	M.P.	12	20,085		1	4B
LUTONG T.	M.P.	12	19,890		1	4C
LUTONG T.	M.P.	20	26,200		1	4D
M.P.	SBM NO. 1	6	7,400	GAS OIL	1	1A
M.P.	SBM NO. 2	12	4,533		1	2B
M.P.	SBM NO. 2	12	4,340		1	2C
M.P.	SBM NO. 2	6	4,446	BUNKER	1	3B
M.P.	SBM NO. 4	6	4,447	BUNKER	1	3B
M.P.	SBM NO. 4	12	4,440		1	4B
M.P.	SMB NO. 4	16	4,431		1	4C
M.P.	SMB NO. 4	16	4,431		1	4D

NOTE:

M.P. = MANIFOLD PLATFORM

Table 28-4-3
(Vol. IV)

COMPARISON OF PRESENT PRODUCTION RATE VS. PLATFORM CAPABILITY

OIL FIELD	PRODUCTION PLATFORM	PRESENT PRODUCTION RATE @ MAY, 1976				PRODUCTION PLATFORM CAPABILITY			EFFICIENCY* (%)
		GROSS LIQUID (BPD)	NET OIL (BPD)	GAS (MMSCFD)	WATER (BPD)	NO. OF SEPARATION BANKS	GROSS LIQUID THROUGHPUT (BPD)	GAS (MMSCFD)	
TEMBUNGO	A	5,294	4,983	3.7	311	1	20,000	16	26.5
	BNP-A	51,977	49,162	106.1	2,815	2	60,000	180	86.6
WEST LUTONG	WLP-A	23,191	10,033	24.6	13,158	1	30,000	90	77.3
	WLP-C	9,939	4,300	10.6	5,639	1	30,000	90	33.1
BARAM	BAP-A	33,130	14,333	35.2	18,797	2	60,000	180	55.2
	BAP-B	33,503	21,478	82.2	12,025	2	60,000	180	55.8
BAKAU	BKP-A	47,861	30,683	117.4	17,178	3	90,000	270	53.2
	TKP-A	5,316	5,203	10.5	113	1	30,000	90	17.7
TUKAU	TKP-A	6,706	6,516	8.8	190	1	30,000	90	22.4
	TKP-B	6,705	6,515	8.8	190	1	30,000	90	22.4
SAMARANG	SMP-A	13,411	13,031	17.6	380	2	60,000	180	22.4
	SMP-B	65,000**	5,000**			2	60,000	180	108.3
		70,000**				1	30,000	90	16.7
						3	90,000	270	77.8

NOTE: * EFFICIENCY = GROSS LIQUID/GROSS LIQUID THROUGHPUT

** ROUNDED FIGURE IN DECEMBER, 1976

Table 28-4-4 COMPARISON OF MAXIMUM PREDICTED PRODUCTION RATE VS. PLATFORM CAPABILITY, GROSS LIQUID BASE
(Vol. IV)

OIL FIELD	PRODUCTION PLATFORM	PREDICTED PRODUCTION RATE BASED ON MAX. GROSS LIQUID RATE				PRODUCTION PLATFORM CAPABILITY			EFFICIENCY* (%)
		GROSS LIQUID (BPD)	NET OIL (BPD)	GAS (MMSCFD)	WATER (BPD)	NO. OF SEPARATION BANKS	GROSS LIQUID THROUGHPUT (BPD)	GAS (MMSCFD)	
TEMBUNGO	A	4,060	3,470	4.8	590	1	20,000	16	20.3
		[9,770]	[8,460]	[15.7]	[1,310]				[48.9]
BARONIA	BNP-A	55,150	48,680	133.5	6,470	2	60,000	180	91.9
		[86,980]	[74,130]	[220.4]	[12,850]				[145.0]
WEST LUTONG	WLP-A					1	30,000	90	
	WLP-C					1	30,000	90	
		30,230	14,500	57.0	15,730	2	60,000	180	50.4
		[33,010]	[15,570]	[62.5]	[17,440]				[55.0]
BARAM	BAP-A					2	60,000	180	
	BAP-B					1	30,000	90	
BAKAU	BKP-A	40,670	25,440	137.8	15,230	3	90,000	270	45.2
		2,830	2,530	4.7	300	1	30,000	90	9.4
TUKAU	TKP-A					1	30,000	90	
	TKP-B					1	30,000	90	
SAMARANG	SMP-A	12,930	12,380	30.1	550	2	60,000	180	21.6
		[18,680]	[18,080]	[36.7]	[600]				[31.2]
	SMP-B	38,530	38,230	47.7	300	2	60,000	180	42.8
		[49,150]	[48,650]	[66.0]	[500]	1	30,000	90	[54.6]

NOTE * EFFICIENCY = GROSS LIQUID/GROSS LIQUID THROUGHPUT
[.] = ADDITIONAL WELL DEVELOPMENT CASE

COMPARISON OF MAXIMUM PREDICTED PRODUCTION RATE VS. PLATFORM CAPABILITY, GAS BASE

Table 28-4-5
(Vol. IV)

OIL FIELD	PRODUCTION PLATFORM	PREDICTED PRODUCTUIN RATE BASED ON MAX. GAS RATE				PRODUCTION PLATFORM CAPABILITY			EFFICIENCY* (%)
		GROSS LIQUID (BPD)	NET OIL (BPD)	GAS (MMSCFD)	WATER (BPD)	NO. OF SEPARATION BANKS	GROSS LIQUID THROUGHPUT (BPD)	GAS (MMSCFD)	
TEMBUNGO	A	4,060	3,470	4.8	590	1	20,000	16	20.3
		[9,770]	[8,460]	[15.7]	[1,310]				[48.9]
BARONIA	BNP-A	31,540	25,790	164.6	5,750	2	60,000	180	52.6
		[49,190]	[41,320]	[250.3]	[7,870]				[82.0]
WEST LUTONG	WLP-A					1	30,000	90	
	WLP-C					1	30,000	90	
BARAM	BAP-A	29,200	15,200	58.3	14,000	2	60,000	180	48.7
	BAP-B	[33,960]	[17,090]	[67.4]	[16,870]	2	60,000	180	[56.6]
BAKAU	BKP-A	40,670	25,440	137.8	15,230	3	90,000	270	45.2
		2,830	2,530	4.7	300	1	30,000	90	9.4
TUKAU	TKP-A					1	30,000	90	
	TKP-B	11,290	10,860	34.5	430	1	30,000	90	
SAMARANG	SMP-A	[16,560]	[16,080]	[40.8]	[480]	2	60,000	180	18.8
	SMP-B	28,910	28,410	56.6	500	2	60,000	180	[27.6]
		[39,160]	[38,530]	[73.1]	[630]	1	30,000	90	
						3	90,000	270	32.1
									[43.5]

NOTE: *EFFICIENCY = GROSS LIQUID/GROSS LIQUID THROUGHPUT
[] = ADDITIONAL WELL DEVELOPMENT CASE

Table 28-4-6 SUMMARY OF GAS UTILIZATION (UNIT: MMSCFD)
(Vol. IV)

<u>LUTONG STREAM</u>	<u>PUMP DRIVE GAS</u>	<u>GAS TO SHORE</u>	<u>VENT GAS</u>	<u>TOTAL</u>
BARONIA	23.3		82.8	106.1
WEST LUTONG	7.3	11.2	16.7	35.2
BARAM	11.4		106.0	117.4
BAKAU	1.8		8.7	10.5
TUKAU	3.0		14.6	17.6
<u>TOTAL</u>	<u>46.8</u>	<u>11.2</u>	<u>228.8</u>	<u>286.8</u>
<u>LABUAN STREAM</u>				
SAMARANG	10.2		30.9	41.1

* Figures are as of May, 1976

Table 29-6-1
(Vol. IV)

4-LEG OFFSHORE PLATFORM COST

UNIT: US\$

Field Name	Water Depth	Total Cost	Breakdown		
			Material Cost (Weight: ton)	Fabrication Cost	Installation Cost
Sarawak Area					
Central Luconia					
E-8	207'	3,618,000	682,000 (852)	546,000	2,390,000
E-11	230'	3,805,000	772,000 (965)	618,000	2,415,000
F-6	285'	4,289,000	962,000 (1,202)	790,000	2,537,000
F-13	250'	4,054,000	864,000 (1,080)	691,000	2,499,000
F-14	347'	4,899,000	1,272,000 (1,590)	1,018,000	2,609,000
F-23	280'	4,239,000	958,000 (1,197)	760,000	2,521,000
Temana	99'	3,261,000	426,000 (532)	341,000	2,494,000
E-6	239'	3,910,000	819,000 (1,023)	655,000	2,436,000
Betty	247'	3,998,000	853,000 (1,066)	683,000	2,462,000
Bokor	228'	3,788,000	765,000 (956)	612,000	2,411,000
Baronia	254'	4,086,000	880,000 (1,100)	705,000	2,501,000
B-12	298'	4,425,000	1,025,000 (1,281)	830,000	2,570,000
Sabah Area					
South Furious	188'	3,481,000	610,000 (762)	485,000	2,386,000
Erb West	252'	4,070,000	872,000 (1,090)	698,000	2,500,000
Peninsular Area					
Bekok	234'	3,849,000	793,000 (991)	634,000	2,422,000
Pulai	245'	3,981,000	844,000 (1,055)	675,000	2,462,000
Seligi	248'	4,003,000	856,000 (1,070)	685,000	2,462,000
Tapis	225'	3,767,000	754,000 (942)	604,000	2,409,000
Jerneh	205'	3,590,000	668,000 (835)	534,000	2,388,000

Table 29-6-2
(Vol. IV)

6-LEG OFFSHORE PLATFORM COST

UNIT: US\$

Field Name	Water Depth	Total Cost	Breakdown		
			Material Cost (Weight: ton)	Fabrication Cost	Installation Cost
Sarawak Area					
Central Luconia					
E-8	207'	5,011,000	1,339,000 (1,673)	1,071,000	2,601,000
E-11	230'	5,347,000	1,504,000 (1,880)	1,203,000	2,640,000
F-6	285'	6,063,000	1,820,000 (2,275)	1,452,000	2,791,000
F-13	250'	5,781,000	1,680,000 (2,100)	1,344,000	2,757,000
F-14	347'	7,204,000	2,400,000 (3,000)	1,920,000	2,884,000
F-23	280'	5,915,000	1,736,000 (2,170)	1,397,000	2,782,000
Temana	99'	3,955,000	744,000 (930)	593,000	2,618,000
E-6	239'	5,451,000	1,551,000 (1,938)	1,241,000	2,659,000
Betty	247'	5,655,000	1,649,000 (2,061)	1,319,000	2,687,000
Bokor	228'	5,329,000	1,495,000 (1,868)	1,197,000	2,637,000
B-12	298'	6,631,000	2,103,000 (2,628)	1,702,000	2,826,000
Sabah Area					
South Furious	188'	4,827,000	1,241,000 (1,551)	997,000	2,589,000
Erb West	252'	5,831,000	1,706,000 (2,132)	1,364,000	2,761,000
Peninsular Area					
Bekok	234'	5,396,000	1,525,000 (1,906)	1,220,000	2,651,000
Pulai	245'	5,595,000	1,618,000 (2,022)	1,295,000	2,682,000
Seligi	248'	5,669,000	1,655,000 (2,068)	1,324,000	2,690,000
Tapis	225'	5,260,000	1,466,000 (1,832)	1,173,000	2,621,000
Jerneh	205'	4,980,000	1,322,000 (1,652)	1,058,000	2,600,000

Table 29-6-3
(Vol. IV)::

8-LEG OFFSHORE PLATFORM COST

UNIT: US\$

Field Name	Water Depth	Total Cost	Breakdown		
			Material Cost (Weight: ton)	Fabrication Cost	Installation Cost
Sarawak Area					
Central Luconia					
E-8	207'	7,459,000	2,518,000 (3,147)	2,015,000	2,926,000
E-11	230'	8,180,000	2,864,000 (3,580)	2,291,000	3,025,000
F-6	285'	9,805,000	3,683,000 (4,603)	2,947,000	3,175,000
F-13	250'	8,688,000	3,120,000 (3,900)	2,496,000	3,072,000
F-14	347'	12,251,000	4,960,000 (6,200)	3,968,000	3,323,000
F-23	280'	9,596,000	3,574,000 (4,467)	2,857,000	3,165,000
Temana	99'	5,568,000	1,447,000 (1,808)	1,158,000	2,963,000
E-6	239'	8,419,000	2,990,000 (3,737)	2,392,000	3,037,000
Betty	247'	8,613,000	3,086,000 (3,857)	2,468,000	3,059,000
Bokor	228'	8,125,000	2,837,000 (3,546)	2,269,000	3,019,000
B-12	298'	10,139,000	3,839,000 (4,798)	3,085,000	3,215,000
Sabah Area					
South Furious	188'	7,012,000	2,280,000 (2,850)	1,824,000	2,908,000
Erb West	252'	8,740,000	3,149,000 (3,936)	2,519,000	3,072,000
Peninsular Area					
Bekok	234'	8,283,000	2,920,000 (3,650)	2,336,000	3,027,000
Pulai	245'	8,563,000	3,062,000 (3,827)	2,450,000	3,051,000
Seligi	248'	8,644,000	3,097,000 (3,871)	2,477,000	3,070,000
Tapis	225'	8,032,000	2,796,000 (3,495)	2,237,000	2,999,000
Jerneh	205'	7,413,000	2,496,000 (3,120)	1,997,000	2,920,000

Table 29-6-4
(Vol. IV)

3-LEG VENT AND FLARE JACKET COST

UNIT: US \$

Water Depth	Total Cost	Breakdown		
		Material Cost (Weight: ton)	Fabrication Cost	Installation Cost
20'	343,000	100,000 (125)	80,000	163,000
40'	395,000	120,000 (150)	96,000	179,000
60'	447,000	140,000 (175)	112,000	195,000
100'	595,000	204,000 (255)	163,000	228,000
160'	660,000	240,000 (300)	192,000	228,000
180'	696,000	260,000 (325)	208,000	228,000
200'	764,000	280,000 (350)	224,000	260,000
220'	800,000	300,000 (375)	240,000	260,000
240'	869,000	320,000 (400)	256,000	293,000
260'	905,000	340,000 (425)	272,000	293,000
280'	973,000	360,000 (450)	288,000	325,000

Table 29-6-5
(Vol. IV)

COST OF 3 CONDUCTORS

UNIT: US\$

Field Name	Water Depth	Total Cost	Breakdown		
			Material Cost (Weight: ton)	Fabrication Cost	Installation Cost
Sarawak Area					
Central Luconia					
E-8	207'	571,000	128,000 (160)	38,000	405,000
E-11	230'	581,000	135,000 (168)	41,000	405,000
F-6	285'	609,000	152,000 (190)	46,000	411,000
F-13	250'	587,000	140,000 (175)	42,000	405,000
F-14	347'	627,000	166,000 (207)	50,000	411,000
F-23	280'	606,000	150,000 (187)	45,000	411,000
Temana	99'	411,000	92,000 (115)	28,000	291,000
E-6	239'	584,000	138,000 (172)	41,000	405,000
Betty	247'	587,000	140,000 (175)	42,000	405,000
Bokor	228'	580,000	135,000 (168)	40,000	405,000
B-12	298'	614,000	156,000 (195)	47,000	411,000
Sabah Area					
South Furious	188'	546,000	150,000 (187)	36,000	360,000
Erb West	252'	588,000	141,000 (176)	42,000	405,000
Peninsular Area					
Bekok	234'	582,000	136,000 (170)	41,000	405,000
Pulai	245'	587,000	140,000 (175)	42,000	405,000
Seligi	248'	587,000	140,000 (175)	42,000	405,000
Tapis	225'	579,000	134,000 (167)	40,000	405,000
Jerneh	205'	569,000	126,000 (157)	38,000	405,000

Table 29-6-6
(Vol. IV)

COST OF 4 CONDUCTORS

UNIT: US\$

Field Name	Water Depth	Total Cost	Breakdown		
			Material Cost (Weight: ton)	Fabrication Cost	Installation Cost
Sarawak Area					
Central Luconia					
E-8	207'	778,000	171,000 (213)	51,000	556,000
E-11	230'	791,000	181,000 (226)	54,000	556,000
F-6	285'	841,000	204,000 (255)	61,000	576,000
F-13	250'	802,000	189,000 (236)	57,000	556,000
F-14	347'	868,000	225,000 (281)	67,000	576,000
F-23	280'	839,000	202,000 (252)	61,000	576,000
Temana	99'	534,000	122,000 (152)	36,000	376,000
E-6	239'	795,000	184,000 (230)	55,000	556,000
Betty	247'	800,000	188,000 (235)	56,000	556,000
Bokor	228'	790,000	180,000 (225)	54,000	556,000
B-12	298'	846,000	208,000 (260)	62,000	576,000
Sabah Area					
South Furious	188'	658,000	162,000 (202)	48,000	448,000
Erb West	252'	803,000	190,000 (237)	57,000	556,000
Peninsular Area					
Bekok	234'	793,000	182,000 (227)	55,000	556,000
Pulai	245'	800,000	188,000 (235)	56,000	556,000
Seligi	248'	802,000	189,000 (236)	57,000	556,000
Tapis	225'	789,000	179,000 (223)	54,000	556,000
Jerneh	205'	777,000	170,000 (212)	51,000	556,000

Table 29-6-7
(Vol. IV)

COST OF 6 CONDUCTORS

UNIT: US\$

Field Name	Water Depth	Total Cost	Breakdown		
			Material Cost (Weight: ton)	Fabrication Cost	Installation Cost
Sarawak Area					
Central Luconia					
E-8	207'	1,269,000	256,000 (320)	77,000	936,000
E-11	230'	1,286,000	269,000 (336)	81,000	936,000
F-6	285'	1,378,000	312,000 (390)	94,000	972,000
F-13	250'	1,308,000	286,000 (357)	86,000	936,000
F-14	347'	1,422,000	346,000 (432)	104,000	972,000
F-23	280'	1,367,000	304,000 (380)	91,000	972,000
Temana	99'	919,000	182,000 (227)	55,000	682,000
E-6	239'	1,300,000	280,000 (350)	84,000	936,000
Betty	247'	1,306,000	285,000 (356)	85,000	936,000
Bokor	228'	1,284,000	268,000 (335)	80,000	936,000
B-12	298'	1,386,000	318,000 (397)	96,000	972,000
Sabah Area					
South Furious	188'	1,087,000	242,000 (302)	73,000	772,000
Erb West	252'	1,309,000	287,000 (358)	86,000	936,000
Peninsular Area					
Bekok	234'	1,290,000	272,000 (340)	82,000	936,000
Pulai	245'	1,302,000	282,000 (352)	84,000	936,000
Seligi	248'	1,306,000	285,000 (356)	85,000	936,000
Tapis	225'	1,284,000	268,000 (335)	80,000	936,000
Jerneh	205'	1,266,000	254,000 (317)	76,000	936,000

Table 29-6-8
(Vol. IV)

COST OF 8 CONDUCTORS

UNIT: US\$

Field Name	Water Depth	Total Cost	Breakdown		
			Material Cost (Weight: ton)	Fabrication Cost	Installation Cost
Sarawak Area					
Central Luconia					
E-8	207'	1,903,000	384,000 (480)	115,000	1,404,000
E-11	230'	1,934,000	408,000 (510)	122,000	1,404,000
F-6	285'	2,061,000	464,000 (580)	139,000	1,458,000
F-13	250'	1,955,000	424,000 (530)	127,000	1,404,000
F-14	347'	2,130,000	517,000 (646)	155,000	1,458,000
F-23	280'	2,051,000	456,000 (570)	137,000	1,458,000
Temana	99'	1,234,000	275,000 (343)	77,000	882,000
E-6	239'	1,945,000	416,000 (520)	125,000	1,404,000
Betty	247'	1,952,000	422,000 (527)	126,000	1,404,000
Bokor	228'	1,934,000	408,000 (510)	122,000	1,404,000
B-12	298'	2,080,000	478,000 (597)	144,000	1,458,000
Sabah Area					
South Furious	188'	1,643,000	364,000 (455)	109,000	1,170,000
Erb West	252'	1,958,000	426,000 (532)	128,000	1,404,000
Peninsular Area					
Bekok	234'	1,942,000	414,000 (517)	124,000	1,404,000
Pulai	245'	1,950,000	420,000 (525)	126,000	1,404,000
Seligi	248'	1,953,000	422,000 (527)	127,000	1,404,000
Tapis	225'	1,926,000	402,000 (502)	120,000	1,404,000
Jerneh	205'	1,901,000	382,000 (477)	115,000	1,404,000

Table 29-6-9
(Vol. IV)

COST OF 12 CONDUCTORS

UNIT: US\$

Field Name	Water Depth	Total Cost	Breakdown		
			Material Cost (Weight: ton)	Fabrication Cost	Installation Cost
Sarawak Area					
Central Luconia					
E-8	207'	2,442,000	512,000 (640)	154,000	1,776,000
E-11	230'	2,478,000	540,000 (675)	162,000	1,776,000
F-6	285'	2,649,000	616,000 (770)	185,000	1,848,000
F-13	250'	2,514,000	568,000 (710)	170,000	1,776,000
F-14	347'	2,737,000	684,000 (855)	205,000	1,848,000
F-23	280'	2,638,000	608,000 (760)	182,000	1,848,000
Temana	99'	1,748,000	366,000 (457)	110,000	1,272,000
E-6	239'	2,494,000	552,000 (690)	166,000	1,776,000
Betty	247'	2,512,000	566,000 (707)	170,000	1,776,000
Bokor	228'	2,473,000	536,000 (670)	161,000	1,776,000
B-12	298'	2,678,000	638,000 (797)	192,000	1,848,000
Sabah Area					
South Furious	188'	1,978,000	488,000 (610)	146,000	1,344,000
Erb West	252'	2,517,000	570,000 (712)	171,000	1,776,000
Peninsular Area					
Bekok	234'	2,483,000	544,000 (680)	163,000	1,776,000
Pulai	245'	2,504,000	560,000 (700)	168,000	1,776,000
Seligi	248'	2,512,000	566,000 (707)	170,000	1,776,000
Tapis	225'	2,468,000	532,000 (665)	160,000	1,776,000
Jerneh	205'	2,439,000	510,000 (637)	153,000	1,776,000

Table 29-6-10
(Vol. IV)

COST OF 18 CONDUCTORS

UNIT: US\$

Field Name	Water Depth	Total Cost	Breakdown		
			Material Cost (Weight: ton)	Fabrication Cost	Installation Cost
Sarawak Area					
Central Luconia					
E-8	207'	3,600,000	762,000 (952)	228,000	2,610,000
E-11	230'	3,681,000	824,000 (1,030)	247,000	2,610,000
F-6	285'	3,914,000	920,000 (1,150)	276,000	2,718,000
F-13	250'	3,733,000	864,000 (1,080)	259,000	2,610,000
F-14	347'	4,018,000	1,000,000 (1,250)	300,000	2,718,000
F-23	280'	3,893,000	904,000 (1,130)	271,000	2,718,000
Temana	99'	2,615,000	544,000 (680)	163,000	1,908,000
E-6	239'	3,702,000	840,000 (1,050)	252,000	2,610,000
Betty	247'	3,723,000	856,000 (1,070)	257,000	2,610,000
Bokor	228'	3,671,000	816,000 (1,020)	245,000	2,610,000
B-12	298'	3,945,000	944,000 (1,180)	283,000	2,718,000
Sabah Area					
South Furious	188'	2,962,000	728,000 (910)	218,000	2,016,000
Erb West	252'	3,738,000	868,000 (1,085)	260,000	2,610,000
Peninsular Area					
Bekok	234'	3,692,000	832,000 (1,040)	250,000	2,610,000
Pulai	245'	3,702,000	840,000 (1,050)	252,000	2,610,000
Seligi	248'	3,723,000	856,000 (1,070)	257,000	2,610,000
Tapis	225'	3,650,000	800,000 (1,000)	240,000	2,610,000
Jerneh	205'	3,598,000	760,000 (950)	228,000	2,610,000

Table 29-6-11
(Vol. IV)

UNIT COST OF SUBMARINE PIPELINE (PER 1,000 FEET)

UNIT: US \$

Size	Total	Breakdown		
		Materials	Corrosion & Weight Coating*	Installation
6"	31,000	7,000	2,000	22,000
8"	33,000	8,000	3,000	22,000
10"	36,000	11,000	3,000	22,000
12"	39,000	13,000	4,000	22,000
14"	46,000	14,000	4,000	28,000
16"	50,000	17,000	5,000	28,000
18"	53,000	20,000	5,000	28,000
20"	61,000	20,000	6,000	35,000
24"	68,000	25,000	8,000	35,000
28"	76,000	31,000	10,000	35,000
30"	94,000	34,000	13,000	47,000
32"	99,000	37,000	15,000	47,000
36"	106,000	41,000	18,000	47,000
42"	172,000	48,000	29,000	95,000
48"	204,000	69,000	40,000	95,000

* Pipelines of size from 6" to 10" exclude weight coating cost.

Table 29-6-12
(Vol. IV)

UNIT COST OF RISER PIPE (PER ONE RISER)

UNIT: US \$

Size	Total	Breakdown		
		Materials	Prefabrication	Riser Installation & Tie-in
6"	190,000	7,000	2,000	181,000
8"	194,000	11,000	2,000	181,000
10"	198,000	15,000	2,000	181,000
12"	203,000	20,000	2,000	181,000
14"	299,000	24,000	3,000	272,000
16"	303,000	28,000	3,000	272,000
18"	308,000	33,000	3,000	272,000
20"	404,000	38,000	4,000	362,000
24"	409,000	43,000	4,000	362,000
28"	414,000	48,000	4,000	362,000
30"	508,000	50,000	5,000	453,000
32"	513,000	55,000	5,000	453,000
36"	518,000	60,000	5,000	453,000
42"	614,000	65,000	6,000	543,000
48"	619,000	70,000	6,000	543,000

Table 29-6-13
(Vol. IV)

GAS PRODUCTION EQUIPMENT COST

UNIT : US\$

CASE 65MMSCFD

	Material Cost	Installation Cost	Total Cost
Process Equipment (including Piping)	1,042,000	538,000	1,580,000
Electrical Equipment	1,008,000	253,000	1,261,000
Instrument Equipment	227,000	57,000	284,000
Total Cost	2,277,000	848,000	3,125,000

CASE 95MMSCFD

	Material Cost	Installation Cost	Total Cost
Process Equipment (including Piping)	1,255,000	648,000	1,903,000
Electrical Equipment	1,099,000	275,000	1,374,000
Instrument Equipment	261,000	66,000	327,000
Total Cost	2,615,000	989,000	3,604,000

CASE 110MMSCFD

	Material Cost	Installation Cost	Total Cost
Process Equipment (including Piping)	1,341,000	692,000	2,033,000
Electrical Equipment	1,135,000	284,000	1,419,000
Instrument Equipment	276,000	69,000	345,000
Total Cost	2,752,000	1,045,000	3,797,000

Table 29-6-13
(Vol. IV)

GAS PRODUCTION EQUIPMENT COST

(Cont'd)

UNIT : US\$

CASE 265MMSCFD

	Material Cost	Installation Cost	Total Cost
Process Equipment (including Piping)	2,135,000	1,100,000	3,235,000
Electrical Equipment	1,472,000	368,000	1,840,000
Instrument Equipment	405,000	102,000	507,000
Total Cost	4,012,000	1,570,000	5,582,000

CASE 320MMSCFD

	Material Cost	Installation Cost	Total Cost
Process Equipment (including Piping)	2,658,000	1,370,000	4,028,000
Electrical Equipment	1,694,000	424,000	2,118,000
Instrument Equipment	492,000	123,000	615,000
Total Cost	4,844,000	1,917,000	6,761,000

CASE 390MMSCFD

	Material Cost	Installation Cost	Total Cost
Process Equipment (including Piping)	2,844,000	1,466,000	4,310,000
Electrical Equipment	1,772,000	444,000	2,216,000
Instrument Equipment	522,000	131,000	653,000
Total Cost	5,138,000	2,041,000	7,179,000

Table 29-6-13
(Vol. IV)

GAS PRODUCTION EQUIPMENT COST

(Cont'd)

UNIT : US\$

CASE 520MMSCFD

	Material Cost	Installation Cost	Total Cost
Process Equipment (including Piping)	3,442,000	1,774,000	5,216,000
Electrical Equipment	2,026,000	507,000	2,533,000
Instrument Equipment	620,000	155,000	775,000
Total Cost	6,088,000	2,436,000	8,524,000

Table 29-6-14
(Vol. IV)

OIL PRODUCTION EQUIPMENT COST

UNIT : US\$

CASE 10,000BPD

	Material Cost	Installation Cost	Total Cost
Process Equipment (including Piping)	593,000	322,000	915,000
Electrical Equipment	320,000	80,000	400,000
Instrument Equipment	105,000	27,000	132,000
Total Cost	1,018,000	429,000	1,447,000

CASE 20,000 BPD

	Material Cost	Installation Cost	Total Cost
Process Equipment (including Piping)	664,000	340,000	1,004,000
Electrical Equipment	336,000	84,000	420,000
Instrument Equipment	113,000	29,000	142,000
Total Cost	1,113,000	453,000	1,566,000

CASE 30,000BPD

	Material Cost	Installation Cost	Total Cost
Process Equipment (including Piping)	795,000	400,000	1,195,000
Electrical Equipment	368,000	93,000	461,000
Instrument Equipment	128,00	32,000	160,000
Total Cost	1,291,000	525,000	1,816,000

Table 29-6-15
(Vol. IV)

UNIT COST OF
OTHER PRODUCTION EQUIPMENT

UNIT : US\$

1. ONSHORE TANKAGE	5 / BBL
2. PUMP WITH ELEC. MOTER & ACCESSORIES	650 / HP
3. GAS COMPRESSOR WITH GAS TURBINE	600 / HP

Table 29-6-16
(Vol. IV)

NEWLY BUILT
STORAGE BARGE COST

UNIT : US\$

STORAGE CAPACITY	STORAGE BARGE COST
940,000 BBLs	19,000,000
1,100,000 BBLs	23,000,000
1,200,000 BBLs	25,000,000
1,270,000 BBLs	27,000,000
1,400,000 BBLs	32,000,000

Table 29-6-17
(Vol. IV)

ONSHORE SUPPORT FACILITIES COST
(IN CASE OF 30,000BPD)

UNIT : US\$

	OFFSHORE STORAGE CASE	ONSHORE STORAGE CASE
SITE PREPARATION	50,000	173,000
BUILDING	1,960,000	2,000,000
JETTY	2,000,000	2,000,000
OTHERS	1,203,000	1,252,000
AUXILIARY FACILITIES FOR TANKAGE	—	2,360,000
TOTAL	5,213,000	7,785,000

* Cost for the other capacity case is estimated based on above shown table considering scale factor.

Table 29-6-18
(Vol. IV)

OPERATING PERSONNEL COST

US\$/Person/Year

1.	Manager	72,000
2.	Superintendent	44,000
3.	Supervisor	28,800
4.	Engineer	19,200
5.	Geologist	19,200
6.	Clerk	4,800
7.	Officer	4,800
8.	Mechanician	1,800
9.	Electrician	1,800
10.	Instrument	1,800
11.	Foreman	1,800
12.	Field Operator	1,500
13.	Store Keeper	960
14.	Laborer	1,200

Table 29-6-19
(Vol. IV)

UNIT COST
OF
VARIOUS CHEMICALS

UNIT : US\$

1.	Tri-Ethylene-Glycol	3.30/ gal.
2.	Corrosion Inhibitor for Gas	20.0/ gal.
3.	Deemulsifier	0.74/lb
4.	Defoamant	0.73/lb

Table 29-6-20
(Vol. IV)

UNIT COST
OF
SERVICE CONTRACTORS

UNIT: US\$

1.	One Work Boat	30,000 per year
2.	One Crew Boat	10,000 per year
3.	One Tug Boat Fleet*	18,000 for each berthing and unberthing operation
4.	One Helicopter	150,000 per year assuming one flight a day
5.	Catering Service Personnel	
	a. Cook	8,760 per year
	b. Waiter	6,570 per year
	c. Room Boy	4,380 per year

* Consisting of one tug boat, one hose handling boat and one mooring line handling boat.

Table 30-6-1 (Vol. IV) ANNUAL OIL PRODUCTION AND FOB PRICE PER BARREL

SARAWAK AREA

FIELD CASE YEAR	West Temana & E-6 Fields				Betty & Bokor Fields			
	Case I (West Temana & E-6)		Case IIA, IIB (E-6)		Case I (Betty & Bokor)		Case II (Betty)	
	Annual Production (M BBLs)	F.O.B. Price (M\$)	Annual Production (M BBLs)	F.O.B. Price (M\$)	Annual Production (M BBLs)	F.O.B. Price (M\$)	Annual Production (M BBLs)	F.O.B. Price (M\$)
1								
2								
3								
4	12,411	31.47	10,951	31.57	7,421	31.70	5,595	31.95
5	11,681	31.52	10,951	31.57	6,972	31.70	5,206	31.95
6	10,951	31.57	10,951	31.57	5,456	31.88	4,805	31.95
7	10,951	31.57	10,951	31.57	3,526	31.95	3,526	31.95
8	9,993	31.57	9,993	31.57	2,467	31.95	2,467	31.95
9	7,869	31.57	7,869	31.57	136	31.95	136	31.95
10	5,677	31.57	5,677	31.57				
11	3,747	31.57	3,747	31.57				
12	2,881	31.57	2,881	31.57				
13	2,371	31.57	2,371	31.57				
14	1,984	31.57	1,984	31.57				
15	1,700	31.57	1,700	31.57				
16	1,442	31.57	1,442	31.57				
17	1,255	31.57	1,255	31.57				
18	591	31.57	591	31.57				

Note: Crude price is as of middle of 1976

Table 31-6-2 ANNUAL OPERATING COST FOR OIL
(Vol. IV)

UNIT: M\$1,000

YEAR	SARAWAK AREA						SABAH AREA			PENINSULAR AREA					
	West Temana & E-6 Fields			Betty & Bokor Fields			South Furious & Erb West Fields			Bekok, Pulau & Selligi Fields			Tapis Field		
	CASE I	CASE IIA	CASE IIB	CASE I	CASE II		CASE I	CASE IIA	CASE IIB	CASE IA	CASE IB	CASE III	CASE IA	CASE IB	
1															
2															
3															
4	22,155	21,525	15,256	11,297	7,119		13,328	13,538	36,097	44,319	38,158	31,560	27,486	22,276	
5	20,409	21,525	15,256	11,246	7,076		13,328	13,538	36,019	44,241	38,120	31,523	27,318	22,108	
6	18,658	21,525	15,256	9,380	7,031		13,328	13,538	35,663	43,885	37,904	31,286	27,095	21,885	
7	18,658	21,525	15,256	7,081	6,886		13,328	13,538	34,778	43,000	37,166	30,487	26,655	21,445	
8	18,547	21,414	15,145	6,961	6,766		13,135	13,345	32,208	40,430	31,277	29,184	26,305	21,095	
9	18,303	21,170	14,901	5,027	4,882				30,943	39,165	30,347	28,286	25,654	20,444	
10	18,051	20,918	14,649						23,799	30,408	29,688	27,636			
11	17,828	20,695	14,426						23,288	29,897	29,182	27,151			
12	17,729	20,596	14,327						22,308	28,917	28,203	22,917			
13	17,670	20,537	14,268						18,662	24,861	24,066	22,221			
14	17,625	20,492	14,223						18,418	24,617	23,822	21,987			
15	17,592	20,459	14,190						18,200	24,399	23,626	21,780			
16	17,561	20,428	14,159						18,042	24,241	23,456	21,603			
17	17,541	20,408	14,139						17,920	24,119	23,324	21,512			
18	8,768	10,202	8,216						17,801	24,000	23,211	21,396			
19									17,714	23,913	23,108	21,316			
20									17,625	23,824	23,018	21,227			
21									17,539	23,738	22,963	21,148			
22									17,495	23,694	22,899	21,108			
23									17,173	23,372	22,582	20,796			

Table 31-6-3 (Vol. IV)

DAILY GAS PRODUCTION

MMSCFD

AREA FIELD	SARAWAK AREA						PENINSULAR AREA
	Central Luconia Fields			Baronia & B-12 Fields			
YEAR	Case IA	Case IB	Case IC	Case II	Case III	Case IV	Case IA
1							
2							
3							
4	1,030	980	1,340	1,270	1,180	1,090	
5							150
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							
14							
15							
16							
17							
18							
19							
20							
21							
22							
23							

Table 31-6-6 PROFITABILITY YARDSTICKS OF OIL
(Vol. IV)
AT THE YEAR OF MAX. R.O.R. FOR OPERATING COMPANY

UNIT : M\$1,000

AREA	FIELD	YARDSTICK	PETRONAS			OPERATING COMPANY			
			Cumulative Net Cash Flow	Cumulative Present Worth at Discount Rate 10%	Maximum ROR	Maximum Cumulative Net Cash Flow	Maximum Cumulative Present Worth at Discount Rate 10%	Payout Time (year)	
									Year (*)
Sarawak Area	West Temana & E-6 Fields	CASE I	688,786	369,459	14	7.88	174,935	-29,685	7.5
		CASE IIA	653,618	352,124	13	15.48	259,503	57,673	6.3
		CASE IIB	697,320	363,228	16	16.75	282,672	70,265	6.2
	Betty & Bokor Fields	CASE I	223,742	140,256	8	-	-21,229	-64,611	-
		CASE II	188,132	116,397	8	12.62	58,526	8,266	5.7
		CASE I	385,924	218,331	9	-	-37,904	-124,962	-
Sabah Area	Erb West & South Furious Fields	CASE IIA	297,213	179,263	8	1.31	13,964	-63,044	7.7
		CASE IIB	297,213	179,263	8	0.23	2,552	-74,768	7.9
		CASE IA	1,770,974	1,015,256	14	21.04	727,775	252,866	5.1
Peninsular Area	Bekok, Pulai & Seligi Fields	CASE IB	1,826,413	1,028,039	17	19.42	748,844	239,115	5.2
		CASE II	1,529,282	858,248	15	19.78	622,606	202,485	5.2
		CASE III	1,337,232	738,332	15	20.77	547,063	184,618	5.2
		CASE IA	702,728	428,202	9	15.05	239,153	53,873	5.6
	Tapis Field	CASE IB	702,728	428,202	9	12.51	224,444	30,337	5.8

Note: (*) - In the case that cumulative net cash flow is not positive, the year shown above is a peak year of cumulative net cash.