

マレーシア国石油産業開発計画調査
報告書

第Ⅱ巻
マレー半島地区

昭和53年1月

国際協力事業団

JICA LIBRARY



1059648[4]

マレーシア国石油産業開発計画調査

報告書

オⅡ巻 マレイ半島地区

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. 01. 19	113
登録No. 11652	66.8
	MPI

才Ⅱ巻 マレイ半島地区

一 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-2
2.1	層序および貯留層	A-2
2.2	地質構造	A-3
3.	開発待機フィールド	A-4
3.1	Bekok Field	A-4
3.1.1	地質概略	A-4
3.1.2	油層解析	A-5
3.2	Pulai Field	A-7
3.2.1	地質概略	A-7
3.2.2	油層解析	A-8
3.3	Seligi Field	A-9
3.3.1	地質概略	A-9
3.3.2	油層解析	A-10
3.4	Tapis Field	A-11
3.4.1	地質概略	A-11
3.4.2	油層解析	A-12
4.	未開発フィールド	A-15
4.1	Peta Field	A-15

	ページ
4. 1. 1 地質概略	A-15
4. 1. 2 油層解析	A-15
4. 2 Belumut Field	A-16
4. 2. 1 地質概略	A-16
4. 2. 2 油層解析	A-17
4. 3 Angsi Field	A-17
4. 3. 1 地質概略	A-17
4. 3. 2 油層解析	A-18
4. 4 Besar Field	A-18
4. 4. 1 地質概略	A-18
4. 4. 2 油層解析	A-19
4. 5 Jerneh Field	A-19
4. 5. 1 地質概略	A-19
4. 5. 2 油層解析	A-20
4. 6 Pulong Field	A-20
4. 6. 1 地質概略	A-20
4. 6. 2 油層解析	A-21
4. 7 Bintang Field	A-21
4. 7. 1 地質概略	A-21
4. 7. 2 油層解析	A-22
4. 8 Sepat Field	A-22
4. 8. 1 地質概略	A-22
4. 8. 2 油層解析	A-23
4. 9 Bujang Field	A-23
4. 9. 1 地質概略	A-23

	ページ
4.9.2 油層解析	A-23
4.10 Sotong Field	A-24
4.10.1 地質概略	A-24
4.10.2 油層解析	A-25
4.11 Duyong Field	A-26
4.11.1 地質概略	A-26
4.11.2 油層解析	A-27
4.12 Anding Field	A-28
4.12.1 地質概略	A-28
4.12.2 油層解析	A-29
5. 結論と勧告	A-30

PART B 生産施設

1.	施設計画	B - 1
1.1	概念設計の基礎資料	B - 1
1.1.1	収集資料に基づく設計条件	B - 2
1.1.2	想定設計条件	B - 2
1.1.3	施設容量の決め方	B - 3
1.2	概念設計	B - 5
1.2.1	Bekok, Pulai および Seligi フィールド	B - 5
1.2.2	Tapis 油田	B - 12
1.2.3	Bekok および Pulai フィールド のガス利用	B - 15
1.2.4	Tapis 油田のガス利用	B - 18
1.2.5	Jerneh ガス田	B - 19
2.	結論と勧告	B - 20

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	既投資額の算定法	C - 2
1.1.4	年間操業費の算定	C - 2
1.2	コストの算定	C - 3
1.2.1	Bekok, Pulai および Seligi フィールド	C - 3
1.2.2	Tapis 油田	C - 5
1.2.3	Bekok および Pulai フィールド のガス利用	C - 6
2.	経済検討	C - 7
2.1	経済検討の基礎	C - 7
2.1.1	原油	C - 7
2.1.2	ガス	C - 9
2.2	原油の収益性分析	C - 11
2.2.1	Bekok, Pulai および Seligi フィールド	C - 11
2.2.2	Tapis 油田	C - 13
2.3	ガスコストの算定	C - 14
2.3.1	Bekok および Pulai フィールド のガス利用	C - 14

	ページ
2.4 感度分析	C - 15
2.4.1 Bekok, Pulai および Seligi フィールド	C - 15
2.4.2 Tapis 油田	C - 15
3. 結論と勧告	C - 16
3.1 コストの算定	C - 16
3.2 経済検討	C - 17

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

マレイ半島東海岸沖にある16の油田・ガス田について調査を行った。この地区では、大別して北部にガス田、南部に油田及びガス田がかなり広範囲にわたって分布している。

北部のガス田、即ち Pulong, Bintang, Jerneh, Sepat, Bujang Field の中にあって、Jerneh Field は最大の規模であり、その埋蔵量は3兆立方フィートを超すと推定されるが残りの4フィールドは、確認埋蔵量は非常に小さく、ガスの集積状況も非常に Poor である。確認された埋蔵量については Tables A-4-1, 2 を参照されたい。

南部にはかなりの規模の大きい Bekok、未確定の要素はあるも大規模の油田となる可能性のある Tapis、中～小規模ではあるもかなり良好な油層であると推定される Pulai、中規模で未確定要素あるも隣接油田と共に開発した場合に危険率の少ない Seligi 等が近々の開発の対象になり、これらについて開発の為のケース・スタディを行った。

又 Sotong Field については一部を除き Fluid Level が確認出来ていないが、いくつかの仮定の下、推移挙動を推定した。但し後述するがこの Field は近接 Duyong 及び Anding、特に Duyong Field のガス埋蔵量を確認した上で開発に踏み切るのが最善と考えられた。

その他の Peta, Belumut, Angsi, Besar は確認される Hydrocarbon の量及びその分布状況に疑問があり更に確認の為の探鉱活動が必要とされ、近々の開発の対象にはなり得ないと解釈された。

この地区から生産される原油は一般に API 比重の高い軽質の油であり多くの Field にあっては比較的早期の生産段階から高い生産ガス油比を伴いと推定され、地下資源の Conservation の観点から随伴ガス有効利用を考えた油田開発計画の立案が必要とされる。

2. 地 質 概 略

2.1 層序および貯留層

Peninsular 地域の調査対象 16 構造は、マレイ半島の東海岸から 100 ~ 250 Km の沖合にあり、これらは全て白亜紀から第三紀にかけて発達した Malay Basin の堆積の中心部に位置している。確認された堆積物は 10,000 ft を越えていて、大部分の構造では基盤を見ていない。

坑井地質による堆積物の地質時代は必ずしも確定的なものではないが、この地域の層序を大まかに作成したのが Fig. 1-2-1 である。本地域は地層層序の点から、北部と南部に分れるようである。すなわち北部の Pliocene 時代の厚い堆積層が確認された Pilong, Bintang, Jerneh, Sepat, Bujung の構造群、および南部の Pliocene 層を大部分欠き Miocene およびそれ以前の堆積物を主とする他の構造群である。

Peninsular 地域では広域的に Pliocene 時代に不整合が見られ、その上に Pleistocene の海成層が載り、その下に Pliocene, Miocene および古第三紀の厚い堆積物が存在している。炭化水素は Pliocene の不整合よりも下位の地層に胚胎蓄積した。特に南部の構造では炭化水素賦存は相互に層位学的な関連が強く構造間の地質時代の対応基準として Trengganu Shale および EXXON の層名による Group J を選んで対比表にのせた (Tables 1~8-2-1, 14~16-2-1)。

炭化水素の貯留層は砂岩であり、Sarawak や Sabah 地域におけるよりは発達した頁岩でもって互層をなしているので個々の砂岩層を追跡し拾うのは困難ではない。貯留層 (Potential なものも含めて) は a ~ e の名称を与えてグループ化し個々の貯留層単位は a₁, a₂, …… のように命名した (Tables 1~16-2-1)。

これらの炭化水素を含む地層の堆積環境は一般に淡水から半かん水性である。

2.2 地質構造

構造の形態は背斜およびドーム状背斜が基本となり正断層によってブロック化されていることが多い。Closureは10～20kmの径をもち高さ2000 ftを越えるものもあり、大構造であるといえる。

背斜軸はE-WからNW-SE方向をもつものが多いが、構造形態はかなり地域性が明瞭である。Pilong, Bintangは南北性の断層系が構造を支配しており、Jerneh, Sepat, Bujangの構造群にはE-Wの要素が入る。Tapis, Bekok, Seligi, Pulai, Belumut, Petaの各構造は、E-W性背斜軸にN-S性正断層を伴っている。さらに南方のAngsi, Besar, Duyong, Sotong, Andingの構造はWNW-ESEからNW-SEの方向性を有する背斜が支配的であり、これにNNW-SS E方向の正断層が斜交するのが一般的といえる。

3. 開発待機フィールド

3.1 Bekok Field

3.1.1 地質概略

マレー半島沖東海岸沖の油田群の中にあつて最大の規模の油田である。この貯留層は Trengganu Shale をはさんで a_1 - a_5 と b_1 - b_6 の砂岩層が区別される (Table 1-2-1)、J層以浅においては本質的に砂岩の発達は認められない。

貯留層の連続性はかなり良く、一般に構造的に下位ほど砂岩の層厚が増大する傾向にある。さらに a_3 、 b_3 、 b_4 の油層では、もっとも浅い坑井である 1号井において頁岩の夾在がおこっている。すなわち Bekok 構造では一般に特定の貯留岩をとった場合構造的に深いほど砂層の発達がよい。

砂岩単層は 200 ft を越えず、比較的厚い層の平均層厚は a_2 124 ft、 a_3 163 ft、 b_3 214 ft、 b_4 199 ft である。

貯留層の平均有効孔隙率は a 層は 20 % 以上であるが b 層では 16 % 以下である。

a_2 、 b_2 、 b_4 の地質構造を Figs 1-2-2~4 断面図を Fig. 1-2-5 に示す。6 坑井が掘削されていて、1号井が構造中心部に、他の 5 本は構造北部から東部に偏在している。

西部および南部は坑井による確認がされていない。構造は E-W 性の背斜構造であるが、南北に非対称的であり、北部の斜面の方が緩い (7~13度)。背面西部は N-S 性の東落ち断層によって小ブロックができています。

a 層より浅い層準ではさらに N-S 性の小断層が南縁に発達している。主要層 a_2 での油層の広がりには長径 8 Km 短径 5 Km の大きさをもっている。

(震探解析)

解析の対象とした層準はゾーン a_3 のトップ及びゾーン b_3 のトップの 2 枚である。記録の質については、ゾーン a_3 のトップでは断層周

辺以外はかなり良好である。しかしゾーン b_3 のトップでは前者ほど良くはなく特に構造の冠部及び断層周辺で相当悪くなっている。坑井内速度測定資料はゾーン a_3 のトップまでは Bekok 3 号井～6 号井、ゾーン c_3 のトップまでは Bekok 3 号井～5 号井のものが利用出来たので、これらの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 Figs. 1-1-1、2 及び Fig. 1-1-3 に示されている。

3.1.2 油層解析

個々の層に Gas-Cap が存在する事が、FIT, Production Test によって確認されているものの、Gas-Oil Contact はログ資料にはそれと定義出来る程明確に現れていない。従って各層の Gas-Oil Contact は Production Test, FIT の結果に基づき、深度-圧力の関係及び深度-API比重の関係から求められ、又 Oil-Water Contact はログ解析によって求められた。これらの結果は、Figs. 1-3-3、4 にまとめてある。

油層流体については、坑井資料についてのラボ分析が行われていないので、API比重とガス油比を基にマレーシア原油の一般的性状から FVF、粘性等の液体の各パラメーターを推定した。これらの結果は Tables 1-3-1～3 にまとめられて添付されている。

油層推移挙動の予測に用いられたガス・油の相対浸透率は Bekok 層 2 の Special Core Analysis の結果が用いられたが、この関係は上記 Table に示す。

油層推移挙動の予測

個々の油層に対し、その予測される産出挙動がまず Natural Depletion の Case について計算されこの結果については Tables 1-3-4～6 に、又油層全体については Fig. 1-3-1 に示す。

特にガス利用に関しては、一定量長期間という条件が常に先行する。これは他の油田のそれぞれの油層についても云れる事であり、エネルギーの Conservation と Effective Utilization の観点から検討

されなければならない。

Recommended Case としてここに提言する生産方法は随伴ガスを一定に保ち長期間有効に利用するという Restricted Gas Production Case であり、Bekok Field に隣接する Pulai, Seligi Field を一系列に考えた油田の開発方法である。この場合の油層の産出挙動曲線を Fig. 1-3-2 及び Tables 1-3-7 ~ 9 に示す。尙この場合についての詳細なる検討は後述の生産施設と経済検討のところでも更に触れる事にする。

結論と勧告

不確定要素の多い現段階ではあるが予測される油層の推移挙動を求めてみた。然しながら現在 Unknown の油層 Parameter の影響と今後の油田開発の方策についてここに検討を加えてみた。

現在予測出来ないものの将来の油層推移挙動に大きな影響を及ぼす Factor の中にあって最大のものは自然の水押し (Water Drive) の強さの程度でありこれはそれぞれの油田にあって固有のものであり、これを現段階に於いて定量的に評価し、予測する事は不可能である。これは生産開始後定期的な油層ベースでの圧力の測定によって累計生産量、生産レートとの関連に於てとらえられなければならない。

同時にガスキャップの膨張による油層のエネルギーも貯留層垂直方向の連続性の良否により大巾な影響を受け、ガス層があっても時として排油エネルギーの役をなさぬ場合もある。

油層に固有な要素でもあり、又人為的なものにも大きく左右される要素としてあげられるのが生産ガス油比であり、これは各々の油層に固有なもの、即ち油層液体の固有の性質—飽和圧力、粘性、溶解ガス油比等々の Factors と共に油層岩の固有の諸性質、中でも特に Gas-Oil の相対浸透率の関係によって大きく左右されると同時に人為的な要素即ち坑井仕上げの方法の巧拙 (坑井の Location と Perforation の位置) と生産管理特にガス油比規制が大切である。

特に生産開始後、生産ガス油比と油層圧力の観測によって各油層ベ
ースでの Gas - Oil の相対浸透率の関係を把握する事が最も重要である。

従ってこの油田の開発にあたっては

1. Gas - Oil Contact の再確認
2. 坑井仕上げ時に個々の層の生産指数、油層値を Production Test によって評価し
3. 同時に坑井試料の採集と分析結果を行う。

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. 1-3-5 ~ 10 に表わした。

3.2 Pulai Field

3.2.1 地質概略

この Field は Bekok , Seligi Fields に隣接しマレイ半島沖の油
田群の中では中規模であるが、比較的良好な油層と推定出来る。こ
の構造では貯留層 a ~ e を区別した (Table 2-2-1)。

a 層は Bekok 構造での a 層に対応し、これより上位の地層には本
質的に砂岩層を欠く。主要貯留層は a、b、e である。

a 層は極めて良く発達した平均 453 ft の単一砂岩層でガス層と
なっている。b₁ 層は平均 73 ft の層厚をもつが一般に泥質である。
b₂ 層は平均 105 ft、b₃ は 179 ft の層厚をもち構造頂部でそれぞれ
約 10 % 薄くなる。b₁、b₂、b₃ 層は 30 ~ 90 ft の頁岩で分離され
ているが GOC および OWC は共通の深度をもつようである。

a と b₁ の地質構造図を Figs. 2-2-1、2 に東西断面図を Fig. 2
-2-3 に示す。この構造も東西に延びた背斜であり、油ガスの分布
は東西 4 Km を越えない。西側に西落ちの N - S 性正断層があり、小
ブロックがつくられているが坑井による掘削はない。

(震探解析)

Pulai 構造の解析には、1974 年に調査された記録のみが使用さ
れた。これは他の記録断面図が水平方向に極端に小さく縮められて
いるためである。解析の対象とした層準はゾーン b のトップである。

記録の質は断層周辺部では悪くなっているが、その外では比較的
良好である。構造西部の断層ではこれを挟んでの反射波の対比が困
難であるが、構造東端の断層ではこれが可能である。

坑井内速度測定は4坑井全部で実施されているので、これらの資
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.2-1-1 及び Fig.2-1-2
に示されている。

3.2.2. 油層解析

Gas / Oil Contact はログ資料から1号井 b₃ 層 - 3884 ft.
ss と設定され、又 FIT の結果に基づく深度 - 圧力の関係式 Fig 2
-3-2. によって確認されている。

b₂ 層の Gas / Oil Contact を Cross する坑井は現在のところ掘
られていないが、b₂、b₃ 層で確認されている油層流体が同質であ
る事及び層内圧力分布の同一性並びに共通深度の Oil / Water Con-
tact (- 4004') を持つ事実より b₁ ~ b₂ 全層共通に - 3884' が
設定された。

油層推移挙動推定に用いた油層パラメーターは Tables 2-3-1、2
にまとめてあるがこれは Pulai 1号井の Core 分析資料にもとずき、
油層値はログ解析に従った。

油層推移挙動の予測

主力生産油層の b₂ 及び b₃ 層について推移挙動の予測がなされた。
両層共かなりの水押しが期待されるものの、現 Stage でこれを定量
的に予測する事が出来ないのでその度合を2つの Case に設定した。

Fig.2-3-1 と Tables 2-3-3、4 は Natural Depletion の Case
である。但し水押しの程度を変えた Case を Tables 2-3-5、6 に示
す。自然の水押しが相当強い場合 Gas の Re-injection は Conser-
vation の観点のみから意義があるのであって、ここで注意を要す
るのは Gas Injection による Recovery の増加と随伴ガス利用によ
る総合的な Merit との比較検討である。従って、現段階では、これ

を決定するには十分な資料がない。これは Field の定期的な圧力測定によって確認する以外に方法がない。

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. 2-3-3 ~ 8 に表わした。

3.3 Seligi Field

3.3.1 地質概略

Seligi 構造は Bekok の東 15 Km、 Pulai の北西 15 Km ほどの位置にあり 4 本の坑井がある。貯留層として a、 b、 c を区別した。

(Table 3-2-1)

a₂ 層は平均 369 ft の層厚をもっているが、泥質の高い部分を数ヶ所含んでいて Pulai と Bekok の中間位置にあることを示している。b、 c 層は坑井ごとに岩相の変化が極めて著るしく砂岩と頁岩が指交していると解釈される。すなわち b₂ 層のばあいには 4 坑井全域に分布を示すわけではない層厚 50 ft に達する頁岩の夾みも 2 枚見られ、 c 層のばあいは 4、 1、 2、 3 号井の順で砂岩の下部が頁岩へと遷移している。

1、 2、 4 号井のある Block A と 3 号井のある Block B とに分けて解析を行った。

a₂、 b₂、 c 層の地質構造図を Figs. 3-2-1 ~ 3 に構造断面図を Fig. 3-2-4 に示す。この構造は E-W 性の 2 つの背斜部よりなっていて南側背斜に 1、 2、 4 号井が、北側の背斜に 3 号井が掘削されている。しかしながら南北両構造の間における OWC レベルでの分離状況が明瞭ではなく、さらに貯留層の岩相の側方変化も大きい。

両背斜間の向斜部および北背斜の北翼に Delineation Well が掘削

されることが望まれる。

(震探解析)

解析の対象とした層準はゾーン b_2 のトップである。記録の質は構造東部において一番悪いところがあるが、その外は全般的に比較的良好である。

解析対象層準では3号井が地質的に一番高くなっている。しかしこの層準からの反射走時は2号井より3号井の方が大きく見掛上深くなっている。これは3号井付近で速度が増大していると考えられるが、3号井での坑井内速度測定資料が入手されていないので直接にはわからない。入手出来た坑井内速度測定資料1号井と4号井の2坑井だけであるので、2号井及び3号井については反射走時とゾーン b_2 のトップの深度から平均速度を求めて全坑井について平均速度を比較検討したところ子午線上に北へ向ってほぼ直線的に平均速度が増大している。従ってこの関係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 3-1-1 及び Fig. 3-1-2 に示されている。

3.3.2 油層解析

各層についてログ解析より求めた Contact を Fig 3-3-2 に示した。但し、問題になるのは、 b_2 層の Oil/Water Contact であって1、2、4号井で求めた値が、それぞれ深度 5264'、5234' 及び 5244' と全く異った値を示している。容積法での埋蔵量計算の際、これらの平均値として深度 5247' を Oil/Water Contact として採用したが Derrick Floor Elevation についての Misinformation があるのではないかと思われる。

Pressure Traverse の関係は FIT、Production Test より求めた。これにより油層初圧力をそれぞれの層について決定した。(Fig 3-3-2)

Special Core Analysis は1号井 Czone について行われておりこの結果は、油層推移挙動推定の際用いられ、Tables 3-3-1 ~ 5 に

相対浸透率の関係を示してある。Oil についての Production Test は A - b₂、A、B - C について行われている。

油層流体の Sample Analysis は Not Available であるので API 比重、GOR より各パラメーターを推定した。この結果は Tables 3-3-1 ~ 5 に示してある。

油層推移挙動の予測

各 Block のそれぞれの油層について油層ベースでの推移挙動の予測を行なった結果を Fig. 3-3-1 に示し個々の層についての詳細を Tables 3-3-6 ~ 10 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 Zone に対して述べ、Figs. 3-3-3 ~ 7 に表わした。

3.4 Tapis Field

3.4.1. 地質概略

Tapis 構造は Bekok の北北西 20 km に位置している。炭化水素は Trengganu Shale より上の層準に賦存している。

貯留層は砂岩層で最大 110 ft (a₃) の層厚をもっている。側方の連続性は特に悪いわけではないが、a₃ および a₂ に泥質部を含む。

a₁ と a₃ の地質構造図を Figs. 4-2-1、2 に断面図は Fig. 4-2-3 に示す。構造は E - W 方向の背斜で、N - S から NNW - SSE 方向の断層によって切られている。これらのうち 2 本の断層が背斜を完全に横切っており、東側のブロックには 2、4 号井が、最大の中央ブロックには 1、3 号井が掘削されている。西側の小ブロックは未掘削である。中央ブロックの背斜頂部は極めて平坦であり、1 号井がほとんど最高位置に掘削されている。この背斜は非対称に発達して

おり、北翼で10～12度、南翼で25度の傾斜が貯留層の層準において見られる。中央ブロックと東ブロックを分断する断層は150ft程度前者を落しているが、炭化水素分布状態から見て東西完全に別ブロックとして扱えるようである。

(震探解析)

解析の対象とした層準はJ層のトップである。

記録の質は構造の翼部では比較的良好であるが、構造の冠部及び断層の周辺ではあまり良くない。

Tapis 2～4号井の坑井内速度測定資料が入手されているのでこれらの資料に基づい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.4-1-1 及び Fig.4-1-2 に示されている。

3.4.2 油層解析

Block A にあっては a_3 、 a_5 層が、又 Block B にあっては a_3 、 a_4 、 a_5 層が主力油層となっているが両 Block 共構造中央部に於て頁岩の発達著しく、油層としては非常に Poor な様相を呈しているが構造の下の方では、かなり良好な油層として発達している。油層の抵抗値 (Resistivity) はあまり高くなく、一方 Production Test によりかなりの Productivity をみており Wettability のかなり高い油層であると推定出来る。現在迄に掘られた4坑井で、主力油層の Gas / Oil Contact を切断しているものがないので、それぞれの層の境界面は深度 - 圧力の関係 (Fig.4-3-2) から推定された。

油層流体の性質は FIT Sampler で採集された Sample の平均 API 比重 45.4° と 2号井の Production Test による GOR 540 SCF / BBL を用い、別添 Tables 4-3-1 ~ 5 の如く推定した。又、ログ解析の結果は Appendix に示してある。

油層推移挙動の予測

油層の広がり (Area Extent) は非常に大きい反面確認されている Area 内でさえ油層の不均質性が著しいので、今後まず油層の発達

状況を充分解認し埋蔵量の見なおしと油層の連続性及び Build-up Curve の観測によって油層の易動度について再評価がなされなければならぬ。

排油機構としては、溶解ガスとガスキャップの膨張によるものが main であって Edge Water (端水) による Frontal Drive の影響は比較的小さいと推測されるが油層岩の発達状況に関する情報をもっと必要である。

ここでは、Tentative に個々の層に対して Natural Depletion についての油層推移挙動の予測を行った結果を Fig.4-3-1、Tables 4-3-6 ~ 10 に示した。

結論と勧告

埋蔵量の推定自体に無理のある現段階に於いて、Secondary Recovery の可能性について触れる事は無意味かと思われるが、ここではこの Type の Reservoir については考えられる Case について、一般的な事に触れるに止めた。

まず、問題となるのは油層の中に発達している Shale のために、油層の Transmissibility (kh/M) は比較的小さく Edge Water の Encroachment によっても油層中央部の圧力を高く保つ事は難しいと思われる。

同様に Gas Cap Expansion による圧力の維持もこの広大な Area の圧力を維持するに充分であるとは考えにくい。従って人口的な方法による圧力の維持が必要とされる時期が必ず到来すると思われる。

油層に Damage を与えずに圧力を維持する方法として、まず考えられるのは、Crestal Area 又はそれに近い Area からのガス再圧入と Aquifer Area への水の圧入である。

前者にあっては、現在 Available な 1、2 号井の資料では Crestale Area の Transmissibility がかなり Poor であるものの、この現象が局部的なものか否かの把握と現在の状況での Production Test による Transmissibility の確認が要求される。後者にあって

は、消極的な意味での Water Injection であり、油層の History の観則によって、初めて可能か否かを判断すべき問題である。

油層の詳細な Information が不在の現在、Five Spots の如き Water Flooding を考えるのは油層に Damage を与える可能性もあり、早計に過ぎると考えられる。

従って、今後なされるべき問題は

1. 坑井完成時に個々の層の Productivity を正しく評価し
2. 代表的坑底試料のラボ分析による溶解ガス油比と飽和圧力等の Fluid Parameter の取得
3. 生産態勢に入った場合は定期的な油層圧の観測と、個々の坑井に於ける油、ガスの産出レートの正確な評価

であり Secondary Recovery の検討はこの Field にあって生産開始後 2、3 年後からでも遅くないと思われる。

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、個々の Zone に対して述べ、Figs. 4-3-3 ~ 7 に表わした。

4. 未開発 Field

4.1 Peta Field

4.1.1. 地質概略

Peta 構造は E N E - W S W 方向の細長い背斜である。

多くの N - S あるいは N N W - S S E 方向の正断層が発達しているが、これら全ての断層が背斜を横切っているわけではない。

背斜は非対称で北翼で 5 度、南翼で 13 度の傾斜を a_3 での構造図 (Fig 5-2-1) は示している。

1 号井が背斜中央部の南翼に掘削されていて、 a 層では水層であるが、未掘削の東側ブロックの方が構造的に高位であることが注意されよう。

5000 ft 以深では Turbiditic とも思える数 ft から数 10 ft の厚さをもった砂泥互層となっていて、その中にわずかにガス層 (b 層) が認められるのみである。

(震探解析)

解析の対象とした層準はゾーン a_1 のトップ及びゾーン a_3 のトップの 2 枚である。

記録の質は比較的良く、2 つの層準共に同程度であるが、構造の南翼部では悪くなっている。断層を越えての反射波の対比は一部容易なところがあるが大半は難しい。

反射走時の深度の変換は Peta 1 号井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.5-1-1 及び Fig.5-1-2 に示されている。

4.1.2. 油層解析

1 号井の位置で深度 3,190 ft より 4,300 ft s. s. の区間に向けガスの徴候を見るも、ログ解析結果は Zone b の一部を除き貯留層含水率が非常に高く 70 % 以上であり、開発の対象になり得ない。b 層にあっても確認出来る埋蔵量は極めて小さい。

結論と勧告

未確認の領域の多いフィールドであり、更に探鉱活動が必要である。確認された1号井のガス層がガスキャップである可能性について検討の余地もあり、又未確認の中央ブロックの探鉱が興味持たれる。従って更に数坑の探掘井が必要である。

4.2 Belumut Field

4.2.1. 地質概略

Belumut 構造では2坑井が掘削されており、いずれも白亜紀と考えられる花崗岩からなる基盤に達している。

基盤から上J層までは非常に砂岩優勢の地層となっていて Trenchganu Shale を欠くかあるいは発達が悪く、対象となる貯留層は基盤より2000ft以内にあり細粒砂岩層からなっている。1号井はdryであったが、2号井にて油が確認されている。

a₁層の構造図を Fig.6-2-1 に、構造断面図を Fig.6-2-2 に示す。構造はE-Wに延びた極めて緩い背斜で、この構造的高まりはNE-SWに走る正断層によって2つに分断されていて、西ブロックに1号井が、東ブロックに2号井が掘削されている。

この断層は西側落ちで落差500～650ftを伴う。

(震探解析)

解析の対象層準はゾーン a₁ のトップである。

反射波の質は全般的にあまり良くないが、断層を挟んでの反射波の対比は部分的には可能である。

坑井内速度測定は Belumut 1号井及び2号で実施されているのでこれら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.6-1-1 及び Fig.6-1-2 に示されている。

4.2.2. 油層解析

油は、東側のブロックにある2号井のb層に確認され、又このブロックでは深度2,923 ft から4,596 ft BDF にかけて Hydrocarbon が存在するも a₁、b₂ 層を除くと貯留層の含水率が高く、開発の対象にはなり得ない。

PT 厖 4 はガスキャップ又はガス層、PT 厖 1 ~ 3 は油層部分について行ったものであり、このb層について更に詳細な探鉱の価値はありうる。この一連のテストの中ではPT 厖 2、PT 厖 4 を行った層での Water Cut が比較的高いので油水界面が近い場合もありうる。

極めて緩やかな構造で1坑井の資料のみで油層の Limit を設定する事が出来ない。

結論と勧告

b₂ 層の油層としての発達状況を確認するのが第一である。構造が極めてゆるやかな背斜であるので大きな広がりを持つ油層となっている場合も考えられる。

4.3. Angsi Field

4.3.1. 地質概略

この構造はNW-S Eに長いドーム状を呈し、断層によるブロック化はない。1号井が構造頂部に掘削されている (Figs. 7-2-1、2)。Trengganu Shale 直下のb層が油層となっており、貯留層は最大60 ft の層厚をもち概して泥質の砂岩層である。

(震探解析)

解析の対象とした層準はゾーン b₂ のトップ付近である。反射の質は全般的にあまり良くない。

反射走時の深度への変換は Angsi 1号井の坑井内速度測定の結果に基づいて行った。

解析結果及び代表的な記録断面図は Fig. 7-1-1 及び Fig. 7-1-2 に示されている。

4.3.2. 油層解析

構造中央の1号井の資料では、油の集積は7,885ftから8,980ft BDFにかけ認められるも、ログ解析による孔隙率は極めて低く平均10%以下、最大でも15%を超えない。

b_1 、 b_2 層に対しProduction Testを行い、油量を確認しているもその産出能力は極めて低いと見られる。

この状態が構造頂部にかぎられるか否かについての確認の為更に構造の翼に評価井の掘削が必要である。

4.4. Besar Field

4.4.1. 地質概略

Besar構造はWNW-ESE方向の背斜であり、いくつかのNNW-SSEの正断層によって部分的に横断されている(Figs. 8-2-1、2)。

構造頂部よりいくらか下ったところに1号井が掘削されていて、ガス層が確認されている。

主要層としては b_1 であるが、これは5~15ftの厚さをもつ8枚の砂岩層を含む約200ftの砂泥互層である。

(震探解析)

解析の対象とした層準はゾーン b_1 のトップである。

記録の質は構造周辺部では比較的良好であるが、構造の冠部及び断層周辺では悪い。又断層を越えての反射波の対比も悪い。

Besar 1号井の坑井内速度測定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.8-1-1及びFig.8-1-2に示されている。

4.4.2. 油層解析

主たる貯留層はb層上部に見られFITの結果ではガス及びガスコンデンセートを見ている。ガス層がガスキャップとなっている可能性もあり、又断層の存在を考えると更に探鉱の必要がある。

4.5. Jerneh Field

4.5.1. 地質概略

この構造ではガスのみ存在が確認されていてほぼE-Wの背斜である。この背斜構造の東北端はNE-SW方向の正断層で切られている。(Fig.9-2-1)。

Pliocene層中4,000～7,000ftの間の砂岩層をa₁₋₃、b、c₁₋₃として貯留層を区別した(Table.9-2-1)。この地層は海退から海進に向う過程にある沼沢-湾潟成の堆積物と解釈されている。貯留砂岩層は概して対比は良く、単層としての最大層厚は50ftである。特にc₁層(Jerneh Sandstone)は安定したものであり、平均138ftの層厚をもった細粒砂岩で平均有効孔隙率25%を示している。c₂～c₃層は20～70ftの層厚をもつ砂岩で構成されているが、側方で消滅あるいは指交している。

(震探解析)

解析の対象層準はJerneh砂岩層のトップである。

記録の質は一部であまり良くないところがあるが、全般的にはかなり良好である。又、断層を越えての反射波の対比は比較的容易である。反射走時の深度への変換はJerneh 1 A井号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.9-1-1及びFig.9-1-2に示されている。

4.5.2. 油層解析

良好なガス層が 4,000 ft から 6,600 ft の深度にわたって存在し、その中でも c 層上部 (Jarneh Sand) が良好なガス層となっている。この構造に 3 坑掘削され、それぞれの位置で良好なガスの集積を見ている。

容積法で確認した埋蔵量は 5,640 MMMSCF と非常に規模の大きいものである。

結論と勧告

この油田についての評価井は更に必要としないが、この Field 単独で開発するか否かは周辺のガス田の存在有無を確かめた上で決すべきと思われる。周辺フィールドの探鉱活動が必要とされる。

4.6 Pilong Field

4.6.1. 地質概略

半島地域ではもっとも北にある調査対象構造であり、Pliocene 時代の砂岩層にガスが賦存している。約 3,700 ft から 9,000 ft のあいだは砂岩と泥岩が半々に発達していてかつ炭層の夾在も著しい。貯留層として $a_1 - s$ 、 $b_1 - 7$ の砂岩層を区別した (Table 10-2-1)。砂岩は一般に微細粒で未固結かもろい。

b_1 層における構造図を Fig.10-2-1 に、構造断面図を Fig. 10-2-2 に示すとく、概略 N-S 性の正断層がこの地域に卓越していて多くの断層ブロックの発達が見られる。

1 号井はこれら断層ブロックの一つに掘削されたものであり、1 号井のブロックの東西にも Closure を形成している断層ブロックが存在している。

(震探解析)

解析を行った層準はゾーン b_1 のトップである。

Pilong 構造ではほぼ南北に走る断層が多くみられ、記録の質は一部で良いところもあるが、概してあまり良くない。断層を挟んで

の反射波の対比は可能なところもあるが、多くは難しい。

反射走時の深度への変換は Pilong 1号井の坑井内速度測定資料を用いて行った。

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。

4.6.2. 油層解析

1本の坑井が構造頂部に掘られ、この位置で 3,760 ft より 8,690 ft BDF にわたり、部分的にガスの集積を見ている。5,762 ft から 5,785 ft BDF の区間にガスと油 (GOC 5,770 ft BDF) を見、油層は 8 ft、下部に帯水層を持っており極めて限られた油層と推定出来る。

ガス層にあっては a、b 層に広く分布しており、a 層の一部に GWC を見ているものの、その他の層では、GWC をとらえていない。

結論と勧告

更に評価井を掘る必要がある。同時に現在確認されている Anomaly のみでなく、周辺の構造についても更に探掘井の必要がある。

4.7. Bintang Field

4.7.1. 地質概略

Pliocene 時代の Deltaic な堆積物中にガスの賦存がある。a₁ b₄ 層の構造図を Figs.11-2-1、2 に、断面図を Fig.11-2-3 に示すように、構造的高まりの方向性は明瞭ではないが、略々 N-S 性の断層の発達が顕著といえる。

1号井と2号井が構造頂部に掘削されたが、1号井はガス暴噴のため 980 ft で掘止められている。

主要な対象層としては 4,000 ft 以深にある 70 ft 以下の砂岩層であり、全て側方の岩相変化が大きく連続性は良くない。

(震探解析)

解析の対象とした層準はゾーン b₄ のトップである。

記録の質は一部で良くないところがあるが大半は比較的良好であ

る。又断層を挟んでの反射波の対比は可能なところが多い。坑井内速度測定は Bintang 2号井及び3号井で実施されており、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.11-1-1 及び Fig.11-1-2 に示されている。

4.7.2. 油層解析

Bintang Field は Jerneh に次ぐ規模のガス田であり、その確認及び推定埋蔵量は 2,025 MMMSCF となるが更に評価井を掘って貯留層の広がり連続性を確かめる必要がある。ガス層は深度 4,120 ft から 4,780 ft BDF に発達し、一部 GWC を見ている層もあるが全体としては最終の埋蔵量を云々する事が現在の資料では出来ない。

4.8. Sepat Field

4.8.1. 地質概略

Sepat 構造の貯留層は Pliocene 層中 3,000 ft ~ 6,000 ft の間にあり、10 ~ 96 ft の層厚をもつ細粒砂岩層である。

Fig.12-2-1 にガス層 a₅ の構造図を、Fig.12-2-2 に構造断面図を示す。Sepat 構造は E-W の背斜であり、1号井が東部に偏った頂部に掘削されている。

(震探解析)

解析の対象とした層準はゾーン a₅ のトップである。

対象層準の記録の質は全体的にあまり良くない。しかしこれより下位には比較的良好な反射波がみられる。

Sepat 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.12-1-1 及び Fig. 12-1-2 に示されている。

4.8.2. 油層解析

わずか 4,173 ft から 4,588 ft BDF にかけて合計約 40 ft のガスの集積を見るも貯留層の含水率が高く、又坑井が構造の頂部近い事も考えると、開発に対する Priority は、極めて低いと考えられる。

4.9. Bujang Field

4.9.1. 地質概略

Bujang 構造では Pliocene 層中 3,000 ~ 5,000 ft の間にガスの賦存する細粒砂岩層が、石炭層とともに頁岩と夾在している。貯留層は 100 ft 以下の厚さをもち一般に泥質である。

Figs. 13-2-1、2 に a_1 、 b_2 の地質構造図を、Fig. 13-2-3 に構造断面図を示す。Bujang 構造はほぼ円形に近い高まりであり、ENE-WSSW 方向の正断層が入っている。構造頂部はかなり平坦であり、1号井が掘削されている。

(震探解析)

解析を行った層準はゾーン a_1 のトップである。

記録の質は冠部から東の部分については全般的に良くないが、他の部分については比較的良好である。断層を挟んでの反射波の対比は一部で可能ではあるが、多くは難しい。坑井内速度測定資料が入手出来なかつたので、Bujang 1号井の音波検層記録より走時曲線を作成し、これ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. 13-1-1 及び Fig. 13-1-2 に示されている。

4.9.2. 油層解析

構造頂部に掘られている1号井の位置で、ガスの集積は主として 4,000 ft より 5,220 ft BDF の深度に見られるも殆んどすべての層に GWC を確認出来、予想される埋蔵量もきわめて小さく見積られる。

4. 10. Sotong Field

4.10.1 地質概略

CONOCOの鉞区内にある3 Fields (Sotong、Duyong、Anding Fields) の中であって唯一の Oil Productive の Field である。ここには6坑井の掘削があり、古第三紀あるいはJura紀の岩石からなる基盤を貫いている。Trengganu Shale の下のTapis Sandstone において炭化水素を賦存し、 $a_1 \sim a_{10}$ を区別した (Table 14-2-1)。

主要貯留層は a_2 層であり、これは1号井および3号井で良く発達しNet 110 ~ 150ft のChannel-Fill Sand とみなされ1、3号井のブロックのみに分布が限定していると考えられる。(Fig. 14-2-3) その他の貯留層はいづれも側方変化が著るしくて炭化水素の不規則な賦存状況をも考慮した場合、おそらく全て水平方向に途中消滅するものと考えられる。

a_2 と a_4 レベルでの地質構造図を Figs. 14-2-1、2 に、断面図を Fig. 14-2-3 に示す。この構造は緩い背斜で NNW - SSE 方向に延びている。6坑井のうち4号井は構造をはずれており、6号井は構造の端に掘削されている。

背斜は WNW - ESE 方向の正断層によって横切られ、さらに北東側が NNW - SSE 方向の正断層でもって切られている。

よって構造は1、3号井のブロック、2号井のブロック、5号井のブロックに分断されていると言える。

(震探解析)

解析の対象とした層準はゾーン a_4 のトップである。

記録の質は一部良好なところもあるが概してあまり良くない。又反射波の連続性が不安定である。断層を挟んでの反射波の対比は良くないが、各断層ブロック内に坑井があるのでこの坑井資料によって対象層準からの反射波を選定した。坑井内速度測定は6坑井全部で実施され、その資料が得られているので、その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 14-1-1 及び Fig. 14-1-2 に示されている。

4.10.2. 油層解析

生産の可能な区域は断層によって 1、3 号井を含む Block A、2 号井を含む Block B、5 号井を含む Block C の 3 Block に分断されている。

個々の Block のそれぞれの層に対してかなり詳細に DST が行われており、Hydrocarbon の存在と Productivity が確認されている。

DST 結果による個々の層の Productivity はかなり高いものの、それぞれの埋蔵量は Table 1-1-2 の如く比較的小さいと予想される。

この Field にあつては Main は Block A の a₂ 層であり、この層は 100 ft を越える厚い砂層の中で

Gas Oil Contact - 7,104'

Oil Water Contact - 7,139'

が確認され、Gas Cap Expansion と Bottom Water による Combination Drive が予想される。その他の層では同 Block の a₃ 層が比較的大きく DST の結果は高い Productivity (27 B/D / Psi) と生産レート (2,570 B/D) を得ているものの 3 号井の位置では油層としての発達は極めて Poor である。この層については、Gas Oil Contact、Oil Water Contact が確認出来ていない。

上記の他の層にあつても油、ガスの確認出来ないものがあり、これは油層状態でのその体積を求めた。

現在迄に入手されている資料で油層の将来の推移挙動について検討出来るのは A Block a₂ 層に対してのみである。

この層に於ては、Gas 層、水層にはさまれた約 35' の油層から生産を行うのであるから、Gas Water の Coning が必ずつきまとう Field である。使用した油層パラメーターは Tables 14-3-1 ~ 3 に示す。

理想的な生産方法をとった場合の推移挙動を参考迄に Table 14-3-4 に示した。この Case でも相当量の随伴ガスが産出される。その他の層でも確認されている Oil の A、B、C Block の合計は 113.2 MMSTB、又はガス又は油の判別は現段階ではつかないものの、Reservoir Condition 221.56MMRB が存在すると考えられ (Hydrocarbon) この Field の大体的見当をつけるため、この Hydrocarbon が全部油である場合と全部ガスである場合について参考迄に計算したのが Tables 14-3-5、6 であり、実際はこの中間に位置すると思われる。

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個々の Zone に対して述べ、Figs. 14-3-1 ~ 3 に表わした。

4.11. Duyong Field

4.11.1. 地質概略

Trengganu Shale の上下にある細粒砂岩層を a と b に区別した (Table 15-2-1)。

a₁ 層は 26 ~ 30 ft、a₂ 層は 30 ~ 50 ft の層厚をもち連続性が良い。しかし b 層は一般に連続性が悪く、特に b₁ は 1 号井で 2 層に分れているが、2 号井で単一の泥質砂岩となり 3 号井で消滅している。b₂ も岩相の側方変化が激しく、砂層の分離合体がおこっている。b₃ は 1 号井において泥質であり、b₄ および b₅ は一般に 20ft 前後で薄い。

b₂ レベルの地質構造を Fig. 15-2-1 に、断面図を Fig. 15-2-2 に示す。Duyong 構造の Closure は高さ 1,400 ft 以上、南北 16 Km、東西 20 Km を越える大きなものであり、西側に NNW - SSW 方向の西

落ちの正断層が示唆される。1号が構造頂部に、2、3号井と順次南翼を下って掘削されている。構造図に示されている如く震探資料の解析結果では巨大な Areal Extent を持っている と推定されるが探掘井は構造の上、中、下部へほぼ直線状に3坑掘られているのみであって構造内部の地域的特異性についての Information が得られていない。

(震探解析)

解析の対象とした層準はゾーン b₅ のトップである。

Duyong 構造は EXXON 社及び CONOCO 社の両鉱区に亘っていて EXXON 社の測線のいくつかは CONOCO 社の鉱区内にまで延長されている。この測線の爆破点の位置が両社の図面上に示されているが、これを比較するとその位置が一致しない。このため CONOCO 社の鉱区内については CONOCO 社の測線のみで解析を行い、EXXON 社鉱区内の解析結果とを組み合わせた。

記録の質は EXXON 社側で一部不鮮明な部分があるが、概ね良好である。

坑井内速度測定資料は全坑井 (Duyong 1号井～3号井) 得られているのでこれ等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.15-1-1 及び Fig.15-1-2 に示されている。

4.11.2 油層解析

地層対比の結果に基づき各坑井の各貯留層について行なわれた、DST、FITの結果を用い圧力、流体の分布状況を要約すると Table 15-3-1 の如くなる。

この結果によると、まず圧力の連続性に疑問が持たれる。これを裏付ける如く、流体の性質も隣接する2坑井間構造の上部の方がわずかながらも重くなっている。

従って、Test Data に基くと各層の坑井間の連続性は認め難い。然しながら、次の観点から今後の探鉱活動の際、この問題を見直す

必要がある。

まず Pressure Gauge の Reliability と誤差のオーダーの問題である。通常 D S T を行う場合 Test 中の諸々のショック（揚降管及び Initial Flow 時）に耐える様使用される Gauge は充分 Stout に作られている反面、精度の面で問題がある。更に又、この Field の如く、5,000 Psig をこえている様な場合には Pressure Range の広い従って誤差の大きい Gauge が使用される。

この点で測定された圧力値を全面的に信ずる事は出来ない。

油層流体の性質についても Sampling 時の条件即ち Sample 直前迄の Flow の状況と Well Cleaning の状態、Stabilize された坑内状況か否か Sample 後の試料の Preserve 等々によって結果は大巾に影響を受ける。

上記の如く種々問題があるので現在迄の資料で直ちにこの Field について Pessimistic な結論は下せない。

巨大な貯留層の広がりが予想されるので、まず Appraisal Well により詳細な資料を集め、分析する必要がある。

4.12. Anding Field

4.12.1. 地質概略

16 構造のうちの最南部、Sotong Field の南東 20 Km に位置している。Trengganu Shale の下に貯留層の砂岩層が発達しており、a 層と b 層を区別した（Table 16-2-1）。

Sotong におけると同様に a 層は Deltaic な環境で堆積したと考えられる岩相の側方変化が大きく、かつ泥質で Clean とは言い難い。b 層は基盤に近づくため連続性は不明で 1 号井では 20 ft の単層としてあるが、2 号井では 10 ft ほどの頁岩泥質砂岩の互層として認められる。

a₂ 層準での構造図を Fig.16-2-1 に、南北断面図を Fig.16-2-2 に示す。a 層においては、1 号井より 2 号井における方が、構造

的に高位にあり、東西 2 Km および南北 1 Km の Closure を形成している。しかし、ジュラ紀の地層からなる基盤は両井によって到達されており、1号井において 240 ft だけ浅くなっている、それに従い油層の b 層も 2号井よりも浅い。

しかし b 層の坑井間対比は確定的ではない。

(震探解析)

解析の対象とした層準はゾーン a₂ のトップである。

使用した記録断面図は Petty - Ray 社によって処理されたもののみである。これは他の記録断面図では反射の質が悪いため解析結果の信頼度をなるべく落さないよう他のものを除外した。又使用されたものでも記録の質は全般的にあまり良好とはいえない。

反射走時の深度への変換は Anding 1号井及び2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.16-1-1 及び Fig.16-1-2 に示されている。

4.12.2. 油層解析

構造の頂部に掘られた 2号井の資料より Productive Zone は a₁ ~ a₃ の砂層であって a₁ 層 (約 10 ft) は軽質の油を生産するも a₂ ~ a₃ 層はガス/ガスコンデンセート Reservoir である。

この中でいちばん薄い (8 ft) a₃ 層以外は Oil Water Contact がそれぞれについて確認出来、又 a₃ 層にあっても短時間の DST でかなりの Water Cut をみているので 2号井で確認された最終深度 ODT と実際の Oil Water Contact とは大差ない事が予想される。

2号井より僅か Down Dip の位置にある 1号井の位置にあつて、上記の 5枚の層が全部 Non-Productive である事より Areal Extent が 2号井周辺にかぎられ、ガス層としては非常に規模の小さいものである事が確認できる。推定される個々の層の埋蔵量 (確認) を Table A-2 に示した。

5. 結論と勧告

1. Bekok, Pulai, Seligi そして Tapis フィールドは短期開発計画の“開発されるべきフィールド”の範疇に入る。
2. Bekok, Pulai, Seligi をまとめて開発すべきであると考えられる。しかるに Tapis フィールドは他のフィールドとは別に開発されることになる。
3. 初期の勧められるべき最大日産量は各々のフィールドについて次のように見積られた。

Bekok	フィールド	60	MSTB/D
Pulai	フィールド	12.9	
Seligi (A)	フィールド	15	
(B)	フィールド	21	
Tapis	フィールド	54.75	

Seligi (B) フィールドと Tapis フィールドの炭化水素埋蔵量を見積る際に不確実な要素がある。

再評価を追加データが利用できるようになった時にすべきであると考えられる。

4. 随伴ガスを使用するという観点から Bekok フィールドに対しては制限されたガス生産を適用した。

平均 150 MMSCF/D が Bekok-Pulai フィールドから生産されると予測される。

5. Duyong フィールドは Sotong, Duyong そして Anding フィールドの総合開発をはじめるにあたって重要な約割を演じられると思われる。追加の3本の探査井が油層の連続性に関する情報を得るために Duyong フィールドで掘られることが必要であると考えられる。

Sotong フィールドの生産ガス油比は生産の初期から高く他の Field と結合された開発がもっとも良い開発方法であると思われる。

6. Jerneh フィールドはマレイ半島北部の各フィールドのうち最も大きなガス埋蔵量を持っていると見積られた。

ガス処理施設に必要とされる費用から判断して、さらに探査活動を行うことによって他のフィールドとは別に開発するか他のFieldと結びつけて開発するかの決定がなされるべきである。

Bintang フィールドは Jerneh と結んで開発するには良い位置にあるが現在までガス生産能力に関するデータが集められていない。

Jerneh 砂層以外の層についての生産テストは現在まで行われていないのでこれらの層に対する生産テストが必要である。

Jerneh 砂層に対するガスの生産計画がこのレポートで試案としてたてられた。

下記の事項が実際のフィールド作業で勧められる。

- (1) 個々のフィールドの主要な生産層で特殊コア試験のデータを集めるべきである。

これらのデータは挙動予測は言いに及ばず最も効果的な二次回収方法を定めるためには必要なものである。

- (2) 実際に応用された坑井仕上げを通して採取されたサンプルに対して特殊流体試験がなされるべきである。

これらのデータは最適な作業条件（セパレーターの温度・圧力）を定め結果として回収可能な油の量を増加させる助けとなる。セパレーターリキッドと遊離ガスの分析は相平衡計算による作業条件下での流体の性質の見積りに不可欠である。

- (3) 詳しい生産テストが坑井仕上げの時に求められている

最低3種類のチョークサイズがテストをするときには必要である。ドロー・ダウンと生産能力と生産ガス油比のデータは得られなければならない。このデータは最適生産量を決定する時有益である。

- (4) 現在の状態では水押しや油置換機構を量的に予測することは困難である。

定期的にフィールドの平均油層圧力を測ることが必要であり、ガス・油の累積生産量に対する圧力挙動の分析が必要である。

(6) 将来適用されるべき二次回収法について述べる時期ではないが次のデータは生産の初期に集められなければならない。

- (a) 特殊コア試験
- (b) 特殊流体分析
- (c) 圧力挙動
- (d) 水源又はガスの存在

PART B 生產施設

1. 施 設 計 画

マレー半島東部には、数多くの海洋油、ガスフィールドが点在している。

油層評価の結果により、今回のスタディの為、これらのフィールドのうち対象フィールドを次の4つのカテゴリーに分けて選んだ。

- Bekok, Pulai, Seligi フィールドを共同開発する。
- Tapis を単独フィールドとして開発する。
- Bekok および Pulai のガスを利用する。
- Tapis および Jerneh のガスを利用する。

後の2つはガス利用のカテゴリーである。Tapis および Jerneh は探鉱開発段階において他の油、ガス田と異っており、従ってこれらについては別々のカテゴリーとして扱った。

このことが、Tapis 油田および Jerneh ガス田を、他の油、ガス田と共同して開発する可能性について考慮しなかつた理由である。従ってこの可能性について、これらの油、ガス田の探鉱開発段階が将来進捗した時点で検討すべきである。ここで留意すべきことは、これらの油、ガス田に対する概念設計は他の油田についての設計データとは質の異なるデータを基にした予備的なものということであり従って facilities arrangement のみを参考に供するにとどめる。

1.1 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。

ここには全ての油、ガス田に共通する設計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。

1.1.1 収集資料に基づく設計条件

(1) 原油ガス田位置図

原油ガス田の位置図を Fig 3 0 - 9 - 1 に示す。

(2) 気象及び海象資料

大気温度	最 高	1 1 0° F
	最 低	6 5° F
海水温度 (海底)	最 低	6 0° F
相対湿度	最 高	9 0 %

(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。

以下は、その最大水深である。

油田名	最大水深 (フイート)
Bekok	2 3 4
Pulai	2 4 5
Seligi	2 4 8
Tapis	2 2 5
Jerneh	2 0 5

(4) 海底土質

ペトロナス提出の資料に合致した概念設計になるようにプラットフォーム下の土質を考慮する。

プラットフォーム設計のためには、収集した土質資料中の平均的な値を仮に採用する。

1.1.2 想定設計条件

(1) ガス利用

Bekok および Pulai フィールドのガス利用は、1 5 0 百万 SCFD を 2 0 年間化学肥料工場および発電所に供給する計画とする。施設の範囲は Dungun 附近の海岸線までとし、以降の陸上施設は考慮しないものとする。

(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

1.1.3 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。

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

また、貯油タンクの数は受入、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。

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

(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150 PSIG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。

1.2 概念設計

1.2.1 Bekok, Pulai および Seligi 油田

(1) 設計基礎データ

1) 生産量と坑井数

油田名	生産量(BPD)	坑井数
Bekok	6 0, 0 0 0	3 0
Seligi (A)	1 5, 0 0 0	8
Seligi (B)	2 1, 0 0 0	1 1
Pulai	1 5, 0 0 0	8

2) 原油の性状

油田名	API比重	粘度(60 °F) C.P.	最大ガス油比 (SCF/STB)
Bekok	4 7	3	1, 5 0 0
Seligi	4 5	4	8 0 0
Pulai	4 2	5	3 0 0

3) ガス圧入施設に関する考慮

現段階においては油層圧維持のためのガス圧入が将来必要となるかどうかを決定する事は難しい。しかしながら Bekok フィールドについては、この可能性があるので、ガス圧入コンプレッサーおよび圧入井等に必要と考えられるプラットフォーム上のスペースについて考慮することにした。

(2) 概念設計

Bekok, Pulai および Seligi フィールドの位置関係は、Fig 30-9-1に示してある。これらの操業補修の中心となる Bekok フィールドは Dungun より東に約 1 4 4 マイルの所に位置する。

マレー半島沖油田群の総合的な開発のための設計を行なうにあたり明らかに不適当と思われる開発ケースを削除した後に油層評価の結果、地理的条件、経済性それに、操業上の考慮から以下に述べるケースを選択した。最適なケースを選択するのに必要とされる経済検討のための入力データを得るために、各ケースについて生産設備

の概念設計を行なった後、投資額および操業費をあらかじめ作成した単位価格に基づいて算出した。

1) ケース設定

以下に述べる4つのケースは、Bekok, Pulai および Seligi フィールドにおいて考えられる開発計画の中から選定したものである。生産形態の最も大きな違いは原油の搬出方法にある。

a ケース I A — 海上貯油方式

これは、Bekok フィールド内の洋上で、タンカーへの積出し設備をそなえるバージに貯油する方式で、次の様な油田がその開発対象である。

- Bekok
- Seligi (A) & (B)
- Pulai

原油はガスを分離した後ポンプで Bekok フィールドに送る。その後、Bekok フィールド内に係留され、well and production platform と海底パイプラインで接続されている海上貯油バージに貯蔵し、S A L M を通してタンカーに積み込む。

facilities arrangement と block flow diagram を Fig

17-5-1 および Fig 17-5-2 にそれぞれ示す。

b ケース I B — 陸上貯油方式

これは、従来の S B M を使った積み込み設備を伴った陸上貯油方式のケースでパイプラインを陸まで布設する。

このケースの対象フィールドは下記の通りである。

- Bekok
- Seligi (A) & (B)
- Pulai

集められた原油を陸上貯油基地に transmission line を通じて送り、その後 S B M によりタンカーに積み込む。

facilities arrangement と block flow diagram をそれぞれ

Fig 1 7 - 5 - 3 および Fig 1 7 - 5 - 4 に示す。

c ケース II - Saligi (B) を除外した海上貯油方式

このケースは、ケース I A と対象フィールドが異なる以外はほぼ同じであり対象となるフィールドは以下の通りである。

- Bekok
- Seligi (A)
- Pulai

facilities arrangement と block flow diagram をそれぞれ

Fig 1 7 - 5 - 5 および Fig 1 7 - 5 - 6 に示す。

d ケース III - Seligi を除外した海上貯油方式

このケースは対象フィールドを除けば、ケース I A に似ている。この場合対象となるフィールドは下記の通りである。

- Bekok
- Pulai

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。

2) 生産施設の概要

各ケースごとに投資額、操業費、生産量が異なるので有利なケースの選択は、経済検討の後に成されなければならない。単純に投資額だけで比較するのはこの場合不適當である。投資額と操業費は全てのケースについて算出し、これらに基づいて経済検討を行なったが、この結果に基づき各ケースの中で記述することが無意味であると思われるケースを除外することができる。後に示す経済検討の結果によると、ケース I A が最も有利である。そこでこの施設に関して記述する。

a ケース I A - 海上貯油方式

以下の 3 フィールドの生産施設は次の通りである。

Bekok フィールド

6 脚 riser platform

(BER-A) ... 1

8 脚 well platform	(BEW-A) ...	1
8 脚 production platform	(BEP-A) ...	1
8 脚 well and production platform	(BEWP-A) ...	1
3 脚 flare jacket	(BEV-AおよびB) ...	2
海上貯油および出荷設備		1
海底パイプライン		
Seligi フィールド		
8 脚 well and production platform	(SEWP-AおよびB) ...	2
3 脚 flare jacket	(SEV-AおよびB) ...	2
海底パイプライン		
Pulai フィールド		
8 脚 well and production platform	(PUWP-A) ...	1
3 脚 flare jacket	(PUV-A) ...	1
海底パイプライン		

これらの施設の major equipment list を Table

17-5-1 に示す。

(1) Bekok フィールド

(a) 6 脚 Riser Platform

6 脚 riser platform (BER-A) を Bekok フィールド内の production platform 近くに設置する。BER-A には各フィールドから出入りする原油、ガスパイプラインの操業に必要な sphere receiver と launcher および関連設備がある。

(b) 8 脚 Well Platform

well platform (BEW-A) は、8 脚構造で 20 坑用に設計している。BEW-A は、production platform、compressor platform と橋で接続し掘削リグ、居住施設、ユーティリティー設備を塔載する。この platform において 15 本の油生産井と 2 本のガス生産井を掘削する。また将来必要

になる可能性のあるガス圧入井のために 2 坑井分の slot が使用可能である。ガス生産井に関しては後述する。

typical plan and elevation を Fig 3 0 - 5 - 1 7 に示す。

(c) 8 脚 Production Platform

production platform (B E P - A) は、8 脚構造である。B E P - A には原油生産設備が据え付けられ、3 0 千 B P D の処理能力を有する。又、ガス圧入用のコンプレッサーを据え付ける場所がデッキの上に設けてある。

原油を well platform からこの platform へ、パイプを通して送り、ここでガスが分離され、その後原油をパイプで送り、riser platform を経由し、そこで他の油田から集められた油と混合して、貯油パーシに至る。

この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 - 2、Fig 3 0 - 5 - 1 0、Fig 3 0 - 5 - 1 4 に示す。

(d) 8 脚 Well and Production Platform

well and production platform (B E W P - A) を生産井の掘削と原油の生産の為に設置する。このプラットフォームは、8 脚構造で self-contained drilling rig と付帯設備が搭載できる様になつている。また 3 0 千 B P D の処理能力をもつ生産設備も搭載してある。ガスを分離した油はポンプで送り出し、海底パイプラインを通つて riser platform に至る。この 6 インチ海底パイプラインは、このプラットフォームと riser platform の間に布設する。この platform 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 - 2、Fig 3 0 - 5 - 1 0 および Fig 3 0 - 5 - 1 8 に示す。

(e) 3脚 Flare Jacket

ガスを放出、燃焼させる、tripod型 flare jacket

(BEV-AおよびB)を設置する。

(f) 海上貯油出荷施設

海上貯油出荷施設は2基のSALMおよび貯油バージから成り1基のSALMは貯油バージ用であり、もう1基は来航タンカー用のものである。貯油バージは、1.4百万BBLの貯蔵能力をもち230フィートの水深のSALMに係留する。

(II) Seligi フィールド

(a) 8脚 Well & Production Platform

このwell and production platform(SEWP-A)を、生産井掘削と原油生産の為にseligi(A)ブロックに設置する。その構造は8脚でself-contained drillingとその付帯設備が搭載出来るようになっている。

このプラットフォームは、15千BPDの処理能力の生産設備を有する。

ガスを分離した原油をこのプラットフォーム上で、pulaiフィールドよりの原油に加える。そして、油はポンプで昇圧し、Bekokにあるriser platformに海底パイプラインで輸送する。この10インチ海底パイプラインは、このSEWP-AからBER-Aの間に布設する。

この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 30-5-2、Fig 30-5-10、Fig 30-5-18に示す。

(b) 8脚 Well and Production Platform

このwell and production platform(SEWP-B)は、seligi(B)ブロックに置かれ8脚構造である。21千BPDの処理能力がある。この原油を6インチ海底パイプラインを

通し、SEWP-Aにポンプで輸送する。

この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 30-5-2、Fig 30-5-10、Fig 30-5-18に示す。

(c) 3脚 Flare Jacket

seligi フィールドに、原油から分離されたガスを大気放出させる為の2つの tripod 型の flare jacket を設置する。

これらの flare jacket は SEWP-A、SEWP-B のそれぞれに1つずつ付属している。

(iii) Pulai フィールド

(a) 8脚 Well and Production Platform

この well and production platform(PUWP-A)を、生産井掘削とガス、油生産の為に設置する。

その構造は8脚で self-contained drilling rig と付属設備が搭載出来るようになっている。

これは8本の油生産井と2本のガス生産井が掘削出来る様、設計してある。又、15千BPDの処理能力をもつ生産施設、居住施設とユーティリティ設備が付属している。

ガスを分離後、油は、6インチの海底パイプラインを通過して、BEWP-Aにポンプで輸送する。

この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 30-5-2、Fig 30-5-10、Fig 30-5-18に示す。

(b) 3脚 Flare Jacket

tripod 型 flare jacket を随伴ガスそして緊急時には遊離ガスをも放出できるように PUWP-A に隣接して設置する。

1.2.2 Tapis 油田

(1) 設計基礎データ

1) 原油生産量と坑井数

生産量 : 55,000 BPD

坑井数 : 28

2) 原油の性状

比重 : 40° API

粘度(想定値) : 6 CP (60°F)

ガス油比 : 3,000 SCF/STB

3) ガスの性状

比重(想定値) : 0.85 (空気=1)

粘度(想定値) : 0.009 CP (60°F)

(2) 概念設計

Tapis 油田の位置を Fig 30-9-1 に示す。

Tapis 油田開発の概念設計を行なう為のケース設定は、以下の如く行なった。

1) ケース設定

a ケース I A — 海上貯油方式

原油を1基の well and production platform と海底パイプラインで結ばれた海上貯油バージに貯える。

facilities arrangement および block flow diagram をそれぞれ Fig 18-5-1 および Fig 18-5-2 に示す。

b ケース I B — 陸上貯油方式

原油を、Dungun 地区に想定した陸上貯油基地にポンプ輸送し、さらに SBM を経由してタンカーに積み込む。

facilities arrangement と block flow diagram をそれぞれ Fig 18-5-3 および Fig 18-5-4 に示す。

2) 生産施設の概要

両ケースの比較において最適ケースの選択は、それぞれの投

資額はもちろん操業費用が違うので、初期投資額だけでは、選
択できず、経済検討をしたのちに成さなければならない。

この理由により投資額と操業費用は、2つのケースそれぞれ
につき算出し、これに基づいて経済検討を行なった。

経済検討の結果は、後述するがこれによると、ケース I A の方
が有利である。そこで施設についての記述は、このケース I A
について行なうが、このケースにおける生産設備の説明により、
他のケースの場合の設備の説明もほぼ網羅している。

Tapis 油田における原油生産の施設は、以下の通りである。

8 脚 well and production platform	(TAWP-A)	...	1
6 脚 well and production platform	(TAWP-BおよびC)	...	2
3 脚 flare jacket	(TAV-A、BおよびC)	...	3
海上貯油および出荷設備		...	1
海底パイプライン			

major equipment list を簡単な仕様と共に Table 1 8 - 5 -
1 に示す。

a 8 脚 Well and Production Platform

well and production platform(T A W P - A) を、生産井
の掘削と生産の為に据え付ける。このプラットフォームは、掘
削リグおよび付帯設備を備えた 8 脚 self-contained type
structure である。

また、25千BPDの処理能力をもつ生産施設と居住ユーティ
リティ設備が付属している。

この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 - 2、Fig 3 0 - 5 - 1 0
Fig 3 0 - 5 - 1 8 に示す。

b 6 脚 Well and Production Platform

この well and production platform (TAWP-B、TAWP-C)

を生産井の掘削と、生産のために設置する。

このプラットフォームは、6脚 tender type structure であり、15千BPDの処理能力を備えている。

これらの2つのプラットフォームは殆んど同じで、8本の生産井を掘削できる様に設計してある。

この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 30-5-2、Fig 30-5-10 Fig 30-5-16 に示す。

TAWP-B、TAWP-Cで生産された油は、ガスを分離後、海底パイプラインにより、TAWP-Aへ送る。そのため2本の6インチ海底パイプラインをTAWP-AとTAWP-Bの間、TAWP-Aと、TAWP-Cの間に、それぞれ敷設する。

c 3脚 Flare Jacket

Tapis 油田内に分離ガス放出の為の、tripod 型 flare jacket (TAV-A、TAV-BおよびTAV-C)を3基設置する。

これらは、TAWP-A、TAWP-BおよびTAWP-Cにそれぞれ1つずつ隣接して設置する。

d 海上貯油および出荷設備

海上貯油および出荷設備は、2基のSALMと海上貯油バージより成る。

1基のSALMはバージ用で、もう1基は来航タンカー用である。

1.2百万バレルの貯油能力を有する海上貯油バージを水深225フィートのSALMに係留する。

1.2.3 Bekok および Pulai フィールドのガス利用

(1) 設計基礎データ

1) 生産量

フィールド名	設計生産量 (MMSCFD)
Bekok	1 3 0
Pulai	6 0

2) ガスの性状

ガスの性状に関する資料を現時点では得られないため両フィールドについて以下のように推定した。

比重	:	0.85 (空気 = 1)
粘度	:	0.015 CP (100°F)

3) 坑井数

遊離ガス生産に関して、その生産井の数は、それぞれの坑井が20年間30百万SCFDのガスを生産するとして、以下の本数とした。

Bekok	:	2
Pulai	:	2

(2) 概念設計

マレー半島地区のガス利用のための概念設計をDungun地区に想定した陸上の化学肥料工場と発電所へ、海上のプラットフォームで生産する随伴ガスと遊離ガスを集めて処理し、その後、陸上まで輸送する施設に関して行なつた。

Seligi フィールドは、油の生産期間が短く、これに伴なつて生産される随伴ガスの生産年数も短いので、このフィールドをBekok および Pulai フィールドのガス利用計画に組み入れると、ガスコストは明らかに高くなる。

従つて、Seligi フィールドからのガスは今回のガス利用からは、除外している。

1) Bekok および Pulai フィールドを組み合せた開発

Bekok と Pulai フィールドで生産された随伴ガスは、優先的に陸上のプラントへ供給し、おのおののフィールドの遊離ガスの生産は、不足分を補うために生産するものとする。

両フィールドから生産されるガスの総量は 150 百万 SCFD で、着圧を 200 PSIG と想定したガスは、20 年間にわたつて Dungun 地区の陸上プラントに送るものとする。

facilities arrangement と block flow diagram をそれぞれ Fig 19-5-1 と 19-5-2 に示す。

3) 生産施設の概要

2つのフィールドのガス生産方式に関する設備は、以下の通り。

Bekok フィールド

8脚 Production and Compressor Platform (BEPC-A)・・・1

海底パイプライン

Pulai フィールド

8脚 Production and Compressor Platform (PUFC-A)・・・1

海底パイプライン

major equipment list を簡単な仕様と共に Table 19-5-1 に示す。

a Bekok フィールド

(1) 8脚 Production and Compressor Platform

production and compressor platform (BEPC-A) は、8脚構造である。このプラットフォームの上部デッキにはガスタービンによつて駆動されるコンプレッサーを据え付ける。下部デッキには、コンプレッサー用の冷却器と補機を据え付ける。また、130 百万 SCDF の処理能力をもつガス生産設備もこのプラットフォーム上に据え付ける。

このプラットフォームの typical mechanical flow diagram および typical plan and elevation を Fig 30-5-6 と Fig 30-5-25 に示し、typical utility and diagram

を Fig 3 0 - 5 - 1 0 と Fig 3 0 - 5 - 1 2 に示す。

2 4 インチの transmission line を riser platform (BER - A) から、Dungun 地区の海岸まで約 1 4 4 マイルにわたって敷設する。

また、1 6 インチの gathering line を Bekok フィールドの B E W P - A から B E R - A まで、約 3 マイルにわたって敷設する。

b Pulai フィールド

(1) 8 脚 Production and Compressor Platform

production and compressor platform (P U P C - A) は、8 脚構造である。コンプレッサーを上部デツキに据え付け、ガスタービンによつて駆動する。

下部デツキには、冷却器と補機を据え付ける。また、このプラットフォーム上には、6 0 百万 S C F D の処理能力をもつ生産設備を据え付ける。このプラットフォームの typical mechanical flow diagram および typical plan and elevation をそれぞれ Fig 3 0 - 5 - 6 と Fig 3 0 - 5 - 2 5 に、utility flow diagram を Fig 3 0 - 5 - 1 0 と Fig 3 0 - 5 - 1 2 にわたつて示す。

1 2 インチの gathering line を、P U P C - A と B E R - A の間に敷設する。

1.2.4 Tapis 油田のガス利用

Tapis 油田から産出する随伴ガスを利用するための最も好ましい方法は、Bekok 油田にガスラインを接続することであると考えられる。しかし、利用し得るガス量を確認するには、さらに多くの試掘井が必要と考えられるので、現時点では、Tapis 油田については、他の油田と一緒にして生産する案からははずしてある。

従つて、Tapis 油田のガス利用についても、もつとも可能性のある Bekok 油田結合方式についての検討のみを行い、参考までに投資額を算出した。ガス利用のための施設能力は 50 百万 SCFD と設定した。

このガス生産システムは下記施設からなるものとする。

6 脚 compressor platform (TAC-A)	1
8 インチ gas gathering line	2
10 インチ gas transmission line	1

facilities arrangement および block flow diagram を、Fig 20-5-1 および Fig 20-5-2 に示す。

また、この施設に対する投資額を算出し、下記要約した。

海上プラットフォーム	M\$	13,360,000
海上生産設備		6,177,000
海底パイプライン		12,654,000
その他		7,115,000
合計	M\$	39,306,000

注) 「その他」の項には、設計費、操業前費、臨時費を含む。

1.2.5 Jerneh ガス田

Jerneh ガス田は Fig 3 0 - 9 - 1 に示すようにマレー半島の東岸から 82 マイルの所に位置する。Jerneh ガス田のガス利用については、その地域の探鉱作業をさらに進めたのちに考慮すべきであろう。従つて、参考までに投資額の算定を行うにとどめた。

このガス田から算出するガスを 240 百万 SCFD と設定し、この量を施設の稼働能力とした。Jerneh ガス田より産出するガスは、ここから最も近い陸上地点である Merang 岬に輸送するものと設定した。

Jerneh ガス田のガス生産システムは、下記施設からなる。

8 脚 well and production platform(JEWP-A)1
6 脚 well and production platform(JEWP-B)1
4 脚 compressor platform (JEC-A)1
22 インチ gas gathering line1
26 インチ gas transmission line1

facilities arrangement および block flow diagram を Fig

2 1 - 5 - 1 および Fig 2 1 - 5 - 2 に示す。

この施設に対する投資額を算出し、下記に要約した。

生産井	M\$	3 2,5 1 2,0 0 0
海上プラットフォーム		4 4,5 4 4,0 0 0
海上生産設備		5 1,2 7 5,0 0 0
海底パイプライン		1 0 3,2 0 8,0 0 0
その他		5 1,1 7 1,0 0 0
合計	M\$	2 8 2,7 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。

2. 結論と勧告

下記に示すようにマレイ半島地区の油・ガス田を開発する際、単独フィールドの開発または組み合わせた幾つかのフィールドの開発に対して代替案を検討した。

代替ケースに対する概念設計を Part A の部分で予想している生産挙動に合わせて実行した。概念設計の結果、flow diagram および facilities layout 等を用意した。

Bekok, Pulai および Seligi グループ (原油)

Tapis (原油)

Bekok および Pulai グループ (ガス)

Tapis (ガス)

Jerneh (ガス)

(1) 開発待機油・ガス田計画

1) Bekok, Pulai および Seligi フィールド (原油)

これらのフィールドに対しては、組み合わせて開発する計画を選択した。最大予測生産量は 109.2 千 B P D である。

主な施設は well and production platform, 海上貯油出荷施設および海底パイプラインである。

2) Tapis フィールド (原油)

Tapis フィールドは開発段階が上のフィールドとは違っているため、組み合わせて考えることができなかつた。それ故、将来このフィールドの開発段階が進んだ時点で組み合わせて開発する可能性を研究すべきである。最大生産量を 53.85 千 B P D と予測する。主な施設は well and production platform, 海上貯油出荷施設および海底パイプラインである。

3) Bekok および Pulai フィールド (ガス)

前述のフィールドの油の開発計画において、Bekok および Pulai フィールドから生産された随伴ガスを両フィールドからの遊離ガスの生産を調整する事により優先的に陸上プラントへ供給する。両フ

フィールドからのガスの生産量を150 MMSCFD と予測し、20年間にわたり一定に保つものとする。主な施設は production and compressor platform と海底パイプラインである。

4) Tapis フィールド (ガス)

現在は若干の不確定要素を持つているが、Tapis フィールドは莫大な随伴ガス源となり、Bekok フィールドに接続される可能性がある。主な施設は compressor platform および海底パイプラインである。

(2) 未開発ガス田の開発

1) Jerneh フィールド

Jerneh ガス田のガス埋蔵量と生産に関してはあまり不明確な点はないが、開発計画は延期することを推奨する。

100マイル以上にも及ぶ transmission line のコストを考慮に入れて、隣接する Bintang 等のフィールドを組み合わせて開発する事を強く奨める。

PART C コストの算定および経済検討

1. コストの算定

1.1 コストの算定基礎共通事項

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): $C5 \times 10\%$

維持管理費

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 : パイプラインを除く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入し、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 Bekok, Pulau および Seligi 油田

(1) コストの算定基礎

これらの油田の投資額と操業費は、1.1に記載した積算方式と、基礎コストデータを基に算定した。操業組織は、ケース I A、I B および II については、Fig 3 1 - 6 - 4、ケース III については、Fig 3 1 - 6 - 3 に示す如く設定した。

(2) 投資額の算定

4つのケースが考えられ、各ケースに対する投資額は、次の通りである。その内訳を Table 1 7 - 6 - 1 に示した。

ケース I A	M \$	7 3 5, 4 3 6, 0 0 0
ケース I B	M \$	7 8 8, 0 8 5, 0 0 0
ケース II	M \$	6 3 5, 8 0 4, 0 0 0
ケース III	M \$	5 0 9, 3 2 1, 0 0 0

(3) 年間操業費の算定

個々のケースにつき算出した年間操業費は、それぞれ異なる。この理由は、下記の如くである。

- ・ 原油生産量の変動による化学薬品費の変化
- ・ 油田枯渇後、必要がなくなる補修維持費、消耗品費、および保険費の変化
- ・ tug boat を除いた請負契約費、直接人件費の変化

原油生産と同時に遊離ガスの生産を行なうために、原油生産とガス生産とで、操業費の配分が必要となるが、これらのコストについては、熱量単位による生産量比で配分することにした。

各ケースに対する年間操業費は、Table 1 7 - 6 - 2 ~ 5 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 I A (最適ケース) についてのみ Fig 1 7 - 6 - 1 に示した。それぞれについての投資計画を、Table 1 7 - 6 - 6 ~ 9 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。

self-contained drilling rig	4
derrick barge(500トン用)	2
lay barge	2

1.2.2 Tapis 油田

(1) コストの算定基礎

この油田の投資額と操業費は、1.1に述べた積算方式と基礎コストデータを基に算出され、操業組織を、Fig 3 1-6-2に示す如く設定した。

(2) 投資額の算定

各ケースに対する投資額は下記の通りである。その内訳をTable 1 8-6-1に示した。

ケース I A	M \$	4 0 7, 7 3 6, 0 0 0
ケース I B	M \$	4 5 3, 7 0 5, 0 0 0

(3) 年間操業費

算定した年間操業費は油の生産量の変化に比例した化学薬品費の変化によつて経年変化する。

個々のケースの各年の操業費およびその内訳をTable 1 8-6-2、3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 I A (最適ケース) についてのみ、Fig 1 8-6-1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 8-6-4に示す。ただし、下記の装置および建設機材を使用出来るものとした。参考としてケース I Bの投資計画をTable 1 8-6-5に示す。

tender assisted drilling rig	1
self-contained drilling rig	1
derrick barge (500トン用)	1
lay barge	1

1.2.3 Bekok および Pulai フィールドのガス利用

(1) コストの算定基礎

これらのフィールドの投資額と操業費を 1.1 に記載した積算方式と基礎コストデータを基に算出した。これらフィールドの操業組織を Fig 3 1 - 6 - 4 に示す如く設定した。

(2) 投資額の算定

これらフィールドの投資額は M \$ 2 9 1. 7 2 8 百万と算出した。その内訳を Table 1 9 - 6 - 1 に示す。

(3) 年間操業費の算定

算出した年間操業費は年別に異なる。この理由は下記の如くである。

- 油生産量の変動による化学薬品費の変化
- 油田枯渇後必要がなくなる補修維持費、消耗品費および保険費の変化
- tug boat を除いた請負契約費、直接人件費の変化

原油生産と同時に遊離ガスの生産を行なうため、原油生産と、ガス生産とで操業費用の配分が必要となるが、これらのコストについては、熱量単位による生産量比で配分することにした。

年間操業費を Table 1 9 - 6 - 2 に示す。

(4) 工事計画および投資計画

工事計画表および投資計画表を作成し、各々、Fig 1 9 - 6 - 1 および Table 1 9 - 6 - 3 に示した。

但し、下記の装置および建設機材を使用するものとした。

self-contained drilling	1
derrick barge (5 0 0 トン用)	1
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ベトロナスおよび操業会社別の収益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、下流部門の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 40.3° API を越える油種に対しては、基準価格 M\$ 3 2 0 0

(US \$ 1 2 . 6 0) / パレルに M ¢ 7 . 6 2 (U S ¢ 3) / °API
を加える。

b 3 6 . 4 °API を下まわる油種に対しては、基準価格 M\$31.88
(US \$ 1 2 . 5 5) / パレルから M ¢ 7 . 6 2 (U S ¢ 3) /
°API を減じる。

c 3 6 . 4 °API と 4 0 . 3 °API の間の油種に対しては、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(5万BPD以上)	M\$ 5百万
・ 割引率	5%、10%、15%

2.1.2 ガス

(1) ガス・コストの算定式

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、これには販売価格を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 Bekok 油田、Pulai 油田および Seligi 油田に対して4ケース、Tapis 油田に対し2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 Bekok, Pulai および Seligi 油田

ケース I A : Bekok, Pulai および Seligi (A、B)

海上貯油方式

ケース I B : Bekok, Pulai および Seligi (A、B)

陸上貯油方式

ケース II : Bekok, Pulai および Seligi (A)

海上貯油方式

ケース III : Bekok および Pulai

海上貯油方式

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 17-6-10~13 に示す。次に各ケースについて述べる。

ケース I A : 全て海上で操業するため操業費が高いが、パイプラインを敷設する場合より投資額が低い。操業会社のキャッシュ・フローを見ると、最大利益が得られる年度はプロジェクト開始後 14 年目 (生産開始後 11 年目) であり、その DCF ROR は 21.04% 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。

ケース I B : パイプラインを敷設するための投資額は高いが、生産原油を陸上で処理するため操業費は低い。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 17 年目 (生産開始後 14 年目) であり、その DCF ROR は 19.42% 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。

ケース II : 上記ケース I A、B に比較し、Seligi B Block を除いたので生産量が少なく投資額も低い。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 15 年目 (生産開始後 12 年目) であり、その DCF ROR は 19.78% 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。

ケース III : このケースは Seligi A、B Block を除いたので生産量が最も少なく投資額も低い。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 15 年目 (生産開始後 12 年目) であり、その DCF ROR は 20.77% 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 4 ケースを比較すると、操業会社のキャッシュ・フローから見て、ケース I A が 21.04% の DCF ROR で最大であり、より有利

であると言える。ただし、ケース I A を採用した場合でも、操業会社の収益は最大収益を得る 14 年目以降悪化していく。

2.2.2 Tapis 油田

ケース I A : 海上貯油方式

ケース I B : 陸上貯油方式

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 8 - 6 - 6、7 に示す。Tapis 油田の単独開発について、海上貯油方式と陸上貯油方式の収益性の検討を行う。次に各ケースについて述べる。

ケース I A : 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のはプロジェクト最終年の 9 年目（生産開始後 6 年目）であり、その DCF ROR の値は 15.05% である。

ケース I B : 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のはプロジェクト最終年の 9 年目（生産開始後 6 年目）であり、その DCF ROR の値は 12.51% である。

以上の 2 ケースを比較すると、DCF ROR の値がプロジェクト期間全体にわたって高いケース I A の方がより有利である。

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生産物分与契約に基づく結果を Table 19-6-4 に添付する。

2.3.1 Bekok および Pulai フィールドのガス利用

Bekok フィールドおよび Pulai フィールドに対して次の 1 ケースについて割引率別ガス・コストが算定された。

ケース I A : 海上でガスを圧縮し陸へ輸送するケース

	割 引 率				
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
ガス・コスト	45.7	62.2	83.8	109.7	139.1

(M ϕ /1000SCF)

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および投資額が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 - 6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 Bekok, Pulai および Seligi 油田

ケース I A	生産量	-20%、	-10%、	0%				
	DCF ROR(%)	14.76	18.62	21.04				
	販売価格	-20%、	-10%、	0%、	10%、	20%		
	DCF ROR(%)	14.67	18.53	21.04	23.40	25.60		
	投資額	-20%、	-10%、	0%、	10%、	20%		
	DCF ROR(%)	26.29	23.46	21.04	18.98	17.09		

2.4.2 Tapis 油田

ケース I A	生産量	-20%、	-10%、	0%				
	DCF ROR(%)	5.56	10.63	15.05				
	販売価格	-20%、	-10%、	0%、	10%、	20%		
	DCF ROR(%)	5.56	10.43	15.05	19.30	21.76		
	投資額	-20%、	-10%、	0%、	10%、	20%		
	DCF ROR(%)	22.30	18.91	15.05	11.69	8.75		

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つたケースにつき投資額および毎年の操業費の算定を行い、後の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、海上もしくは陸上貯油出荷施設および付帯施設等の費用を含んでいる。操業費は操業人件費、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。

下記に算定した各ケースの投資額を施設設計容量と共に掲げる。単位はマレイシアドル (M\$) である。

Bekok, Pulau および Seligi グループ (原油)

ケース I A	110,000 BPD	M\$735,436,000
ケース I B	110,000 BPD	M\$788,085,000
ケース II	90,000 BPD	M\$635,804,000
ケース III	75,000 BPD	M\$509,321,000

Tapis (原油)

ケース I A	55,000 BPD	M\$407,736,000
ケース I B	55,000 BPD	M\$453,705,000

Bekok および Pulau グループ (ガス)

190 MMSCFD	M\$291,728,000
------------	----------------

Tapis (ガス)

50 MMSCFD	M\$39,306,000
-----------	---------------

Jerneh (ガス)

240 MMSCFD	M\$282,710,000
------------	----------------

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った。原油についてはペトロナスおよ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およ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实际的でないため、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。

- ・ Bekok, Pulai および Seligi フィールドを組み合わせて開発し、海上貯油出荷施設を設けるケース
- ・ Tapis フィールドのみを開発し、海上貯油出荷施設を設けるケース

Bekok および Pulai フィールドに関して、ある陸上地点で引き渡されるガスコストを計算した。

結果の要約は以下の通りである。原油のケースに対しては示された数字は収益性の指標が最大になる年のものであり、ガスのケースに対しては20年間を通じたガスコストを表わす。

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)
Bekok, Pulai および Seligi	1,770,974	21.0	727,775	5.1

Tapis	702,728	15.1	239,153	5.6
-------	---------	------	---------	-----

ガ ス

割引率別ガスコスト (M ϕ /1,000 SCF)
割引率 (%)

ガス田名	0	5	10	15	20
Bekok および Pulai	45.7	62.2	83.8	109.7	139.1

T A B L E

Vol. II

TITLE

Table 3-3-8	PREDICTED PERFORMANCE OF c (A-BLOCK) ZONE, SELIGI FIELD
9	PREDICTED PERFORMANCE OF b2 (B-BLOCK) ZONE, SELIGI FIELD
10	PREDICTED PERFORMANCE OF c2 (B-BLOCK) ZONE, SELIGI FIELD
4-2-1	CORRELATION TABLE, TAPIS FIELD
4-3-1	RESERVOIR PARAMETERS USED IN PERFORMANCE CALCULATION OF a3 (A-BLOCK) ZONE, TAPIS FIELD
2	RESERVOIR PARAMETERS USED IN PERFORMANCE CALCULATION OF a5 (A-BLOCK) ZONE, TAPIS FIELD
3	RESERVOIR PARAMETERS USED IN PERFORMANCE CALCULATION OF a3 (B-BLOCK) ZONE, TAPIS FIELD
4	RESERVOIR PARAMETERS USED IN PERFORMANCE CALCULATION OF a4 (B-BLOCK) ZONE, TAPIS FIELD
5	RESERVOIR PARAMETERS USED IN PERFORMANCE CALCULATION OF a5 (B-BLOCK) ZONE, TAPIS FIELD
6	PREDICTED PERFORMANCE OF a3 (A-BLOCK) ZONE, TAPIS FIELD
7	PREDICTED PERFORMANCE OF a5 (A-BLOCK) ZONE, TAPIS FIELD
8	PREDICTED PERFORMANCE OF a3 (B-BLOCK) ZONE, TAPIS FIELD
9	PREDICTED PERFORMANCE OF a4 (B-BLOCK) ZONE, TAPIS FIELD
10	PREDICTED PERFORMANCE OF a5 (B-BLOCK) ZONE, TAPIS FIELD
5-2-1	CORRELATION TABLE, PETA FIELD
6-2-1	CORRELATION TABLE, BELUMUT FIELD
7-2-1	CORRELATION TABLE, ANGSI FIELD
8-2-1	CORRELATION TABLE, BESAR FIELD
9-2-1	CORRELATION TABLE, JERNEH FIELD
10-2-1	CORRELATION TABLE, PILONG FIELD
11-2-1	CORRELATION TABLE, BINTANG FIELD
12-2-1	CORRELATION TABLE, SEPAT FIELD
13-2-1	CORRELATION TABLE, BUJANG FIELD
14-2-1	CORRELATION TABLE, SOTONG FIELD
14-3-1	RESERVOIR PARAMETERS USED IN PERFORMANCE CALCULATION, a2 (A-BLOCK) ZONE, SOTONG FIELD
2	RESERVOIR PARAMETERS USED IN PERFORMANCE CALCULATION, A, B, C - BLOCK (CASE-1), SOTONG FIELD
3	RESERVOIR PARAMETERS USED IN PERFORMANCE CALCULATION, A, B, C - BLOCK (CASE-2), SOTONG FIELD
4	PREDICTED PERFORMANCE OF a2 (A-BLOCK) ZONE, SOTONG FIELD
5	PREDICTED PERFORMANCE OF A, B, C - BLOCK (CASE-1), SOTONG FIELD
6	PREDICTED PERFORMANCE OF A, B, C - BLOCK (CASE-2), SOTONG FIELD

Vol. II

TITLE

Table 15-2-1	CORRELATION TABLE, DUYONG FIELD	
15-3-1	PRESSURE AND FLUID DATA, DUYONG FIELD	
16-2-1	CORRELATION TABLE, ANDING FIELD	
17-5-1	MAJOR EQUIPMENT LIST FOR BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS - CASE IA	
17-6-1	CAPITAL INVESTMENT COST ESTIMATION BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS	
2	ANNUAL OPERATION COST ESTIMATION BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS - CASE IA	
3	ANNUAL OPERATION COST ESTIMATION BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS - CASE IB	
4	ANNUAL OPERATION COST ESTIMATION BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS - CASE II	
5	ANNUAL OPERATION COST ESTIMATION BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS - CASE III	
6	INVESTMENT SCHEDULE BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS	- CASE IA
7	INVESTMENT SCHEDULE BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS	- CASE IB
8	INVESTMENT SCHEDULE BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS	- CASE II
9	INVESTMENT SCHEDULE BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS	- CASE III
10	CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS	- CASE IA
11	CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS	- CASE IB
12	CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS	- CASE II
13	CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS	- CASE III
18-5-1	MAJOR EQUIPMENT LIST FOR TAPIS OIL FIELD - CASE IA	
18-6-1	CAPITAL INVESTMENT COST ESTIMATION TAPIS OIL FIELD	
2	ANNUAL OPERATION COST ESTIMATION TAPIS OIL FIELD	- CASE IA
3	ANNUAL OPERATION COST ESTIMATION TAPIS OIL FIELD	- CASE IB
4	INVESTMENT SCHEDULE TAPIS OIL FIELD	- CASE IA
5	INVESTMENT SCHEDULE TAPIS OIL FIELD	- CASE IB
6	CASH FLOW TABLE FOR OIL TAPIS OIL FIELD	- CASE IA
7	CASH FLOW TABLE FOR OIL TAPIS OIL FIELD	- CASE IB
19-5-1	MAJOR EQUIPMENT LIST FOR BEKOK AND PULAI FIELDS GAS UTILIZATION	
19-6-1	CAPITAL INVESTMENT COST ESTIMATION BEKOK AND PULAI FIELDS GAS UTILIZATION	
2	ANNUAL OPERATION COST ESTIMATION BEKOK AND PULAI FIELDS GAS UTILIZATION	
3	INVESTMENT SCHEDULE BEKOK AND PULAI FIELDS GAS UTILIZATION	
4	CASH FLOW TABLE FOR BEKOK AND PULAI FIELDS GAS UTILIZATION CASE IA	

Vol. II

TITLE

Table 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
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. II Table A-1

ORIGINAL HYDROCARBONS IN PLACE - DEVELOPMENT FIELDS OF PENINSULAR MALAYSIA

FIELD NAME	BLOCK & ZONE		O.O.I.P.		O.C.G.I.P.		O.S.G.I.P.		O.H.I.P.		RECOVERABLE RESVS.	
	(MMSTB)	(MMSCF)	(MMSTB)	(MMSCF)	(MMSTB)	(MMSCF)	(MMSTB)	(MMSCF)	(MMSTB)	(MMSCF)	OIL (MMSTB)	GAS (MMSCF)
BEKOK	a2	111.40	465.80	133.68	0.0	0.0	N.D	57.20	486.22			
	a4	5.53	0.0	6.64	0.0	0.0	R.G	57.55	513.60			
	a5	29.08	0.0	34.90	0.0	0.0						
	b1	0.0	137.91	0.0	0.0	0.0						
	b2	0.0	47.85	0.0	0.0	0.0						
	b3	179.75	429.09	188.73	0.0	0.0	N.D	56.20	520.91			
	b4	150.48	38.19	127.91	0.0	0.0	R.G	55.89	506.04			
	TOTAL	476.25	1118.84	491.86	0.0	0.0	N.D	147.01	1138.77			
	PROVED RESVS.	27.87	276.04	28.78			R.G	146.86	1149.38			
	PROBABLE RESVS.	407.38	731.53	420.74								
POSSIBLE RESVS.	41.00	111.26	42.34									
PULAI	a	0.0	209.39	0.0	0.0	0.0						
	b1	4.32	58.38	1.51	0.0	0.0						
	b2	59.47	43.15	20.82	0.0	0.0						
	b3	65.50	6.35	22.93	0.0	0.0						
	c2	0.0	2.54	0.0	0.0	0.0						
	e	0.0	33.00	0.0	0.0	0.0						
	TOTAL	129.30	352.79	45.25	0.0	0.0						
	PROVED RESVS.	24.69	343.08	8.64								
	PROBABLE RESVS.	98.15	9.62	34.35								
	POSSIBLE RESVS.	6.46	0.09	2.26								

Note, N.D: Natural Depletion Case R.G: Restricted Gas Production Case *(1):Water/Oil=0.2Case *(2):Water/Oil=0.4Case

Vol. II Table A-1 (Continued)
 ORIGINAL HYDROCARBONS IN PLACE - DEVELOPMENT FIELDS OF PENINSULAR MALAYSIA

FIELD NAME	BLOCK & ZONE	O.O.I.P. (MMSTB)	O.C.G.I.P. (MMSCF)	O.S.G.I.P. (MMSCF)	O.H.I.P. (MMCF)	OIL (MMSTB)	RECOVERABLE RESVS. GAS (MMSCF)	
SELIGI	A a1	0.0	11.27	0.0	0.0	0.0	0.0	
	A a2	48.5	15.03	19.40	0.0	9.11	20.52	
	A b1	0.0	66.00	0.0	0.0			
	A b2	61.64	3.00	30.82	0.0	9.61	25.24	
	A C	21.39	0.0	17.11	0.0	2.66	11.84	
	B a2	0.0	542.30	15.29	0.0			
	B b1	0.0	61.50	127.24	0.0			
	B b2	30.57	160.49	15.29	0.0	9.73	126.13	
	B C	159.05	25.65	127.24	0.0	20.00	96.30	
	TOTAL		321.15	885.35	209.86	0.0	51.11	280.03
	PROVED RESVS.		61.89	282.74	40.44			
	PROBABLE RESVS.		259.26	602.61	169.42			
POSSIBLE RESVS.								
TAPIS	A a3	111.54	388.83	66.93	0.0	30.13	260.42	
	A a4	0.0	215.65	0.0	0.0			
	A a5	58.61	127.43	30.36	0.0	12.01	110.06	
	B a3	44.90	10.46	26.94	0.0	8.28	27.23	
	B a4	116.35	0.0	69.81	0.0	19.12	52.63	
	B a5	62.04	3.20	37.23	0.0	8.76	24.34	
	TOTAL		393.43	745.57	231.26	0.0	78.30	474.68
	PROVED RESVS.		16.42	58.13	9.65			
	PROBABLE RESVS.		377.01	687.44	221.61			
	POSSIBLE RESVS.							

Vol. II Table A-2

ORIGINAL HYDROCARBONS IN PLACE - POTENTIAL FIELDS OF PENINSULAR

FIELD NAME	BLOCK & ZONE	O.O.I.P. (MMSTB)	O.C.G.I.P. (MMSCF)	O.S.G.I.P. (MMSCF)	O.H.I.P. (MMCF)	RECOVERABLE RESVS. OIL (MMSTB)	RECOVERABLE RESVS. GAS (MMSCF)
PETA	b	0.0	2.68	0.0	0.0	0.0	0.0
	TOTAL	0.0	2.68	0.0	0.0	0.0	0.0
	PROVED RESVS.						
	PROBABLE RESVS.		2.68				
	POSSIBLE RESVS.		2.68				
BELUMUT	a1	0.0	81.93	0.0	0.0	0.0	0.0
	b1	0.0	281.94	0.0	0.0	0.0	0.0
	TOTAL	0.0	363.88	0.0	0.0	0.0	0.0
	PROVED RESVS.		35.98				
	PROBABLE RESVS.		327.90				
	POSSIBLE RESVS.		327.90				
ANGSI	b1	4.18	0.0	4.42	0.0	0.0	0.0
	b2	0.84	0.0	0.88	0.0	0.0	0.0
	b3	0.22	0.0	0.24	0.0	0.0	0.0
	c	0.0	0.35	0.0	0.0	0.0	0.0
	TOTAL	5.24	0.35	5.54	0.0	0.0	0.0
	PROVED RESVS.	0.87	0.35	0.92			
	PROBABLE RESVS.	4.37		4.62			
	POSSIBLE RESVS.	4.37		4.62			

Vol. II Table A-2 (Continued)

ORIGINAL HYDROCARBONS IN PLACE - POTENTIAL FIELDS OF PENINSULAR

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)
BESAR	a	0.0	5.35	0.0	0.0	0.0	0.0
	b1	0.0	150.99	0.0	0.0	0.0	0.0
	b2	0.0	14.44	0.0	0.0	0.0	0.0
	TOTAL	0.0	170.78	0.0	0.0	0.0	0.0
	PROVED RESVS.		41.69				
	PROBABLE RESVS.		129.09				
	POSSIBLE RESVS.						
JERNEH	a1	0.0	360.00	0.0	0.0	0.0	0.0
	a2	0.0	98.05	0.0	0.0	0.0	0.0
	a3	0.0	1009.96	0.0	0.0	0.0	0.0
	c1	0.0	2370.50	0.0	0.0	0.0	0.0
	c2	0.0	540.97	0.0	0.0	0.0	0.0
	c4	0.0	831.72	0.0	0.0	0.0	0.0
c5	0.0	422.40	0.0	0.0	0.0	0.0	
	TOTAL	0.0	5639.60	0.0	0.0	0.0	0.0
	PROVED RESVS.		3360.00				
	PROBABLE RESVS.		2279.60				
	POSSIBLE RESVS.						

Vol. II Table A-2 (Continued)
 ORIGINAL HYDROCARBONS IN PLACE - POTENTIAL FIELDS OF PENINSULAR

FIELD NAME	BLOCK & ZONE	O.O.I.P. (MMSTB)	O.C.G.I.P. (MMSCF)	O.S.G.I.P. (MMSCF)	O.H.I.P. (MMCF)	RECOVERABLE RESVS. OIL (MMSTB)	RECOVERABLE RESVS. GAS (MMSCF)
PILONG	a1	0.0	43.79	0.0	0.0	0.0	0.0
	a2	0.0	185.81	0.0	0.0	0.0	0.0
	a3	0.0	74.56	0.0	0.0	0.0	0.0
	b1	0.0	130.96	0.0	0.0	0.0	0.0
	b3	0.0	20.12	0.0	0.0	0.0	0.0
	b5	0.0	26.04	0.0	0.0	0.0	0.0
	b6	0.0	4.73	0.0	0.0	0.0	0.0
	b7	0.0	3.55	0.0	0.0	0.0	0.0
TOTAL		0.0	489.66	0.0	0.0	0.0	0.0
PROVED RESVS.			59.37				
PROBABLE RESVS.			430.17				
POSSIBLE RESVS.							
BINTANG	a	0.0	122.30	0.0	0.0	0.0	0.0
	b1	0.0	541.70	0.0	0.0	0.0	0.0
	b2	0.0	1156.30	0.0	0.0	0.0	0.0
	c	0.0	205.20	0.0	0.0	0.0	0.0
	TOTAL	0.0	2025.20	0.0	0.0	0.0	0.0
PROVED RESVS.		67.09					
PROBABLE RESVS.		1958.11					
POSSIBLE RESVS.							

Vol. II Table A-2 (Continued)
 ORIGINAL HYDROCARBONS IN PLACE - POTENTIAL FIELDS OF PENINSULAR

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)
SEPAT	a4	0.0	13.87	0.0	0.0	0.0	
	a5	0.0	27.96	0.0	0.0	0.0	
	TOTAL	0.0	41.83	0.0	0.0		
	PROVED RESVS. PROBABLE RESVS. POSSIBLE RESVS.		8.25 33.58				
BUJANG	a2	0.0	10.22	0.0	0.0	0.0	
	a3	0.0	8.70	0.0	0.0	0.0	
	a4	0.0	4.05	0.0	0.0	0.0	
	b2	0.0	31.44	0.0	0.0	0.0	
	b3	0.0	0.18	0.0	0.0	0.0	
	b4	0.0	12.89	0.0	0.0	0.0	
TOTAL		0.0	67.48	0.0	0.0		
PROVED RESVS. PROBABLE RESVS. POSSIBLE RESVS.			55.69 11.79				
SOTONG	A a1	0.0	0.0	0.0	179.	11.97	127.85
	A a2	51.99	106.30	49.39	0.		
	A a3	25.49	0.0	20.65	389.		
	A a5	8.62	29.04	6.98	0.		
	A a6	4.89	10.78	3.96	0.		
	B a1	7.31	0.0	8.10	78.		
	B a2	0.73	0.0	0.08	18.		
	B a3	2.86	0.0	3.16	58.		
B a4	0.95	0.0	1.05	66.			
B a8	1.24	0.0	1.38	19.			

Vol. II Table A-2 (Continued)
 ORIGINAL HYDROCARBONS IN PLACE - POTENTIAL FIELDS OF PENINSULAR

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 (MMSCF)
C	a2	2.05	0.0	2.27	74.		
C	a4	1.97	0.0	2.19	51.		
C	a7	1.97	0.0	2.19	50.		
C	a8	3.21	0.0	3.56	162.		
C	a10	0.0	10.78	0.0	0.0		
	TOTAL	113.29	156.90	104.96	1244.	*(1) 29.65	382.54
	PROVED RESVS.	88.08	156.90	72.26		*(2) 33.00	280.76
	PROBABLE RESVS.	25.21		32.70			
	POSSIBLE RESVS.						
DUYONG	a1	0.0	37.88	0.0	0.0		
	a2	0.0	111.85	0.0	0.0		
	b2 - b4	0.0	3804.40	0.0	0.0		
	b5	0.0	1623.04	0.0	0.0		
	TOTAL	0.0	5577.17	0.0	0.0		
	PROVED RESVS.		79.07				
	PROBABLE RESVS.		5498.10				
	POSSIBLE RESVS.						
ANDING	a1	0.39	0.0	0.48	0.0		
	a2	0.0	0.63	0.0	0.0		
	a4	0.0	0.46	0.0	0.0		
	a5	0.0	0.92	0.0	0.0		
	b	0.0	2.34	0.0	0.0		
	TOTAL	0.39	4.35	0.48	0.0		
	PROVED RESVS.	0.39	4.35	0.48			
	PROBABLE RESVS.						
	POSSIBLE RESVS.						

Note: *(1) CASE 1 *(2) CASE 2

Table 1-2-1 CORRELATION TABLE
Vol. II , BEKOK FIELD

Well No.	1				2				3			
	75		72		72		32		32		32	
	Top Log	Subsea	Base Log	Subsea	Top Log	Subsea	Base Log	Subsea	Top Log	Subsea	Base Log	Subsea
Zone												
Top J	4218	4143			4454	4382			5035	4997		
Top a ₁	4540	4465	4633	4558	4762	4690	4865	4793	5355	5317	5510	5472
a ₂	4693	4618	4820	4745	4915	4843	5046	4974	5508	5470	5670	5632
a ₃	4875	4800	4887	4812	5092	5020	5162	5090	5735	5697	5767	5729
a ₄	4952	4877	4980	4905	5174	5102	5215	5143	5794	5756	5870	5832
a ₅	5054	4979	5182	5107	5266	5194	5410	5338	5940	5902	6180	6142
Top b ₁	6200	6125	6235	6160	6394	6322	6445	6373	7000	6962	7050	7012
b ₂	6290	6215	6340	6265	6480	6408	6504	6432	7100	7062	7165	7127
b ₃	6585	6510	6786	6711	6728	6656	6998	6926	7360	7322	7575	7537
b ₄	6858	6783	7078	7003	7062	6990	7247	7175	-	-	-	-
b ₅	7108	7033	7188	7113	7253	7181	7360	7288				
b ₆	7222	7147	7303	7228	7378	7306	7470	7398				
T.D.	8296	8221			8244	8172			7630	7592		

Table 1-2-1 (Continued) CORRELATION TABLE
 Vol. II BEKOK FIELD

Well No. D.F.E. Zone	4				5				6			
	68		32		32		32		32		32	
	Top Log	Subsea	Base Log	Subsea	Top Log	Subsea	Base Log	Subsea	Top Log	Subsea	Base Log	Subsea
Top J	4918	4850			4720	4688			4593	4561		
Top a ₁	5235	5167	5330	5262	5038	5006	5141	5109	4892	4860	5018	4986
a ₂	5380	5312	5500	5432	5200	5168	5312	5280	5052	5020	5144	5112
a ₃	5535	5467	5630	5562	5351	5319	5430	5398	5176	5144	5246	5214
a ₄	5648	5580	5677	5609	5463	5431	5488	5456	5305	5273	5346	5314
a ₅	5726	5658	5880	5812	5553	5521	5742	5710	5400	5368	5525	5493
Top b ₁	6730	6662	6789	6721	6612	6580	6682	6650	-	-	-	-
b ₂	6880	6812	6910	6842	6748	6716	6790	6758	-	-	-	-
b ₃	7108	7040	7284	7216	6995	6963	7202	7170	-	-	-	-
b ₄	-	-	-	-	7295	7263	7486	7454	-	-	-	-
b ₅	-	-	-	-	7511	7479	7622	7590	-	-	-	-
b ₆	-	-	-	-	7668	7636	7781	7749	-	-	-	-
T.D.	7332	7264			7763	7731			5680	5648		

RESERVOIR DATA

FIELD NAME: REKOK

RESERVOIR NAME: A2

NATURAL DEPLETION CASE

PRESSURE (PSIG)	FVFO	RS (SCF/STR)	FVFG	VISO (C.P.)	VISG (C.P.)
0.	1.082	0.	1.308653	0.5950	0.01284
200.	1.154	103.	0.088323	0.5070	0.01306
400.	1.194	207.	0.045066	0.4450	0.01328
600.	1.220	310.	0.029957	0.4000	0.01350
1000.	1.275	517.	0.017674	0.3340	0.01419
1400.	1.332	724.	0.012406	0.2820	0.01496
1600.	1.360	828.	0.010780	0.2630	0.01543
2000.	1.429	1035.	0.008532	0.2260	0.01638
2320.	1.484	1200.	0.007321	0.1900	0.01725
2390.	1.482	1200.	0.007106	0.1900	0.01743

SL	KG/KO	KRO
0.60	250.0000	0.0569
0.65	80.0000	0.0983
0.70	28.0000	0.1561
0.75	9.5000	0.2330
0.80	2.8500	0.3318
0.85	0.8500	0.4552
0.90	0.2000	0.6058
0.95	0.0380	0.7865
1.00	0.0010	1.0000

BUBBLE POINT PRESSURE (PSIG) = 2320.0000
 INITIAL RESERVOIR PRESSURE (PSIG) = 2390.0000
 EFFECTIVE COMPRESSIBILITY = 0.0000323
 WATER FORMATION VOLUME FACTOR = 1.0250
 IREDUCIBLE WATER SATURATION = 0.3700
 FINAL PRESSURE (PSIG) = 500.0000
 ORIGINAL OIL IN PLACE (MMSTB) = 136.0750
 OIL PRODUCTION RATE (MSTB/D) = 5.0000
 FRACTION OF RESERVOIR GAS AND OIL VOL. = 3.5842

Vol. II Table 1-3-1
RESERVOIR PARAMETERS

RESERVOIR DATA

FIELD NAME: BEKOK

RESERVOIR NAME: B3

NATURAL DEPLETION CASE

PRESSURE (PSIG)	FVFO	RS (SCF/STB)	FVFG	VISO (C.P.)	VISG (C.P.)
0.	1.036	0.	1.404877	0.6400	0.01362
200.	1.110	70.	0.095094	0.5500	0.01384
400.	1.150	141.	0.048666	0.4830	0.01405
600.	1.169	211.	0.032449	0.4380	0.01427
1000.	1.208	352.	0.019308	0.3750	0.01487
1400.	1.248	493.	0.013631	0.3250	0.01553
1600.	1.267	563.	0.011889	0.3050	0.01594
1800.	1.287	633.	0.010531	0.2850	0.01635
2400.	1.347	844.	0.007876	0.2370	0.01765
2600.	1.368	915.	0.007285	0.2240	0.01810
2985.	1.414	1050.	0.006407	0.2000	0.01900
3020.	1.412	1050.	0.006339	0.2001	0.01908

SL	KG/KO	KRO
0.60	250.0000	0.0569
0.65	80.0000	0.0983
0.70	28.0000	0.1561
0.75	9.5000	0.2330
0.80	2.8500	0.3318
0.85	0.8500	0.4552
0.90	0.2000	0.6058
0.95	0.0380	0.7865
1.00	0.0010	1.0000

BUBLE POINT PRESSURE (PSIG) = 2985.0000
 INITIAL RESERVOIR PRESSURE (PSIG) = 3031.0000
 EFFECTIVE COMPRESSIBILITY = 0.0000515
 WATER FORMATION VOLUME FACTOR = 1.2500
 IREDUCIBLE WATER SATURATION = 0.2930
 FINAL PRESSURE (PSIG) = 500.0000
 ORIGINAL OIL IN PLACE (MMSTB) = 191.1196
 OIL PRODUCTION RATE (MSTB/D) = 5.0000
 FRACTION OF RESERVOIR GAS AND OIL VOL. = 1.9088

RESERVOIR DATA

FIELD NAME: REKOK

RESERVOIR NAME: B4

NATURAL DEPLETION CASE

PRESSURE (PSIG)	FVFO	RS (SCF/STB)	FVFG	VISO (C.P.)	VISG (C.P.)
0.	1.037	0.	1.414498	0.6600	0.01369
200.	1.100	56.	0.095784	0.5700	0.01390
400.	1.143	113.	0.049039	0.5020	0.01411
600.	1.146	169.	0.032712	0.4580	0.01433
1000.	1.187	282.	0.019468	0.4000	0.01491
1400.	1.216	394.	0.013753	0.3400	0.01556
1800.	1.246	507.	0.010631	0.3100	0.01639
2400.	1.294	676.	0.007954	0.2630	0.01764
3018.	1.352	850.	0.006403	0.2200	0.01903
3080.	1.349	850.	0.006285	0.2203	0.01917

SL	KG/KD	KRD
0.60	250.0000	0.0569
0.65	80.0000	0.0983
0.70	28.0000	0.1561
0.75	9.5000	0.2330
0.80	2.8500	0.3318
0.85	0.8500	0.4552
0.90	0.2000	0.6058
0.95	0.0380	0.7865
1.00	0.0010	1.0000

RUBLE POINT PRESSURE (PSIG) = 3018.0000
 INITIAL RESERVOIR PRESSURE (PSIG) = 3081.0000
 EFFECTIVE COMPRESSIBILITY = 0.0000409
 WATER FORMATION VOLUME FACTOR = 1.0250
 IREDUCIBLE WATER SATURATION = 0.3710
 FINAL PRESSURE (PSIG) = 500.0000
 ORIGINAL OIL IN PLACE (MMSTB) = 150.6270
 OIL PRODUCTION RATE (MSTB/D) = 5.0000
 FRACTION OF RESERVOIR GAS AND OIL VOL. = 0.2105

Vol. II Table 1-3-3
 RESERVOIR PARAMETERS

RESERVOIR NAME; A2

FIELD NAME; BEKOK

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	2368.	3.35	25.00	30.00	1200.	4.563	5.476	0.04
1.00	2349.	6.71	25.00	30.00	1200.	9.126	10.951	0.59
1.50	2331.	10.06	25.00	30.00	1200.	13.689	16.427	1.49
2.00	2312.	13.41	25.00	31.32	1256.	18.252	22.144	2.45
2.50	2291.	16.77	25.00	33.55	1406.	22.815	28.267	3.02
3.00	2268.	20.10	24.82	38.18	1702.	27.346	35.236	4.03
3.50	2240.	23.23	23.38	44.68	2218.	31.613	43.391	5.37
4.00	2206.	26.04	20.94	54.16	3053.	35.434	53.276	6.43
4.50	2163.	28.55	18.72	67.01	4319.	38.851	65.506	7.32
5.00	2107.	30.80	16.75	87.16	6225.	41.909	81.414	8.08
5.50	2033.	32.80	14.92	112.48	9136.	44.633	101.943	8.73
6.00	1936.	34.57	13.20	146.41	13276.	47.041	128.666	9.28
6.50	1815.	36.13	11.66	182.46	18412.	49.170	161.969	9.74
7.00	1667.	37.51	10.27	222.41	25433.	51.044	202.562	10.14
7.50	1492.	38.71	8.94	264.23	34035.	52.676	250.789	10.48
8.00	1294.	39.75	7.74	299.72	44142.	54.088	305.494	10.78
8.50	1075.	40.64	6.65	329.39	55116.	55.303	365.614	11.03
9.00	847.	41.40	5.64	338.35	64813.	56.332	427.369	11.24

Vol. II Table 1-3-4 (CONTINUED)

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	PRODUCTION RATE OIL (MSTB/D)	GAS (MMSCF/D)	GAS OIL RATIO (SCF/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION OIL (MMSTB)	GAS (MMSCF)	WATER ENCROACH. (MMBBL)
9.50	628.	42.04	4.77	322.43	69053.	57.202	486.219	11.42

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 ENCKOACH. (MMBBL)
0.50	2994.	2.39	25.00	26.25	854.	4.563	4.791	0.0
1.00	2965.	4.78	25.00	26.53	1074.	9.126	9.634	0.90
1.50	2935.	7.16	25.00	28.48	1174.	13.689	14.832	1.66
2.00	2902.	9.55	25.00	32.32	1406.	18.252	20.732	2.52
2.50	2865.	11.87	24.27	37.96	1769.	22.681	27.660	3.58
3.00	2822.	14.02	22.57	44.74	2238.	26.802	35.825	4.61
3.50	2771.	16.00	20.70	52.76	2959.	30.579	45.454	5.55
4.00	2708.	17.81	18.93	65.03	4007.	34.035	57.324	6.39
4.50	2631.	19.46	17.34	80.65	5428.	37.199	72.044	7.13
5.00	2539.	20.98	15.85	100.95	7431.	40.091	90.470	7.79
5.50	2426.	22.35	14.38	125.29	10246.	42.716	113.337	8.38
6.00	2287.	23.59	12.94	154.75	13829.	45.078	141.582	8.89
6.50	2126.	24.69	11.58	183.93	18202.	47.191	175.153	9.34
7.00	1944.	25.68	10.31	214.46	23722.	49.072	214.296	9.74
7.50	1737.	26.54	9.08	244.67	30612.	50.730	258.953	10.09
8.00	1508.	27.30	7.92	273.77	38892.	52.175	308.921	10.39
8.50	1260.	27.95	6.85	296.20	47995.	53.426	362.983	10.65
9.00	1007.	28.52	5.89	307.19	56027.	54.502	419.051	10.87

Vol. II Table 1-3-5 (CONTINUED)

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)
9.50	761.	29.00	5.03	296.01	61142.	55.419	473.080	11.06
10.00	541.	29.41	4.30	262.08	59488.	56.203	520.914	11.21

RESERVOIR NAME: 84 PREDICTED PERFORMANCE (NATURAL)

FIELD NAME: BEKOK

NATURAL DEPLETION CASE

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	PRODUCTION OIL (MSTR/D)	GAS (MMSCF/D)	PRODUCTION RATE (MSTR/D)	GAS OIL RATIO (SCF/STB)	CUMULATIVE OIL (MMSTB)	PRODUCTION GAS (MMMSCF)	WATER ENCROACH. (MMBBL)
0.50	2998.	1.21	10.00	8.53	855.	1.825	1.556	0.16	
1.00	2949.	2.42	10.00	8.60	867.	3.650	3.126	0.33	
1.50	2906.	3.64	10.00	8.77	885.	5.476	4.726	0.76	
2.00	2862.	4.85	10.00	9.06	929.	7.301	6.380	1.13	
2.50	2815.	6.06	10.00	9.70	1016.	9.126	8.150	1.51	
3.00	2765.	7.26	9.92	10.78	1182.	10.936	10.118	1.90	
3.50	2711.	8.42	9.58	12.27	1375.	12.685	12.357	2.29	
4.00	2653.	9.52	9.10	13.26	1545.	14.346	14.776	2.64	
4.50	2593.	10.57	8.65	14.21	1758.	15.924	17.369	2.98	
5.00	2530.	11.57	8.21	15.52	2030.	17.423	20.202	3.30	
5.50	2462.	12.51	7.79	17.10	2372.	18.845	23.323	3.61	
6.00	2389.	13.41	7.38	18.95	2795.	20.192	26.782	3.90	
6.50	2310.	14.25	6.97	21.14	3292.	21.465	30.640	4.17	
7.00	2224.	15.05	6.59	23.45	3829.	22.668	34.920	4.43	
7.50	2133.	15.81	6.24	25.74	4441.	23.808	39.619	4.66	
8.00	2035.	16.52	5.91	28.22	5150.	24.887	44.770	4.89	
8.50	1930.	17.20	5.58	31.00	5977.	25.905	50.429	5.11	
9.00	1816.	17.84	5.26	33.83	6923.	26.865	56.603	5.31	

Vol. II Table 1-3-6 (CONTINUED)

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)
9.50	1696.	18.44	4.95	36.70	7938.	27.768	63.301	5.50
10.00	1568.	19.00	4.66	39.42	9040.	28.618	70.495	5.67
10.50	1434.	19.53	4.38	41.98	10132.	29.417	78.158	5.84
11.00	1298.	20.02	4.09	43.45	11175.	30.163	86.087	5.99
11.50	1161.	20.48	3.77	43.95	12135.	30.852	94.109	6.13
12.00	1028.	20.90	3.49	43.68	12887.	31.488	102.083	6.26
12.50	896.	21.30	3.23	42.87	13700.	32.078	109.907	6.38
13.00	768.	21.66	2.99	41.97	14296.	32.624	117.568	6.49
13.50	646.	22.00	2.79	40.16	14464.	33.133	124.898	6.59
14.00	537.	22.31	2.61	36.95	13672.	33.608	131.643	6.69

RESERVOIR NAME: A2
 PREDICTED PERFORMANCE
 (RESTRICTED GAS PRODUCTION CASE)

RESERVOIR NAME: A2

FIELD NAME: BEKOK

RESTRICTED GAS PRODUCTION 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 (MMMSCF)	WATER ENCROACH. (MMBBL)
0.50	2368.	3.35	25.00	30.00	4.563	5.476	0.0
1.00	2348.	6.71	25.00	1200.	9.126	10.951	0.37
1.50	2329.	10.06	25.00	1200.	13.689	16.427	0.98
2.00	2310.	13.41	25.00	1272.	18.252	22.227	1.76
2.50	2290.	16.77	25.00	1410.	22.815	28.330	2.72
3.00	2266.	20.09	24.78	1738.	27.338	35.552	3.83
3.50	2240.	23.21	23.26	2220.	31.583	43.414	5.02
4.00	2204.	26.00	20.81	3086.	35.381	53.651	6.18
4.50	2166.	28.22	16.54	4201.	38.400	64.602	7.03
5.00	2128.	29.90	12.54	5442.	40.689	75.554	7.65
5.50	2089.	31.22	9.85	6830.	42.487	86.505	8.12
6.00	2050.	32.29	7.95	8363.	43.938	97.456	8.49
6.50	2011.	33.17	6.56	10028.	45.136	108.407	8.78
7.00	1971.	33.91	5.54	11758.	46.147	119.358	9.02
7.50	1931.	34.56	4.80	13373.	47.023	130.310	9.23
8.00	1892.	35.13	4.24	14990.	47.797	141.261	9.40
8.50	1852.	35.64	3.80	16673.	48.491	152.212	9.56

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- (MMBBL)
9.00	1813.	36.10	3.43	60.00	18417.	49.116	163.163	9.70
9.50	1773.	36.51	3.11	60.00	20221.	49.684	174.114	9.82
10.00	1733.	36.89	2.84	60.00	22086.	50.203	185.065	9.94
10.50	1694.	37.24	2.61	60.00	24011.	50.679	196.017	10.04
11.00	1654.	37.57	2.40	60.00	25992.	51.118	206.968	10.14
11.50	1614.	37.86	2.22	60.00	28029.	51.524	217.919	10.22
12.00	1574.	38.14	2.07	60.00	29966.	51.902	228.870	10.30
12.50	1535.	38.40	1.94	60.00	31851.	52.257	239.821	10.38
13.00	1495.	38.65	1.83	60.00	33744.	52.591	250.773	10.45
13.50	1456.	38.88	1.73	60.00	35640.	52.907	261.724	10.52
14.00	1416.	39.10	1.64	60.00	37543.	53.207	272.675	10.58
14.50	1377.	39.31	1.56	60.00	39581.	53.491	283.626	10.64
15.00	1337.	39.51	1.48	60.00	41706.	53.761	294.577	10.70
15.50	1298.	39.70	1.40	60.00	43794.	54.017	305.528	10.75
16.00	1258.	39.88	1.34	60.00	45850.	54.262	316.479	10.80
16.50	1218.	40.05	1.28	60.00	47892.	54.495	327.431	10.85
17.00	1179.	40.21	1.23	60.00	49911.	54.719	338.382	10.90

Vol. II Table I-3-7 (CONTINUED)

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)
17.50	1139.	40.37	1.18	60.00	51894.	54.935	349.333	10.94
18.00	1099.	40.52	1.14	60.00	53822.	55.142	360.284	10.99
18.50	1059.	40.67	1.10	60.00	55685.	55.342	371.235	11.03
19.00	1020.	40.81	1.06	60.00	57480.	55.536	382.187	11.07
19.50	979.	40.95	1.03	60.00	59284.	55.724	393.138	11.11
20.00	939.	41.08	1.00	60.00	61075.	55.906	404.089	11.14
20.50	899.	41.21	0.97	60.00	62745.	56.083	415.040	11.18
21.00	859.	41.34	0.95	60.00	64278.	56.255	425.991	11.22
21.50	818.	41.47	0.92	60.00	65658.	56.424	436.942	11.25
22.00	778.	41.59	0.91	60.00	66861.	56.589	447.894	11.28
22.50	737.	41.71	0.89	60.00	67863.	56.752	458.845	11.32
23.00	696.	41.82	0.88	60.00	68636.	56.913	469.796	11.35
23.50	655.	41.94	0.87	60.00	69010.	57.072	480.747	11.38
24.00	614.	42.06	0.87	60.00	68814.	57.231	491.698	11.41
24.50	573.	42.18	0.87	60.00	68379.	57.390	502.649	11.45
25.00	532.	42.29	0.88	60.00	67683.	57.551	513.601	11.48

PREDICTED PERFORMANCE
(RESTRICTED GAS PRODUCTION CASE)

RESERVOIR NAME: B3

FIELD NAME: BEKOK

RESTRICTED GAS PRODUCTION CASE

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	PRODUCTION RATE OIL (MSTB/D) (MMSCF/D)	GAS OIL RATIO (SCF/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION OIL (MMSTB) (MMMSCF)	GAS PRODUCTION (MMMSCF)	WATER ENCROACH. (MMBBL)
0.50	2994.	2.39	25.00	26.25	4.563	4.791	0.0
1.00	2964.	4.78	25.00	26.70	9.126	9.665	0.68
1.50	2934.	7.16	25.00	29.22	13.689	14.998	1.50
2.00	2901.	9.55	25.00	31.58	18.252	20.762	2.26
2.50	2862.	11.86	24.22	39.92	22.673	28.048	3.34
3.00	2818.	14.01	22.49	45.37	26.777	36.329	4.40
3.50	2767.	15.98	20.62	53.46	30.541	46.086	5.38
4.00	2709.	17.66	17.62	60.00	33.758	57.038	6.21
4.50	2652.	18.97	13.67	60.00	36.253	67.989	6.83
5.00	2596.	20.00	10.83	60.00	38.229	78.940	7.29
5.50	2542.	20.86	8.93	60.00	39.859	89.891	7.67
6.00	2487.	21.58	7.55	60.00	41.237	100.842	7.99
6.50	2433.	22.19	6.48	60.00	42.419	111.794	8.27
7.00	2379.	22.73	5.63	60.00	43.447	122.745	8.50
7.50	2325.	23.21	4.98	60.00	44.355	133.696	8.70
8.00	2272.	23.64	4.47	60.00	45.172	144.647	8.88
8.50	2218.	24.02	4.06	60.00	45.913	155.598	9.04

Vol. II Table I-3-8 (CONTINUED)

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)
9.00	2166.	24.38	3.70	60.00	16957.	46.588	166.549	9.19
9.50	2115.	24.70	3.40	60.00	18412.	47.208	177.501	9.32
10.00	2064.	25.00	3.14	60.00	19908.	47.781	188.452	9.44
10.50	2013.	25.28	2.91	60.00	21446.	48.311	199.403	9.56
11.00	1962.	25.54	2.70	60.00	23017.	48.804	210.354	9.66
11.50	1911.	25.78	2.52	60.00	24622.	49.265	221.305	9.76
12.00	1860.	26.00	2.36	60.00	26257.	49.696	232.257	9.85
12.50	1810.	26.21	2.22	60.00	27911.	50.101	243.208	9.94
13.00	1759.	26.41	2.09	60.00	29669.	50.481	254.159	10.02
13.50	1709.	26.60	1.96	60.00	31474.	50.840	265.110	10.10
14.00	1658.	26.78	1.85	60.00	33303.	51.178	276.061	10.17
14.50	1608.	26.95	1.76	60.00	35143.	51.499	287.012	10.24
15.00	1558.	27.11	1.67	60.00	36931.	51.803	297.964	10.30
15.50	1508.	27.26	1.59	60.00	38706.	52.093	308.915	10.36
16.00	1457.	27.40	1.52	60.00	40475.	52.369	319.866	10.42
16.50	1407.	27.54	1.45	60.00	42230.	52.635	330.817	10.47
17.00	1357.	27.67	1.39	60.00	44181.	52.888	341.768	10.53

Vol. II Table 1-3-8 (CONTINUED)

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)
17.50	1307.	27.80	1.33	60.00	46084.	53.131	352.719	10.58
18.00	1257.	27.92	1.28	60.00	47896.	53.364	363.671	10.63
18.50	1207.	28.04	1.23	60.00	49650.	53.589	374.622	10.67
19.00	1158.	28.15	1.19	60.00	51338.	53.806	385.573	10.72
19.50	1108.	28.26	1.15	60.00	52919.	54.016	396.524	10.76
20.00	1059.	28.37	1.12	60.00	54379.	54.220	407.475	10.80
20.50	1010.	28.47	1.09	60.00	55721.	54.419	418.427	10.84
21.00	960.	28.58	1.06	60.00	57075.	54.613	429.378	10.88
21.50	910.	28.67	1.04	60.00	58324.	54.803	440.329	10.92
22.00	860.	28.77	1.02	60.00	59406.	54.989	451.280	10.96
22.50	810.	28.87	1.00	60.00	60274.	55.172	462.231	11.00
23.00	760.	28.96	0.99	60.00	60893.	55.353	473.182	11.03
23.50	710.	29.06	0.98	60.00	61228.	55.533	484.134	11.07
24.00	659.	29.15	0.98	60.00	61201.	55.712	495.085	11.11
24.50	609.	29.24	0.99	60.00	60597.	55.891	506.036	11.14

PREDICTION PERFORMANCE
(RESTRICTED GAS PRODUCTION CASE)

FIELD NAME; BEKOK

RESTRICTED GAS PRODUCTION CASE

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	PRODUCTION RATE OIL (MSTB/D) (MMSCF/D)	GAS RATIO (SCF/STB)	GAS OIL RATIO (SCF/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION OIL (MMSTB)	GAS PRODUCTION (MMSCF)	WATER ENCROACH. (MMRBL)
0.50	2997.	1.21	10.00	8.54	855.	1.825	1.559	0.13
1.00	2947.	2.42	10.00	8.60	867.	3.650	3.128	0.20
1.50	2902.	3.64	10.00	8.82	891.	5.476	4.738	0.57
2.00	2858.	4.85	10.00	9.18	939.	7.301	6.413	0.97
2.50	2811.	6.06	10.00	9.78	1029.	9.126	8.197	1.35
3.00	2761.	7.26	9.90	10.88	1196.	10.933	10.183	1.75
3.50	2706.	8.42	9.55	12.36	1379.	12.676	12.439	2.15
4.00	2649.	9.51	9.07	13.32	1557.	14.331	14.871	2.52
4.50	2589.	10.56	8.62	14.33	1774.	15.905	17.486	2.86
5.00	2528.	11.52	7.90	15.00	2035.	17.347	20.224	3.19
5.50	2469.	12.35	6.88	15.00	2331.	18.602	22.962	3.47
6.00	2410.	13.08	6.02	15.00	2659.	19.702	25.699	3.71
6.50	2354.	13.72	5.30	15.00	3001.	20.668	28.437	3.93
7.00	2299.	14.29	4.72	15.00	3352.	21.531	31.175	4.12
7.50	2244.	14.81	4.26	15.00	3695.	22.308	33.913	4.29
8.00	2190.	15.28	3.88	15.00	4041.	23.017	36.650	4.44
8.50	2137.	15.71	3.56	15.00	4399.	23.667	39.388	4.59

Vol. II Table 1-3-9 (CONTINUED)

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)
9.00	2085.	16.11	3.29	15.00	4767.	24.267	42.126	4.71
9.50	2033.	16.48	3.04	15.00	5148.	24.822	44.864	4.84
10.00	1982.	16.82	2.82	15.00	5540.	25.336	47.602	4.95
10.50	1931.	17.14	2.60	15.00	5944.	25.811	50.339	5.05
11.00	1881.	17.43	2.43	15.00	6357.	26.255	53.077	5.14
11.50	1831.	17.71	2.28	15.00	6777.	26.672	55.815	5.23
12.00	1781.	17.97	2.15	15.00	7194.	27.065	58.553	5.32
12.50	1732.	18.22	2.04	15.00	7604.	27.437	61.291	5.40
13.00	1683.	18.45	1.93	15.00	8019.	27.788	64.028	5.47
13.50	1634.	18.67	1.82	15.00	8436.	28.120	66.766	5.54
14.00	1586.	18.88	1.73	15.00	8854.	28.436	69.504	5.61
14.50	1538.	19.08	1.66	15.00	9272.	28.738	72.242	5.67
15.00	1490.	19.27	1.59	15.00	9679.	29.029	74.980	5.73
15.50	1442.	19.46	1.53	15.00	10048.	29.307	77.717	5.79
16.00	1394.	19.63	1.46	15.00	10384.	29.574	80.455	5.85
16.50	1347.	19.81	1.42	15.00	10752.	29.833	83.193	5.90
17.00	1300.	19.97	1.37	15.00	11119.	30.084	85.931	5.95

Vol. II Table 1-3-9 (CONTINUED)

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	PRODUCTION RATE OIL (MSTR/D)	GAS (MMSCF/D)	GAS OIL RATIO (SCF/STB)	CUMULATIVE OIL (MMSTB)	GAS PRODUCTION (MMMSCF)	WATER ENCROACH- (MMBBL)
17.50	1253.	20.13	1.33	15.00	11464.	30.327	88.669	6.00
18.00	1207.	20.29	1.29	15.00	11791.	30.563	91.406	6.05
18.50	1161.	20.44	1.25	15.00	12098.	30.791	94.144	6.10
19.00	1115.	20.59	1.23	15.00	12381.	31.015	96.882	6.14
19.50	1069.	20.74	1.20	15.00	12640.	31.234	99.620	6.19
20.00	1023.	20.88	1.18	15.00	12872.	31.449	102.358	6.23
20.50	977.	21.02	1.15	15.00	13152.	31.659	105.095	6.28
21.00	931.	21.15	1.13	15.00	13442.	31.865	107.833	6.32
21.50	885.	21.29	1.11	15.00	13722.	32.067	110.571	6.36
22.00	839.	21.42	1.09	15.00	13971.	32.265	113.309	6.40
22.50	793.	21.55	1.06	15.00	14163.	32.460	116.046	6.44
23.00	747.	21.68	1.05	15.00	14308.	32.652	118.784	6.48
23.50	702.	21.80	1.05	15.00	14401.	32.843	121.522	6.52
24.00	657.	21.93	1.04	15.00	14437.	33.033	124.260	6.56
24.50	612.	22.06	1.04	15.00	14363.	33.223	126.998	6.59
25.00	568.	22.19	1.06	15.00	13985.	33.417	129.735	6.63

Table 2-2-1 CORRELATION TABLE
Vol. II PULAI FIELD

Well No. D.F.E.	I						2						3					
	31			31			31			31			31			31		
	Top Log	Subsea	Base	Top Log	Subsea	Base	Top Log	Subsea	Base	Top Log	Subsea	Base	Top Log	Subsea	Base	Top Log	Subsea	Base
Zone																		
Top J	2430	2399		2716	2685		2710	2679		2710	2679		2710	2679				
Top a	2620	2589	3068 3037	2910	2879	3355 3324	2859	2828		2859	2828		2859	2828				
Top b ₁	3593	3562	3670 3639	3874	3843	3923 3892	3794	3763		3794	3763		3794	3763				
Top b ₂	3734	3703	3825 3794	4026	3995	4156 4125	3936	3905		3936	3905		3936	3905				
Top b ₃	3867	3836	4023 3992	4182	4151	4340 4309	4070	4039		4070	4039		4070	4039				
Top c ₁	4124	4093	4320 4289	4468	4437	4638 4607	4295	4264		4295	4264		4295	4264				
Top c ₂	4569	4538	4591 4560	4851	4820	4880 4849	4725	4694		4725	4694		4725	4694				
Top c ₃	4625	4594	4777 4746	4900	4869	5084 5053	4790	4759		4790	4759		4790	4759				
Top d	5192	5161	5305 5274	5470	5439	5567 5536	5360	5329		5360	5329		5360	5329				
Top e	6095	6064	6181 6150	6387	6356	6451 6420	6262	6231		6262	6231		6262	6231				
T.D.	7063	7032		6583	6552		7268	7237		7268	7237		7268	7237				

Table 2-2-1 (Continued) CORRELATION TABLE
 Vol. II PULAI FIELD

Well No. D.F.E.	4			
	31			
Zone	Top		Base	
	Log	Subsea	Log	Subsea
Top J	2581	2550		
Top a	2770	2739	3256	3225
Top b ₁ b ₂ b ₃	3825	3794	3902	3871
	3986	3955	4082	4051
	4140	4109	4394	4363
Top c ₁ c ₂ c ₃	4528	4497	4656	4625
	4908	4877	4938	4907
	4984	4953	5160	5129
Top d	-	-	-	-
Top e				
T.D.	5333	5302		

Vol. II Table 2-3-1
RESERVOIR PARAMETERS

RESERVOIR DATA

FIELD NAME: PULAI

RESERVOIR NAME: B2

NATURAL DEPLETION CASE

PRESSURE (PSIG)	FVFO	RS (SCF/STB)	FVFG	VISO (C.P.)	VISG (C.P.)
0.	1.042	0.	1.181636	0.9200	0.01166
100.	1.053	20.	0.149525	0.8500	0.01179
200.	1.061	40.	0.078859	0.8050	0.01192
400.	1.073	80.	0.039769	0.7250	0.01218
600.	1.085	121.	0.026115	0.6600	0.01244
1000.	1.107	201.	0.015072	0.5820	0.01340
1400.	1.132	282.	0.010354	0.5200	0.01450
1740.	1.155	350.	0.008134	0.4800	0.01566
1790.	1.154	350.	0.007880	0.4804	0.01583

SL	KG/KD	KRO
0.55	260.0000	0.0455
0.60	58.0000	0.0787
0.65	24.0000	0.1250
0.70	8.6000	0.1866
0.75	2.0000	0.2657
0.80	1.0000	0.3644
0.85	0.3300	0.4851
0.90	0.0650	0.6297
0.95	0.0100	0.8006
1.00	0.0001	1.0000

BUBLE POINT PRESSURE (PSIG) = 1740.0000
 INITIAL RESERVOIR PRESSURE (PSIG) = 1790.0000
 EFFECTIVE COMPRESSIBILITY = 0.0000264
 WATER FORMATION VOLUME FACTOR = 1.0250
 IREDUCIBLE WATER SATURATION = 0.3040
 FINAL PRESSURE (PSIG) = 500.0000
 ORIGINAL OIL IN PLACE (MMSTB) = 72.2180
 OIL PRODUCTION RATE (MSTB/D) = 1.4000
 FRACTION OF RESERVOIR GAS AND OIL VOL. = 0.8728

RESERVOIR DATA

FIELD NAME: PULAI RESERVOIR NAME: B3

NATURAL DEPLETION CASE

PRESSURE (PSIG)	FVFO	RS (SCF/STB)	FVFG	VISO (C.P.)	VISG (C.P.)
0.	1.042	0.	1.181636	0.9200	0.01166
100.	1.053	20.	0.149525	0.8500	0.01179
200.	1.061	40.	0.078859	0.8050	0.01192
400.	1.073	80.	0.039769	0.7250	0.01218
600.	1.085	121.	0.026115	0.6600	0.01244
1000.	1.107	201.	0.015072	0.5820	0.01340
1400.	1.132	282.	0.010354	0.5200	0.01450
1740.	1.155	350.	0.008134	0.4800	0.01566
1790.	1.154	350.	0.007880	0.4804	0.01583

SL	KG/KG	KRD
0.55	260.0000	0.0455
0.60	68.0000	0.0787
0.65	24.0000	0.1250
0.70	7.6000	0.1866
0.75	3.0000	0.2657
0.80	1.0000	0.3644
0.85	0.3300	0.4851
0.90	0.0640	0.6297
0.95	0.0100	0.8006
1.00	0.0010	1.0000

BURLE POINT PRESSURE (PSIG) = 1740.0000
INITIAL RESERVOIR PRESSURE (PSIG) = 1790.0000
EFFECTIVE COMPRESSIBILITY = 0.0000264
WATER FORMATION VOLUME FACTOR = 1.0250
IREDUCTIBLE WATER SATURATION = 0.3040
FINAL PRESSURE (PSIG) = 500.0000
ORIGINAL OIL IN PLACE (MMSTB) = 65.5026
OIL PRODUCTION RATE (MSTB/D) = 3.0000
FRACTION OF RESERVOIR GAS AND OIL VOL. = 0.1190

RESERVOIR NAME: B2

FIELD NAME: PULAI

PREDICTED PERFORMANCE

NATURAL DEPLETION CASE

WATER ENC. / OIL PROD. = 0.2

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	PRODUCTION OIL (MSTB/D)	PRODUCTION RATE GAS (MMSCF/D)	GAS OIL RATIO (SCF/STB)	CUMULATIVE OIL (MMSTB)	PRODUCTION GAS (MMSCF)	WATER ENCROACH. (MMBBL)
0.50	1762.	1.77	7.00	2.45	350.	1.278	0.447	0.11
1.00	1738.	3.54	7.00	2.45	350.	2.555	0.895	0.35
1.50	1717.	5.31	7.00	2.47	354.	3.833	1.345	0.58
2.00	1697.	7.08	7.00	2.51	364.	5.111	1.802	0.83
2.50	1677.	8.85	7.00	2.67	403.	6.388	2.290	1.09
3.00	1655.	10.61	7.00	3.17	513.	7.666	2.869	1.36
3.50	1630.	12.38	7.00	4.05	645.	8.943	3.608	1.64
4.00	1601.	14.15	7.00	5.02	801.	10.221	4.523	1.92
4.50	1567.	15.92	7.00	6.40	1042.	11.499	5.691	2.19
5.00	1525.	17.69	7.00	8.48	1413.	12.776	7.239	2.47
5.50	1471.	19.46	7.00	11.70	1962.	14.054	9.374	2.75
6.00	1399.	21.23	7.00	16.22	2720.	15.332	12.336	3.02
6.50	1303.	23.00	7.00	22.73	3850.	16.609	16.485	3.29
7.00	1170.	24.77	7.00	32.40	5524.	17.887	22.399	3.55
7.50	991.	26.50	6.85	44.41	7260.	19.138	30.504	3.81
8.00	789.	28.09	6.30	49.53	8416.	20.288	39.544	4.04
8.50	590.	29.49	5.55	48.31	8842.	21.300	48.361	4.24

WATER ENC. / OIL PROD. = 0.2

NATURAL DEPLETION CASE

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	PRODUCTION RATE		GAS OIL RATIO (SCF/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION OIL (MMSTB)	GAS (MMSCF)	WATER ENCROACH. (MMBBL)
			OIL (MSTB/D)	GAS (MMSCF/D)				
0.50	1705.	1.64	5.89	2.14	378.	1.075	0.391	0.15
1.00	1657.	3.21	5.62	2.16	390.	2.101	0.784	0.36
1.50	1613.	4.69	5.32	2.14	415.	3.072	1.175	0.55
2.00	1571.	6.10	5.05	2.19	456.	3.994	1.574	0.73
2.50	1529.	7.43	4.80	2.32	517.	4.870	1.998	0.91
3.00	1488.	8.71	4.57	2.53	591.	5.703	2.459	1.08
3.50	1445.	9.92	4.36	2.77	684.	6.499	2.965	1.25
4.00	1401.	11.08	4.17	3.09	806.	7.260	3.530	1.40
4.50	1354.	12.19	3.98	3.50	961.	7.986	4.168	1.55
5.00	1305.	13.25	3.79	3.98	1153.	8.677	4.895	1.70
5.50	1251.	14.25	3.60	4.57	1392.	9.335	5.729	1.83
6.00	1192.	15.21	3.43	5.24	1666.	9.960	6.685	1.96
6.50	1127.	16.12	3.26	5.90	1963.	10.556	7.762	2.08
7.00	1057.	16.98	3.11	6.62	2304.	11.123	8.969	2.20
7.50	982.	17.80	2.96	7.36	2686.	11.663	10.312	2.31
8.00	900.	18.58	2.80	8.07	3091.	12.174	11.785	2.42
8.50	814.	19.32	2.64	8.72	3508.	12.656	13.376	2.52

Vol. II Table 2-3-4 (CONTINUED)

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	PRODUCTION RATE		GAS OIL RATIO	CUMULATIVE PRODUCTION		WATER ENCROACH. (MMBBL)
			OIL (MSTB/D)	GAS (MMSCF/D)	(SCF/STB)	OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	
9.00	724.	20.02	2.50	9.25	3912.	13.112	15.065	2.61
9.50	631.	20.67	2.35	9.62	4242.	13.541	16.820	2.69
10.00	540.	21.29	2.21	9.50	4305.	13.946	18.554	2.78

RESERVOIR NAME; B2

WATER ENC. / OIL PROD. = 0.4

FIELD NAME; PULAI

NATURAL DEPLETION CASE

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	PRODUCTION OIL (MSTB/D)	GAS RATIO (SCF/STB)	GAS OIL RATIO (SCF/STB)	CUMULATIVE OIL (MMSTB)	GAS PRODUCTION (MMMSCF)	WATER ENCROACH. (MMBBL)
0.50	1764.	1.77	7.00	2.45	350.	1.278	0.447	0.20
1.00	1743.	3.54	7.00	2.45	350.	2.555	0.894	0.64
1.50	1725.	5.31	7.00	2.46	352.	3.833	1.342	1.09
2.00	1709.	7.08	7.00	2.48	356.	5.111	1.795	1.58
2.50	1693.	8.85	7.00	2.54	369.	6.388	2.258	2.08
3.00	1676.	10.61	7.00	2.69	401.	7.666	2.749	2.60
3.50	1659.	12.38	7.00	3.05	473.	8.943	3.306	3.14
4.00	1639.	14.15	7.00	3.67	581.	10.221	3.975	3.71
4.50	1616.	15.92	7.00	4.40	679.	11.499	4.778	4.27
5.00	1591.	17.69	7.00	5.15	806.	12.776	5.719	4.82
5.50	1561.	19.46	7.00	6.23	984.	14.054	6.857	5.38
6.00	1525.	21.23	7.00	7.75	1235.	15.332	8.271	5.93
6.50	1481.	23.00	7.00	9.80	1588.	16.609	10.060	6.48
7.00	1425.	24.77	7.00	12.64	2041.	17.887	12.367	7.03
7.50	1355.	26.54	7.00	16.27	2635.	19.165	15.337	7.57
8.00	1268.	28.31	7.00	21.08	3428.	20.442	19.184	8.10
8.50	1154.	30.08	7.00	27.52	4495.	21.720	24.207	8.63

Vol. II Table 2-3-5 (CONTINUED)

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	PRODUCTION RATE		GAS OIL RATIO (SCF/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		WATER ENCROACH. (MMBBL)
			OIL (MSTB/D)	GAS (MMSCF/D)		OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	
9.00	1006.	31.84	7.00	36.13	5886.	22.997	30.801	9.15
9.50	830.	33.53	6.68	42.37	6705.	24.217	38.535	9.65
10.00	654.	35.06	6.05	41.89	7060.	25.321	46.181	10.09

RESERVOIR NAME; B3

FIELD NAME; PULAI

PREDICTED PERFORMANCE
WATER ENC. / OIL PROD. = 0.4

NATURAL DEPLETION CASE

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	PRODUCTION RATE		GAS OIL RATIO (SCF/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		WATER ENCROACH. (MMBBL)
			OIL (MSTB/D)	GAS (MMSCF/D)		OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	
0.50	1712.	1.65	5.91	2.14	377.	1.078	0.390	0.29
1.00	1672.	3.23	5.69	2.17	385.	2.117	0.785	0.69
1.50	1635.	4.75	5.45	2.13	400.	3.111	1.174	1.08
2.00	1599.	6.20	5.22	2.15	423.	4.063	1.566	1.47
2.50	1564.	7.60	5.01	2.20	457.	4.977	1.967	1.83
3.00	1529.	8.94	4.80	2.30	504.	5.854	2.386	2.19
3.50	1494.	10.22	4.62	2.46	560.	6.697	2.835	2.54
4.00	1458.	11.46	4.45	2.62	623.	7.509	3.314	2.87
4.50	1420.	12.66	4.29	2.83	701.	8.292	3.831	3.19
5.00	1381.	13.81	4.14	3.08	796.	9.047	4.394	3.51
5.50	1340.	14.92	3.98	3.39	911.	9.773	5.013	3.81
6.00	1296.	15.99	3.82	3.73	1047.	10.471	5.695	4.10
6.50	1249.	17.01	3.67	4.13	1208.	11.141	6.448	4.37
7.00	1199.	17.99	3.52	4.57	1397.	11.785	7.283	4.64
7.50	1143.	18.93	3.38	5.07	1602.	12.402	8.209	4.90
8.00	1084.	19.84	3.25	5.53	1813.	12.994	9.219	5.14
8.50	1021.	20.71	3.12	6.01	2046.	13.564	10.316	5.37

Vol. II Table 2-3-6 (CONTINUED)

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	PRODUCTION RATE DIL (MSTB/D)	GAS (MMSCF/D)	GAS OIL RATIO (SCF/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION DIL (MMSTB)	GAS (MMSCF)	WATER ENCROACH. (MMBBL)
9.00	954.	21.54	2.99	6.48	2292.	14.109	11.498	5.60
9.50	883.	22.34	2.86	6.90	2545.	14.631	12.759	5.81
10.00	810.	23.10	2.73	7.29	2798.	15.129	14.089	6.01
10.50	733.	23.82	2.61	7.61	3039.	15.605	15.477	6.21
11.00	655.	24.52	2.49	7.82	3243.	16.058	16.904	6.39
11.50	577.	25.18	2.37	7.85	3395.	16.491	18.337	6.56

Table 3-2-1 CORRELATION TABLE
 Vol. II SELIGI FIELD

Well No.	1				2				3			
	31		31		31		31		31		31	
	Top Log	Subsea	Base Log	Subsea	Top Log	Subsea	Base Log	Subsea	Top Log	Subsea	Base Log	Subsea
Top J	3794	3763			3696	3665			3531	3500		
Top a ₁	4045	4014	4060	4029	3936	3905	3967	3936	3770	3739	3804	3773
Top a ₂	4176	4145	4535	4504	4051	4020	4395	4364	3870	3839	4260	4229
Top b ₁	5137	5106	5153	5122	4962	4931	5060	5029	4870	4839	4932	4901
Top b ₂	5270	5239	5560	5529	5123	5092	5404	5373	5064	5033	5315	5284
Top b ₃	5664	5633	5815	5784	5508	5477	5645	5614	5435	5404	5667	5636
Top c	6190	6159	6425	6394	6020	5989	6205	6174	5961	5930	6143	6112
T.D.	9012	8981			7050	7019			7030	6999		

Table 3-2-1 (Continued) CORRELATION TABLE
 Vol. II SELIGI FIELD

Well No.	4			
	31			
D.F.E.				
Zone	Top		Base	
	Log	Subsea	Log	Subsea
Top J	3684	3653		
Top a ₁ a ₂	3919	3888	3955	3924
	4050	4019	4455	4424
Top b ₁ b ₂ b ₃	5065	5034	5134	5103
	5224	5193	5556	5525
	5598	5567	5773	5742
Top c	6170	6139	6400	6369
T.D.	6650	6619		

RESERVOIR DATA

FIELD NAME: SELIGI RESERVOIR NAME: A2 (A-BLOCK)

NATURAL DEPLETION CASE

PRESSURE (PSIG)	FVFO	RS (SCF/STB)	FVFG	VISO (C.P.)	VISG (C.P.)
0.	1.050	0.	1.179711	0.5580	0.01182
200.	1.079	44.	0.079072	0.4750	0.01206
400.	1.100	88.	0.040058	0.4350	0.01229
600.	1.112	132.	0.026431	0.4030	0.01252
1000.	1.131	220.	0.015373	0.3580	0.01339
1815.	1.165	400.	0.008031	0.3000	0.01554
1825.	1.165	400.	0.007983	0.3000	0.01557

SL	KG/KD	KRD
0.65	87.0000	0.0602
0.70	44.5000	0.1095
0.75	16.7000	0.1804
0.80	5.3500	0.2770
0.85	1.9700	0.4033
0.90	0.5000	0.5632
0.95	0.1000	0.7608
1.00	0.0010	1.0000

BUBBLE POINT PRESSURE (PSIG) = 1815.0000
 INITIAL RESERVOIR PRESSURE (PSIG) = 1820.0000
 EFFECTIVE COMPRESSIBILITY = 0.0000276
 WATER FORMATION VOLUME FACTOR = 1.0250
 IREDUCIBLE WATER SATURATION = 0.4060
 FINAL PRESSURE (PSIG) = 500.0000
 ORIGINAL OIL IN PLACE (MMSTB) = 48.4676
 OIL PRODUCTION RATE (MSTB/D) = 1.7500
 FRACTION OF RESERVOIR GAS AND OIL VOL. = 0.3785

RESERVOIR DATA

FIELD NAME: SELIGI

RESERVOIR NAME: B2 (A-BLOCK)

NATURAL DEPLETION CASE

PRESSURE (PSIG)	FVFO	RS (SCF/STB)	FVFG	VISO (C.P.)	VISG (C.P.)
0.	1.045	0.	1.225899	0.8000	0.01204
200.	1.080	45.	0.082236	0.6800	0.01228
400.	1.102	89.	0.041696	0.6150	0.01251
600.	1.114	134.	0.027537	0.5750	0.01274
800.	1.127	179.	0.020367	0.5450	0.01314
1000.	1.138	223.	0.016049	0.5140	0.01361
2000.	1.194	446.	0.007581	0.3950	0.01627
2240.	1.208	500.	0.006727	0.4500	0.01704
2260.	1.207	500.	0.006667	0.4501	0.01711

SL	KG/KO	KRO
0.65	87.0000	0.0602
0.70	44.5000	0.1095
0.75	16.7000	0.1804
0.80	5.3500	0.2770
0.85	1.9700	0.4033
0.90	0.5000	0.5632
0.95	0.1000	0.7608
1.00	0.0000	1.0000

BUBLE POINT PRESSURE (PSIG) = 2240.0000
 INITIAL RESERVOIR PRESSURE (PSIG) = 2260.0000
 EFFECTIVE COMPRESSIBILITY = 0.0000330
 WATER FORMATION VOLUME FACTOR = 1.0250
 IREDUCIBLE WATER SATURATION = 0.4260
 FINAL PRESSURE (PSIG) = 500.0000
 ORIGINAL OIL IN PLACE (MMSTB) = 61.6553
 OIL PRODUCTION RATE (MSTB/D) = 2.0000
 FRACTION OF RESERVOIR GAS AND OIL VOL. = 0.0574

RESERVOIR DATA

FIELD NAME: SELIGI RESERVOIR NAME: C (A-BLOCK)

NATURAL DEPLETION CASE

PRESSURE (PSIG)	FVFO	RS (SCF/STB)	FVFG	VISO (C.P.)	VISG (C.P.)
0.	1.071	0.	1.260539	0.9600	0.01218
200.	1.103	62.	0.084529	0.8260	0.01242
400.	1.124	124.	0.042842	0.7670	0.01265
600.	1.141	185.	0.028282	0.7300	0.01289
1000.	1.176	309.	0.016468	0.6650	0.01377
2000.	1.256	618.	0.007766	0.5500	0.01648
2590.	1.310	800.	0.005939	0.5000	0.01846
2630.	1.309	800.	0.005847	0.5003	0.01859

SL	KG/KD	KRO
0.65	87.0000	0.0602
0.70	44.5000	0.1095
0.75	16.7000	0.1804
0.80	5.3500	0.2770
0.85	1.9700	0.4033
0.90	0.5000	0.5632
0.95	0.1000	0.7608
1.00	0.0010	1.0000

RUBLE POINT PRESSURE (PSIG) = 2590.0000
 INITIAL RESERVOIR PRESSURE (PSIG) = 2630.0000
 EFFECTIVE COMPRESSIBILITY = 0.0000340
 WATER FORMATION VOLUME FACTOR = 1.0250
 IREDUCIBLE WATER SATURATION = 0.4240
 FINAL PRESSURE (PSIG) = 500.0000
 ORIGINAL OIL IN PLACE (MMSTB) = 21.3620
 OIL PRODUCTION RATE (MSTB/D) = 2.0000
 FRACTION OF RESERVOIR GAS AND OIL VOL. = 0.0000

RESERVOIR DATA

FIELD NAME: SELIGI

RESERVOIR NAME: B2 (B-BLOCK)

NATURAL DEPLETION CASE

PRESSURE (PSIG)	FVFO	RS (SCF/STB)	FVFG	VISO (C.P.)	VISG (C.P.)
0.	1.045	0.	1.225899	0.8000	0.01204
200.	1.080	45.	0.082236	0.6800	0.01228
400.	1.102	89.	0.041696	0.6150	0.01251
600.	1.114	134.	0.027537	0.5750	0.01274
800.	1.127	179.	0.020367	0.5450	0.01314
1000.	1.138	223.	0.016049	0.5140	0.01361
2000.	1.194	446.	0.007581	0.3950	0.01627
2240.	1.208	500.	0.006727	0.4500	0.01704
2260.	1.207	500.	0.006667	0.4501	0.01711

SL	KG/KO	KRO
0.65	87.0000	0.0602
0.70	44.5000	0.1095
0.75	16.7000	0.1804
0.80	5.3500	0.2770
0.85	1.9700	0.4033
0.90	0.5000	0.5632
0.95	0.1000	0.7608
1.00	0.0010	1.0000

RUBLE POINT PRESSURE (PSIG) = 2240.0000
 INITIAL RESERVOIR PRESSURE (PSIG) = 2260.0000
 EFFECTIVE COMPRESSIBILITY = 0.0000312
 WATER FORMATION VOLUME FACTOR = 1.0250
 IREDUCIBLE WATER SATURATION = 0.3136
 FINAL PRESSURE (PSIG) = 500.0000
 ORIGINAL OIL IN PLACE (MMSTB) = 30.5326
 OIL PRODUCTION RATE (MSTB/D) = 2.0000
 FRACTION OF RESERVOIR GAS AND OIL VOL. = 5.1691

Vol. II Table 3-3-5
RESERVOIR PARAMETER

RESERVOIR DATA

FIELD NAME: SELIGI

RESERVOIR NAME: C (R-BLOCK)

NATURAL DEPLETION CASE

PRESSURE (PSIG)	FVFO	RS (SCF/STB)	FVFG	VISO (C.P.)	VISG (C.P.)
0.	1.071	0.	1.260539	0.9600	0.01218
200.	1.103	62.	0.084529	0.8260	0.01242
400.	1.124	124.	0.042842	0.7670	0.01265
600.	1.141	185.	0.028282	0.7300	0.01289
1000.	1.176	309.	0.016468	0.6650	0.01377
2000.	1.256	618.	0.007766	0.5500	0.01648
2590.	1.310	800.	0.005939	0.5000	0.01846
2630.	1.309	800.	0.005847	0.5003	0.01859

SL	KG/KO	KRO
0.65	87.0000	0.0723
0.70	44.5000	0.1250
0.75	16.7000	0.1985
0.80	5.3500	0.2963
0.85	1.9700	0.4219
0.90	0.5000	0.5787
0.95	0.1000	0.7702
1.00	0.0010	1.0000

RURLE POINT PRESSURE (PSIG) = 2590.0000
 INITIAL RESERVOIR PRESSURE (PSIG) = 2630.0000
 EFFECTIVE COMPRESSIBILITY = 0.0000331
 WATER FORMATION VOLUME FACTOR = 1.0250
 IREDUCIBLE WATER SATURATION = 0.3810
 FINAL PRESSURE (PSIG) = 500.0000
 ORIGINAL OIL IN PLACE (MMSTB) = 159.0580
 OIL PRODUCTION RATE (MSTB/D) = 3.0000
 FRACTION OF RESERVOIR GAS AND OIL VOL. = 0.1283

PREDICTED PERFORMANCE

RESERVOIR NAME: A2 (A-BLOCK)

FIELD NAME: SELIGI

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. (MMBRL)
0.50	1762.	2.64	7.00	3.00	456.	1.278	0.547	0.06
1.00	1712.	5.27	7.00	3.58	597.	2.555	1.201	0.37
1.50	1641.	7.91	7.00	5.76	1138.	3.833	2.253	0.67
2.00	1516.	10.53	6.95	11.82	2171.	5.102	4.409	0.97
2.50	1348.	12.99	6.54	16.94	3082.	6.295	7.501	1.22
3.00	1151.	15.18	5.81	20.99	4186.	7.356	11.333	1.44
3.50	925.	17.11	5.12	24.39	5392.	8.291	15.785	1.64
4.00	687.	18.79	4.48	25.92	6102.	9.109	20.516	1.80

REDICTED PERFORMANCE

RESERVOIR NAME: 82 (A-BLOCK)

FIELD NAME: SELIGI

NATURAL DEPLETION CASE

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	PRODUCTION OIL (MSTB/D)	GAS (MMSCF/D)	PRODUCTION RATE GAS (MMSTB/D)	GAS OIL RATIO (SCF/STB)	CUMULATIVE OIL (MMSTB)	PRODUCTION GAS (MMMSCF)	WATER ENCROACH. (MMBBL)
0.50	2166.	1.78	6.00	2.95	486.	1.095	0.539	0.08	
1.00	2097.	3.55	6.00	2.90	481.	2.190	1.068	0.28	
1.50	2031.	5.33	6.00	3.06	547.	3.285	1.627	0.49	
2.00	1956.	7.10	6.00	4.12	928.	4.380	2.379	0.74	
2.50	1807.	8.88	6.00	10.61	2711.	5.476	4.315	1.04	
3.00	1574.	10.57	5.72	18.21	3718.	6.520	7.638	1.26	
3.50	1312.	12.09	5.11	22.02	4962.	7.452	11.656	1.46	
4.00	1034.	13.41	4.47	24.88	6161.	8.269	16.197	1.63	
4.50	756.	14.57	3.91	25.87	6958.	8.981	20.918	1.77	
5.00	507.	15.58	3.42	23.67	6697.	9.606	25.238	1.90	

RESERVOIR NAME: C (A-BLOCK)

FIELD NAME: SELIGI

NATURAL DEPLETION CASE

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	PRODUCTION OIL (MSTR/D)	GAS OIL RATIO (SCF/STB)	CUMULATIVE OIL (MMSTB)	PRODUCTION GAS (MMMSCF)	WATER ENCROACH. (MMBBL)
0.50	2508.	1.71	2.00	874.	0.365	0.307	0.03
1.00	2423.	3.42	2.00	1041.	0.730	0.653	0.10
1.50	2321.	5.13	2.00	1569.	1.095	1.112	0.19
2.00	2157.	6.84	2.00	3609.	1.460	1.960	0.28
2.50	1870.	8.52	1.97	5666.	1.819	3.613	0.35
3.00	1510.	10.05	1.80	8645.	2.147	5.914	0.42
3.50	1092.	11.36	1.53	12001.	2.426	8.806	0.48
4.00	677.	12.45	1.28	13510.	2.660	11.835	0.53

RESERVOIR NAME: B2 (B-BLOCK)

FIELD NAME: SELIGI

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. (MMBBL)
0.50	2245.	3.59	6.00	3.00	376.	1.095	0.548	0.0
1.00	2225.	7.17	6.00	5.51	965.	2.190	1.554	0.11
1.50	2203.	10.76	6.00	6.74	1657.	3.285	2.785	0.27
2.00	2161.	14.26	5.85	16.24	3757.	4.353	5.750	0.60
2.50	2097.	17.54	5.50	25.97	6269.	5.356	10.490	0.93
3.00	1995.	20.60	5.12	41.94	10467.	6.290	18.145	1.18
3.50	1845.	23.34	4.59	62.44	17350.	7.127	29.542	1.38
4.00	1646.	25.67	3.90	85.30	27216.	7.839	45.112	1.54
4.50	1390.	27.63	3.28	108.91	39378.	8.437	64.991	1.67
5.00	1113.	29.28	2.76	119.17	46867.	8.940	86.741	1.77
5.50	835.	30.68	2.34	114.90	50969.	9.367	107.713	1.86
6.00	583.	31.86	1.98	100.92	49740.	9.728	126.132	1.93

RESERVOIR NAME: C (B-BLOCK)

FIELD NAME: SELIGI

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. (MMBBL)
0.50	2534.	1.72	15.00	12.50	871.	2.738	2.282	0.27
1.00	2466.	3.44	15.00	14.03	1022.	5.476	4.843	0.82
1.50	2387.	5.13	14.74	17.88	1493.	8.166	8.106	1.41
2.00	2270.	6.73	13.91	29.26	3065.	10.706	13.448	2.02
2.50	2075.	8.19	12.73	53.50	5147.	13.029	23.213	2.53
3.00	1834.	9.51	11.46	71.55	47508.	15.122	36.271	2.97
3.50	1545.	10.67	10.15	91.87	10887.	16.974	53.040	3.36
4.00	1205.	11.69	8.88	113.82	14610.	18.594	73.814	3.69
4.50	849.	12.58	7.71	123.20	17332.	20.002	96.300	3.97

Table 4-2-1 CORRELATION TABLE
 Vol. II TAPIS FIELD

Well No. D.F.E.	1				2				3			
	30		32		32		32		32		32	
	Top Log	Subsea	Base Log	Subsea	Top Log	Subsea	Base Log	Subsea	Top Log	Subsea	Base Log	Subsea
Zone												
Top J	4040	4010			4535	4503			5038	5006		
Top a ₁	4295	4265	4307	4277	4780	4748	4790	4758	5304	5272	5316	5284
a ₂	4416	4386	4445	4415	4886	4854	4915	4883	5406	5374	5430	5398
a ₃	4607	4577	4718	4688	5065	5033	5134	5102	5572	5540	5656	5624
a ₄	4735	4705	4795	4765	5146	5114	5185	5153	5690	5658	5732	5700
a ₅	4845	4815	4895	4865	5248	5216	5292	5260	5780	5748	5842	5810
T.D.	8182	8152			7396	7364			6100	6068		

Table 4-2-1 (Continued) CORRELATION TABLE
 Vol. II TAPIS FIELD

Well No.	4			
	32			
D.F.E.	Top		Base	
Zone	Log	Subsea	Log	Subsea
Top J	5856	5824		
Top a ₁	6086	6054	6100	6068
a ₂	6173	6141	6210	6178
a ₃	6302	6270	6395	6363
a ₄	6432	6400	6480	6448
a ₅	6536	6504	6604	6572
T.D.	7100	7068		

RESERVOIR DATA

FIELD NAME: TAPIS RESERVOIR NAME: A3 (A-BLOCK)

NATURAL DEPLETION CASE

PRESSURE (PSIG)	FVFO	RS (SCF/STB)	FVFG	VISO (C.P.)	VISG (C.P.)
0.	1.067	0.	1.266313	0.9950	0.01219
200.	1.100	48.	0.084925	0.8850	0.01243
400.	1.129	96.	0.043048	0.8030	0.01267
600.	1.132	145.	0.028421	0.7450	0.01291
1000.	1.159	241.	0.016554	0.6600	0.01379
1600.	1.192	386.	0.009928	0.5800	0.01536
2000.	1.214	482.	0.007812	0.5400	0.01651
2490.	1.240	600.	0.006222	0.5000	0.01813
2530.	1.239	600.	0.006121	0.5001	0.01827

SL	KG/KO	KRO
0.65	93.0000	0.1250
0.70	50.0000	0.1866
0.75	18.5000	0.2657
0.80	5.3500	0.3644
0.85	1.9000	0.4851
0.90	0.4200	0.6297
0.95	0.0600	0.8006
1.00	0.0010	1.0000

RUBLE POINT PRESSURE (PSIG) = 2490.0000
 INITIAL RESERVOIR PRESSURE (PSIG) = 2530.0000
 EFFECTIVE COMPRESSIBILITY = 0.0000182
 WATER FORMATION VOLUME FACTOR = 1.0250
 IREDUCIBLE WATER SATURATION = 0.3030
 FINAL PRESSURE (PSIG) = 500.0000
 ORIGINAL OIL IN PLACE (MMSTB) = 111.5000
 OIL PRODUCTION RATE (MSTB/D) = 2.0000
 FRACTION OF RESERVOIR GAS AND OIL VOL. = 3.0673

Vol. II Table-4-3-3
RESERVOIR PARAMETER

RESERVOIR DATA

FIELD NAME; TAPIS

RESERVOIR NAME; A3 (B-BLOCK)

NATURAL DEPLETION CASE

PRESSURE (PSIG)	FVFO	RS (SCF/STB)	FVFG	VISO (C.P.)	VISG (C.P.)
0.	1.074	0.	1.287482	0.9650	0.01239
200.	1.106	48.	0.086468	0.8450	0.01262
400.	1.129	96.	0.043895	0.7550	0.01285
600.	1.142	145.	0.029026	0.6900	0.01309
1000.	1.169	241.	0.016963	0.6100	0.01395
1600.	1.202	386.	0.010201	0.5290	0.01548
2000.	1.227	482.	0.008043	0.4880	0.01660
2490.	1.256	600.	0.006411	0.4420	0.01806
2690.	1.254	600.	0.005929	0.4425	0.01867

SL	KG/KD	KRD
0.65	93.0000	0.0723
0.70	50.0000	0.1250
0.75	18.5000	0.1985
0.80	5.3500	0.2963
0.85	1.9000	0.4219
0.90	0.4200	0.5787
0.95	0.0600	0.7702
1.00	0.0010	1.0000

BURLE POINT PRESSURE (PSIG) = 2490.0000
 INITIAL RESERVOIR PRESSURE (PSIG) = 2690.0000
 EFFECTIVE COMPRESSIBILITY = 0.0000207
 WATER FORMATION VOLUME FACTOR = 1.0250
 IREDUCIBLE WATER SATURATION = 0.3970
 FINAL PRESSURE (PSIG) = 500.0000
 ORIGINAL OIL IN PLACE (MMSTB) = 44.9000
 OIL PRODUCTION RATE (MSTB/D) = 3.2500
 FRACTION OF RESERVOIR GAS AND OIL VOL. = 0.1898

RESERVOIR DATA

FIELD NAME: TAPIS RESERVOIR NAME: A5 (B BLOCK)

NATURAL DEPLETION CASE

PRESSURE (PSIG)	FVFO	RS (SCF/STB)	FVFG	VISO (C.P.)	VISG (C.P.)
0.	1.074	0.	1.287482	0.9650	0.01239
200.	1.106	48.	0.086468	0.8450	0.01262
400.	1.129	96.	0.043895	0.7550	0.01285
600.	1.142	145.	0.029026	0.6900	0.01309
1000.	1.169	241.	0.016963	0.6100	0.01395
1600.	1.202	386.	0.010201	0.5290	0.01548
2000.	1.227	482.	0.008043	0.4880	0.01660
2490.	1.256	600.	0.006411	0.4420	0.01806
2690.	1.254	600.	0.005929	0.4425	0.01867

SL	KG/KO	KRD
0.65	93.0000	0.0983
0.70	50.0000	0.1561
0.75	18.5000	0.2330
0.80	5.3500	0.3318
0.85	1.9000	0.4552
0.90	0.4200	0.6058
0.95	0.0600	0.7865
1.00	0.0010	1.0000

BUBLE POINT PRESSURE (PSIG) = 2490.0000
 INITIAL RESERVOIR PRESSURE (PSIG) = 2690.0000
 EFFECTIVE COMPRESSIBILITY = 0.0000198
 WATER FORMATION VOLUME FACTOR = 1.0250
 IREDUCIBLE WATER SATURATION = 0.3540
 FINAL PRESSURE (PSIG) = 500.0000
 ORIGINAL OIL IN PLACE (MMSTB) = 62.2000
 OIL PRODUCTION RATE (MSTB/D) = 2.2500
 FRACTION OF RESERVOIR GAS AND OIL VOL. = 0.0457

Vol. II - Table 4-3-5
RESERVOIR PARAMETER

RESERVOIR DATA

FIELD NAME: TAPIS RESERVOIR NAME: A5 (B BLOCK)

NATURAL DEPLETION CASE

PRESSURE (PSIG)	FVFO	RS (SCF/STB)	FVFG	VISO (C.P.)	VISG (C.P.)
0.	1.074	0.	1.287482	0.9650	0.01239
200.	1.106	48.	0.086468	0.8450	0.01262
400.	1.129	96.	0.043895	0.7550	0.01285
600.	1.142	145.	0.029026	0.6900	0.01309
1000.	1.169	241.	0.016963	0.6100	0.01395
1600.	1.202	386.	0.010201	0.5290	0.01548
2000.	1.227	482.	0.008043	0.4880	0.01660
2490.	1.256	600.	0.006411	0.4420	0.01806
2690.	1.254	600.	0.005929	0.4425	0.01867

SL	KG/KO	KRO
0.65	93.0000	0.0983
0.70	50.0000	0.1561
0.75	18.5000	0.2330
0.80	5.3500	0.3318
0.85	1.9000	0.4552
0.90	0.4200	0.6058
0.95	0.0600	0.7865
1.00	0.0010	1.0000

BUBLE POINT PRESSURE (PSIG) = 2490.0000
 INITIAL RESERVOIR PRESSURE (PSIG) = 2690.0000
 EFFECTIVE COMPRESSIBILITY = 0.0000198
 WATER FORMATION VOLUME FACTOR = 1.0250
 IREDUCIBLE WATER SATURATION = 0.3540
 FINAL PRESSURE (PSIG) = 500.0000
 ORIGINAL OIL IN PLACE (MMSTB) = 62.2000
 OIL PRODUCTION RATE (MSTB/D) = 2.2500
 FRACTION OF RESERVOIR GAS AND OIL VOL. = 0.0457

PREDICTED PERFORMANCE

RESERVOIR NAME: A3 (A-BLOCK)

FIELD NAME: TAPIS

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	2505.	3.27	20.00	12.00	600.	3.650	2.190	0.14
1.00	2481.	6.55	20.00	13.02	679.	7.301	4.566	0.55
1.50	2457.	9.82	20.00	15.75	960.	10.951	7.442	1.28
2.00	2419.	13.10	20.00	29.87	2112.	14.602	12.893	2.35
2.50	2348.	16.37	20.00	61.58	4308.	18.252	24.133	3.40
3.00	2210.	19.58	19.60	125.12	9269.	21.830	46.970	4.25
3.50	1955.	22.51	17.89	244.38	18853.	25.095	91.574	4.96
4.00	1555.	24.99	15.18	391.92	34599.	27.866	163.107	5.54
4.50	1014.	27.02	12.40	533.14	48234.	30.128	260.416	6.00

Vol. II - Table 4-3-7
 PREDICTED PERFORMANCE

RESERVOIR NAME; A5 (A-BLOCK)

FIELD NAME; TAPIS

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 (MMSCF)	WATER ENCROACH. (MMBBL)
0.50	2500.	2.89	8.00	4.80	600.	1.460	0.876	0.06
1.00	2473.	5.77	8.00	5.32	712.	2.920	1.847	0.26
1.50	2443.	8.66	8.00	7.17	1131.	4.380	3.156	0.58
2.00	2396.	11.55	8.00	13.11	2506.	5.841	5.550	1.01
2.50	2305.	14.43	8.00	27.72	4746.	7.301	10.609	1.38
3.00	2132.	17.27	7.86	55.59	10301.	8.735	20.756	1.71
3.50	1812.	19.86	7.17	108.06	20839.	10.044	40.479	1.99
4.00	1313.	22.02	6.00	172.56	38861.	11.138	71.974	2.22
4.50	701.	23.73	4.75	208.65	46362.	12.006	110.058	2.39

PREDICTED PERFORMANCE

RESERVOIR NAME: A3 (B-BLOCK)

FIELD NAME: TAPIS

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	2473.	2.64	6.50	3.92	616.	1.186	0.716	0.16
1.00	2385.	5.06	5.95	3.91	701.	2.273	1.430	0.33
1.50	2304.	7.17	5.19	4.07	902.	3.221	2.172	0.53
2.00	2209.	9.12	4.79	5.50	1463.	4.095	3.176	0.73
2.50	2079.	10.91	4.40	8.60	2413.	4.899	4.746	0.93
3.00	1913.	12.55	4.03	11.62	3458.	5.635	6.867	1.09
3.50	1708.	14.04	3.66	15.33	5063.	6.303	9.666	1.23
4.00	1454.	15.37	3.27	20.06	7354.	6.900	13.327	1.36
4.50	1157.	16.54	2.88	24.77	9633.	7.427	17.849	1.47
5.00	847.	17.56	2.52	26.19	11234.	7.886	22.630	1.56
5.50	553.	18.45	2.18	25.23	11603.	8.284	27.234	1.64

PREDICTED PERFORMANCE

RESERVOIR NAME; A4 (8-BLOCK)

FIELD NAME; TAPIS

NATURAL DEPLETION CASE

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	PRODUCTION OIL (MSTB/D)	PRODUCTION RATE GAS (MMSCF/D)	GAS OIL RATIO (SCF/STB)	CUMULATIVE OIL (MMSTB)	PRODUCTION GAS (MMMSCF)	WATER ENCROACH. (MMHBL)
0.50	2407.	2.04	13.00	8.07	642.	2.373	1.473	0.26
1.00	2306.	4.08	12.98	8.76	719.	4.742	3.072	0.71
1.50	2203.	6.03	12.45	10.14	940.	7.015	4.922	1.19
2.00	2085.	7.83	11.46	13.53	1488.	9.106	7.392	1.66
2.50	1927.	9.47	10.50	20.13	2316.	11.022	11.065	2.10
3.00	1739.	10.97	9.57	25.87	3155.	12.769	15.786	2.47
3.50	1524.	12.34	8.68	32.03	4293.	14.352	21.632	2.80
4.00	1282.	13.55	7.78	38.43	5653.	15.771	28.646	3.10
4.50	1020.	14.64	6.91	43.72	7010.	17.033	36.627	3.36
5.00	752.	15.59	6.09	45.72	7871.	18.144	44.971	3.59
5.50	514.	16.43	5.33	41.94	7711.	19.117	52.626	3.78

RESERVOIR NAME; A5 (8 BLOCK)

FIELD NAME; TAPIS

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	2435.	1.98	6.75	4.15	642.	1.232	0.757	0.14
1.00	2343.	3.96	6.75	4.58	731.	2.464	1.594	0.36
1.50	2242.	5.94	6.75	5.80	1034.	3.696	2.652	0.62
2.00	2101.	7.91	6.71	9.61	2034.	4.920	4.405	0.91
2.50	1890.	9.77	6.33	16.08	3170.	6.075	7.340	1.17
3.00	1616.	11.42	5.64	22.84	5153.	7.104	11.509	1.39
3.50	1265.	12.86	4.90	31.92	8125.	7.998	17.336	1.58
4.00	866.	14.08	4.15	38.40	10358.	8.756	24.344	1.73

PREDICTED PERFORMANCE

RESERVOIR NAME; A5 (B BLOCK)

FIELD NAME; TAPIS

NATURAL DEPLETION CASE

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	PRODUCTION OIL (MSTB/D)	GAS RATIO (SCF/STB)	GAS OIL RATIO	CUMULATIVE OIL (MMSTB)	PRODUCTION GAS (MMSCF)	WATER ENCROACH. (MMBBL)
0.50	2435.	1.98	6.75	4.15	642.	1.232	0.757	0.14
1.00	2343.	3.96	6.75	4.58	731.	2.464	1.594	0.36
1.50	2242.	5.94	6.75	5.80	1034.	3.696	2.652	0.62
2.00	2101.	7.91	6.71	9.61	2034.	4.920	4.405	0.91
2.50	1890.	9.77	6.33	16.08	3170.	6.075	7.340	1.17
3.00	1616.	11.42	5.64	22.84	5153.	7.104	11.509	1.39
3.50	1265.	12.86	4.90	31.92	8125.	7.998	17.336	1.58
4.00	866.	14.08	4.15	38.40	10358.	8.756	24.344	1.73

Table 5-2-1 CORRELATION TABLE
 Vol. II PETA FIELD

Well No.	I			
	31			
Zone	Top		Base	
	Log	Subsea	Log	Subsea
Top J	3490	3459		
Top a ₁	3853	3822	4037	4006
a ₂	4122	4091	4132	4101
a ₃	4330	4299	4430	4299
a ₄	4745	4714	4807	4776
a ₅	4855	4824	5000	4969
Top b	6084	6053	6120	6089
T.D.	7333	7302		

Table 6-2-1 CORRELATION TABLE
 Vol. II BELUMUT FIELD

Well No.	1				2			
	31		31		31		31	
D.F.E.								
Zone	Top Log	Subsea	Base Log	Subsea	Top Log	Subsea	Base Log	Subsea
Top "J"	3345	3314			2725	2694		
Top a ₁	3558	3527	3628	3597	2923	2892	2995	2964
a ₂	3660	3629	3750	3719	3060	3029	3180	3149
a ₃	3875	3844	3985	3956	3220	3189	3330	3299
a ₄	4075	4044	4160	4129	3428	3397	3503	3472
Top b ₁	4220	4189	4243	4212	3543	3512	3560	3529
b ₂	4343	4312	4646	4615	3655	3624	3990	3959
Top c	4790	4759	4855	4824	4095	4064	4158	4127
T.D.	4975	4944			5038	5007		

Table 7-2-1 CORRELATION TABLE
 Vol. II ANCSI FIELD

Well No.	1			
	31			
D.F.E.	Top		Base	
Zone	Log	Subsea	Log	Subsea
Top J	6450	6419		
Top a	6922	6891	6945	6914
Top b ₁	7935	7904	8098	8067
Top b ₂	8200	8169	8310	8279
Top b ₃	8405	8374	8530	8499
Top c	8960	8929	8980	8949
T.D.	10132 10101			

Table 8-2-1 CORRELATION TABLE
 Vol. II BESAR FIELD

Well No.	1			
	32			
D.F.E.	Top		Base	
Zone	Log	Subsea	Log	Subsea
Top J	4740	4708		
Top a	5246	5214	5265	5233
Top b ₁	6644	6612	6845	6813
Top b ₂	6880	6848	6995	6963
Top b ₃	7040	7008	7282	7250
Top c ₁	7387	7355	7436	7404
Top c ₂	8035	8003	8075	8043
Top c ₃	8237	8205	8303	8271
T.D.	8617	8585		

Table 9-2-1 CORRELATION Table
Vol. II JERNEH FIELD

Well No. K.B.E.	1A						2						3							
	31			31			31			31			32			32				
	Top Log	Subsea	Base Log	Subsea	Top Log	Subsea	Base Log	Subsea	Top Log	Subsea	Base Log	Subsea	Top Log	Subsea	Base Log	Subsea				
Top a ₁	4000	3969	4044	4013	4240	4209	4282	4251	4116	4084	4170	4138	4240	4209	4282	4251	4116	4084	4170	4138
a ₂	4242	4211	4312	4281	4510	4479	4538	4507	4373	4341	4435	4403	4510	4479	4538	4507	4373	4341	4435	4403
a ₃	4346	4315	4482	4451	4592	4561	4750	4719	4504	4472	4644	4612	4592	4561	4750	4719	4504	4472	4644	4612
Top b	4900	4869	5055	4024	5329	5298	5400	5369	5004	4972	5148	5116	5329	5298	5400	5369	5004	4972	5148	5116
Top c ₁	5515	5484	5654	5623	5829	5798	5972	5941	5614	5582	5747	5715	5829	5798	5972	5941	5614	5582	5747	5715
c ₂	5734	5703	5852	5821	6008	5977	6090	6059	5826	5794	5970	5938	6008	5977	6090	6059	5826	5794	5970	5938
c ₃	5999	5968	6124	6093	6318	6287	6432	6401	6112	6080	6170	6138	6318	6287	6432	6401	6112	6080	6170	6138
c ₄	6226	6195	6320	6289	6567	6536	6627	6596	6275	6243	6370	6338	6567	6536	6627	6596	6275	6243	6370	6338
c ₅	6373	6342	6580	6549	6720	6689	6900	6869	6432	6400	6620	6588	6720	6689	6900	6869	6432	6400	6620	6588
T.D.	6916	6885			7156	7125			6738	6706							6738	6706		

Table 10-2-1 CORRELATION TABLE
 Vol. II PILING FIELD

Well No.	1			
	73			
K.B.E.	Top		Base	
Zone	Log	Subsea	Log	Subsea
Top a ₁ a ₂ a ₃	3766	3693	3842	3769
	3920	3847	4032	3959
	4180	4107	4385	4312
Top b ₁ b ₂ b ₃ b ₄ b ₅ b ₆ b ₇	5763	5690	5790	5717
	6155	6082	6434	6361
	6570	6497	6635	6562
	6724	6651	6820	6747
	7785	7712	7817	7744
	8356	8283	8390	8317
	8677	8604	8687	8614
T.D.	9200 9127			

Table 11-2-1 CORRELATION TABLE
 Vol. II BINTANG FIELD

Well No. K.B.E.	2		3			
	31		31			
Zone	Top Log	Subsea	Top Log	Subsea	Base Log	Subsea
Top a	4120	4089	4192	4161	4305	4274
Top b ₁	4626	4595	4688	4657	4830	4799
b ₂	4721	4690	4782	4751	4921	4890
b ₃	4964	4933	5010	4979	5160	5129
b ₄	5103	5072	5162	5131	5317?	5286?
Top c	5790	5759	5875	5844	5918	5887
T.D.	6610	6579			6224	6193
					4350	4319
					4837	4806
					4935	4904
					5192	5161
					-	-
					5960	5929

Table 12-2-1-1 CORRELATION TABLE
 Vol. II SEPAT FIELD

Well No.	1			
	31.			
Zone	Top		Base	
	Log	Subsea	Log	Subsea
Top a1	3012	2981	3084	3053
a2	3326	3295	3455	3424
a3	3968	3937	4095	4064
a4	4176	4145	4202	4171
a5	4530	4499	4555	4524
a6	4776	4745	4840	4809
T.D.	5955	5924		

Table 13-2-1 CORRELATION TABLE
 Vol. II BUJANG FIELD

Well No.	1			
	31			
K.B.E.	Top		Base	
Zone	Log	Subsea	Log	Subsea
Top a ₁	3368	3337	3390	3359
a ₂	3753	3722	3885	3854
a ₃	4132	4101	4178	4147
a ₄	4350	4319	4388	4357
Top' b ₁	4510	4479	4575	4544
b ₂	4645	4614	4753	4722
b ₃	4855	4824	4865	4834
b ₄	5112	5081	5266	5235
b ₅	5370	5339	5400	5369
T.D.	5675	5644		

Table 14-2-1 CORRELATION TABLE
Vol. II SOTONG FIELD

Well No. K.B.E. Zone	1			2			3		
	36			35			36		
	Top Log	Subsea	Base Log Subsea	Top Log	Subsea	Base Log Subsea	Top Log	Subsea	Base Log Subsea
Top TRENGGANU SH.	6747	6711		6762	6727		6755	6719	
Top a1	6962	6926		6982	6947		6959	6923	
a2	7096	7060		7117	7082		7104	7068	7312 7276
a3	7318	7282	7300 7264	7353	7318	7333 7298	7323	7287	7395 7359
a4	7417	7381	7386 7350	7460	7425	7504 7469	7437	7401	7472 7436
a5	7477	7441	7446 7410	7533	7498	7610 7575	7497	7461	7592 7556
a6	7585	7549	7510 7474	7670	7635	7690 7655	7617	7581	7640 7604
a7	7638	7602	7610 7574	7720	7685		7667	7631	7690 7654
a8	7692	7656	7668 7632	7810	7775		7737	7701	7780 7744
a9	7782	7746	7766 7730	7866	7831		7797	7761	
a10	8160	8124		8287	8252		8227	8191	
T.D.	10018	9982		9613	9578		10056	10020	

Table 14-2-1 CORRELATION TABLE
Vol. II SOTONG FIELD

Well No. K.B.E.	1				2				3			
	36		35		36		35		36		35	
	Top Log	Subsea	Top Log	Subsea	Top Log	Subsea	Top Log	Subsea	Top Log	Subsea	Top Log	Subsea
Top TRENGGANU SH.	6747	6711	6762	6727			6755	6719				
Top a1	6962	6926	6982	6947			6959	6923				
a2	7096	7060	7117	7082	7333	7298	7104	7068	7312	7276		
a3	7318	7282	7353	7318	7426	7391	7323	7287	7395	7359		
a4	7417	7381	7460	7425	7504	7469	7437	7401	7472	7436		
a5	7477	7441	7533	7498	7610	7575	7497	7461	7592	7556		
a6	7585	7549	7670	7635	7690	7655	7617	7581	7640	7604		
a7	7638	7602	7720	7685			7667	7631	7690	7654		
a8	7692	7656	7810	7775	7848	7813	7737	7701	7780	7744		
a9	7782	7746	7866	7831			7797	7761				
a10	8160	8124	8287	8252			8227	8191				
T.D.	10018	9982	9613	9578			10056	10020				

Table 14-2-1 (Continued) CORRELATION TABLE
 Vol. II SOTONG FIELD

Well No. K.B.E. Zone	4				5				6			
	36		36		36		36		36		36	
	Top Log	Subsea	Top Log	Subsea	Top Log	Subsea	Top Log	Subsea	Top Log	Subsea	Top Log	Subsea
Top TRENGGANU SH.	6317	6281			7166	7130			7247	7211		
Top a1	6533	6497			7455	7419			7530	7494		
a2	6667	6631	6877	6841	7597	7561			7698	7662	7929	7893
a3	6900	6864	6940	6904	7808	7772			7954	7918	7990	7954
a4	7000	6964	7057	7021	7879	7843			8086	8050	8120	8084
a5					7934	7898			8176	8140	8270	8244
a6					8043	8007			8308	8272	8328	8292
a7					8111	8075			8373	8337	8458	8422
a8					8168	8132			8458	8422	8495	8459
a9					8286	8250			8500	8464		
a10					8712	8676			8878	8842		
T.D.	8919	8883			9931	9895			10487	10451		

RESERVOIR PARAMETERS

RESERVOIR DATA

FIELD NAME: SOTONG RESERVOIR NAME: A2 (A-BLOCK)

NATURAL DEPLETION CASE

PRESSURE (PSIG)	FVFO	RS (SCF/STB)	FVFG	VISO (C.P.)	VISG (C.P.)
0.	1.102	0.	1.404880	0.7000	0.01344
100.	1.140	31.	0.178700	0.6110	0.01355
200.	1.170	62.	0.094750	0.5500	0.01366
400.	1.196	123.	0.048310	0.5060	0.01389
600.	1.217	185.	0.032090	0.4800	0.01411
1000.	1.246	308.	0.018900	0.4270	0.01482
1200.	1.260	369.	0.015580	0.4050	0.01522
1600.	1.291	492.	0.011470	0.3620	0.01613
2000.	1.325	615.	0.009070	0.3280	0.01714
2500.	1.371	769.	0.007200	0.2830	0.01849
3088.	1.431	950.	0.005890	0.2450	0.02023
3102.	1.431	950.	0.005870	0.2450	0.02028

SL	KG/KO	KRO
0.55	35000.0000	0.0010
0.60	3000.0000	0.0080
0.65	380.0000	0.0270
0.70	80.0000	0.0640
0.75	25.0000	0.1250
0.80	11.0000	0.2160
0.85	5.0000	0.3430
0.90	1.8700	0.5120
0.95	0.5200	0.7290
1.00	0.1000	1.0000

BUBBLE POINT PRESSURE (PSIG) = 3088.0000
 INITIAL RESERVOIR PRESSURE (PSIG) = 3102.0000
 EFFECTIVE COMPRESSIBILITY = 0.0000194
 WATER FORMATION VOLUME FACTOR = 1.0696
 IREDUCIBLE WATER SATURATION = 0.5130
 FINAL PRESSURE (PSIG) = 500.0000
 ORIGINAL OIL IN PLACE (MMSTB) = 51.9960
 OIL PRODUCTION RATE (MSTB/D) = 1.5000
 FRACTION OF RESERVOIR GAS AND OIL VOL. = 1.4938

RESERVOIR PARAMETERS

RESERVOIR DATA

FIELD NAME: SOTONG RESERVOIR NAME: A,B,C-BLOCK

NATURAL DEPLETION CASE (CASE-1)

PRESSURE (PSIG)	FVFO	RS (SCF/STR)	FVFG	VISO (C.P.)	VISG (C.P.)
0.	1.060	0.	1.424120	0.8250	0.01332
100.	1.086	26.	0.181030	0.7350	0.01344
200.	1.100	52.	0.095920	0.6650	0.01355
400.	1.123	103.	0.048040	0.5920	0.01379
600.	1.143	155.	0.032390	0.5400	0.01402
1000.	1.182	258.	0.019040	0.4650	0.01478
1200.	1.198	310.	0.015670	0.4430	0.01519
1600.	1.231	413.	0.011510	0.4000	0.01620
2000.	1.266	516.	0.009100	0.3600	0.01733
2500.	1.311	645.	0.007220	0.3200	0.01876
3140.	1.370	810.	0.005830	0.2800	0.02078
3190.	1.369	810.	0.005750	0.2801	0.02095

SL	KG/KD	KRO
0.55	20000.0000	0.0010
0.60	1350.0000	0.0080
0.65	105.0000	0.0270
0.70	20.0000	0.0640
0.75	10.0000	0.1250
0.80	5.7000	0.2160
0.85	2.8000	0.3430
0.90	1.2400	0.5120
0.95	0.4000	0.7290
1.00	0.1000	1.0000

BURL POINT PRESSURE (PSIG) = 3140.0000
 INITIAL RESERVOIR PRESSURE (PSIG) = 3190.0000
 EFFECTIVE COMPRESSIBILITY = 0.0000269
 WATER FORMATION VOLUME FACTOR = 1.0697
 IREDUCIBLE WATER SATURATION = 0.5003
 FINAL PRESSURE (PSIG) = 500.0000
 ORIGINAL OIL IN PLACE (MMSTB) = 59.8890
 OIL PRODUCTION RATE (MSTB/D) = 2.5000
 FRACTION OF RESERVOIR GAS AND OIL VOL. = 2.8686

RESERVOIR PARAMETERS

RESERVOIR DATA

FIELD NAME: SOTONG RESERVOIR NAME: A,B,C-BLOCK

NATURAL DEPLETION CASE (CASE-2)

PRESSURE (PSIG)	FVFO	RS (SCF/STR)	FVFG	VISO (C.P.)	VISG (C.P.)
0.	1.060	0.	1.424120	0.8250	0.01332
100.	1.086	26.	0.181030	0.7350	0.01344
200.	1.100	52.	0.095920	0.6650	0.01355
400.	1.123	103.	0.048040	0.5920	0.01379
600.	1.143	155.	0.032390	0.5400	0.01402
1000.	1.182	258.	0.019040	0.4650	0.01478
1200.	1.198	310.	0.015670	0.4430	0.01519
1600.	1.231	413.	0.011510	0.4000	0.01620
2000.	1.266	516.	0.009100	0.3600	0.01733
2500.	1.311	645.	0.007220	0.3200	0.01876
3140.	1.370	810.	0.005830	0.2800	0.02078
3190.	1.369	810.	0.005750	0.2801	0.02095

SL	KG/KO	KRO
0.55	20000.0000	0.0010
0.60	1350.0000	0.0080
0.65	105.0000	0.0270
0.70	20.0000	0.0640
0.75	10.0000	0.1250
0.80	5.7000	0.2160
0.85	2.8000	0.3430
0.90	1.2400	0.5120
0.95	0.4000	0.7290
1.00	0.1000	1.0000

BUBLE POINT PRESSURE (PSIG) = 3140.0000
 INITIAL RESERVOIR PRESSURE (PSIG) = 3190.0000
 EFFECTIVE COMPRESSIBILITY = 0.0000266
 WATER FORMATION VOLUME FACTOR = 1.0697
 IREDUCIBLE WATER SATURATION = 0.5057
 FINAL PRESSURE (PSIG) = 500.0000
 ORIGINAL OIL IN PLACE (MMSTB) = 223.6200
 OIL PRODUCTION RATE (STB/D) = 2.5000
 FRACTION OF RESERVOIR GAS AND OIL VOL. = 0.0361

Vol. II Table 14-3-4
RESERVOIR PARAMETERS

RESERVOIR NAME: A2 (A-BLOCK)

FIELD NAME: SOTONG

NATURAL DEPLETION CASE

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	PRODUCTION RATE		GAS OIL RATIO (SCF/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		WATER ENCROACH. (MMBBL)
			OIL (MSTR/D)	GAS (MMSCF/D)		OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	
0.50	2947.	5.27	15.00	41.41	3889.	2.738	7.559	1.48
1.00	2699.	9.72	12.69	63.57	6528.	5.053	19.161	2.95
1.50	2386.	13.06	9.52	80.83	10503.	6.790	33.914	4.01
2.00	2011.	15.83	7.90	99.41	15282.	8.233	52.059	4.91
2.50	1605.	18.13	6.54	114.08	20115.	9.426	72.880	5.63
3.00	1195.	20.03	5.41	117.27	23495.	10.412	94.284	6.22
3.50	865.	21.62	4.55	103.98	21459.	11.243	113.262	6.71
4.00	552.	23.01	3.95	79.90	18564.	11.965	127.845	7.14

RESERVOIR PARAMETERS

RESERVOIR NAME: A, B, C-BLOCK

FIELD NAME: SOTONG

NATURAL DEPLETION CASE		(CASE-1)									
TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	PRODUCTION OIL (MSTB/D)	PRODUCTION GAS (MMSCF/D)	GAS OIL RATIO (SCF/STB)	CUMULATIVE OIL (MMSTB)	PRODUCTION GAS (MMSCF)	WATER ENCROACH. (MMBBL)			
0.50	3153.	3.05	10.00	8.10	810.	1.825	1.478	0.0			
1.00	3111.	6.06	9.87	15.80	2602.	3.627	4.362	0.36			
1.50	3043.	8.89	9.31	30.59	4102.	5.326	9.945	0.85			
2.00	2950.	11.47	8.45	40.30	5588.	6.867	17.301	1.22			
2.50	2830.	13.78	7.59	50.15	7680.	8.253	26.456	1.55			
3.00	2677.	15.86	6.81	60.03	10099.	9.497	37.412	1.83			
3.50	2489.	17.72	6.11	70.82	13296.	10.611	50.339	2.07			
4.00	2336.	19.38	5.46	80.85	16509.	11.607	65.096	2.26			
4.50	2143.	20.86	4.86	89.29	20533.	12.494	81.392	2.46			
5.00	1933.	22.18	4.32	96.28	23748.	13.283	98.965	2.61			
5.50	1738.	23.36	3.87	96.71	26414.	13.989	116.616	2.77			
6.00	1538.	24.41	3.47	96.40	28826.	14.622	134.211	2.89			
6.50	1360.	25.37	3.12	92.01	30177.	15.192	151.005	3.01			
7.00	1163.	26.22	2.82	87.16	31452.	15.706	166.914	3.11			
7.50	996.	27.00	2.55	80.07	31313.	16.171	181.527	3.21			
8.00	883.	27.72	2.34	71.58	29849.	16.599	194.592	3.28			
8.50	748.	28.37	2.16	63.08	28711.	16.992	206.105	3.37			

Vol. II Table 14-3-5 (CONTINUED)

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 ENCRDACH. (MMBBL)
9.00	593.	28.97	1.97	55.61	27838.	17.351	216.255	3.45
9.50	500.	29.52	1.81	48.12	25351.	17.681	225.037	3.50

RESERVOIR PARAMETERS

RESERVOIR NAME; A,B,C-BLOCK

FIELD NAME; SOTONG

NATURAL DEPLETION CASE (CASE-2)

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	3055.	0.81	9.92	18.87	2852.	1.810	3.445	0.22
1.00	2923.	1.59	9.53	29.19	3285.	3.549	8.773	0.58
1.50	2786.	2.32	8.95	31.64	3816.	5.182	14.548	0.92
2.00	2642.	3.00	8.38	34.61	4475.	6.712	20.865	1.24
2.50	2490.	3.64	7.84	38.16	5290.	8.143	27.830	1.54
3.00	2345.	4.24	7.30	41.43	6094.	9.476	35.392	1.81
3.50	2192.	4.79	6.78	44.51	7068.	10.714	43.516	2.07
4.00	2030.	5.31	6.31	47.62	8036.	11.866	52.208	2.30
4.50	1878.	5.79	5.89	49.73	8858.	12.940	61.285	2.52
5.00	1723.	6.23	5.49	50.94	9756.	13.942	70.582	2.73
5.50	1568.	6.65	5.11	52.35	10665.	14.875	80.136	2.91
6.00	1426.	7.04	4.77	52.14	11200.	15.746	89.652	3.09
6.50	1281.	7.41	4.47	51.47	11874.	16.562	99.047	3.26
7.00	1141.	7.75	4.19	51.04	12367.	17.326	108.362	3.41
7.50	1010.	8.07	3.93	49.10	12617.	18.045	117.323	3.56
8.00	902.	8.37	3.69	46.06	12350.	18.717	125.731	3.68
8.50	796.	8.65	3.45	41.93	11969.	19.348	133.384	3.81

Vol. II Table 14-3-6 (CONTINUED)

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	PRODUCTION RATE OIL (MSTB/D)	GAS (MMSCF/D)	GAS OIL RATIO (SCF/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION OIL (MMSTB)	GAS (MMSCF)	WATER ENCROACH. (MMBBL)
9.00	692.	8.92	3.25	38.58	11784.	19.941	140.426	3.93
9.50	592.	9.17	3.07	35.99	11630.	20.502	146.994	4.04
10.00	515.	9.41	2.91	32.43	10752.	21.032	152.913	4.14

Table 15-2-1 CORRELATION TABLE
Vol. II DUYONG FIELD

Well No. K.B.E.	1				2				3			
	31		37		36		36		36		36	
	Top Log	Subsea	Top Log	Subsea	Top Log	Subsea	Top Log	Subsea	Top Log	Subsea	Top Log	Subsea
Zone												
Top TRENGGANU SH.	5786	5755	-	-	6484	6447	-	-	7410	7374	-	-
Top a ₁	5309	5278	5339	5308	6013	5976	6040	6003	6951	6915	6977	6941
Top a ₂	5545	5514	5596	5565	6230	6193	6260	6223	7171	7135	7200	7164
Top b ₁	6735	6704	6808	6777	7263	7226	7371	7334	-	-	-	-
Top b ₂	6901	6870	7027	6996	7439	7402	7539	7502	8222	8186	8365	8329
Top b ₃	7060	7029	7118	7087	7574	7537	7630	7593	8435	8399	8475	8439
Top b ₄	7182	7151	7198	7167	7689	7652	7706	7769	8559	8523	8593	8557
Top b ₅	7374	7343	7482	7451	7867	7830	7958	7921	8745	8709	8808	8772
T.D.	9942	9911			8294	8257			10365	10329		

	Well No.1	Well No.2	Well No.3
zone b5	7374' - 7389' 5488 psig 288°F oil 48.5° gas 0.719	7858' - 7888' 5697 psig 274°F oil 48.1° gas 0.7	8744' - 8764' 5640 psig 296°F * Tight
zone b4		7690' - 7704' 5543 psig at 7656' 5678 psig at 7663' 283°F gas 0.7	8560' - 8590' 5585 psig at 8514' 288°F * Tight & Water
zone b1	FIT at 6794' 4643 psig	7302'-7312' 4930 psig at 7307' 278°F 44.5°	7270'-7278' 4915 psig at 7274' 298°F 47.1°
zone a2	5570' - 5590' 3100 psig 54.7°	6240' - 6256' 3122 psig at 6248' 52° 0.68	
zone a1		6020' - 6038' 2797 psig at 6029'	6952' - 6976' 3040 psig

Table 15-3-1
Vol. II

PRESSURE AND FLUID DATA
DUYONG FIELD

Table 16-2-1 CORRELATION TABLE
Vol. II ANDING FIELD

Well No. K.B.E.	1		2			
	33		36			
Zone	Top Log	Subsea	Top Log	Subsea	Base Log	Subsea
Top TRENGGANU SH.	6675	6642	6931	6898	6610	6574
Top a ₁	6931	6898	6956	6923	6862	6826
a ₂	7324	7291	7393	7350	7237	7201
a ₃	7460	7427	7483	7450	7361	7325
a ₄	7497	7464	7628	7595	7418	7382
a ₅	7674	7641	7820	7787	7550	7514
a ₆	7867	7834	7940	7909	7766	7730
Top b	8324	8291			8380	8344
T.D.	8625	8592			9017	8981

Table 17-5-1 (Vol. II)

MAJOR EQUIPMENT LIST

FOR BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS - CASE IA

ITEM NO. & NAME	LOCATION	QUANTITY	DESCRIPTION
<u>V-1</u> 1ST STAGE PRODUCTION SEPARATOR	PUWP-A SEWP-A	1 1	SIZE: 5'-6" I.D. x 16'-6" S-S DESIGN PRESS.: 300 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
	SEWP-B	1	SIZE: 7'-0" I.D. x 14'-0" S-S DESIGN PRESS.: 300 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
	BEWP-A BEP-A	1 1	SIZE: 7'-6" I.D. x 15'-0" S-S DESIGN PRESS.: 300 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
<u>V-2</u> 2ND STAGE PRODUCTION SEPARATOR	PUWP-A SEWP-A	1 1	SIZE: 5'-6" I.D. x 16'-6" S-S DESIGN PRESS.: 100 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
	SEWP-B	1	SIZE: 7'-0" I.D. x 14'-0" S-S DESIGN PRESS.: 100 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
	BEWP-A BEP-A	1 1	SIZE: 7'-6" I.D. x 15'-0" S-S DESIGN PRESS.: 100 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
<u>V-3</u> 3RD STAGE PRODUCTION SEPARATOR	PUWP-A SEWP-A	1 1	SIZE: 12'-0" I.D. x 24'-0" S-S DESIGN PRESS.: 50 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
	SEWP-B	1	SIZE: 14'-0" I.D. x 28'-0" S-S DESIGN PRESS.: 50 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
	BEWP-A BEP-A	1 1	SIZE: 15'-0" I.D. x 30'-0" S-S DESIGN PRESS.: 50 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
<u>V-4</u> TEST SEPARATOR	BEWP-A BEP-A	1 1	SIZE: 3'-6" I.D. x 10'-0" S-S DESIGN PRESS.: 300 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
	PUWP-A	1	
	SEWP-A	1	
	SEWP-B	1	
<u>C-151</u> INSTRUMENT AIR COMPRESSOR	BEWP-A	2	CAPACITY: 35 SCFM
	BEP-A	2	
	PUWP-A	2	
	SEWP-A	2	
	SEWP-B	2	
<u>P-2</u> CRUDE TRANSFER PUMP	PUWP-A SEWP-A	2 2	CAPACITY: 440 GPM TYPE: HORIZONTAL
	SEWP-B	2	CAPACITY: 620 GPM TYPE: HORIZONTAL
	BEWP-A BEP-A	2 2	CAPACITY: 880 GPM TYPE: HORIZONTAL

Table 17-5-1 (Vol. II)

MAJOR EQUIPMENT LIST

FOR BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS - CASE IA

(Cont'd)

ITEM NO. & NAME	LOCATION	QUANTITY	DESCRIPTION
<u>P-152</u> FIRE WATER PUMP	BEWP-A	1	CAPACITY: 1,500 GPM TYPE: VERTICAL
	BEP-A	1	
	PUWP-A	1	
	SEWP-A	1	
	SEWP-B	1	
<u>TK-1</u> DEEMULSIFIER TANK	BEWP-A	1	SIZE: 6'-0" I.D. x 15'-6" H
	BEP-A	1	
	PUWP-A	1	
	SEWP-A	1	
	SEWP-B	1	
<u>TK-2</u> DEFOAMANT TANK	BEWP-A	1	SIZE: 6'-0" I.D. x 15'-6" H
	BEP-A	1	
	PUWP-A	1	
	SEWP-A	1	
	SEWP-B	1	
<u>M-1</u> INLET MANIFOLD	BEWP-A	1	HIGH PRESSURE HEADER LOW PRESSURE HEADER TEST HEADER
	BEP-A	1	
	PUWP-A	1	
	SEWP-A	1	
	SEWP-B	1	
<u>FM-1</u> FLOW METER	PUWP-A	1	DESIGN RATE: 480 GPM (MAX.)
	SEWP-A	1	
	SEWP-B	1	DESIGN RATE: 660 GPM (MAX.)
	BEWP-A	1	DESIGN RATE: 950 GPM (MAX.)
	BEP-A	1	

Table 17-6-1 (Vol. II)

CAPITAL INVESTMENT COST ESTIMATION

		(M\$ 1,000)			
BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS		CASE I A	CASE I B	CASE II	CASE III
1.	Exploration & Appraisal Wells	56,586	56,586	56,586	35,067
2.	Engineering	55,598	59,911	47,438	38,841
3.	Development Wells	182,156	182,156	147,821	122,845
4.	Facilities				
	a. Offshore Platforms	182,792	171,681	141,363	105,158
	b. Offshore Production Equipment	27,455	49,373	36,843	25,921
	c. Submarine Pipelines	18,446	121,829	14,450	14,429
	d. Offshore Storage & Loading Facilities .	131,950	-	120,726	106,883
	e. Onshore Terminal & Loading Facilities .	-	43,643	-	-
	f. Support Facilities	13,178	30,417	13,177	13,178
	Sub Total	373,821	416,943	326,559	265,569
5.	Pre-start up Expense	6,117	6,588	5,218	4,273
6.	Contingencies	61,158	65,901	52,182	42,726
	TOTAL	<u>735,436</u>	<u>788,085</u>	<u>635,804</u>	<u>509,321</u>

ANNUAL OPERATION COST ESTIMATION

Table 17-6-2 (Vol.II)

BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS CASE IA

(M\$ 1,000)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1. Direct Cost										
a. Operating Personnel				1,900	1,895	1,869	1,801	1,501	1,288	1,110
b. Operating Management				190	190	187	180	150	129	111
c. Repair & Maintenance				19,713	19,713	19,713	19,713	19,713	19,713	14,851
d. Operating Supplies				2,037	2,037	2,037	2,037	2,037	2,037	1,514
e. Chemical				4,592	4,531	4,252	3,576	1,928	1,316	973
f. Service Contract				4,884	4,874	4,841	4,745	4,318	4,016	3,764
Sub Total				33,316	33,240	32,899	32,052	29,647	28,499	22,323
2. Indirect Cost										
a. Indirect Personnel				1,046	1,044	1,029	991	826	709	612
b. Insurance				9,957	9,957	9,957	9,957	9,957	9,957	7,473
Sub Total				11,003	11,001	10,986	10,948	10,783	10,666	8,085
TOTAL				44,319	44,241	43,885	43,000	40,430	39,165	30,408

	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
501	1,288	1,110	998	767	587	523	465	424	391	361	338	312	287	2
150	129	111	100	77	59	52	47	42	39	36	34	31	29	
713	19,713	14,851	14,851	14,851	12,794	12,794	12,794	12,794	12,794	12,794	12,794	12,794	12,794	12,7
037	2,037	1,514	1,514	1,514	1,293	1,293	1,293	1,293	1,293	1,293	1,293	1,293	1,293	1,2
928	1,316	973	805	531	361	310	272	241	216	196	178	165	155	1
318	4,016	3,764	3,607	3,282	3,025	2,936	2,892	2,794	2,751	2,703	2,672	2,637	2,604	2,5
547	28,499	22,323	21,875	21,022	18,119	17,908	17,723	17,588	17,484	17,383	17,309	17,232	17,162	17,1
826	709	612	549	422	323	290	257	234	216	198	185	173	157	1
957	9,957	7,473	7,473	7,473	6,419	6,419	6,419	6,419	6,419	6,419	6,419	6,419	6,419	6,4
783	10,666	8,085	8,022	7,895	6,742	6,709	6,676	6,653	6,635	6,617	6,604	6,592	6,576	6,5
430	39,165	30,408	29,897	28,917	24,861	24,617	24,399	24,241	24,119	24,000	23,913	23,824	23,738	23,6

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
10	998	767	587	523	465	424	391	361	338	312	287	277	188
11	100	77	59	52	47	42	39	36	34	31	29	28	19
51	14,851	14,851	12,794	12,794	12,794	12,794	12,794	12,794	12,794	12,794	12,794	12,794	12,794
14	1,514	1,514	1,293	1,293	1,293	1,293	1,293	1,293	1,293	1,293	1,293	1,293	1,293
73	805	531	361	310	272	241	216	196	178	165	155	145	94
64	<u>3,607</u>	<u>3,282</u>	<u>3,025</u>	<u>2,936</u>	<u>2,852</u>	<u>2,794</u>	<u>2,751</u>	<u>2,703</u>	<u>2,672</u>	<u>2,637</u>	<u>2,604</u>	<u>2,586</u>	<u>2,461</u>
23	21,875	21,022	18,119	17,908	17,723	17,588	17,484	17,383	17,309	17,232	17,162	17,123	16,849
12	549	422	323	290	257	234	216	198	185	173	157	152	104
73	<u>7,473</u>	<u>7,473</u>	<u>6,419</u>	<u>6,419</u>	<u>6,419</u>	<u>6,419</u>	<u>6,419</u>	<u>6,419</u>	<u>6,419</u>	<u>6,419</u>	<u>6,419</u>	<u>6,419</u>	<u>6,419</u>
85	8,022	7,895	6,742	6,709	6,676	6,653	6,635	6,617	6,604	6,592	6,576	6,571	6,523
08	29,897	28,917	24,861	24,617	24,399	24,241	24,119	24,000	23,913	23,824	23,738	23,694	23,372

ANNUAL OPERATION COST ESTIMATION

Table 17-6-3 (Vol.II)

BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS CASE IB

(M\$ 1,000)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1. Direct Cost										
a. Operating Personnel				1,900	1,895	1,869	1,801	1,501	1,288	1,110
b. Operating Management				190	190	187	180	150	129	111
c. Repair & Maintenance				11,806	11,806	11,806	11,806	11,806	11,806	8,560
d. Operating Supplies				2,195	2,195	2,195	2,195	2,195	2,195	1,671
e. Chemical				4,592	4,531	4,252	3,576	1,928	1,316	973
f. Service Contract				<u>4,884</u>	<u>4,874</u>	<u>4,841</u>	<u>4,745</u>	<u>4,318</u>	<u>4,016</u>	<u>3,764</u>
Sub Total				25,567	25,491	25,150	24,303	21,898	20,750	16,189
2. Indirect Cost										
a. Indirect Personnel				1,046	1,044	1,029	991	826	709	612
b. Insurance				<u>9,484</u>	<u>9,484</u>	<u>9,484</u>	<u>9,484</u>	<u>9,484</u>	<u>9,484</u>	<u>6,998</u>
Sub Total				10,530	10,528	10,513	10,475	10,310	10,193	7,610
TOTAL				36,097	36,019	35,663	34,778	32,208	30,943	23,799

9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1,288	1,110	998	767	587	523	465	424	391	361	338	312	287	277	
129	111	100	77	59	52	47	42	39	36	34	31	29	28	
11,806	8,560	8,560	8,560	7,184	7,184	7,184	7,184	7,184	7,184	7,184	7,184	7,184	7,184	7,184
2,195	1,671	1,671	1,671	1,179	1,179	1,179	1,179	1,179	1,179	1,179	1,179	1,179	1,179	1,179
1,316	973	805	531	361	310	272	241	216	196	178	165	155	145	
4,016	3,764	3,607	3,282	3,025	2,936	2,852	2,794	2,751	2,703	2,672	2,637	2,604	2,586	2,586
20,750	16,189	15,741	14,888	12,395	12,184	11,999	11,864	11,760	11,659	11,585	11,508	11,438	11,399	11,399
709	612	549	422	323	290	257	234	216	198	185	173	157	152	
9,484	6,998	6,998	6,998	5,944	5,944	5,944	5,944	5,944	5,944	5,944	5,944	5,944	5,944	5,944
10,193	7,610	7,547	7,420	6,267	6,234	6,201	6,178	6,160	6,142	6,129	6,117	6,101	6,096	6,096
30,943	23,799	23,288	22,308	18,662	18,418	18,200	18,042	17,920	17,801	17,714	17,625	17,539	17,495	17,495

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
0	998	767	587	523	465	424	391	361	338	312	287	277	188
1	100	77	59	52	47	42	39	36	34	31	29	28	19
0	8,560	8,560	7,184	7,184	7,184	7,184	7,184	7,184	7,184	7,184	7,184	7,184	7,184
1	1,671	1,671	1,179	1,179	1,179	1,179	1,179	1,179	1,179	1,179	1,179	1,179	1,179
3	805	531	361	310	272	241	216	196	178	165	155	145	94
4	<u>3,607</u>	<u>3,282</u>	<u>3,025</u>	<u>2,936</u>	<u>2,852</u>	<u>2,794</u>	<u>2,751</u>	<u>2,703</u>	<u>2,672</u>	<u>2,637</u>	<u>2,604</u>	<u>2,586</u>	<u>2,461</u>
9	15,741	14,888	12,395	12,184	11,999	11,864	11,760	11,659	11,585	11,508	11,438	11,399	11,125
2	549	422	323	290	257	234	216	198	185	173	157	152	104
8	<u>6,998</u>	<u>6,998</u>	<u>5,944</u>	<u>5,944</u>	<u>5,944</u>	<u>5,944</u>	<u>5,944</u>	<u>5,944</u>	<u>5,944</u>	<u>5,944</u>	<u>5,944</u>	<u>5,944</u>	<u>5,944</u>
0	7,547	7,420	6,267	6,234	6,201	6,178	6,160	6,142	6,129	6,117	6,101	6,096	6,048
9	23,288	22,308	18,662	18,418	18,200	18,042	17,920	17,801	17,714	17,625	17,539	17,495	17,173

ANNUAL OPERATION COST ESTIMATION

Table 17-6-4 (Vol.II)

BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS CASE II

(M\$ 1,000)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1. Direct Cost										
a. Operating Personnel				1,816	1,814	1,796	1,725	1,412	1,245	1,113
b. Operating Management				183	180	180	173	142	124	112
c. Repair & Maintenance				16,713	16,713	16,713	16,713	14,480	14,480	14,480
d. Operating Supplies				1,722	1,722	1,722	1,722	1,499	1,499	1,499
e. Chemical				3,708	3,680	3,520	2,997	1,641	1,224	973
f. Service Contract				4,582	4,580	4,552	4,453	4,011	3,774	3,584
Sub Total				<u>28,724</u>	<u>28,689</u>	<u>28,483</u>	<u>27,783</u>	<u>23,185</u>	<u>22,346</u>	<u>21,761</u>
2. Indirect Cost										
a. Indirect Personnel				1,001	998	988	950	777	686	612
b. Insurance				8,433	8,433	8,433	8,433	7,315	7,315	7,315
Sub Total				<u>9,434</u>	<u>9,431</u>	<u>9,421</u>	<u>9,383</u>	<u>8,092</u>	<u>8,001</u>	<u>7,927</u>
TOTAL				38,158	38,120	37,904	37,166	31,277	30,347	29,688

0)

8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
1,412	1,245	1,113	1,001	772	584	521	470	424	391	361	330	307	292
142	124	112	99	76	58	53	48	43	38	36	33	30	30
14,480	14,480	14,480	14,480	14,480	12,430	12,430	12,430	12,430	12,430	12,430	12,430	12,430	12,430
1,499	1,499	1,499	1,499	1,499	1,250	1,250	1,250	1,250	1,250	1,250	1,250	1,250	1,250
1,641	1,224	973	808	531	361	310	272	241	216	196	180	165	155
4,011	3,774	3,584	3,429	3,106	2,840	2,751	2,677	2,614	2,563	2,520	2,482	2,446	2,423
<u>23,185</u>	<u>22,346</u>	<u>21,761</u>	<u>21,316</u>	<u>20,464</u>	<u>17,523</u>	<u>17,315</u>	<u>17,147</u>	<u>17,002</u>	<u>16,888</u>	<u>16,793</u>	<u>16,705</u>	<u>16,628</u>	<u>16,580</u>
777	686	612	551	424	323	287	259	234	216	198	183	170	163
7,315	7,315	7,315	7,315	7,315	6,220	6,220	6,220	6,220	6,220	6,220	6,220	6,220	6,220
<u>8,092</u>	<u>8,001</u>	<u>7,927</u>	<u>7,866</u>	<u>7,739</u>	<u>6,543</u>	<u>6,507</u>	<u>6,479</u>	<u>6,454</u>	<u>6,436</u>	<u>6,418</u>	<u>6,403</u>	<u>6,390</u>	<u>6,383</u>
31,277	30,347	29,688	29,182	28,203	24,066	23,822	23,626	23,456	23,324	23,211	23,108	23,018	22,963

11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1,001	772	584	521	470	424	391	361	330	307	292	274	188
99	76	58	53	48	43	38	36	33	30	30	28	18
14,480	14,480	12,430	12,430	12,430	12,430	12,430	12,430	12,430	12,430	12,430	12,430	12,430
1,499	1,499	1,250	1,250	1,250	1,250	1,250	1,250	1,250	1,250	1,250	1,250	1,250
808	531	361	310	272	241	216	196	180	165	155	145	94
3,429	3,106	2,840	2,751	2,677	2,614	2,563	2,520	2,482	2,446	2,423	2,400	2,278
<u>21,316</u>	<u>20,464</u>	<u>17,523</u>	<u>17,315</u>	<u>17,147</u>	<u>17,002</u>	<u>16,888</u>	<u>16,793</u>	<u>16,705</u>	<u>16,628</u>	<u>16,580</u>	<u>16,527</u>	<u>16,258</u>
551	424	323	287	259	234	216	198	183	170	163	152	104
7,315	7,315	6,220	6,220	6,220	6,220	6,220	6,220	6,220	6,220	6,220	6,220	6,220
<u>7,866</u>	<u>7,739</u>	<u>6,543</u>	<u>6,507</u>	<u>6,479</u>	<u>6,454</u>	<u>6,436</u>	<u>6,418</u>	<u>6,403</u>	<u>6,390</u>	<u>6,383</u>	<u>6,372</u>	<u>6,324</u>
29,182	28,203	24,066	23,822	23,626	23,456	23,324	23,211	23,108	23,018	22,963	22,899	22,582

ANNUAL OPERATION COST ESTIMATION

Table 17-6-5 (Vol.II)

BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS CASE III

(M\$ 1,000)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1. Direct Cost										
a. Operating Personnel				1,681	1,676	1,651	1,560	1,367	1,207	1,074
b. Operating Management				168	168	165	155	137	122	107
c. Repair & Maintenance				13,528	13,528	13,528	13,528	13,528	13,528	13,528
d. Operating Supplies				1,410	1,410	1,410	1,410	1,410	1,410	1,410
e. Chemical				3,076	3,051	2,891	2,367	1,641	1,224	973
f. Service Contract				3,917	3,912	3,876	3,752	3,493	3,274	3,096
Sub Total				<u>23,780</u>	<u>23,745</u>	<u>23,521</u>	<u>22,772</u>	<u>21,576</u>	<u>20,765</u>	<u>20,188</u>
2. Indirect Cost										
a. Indirect Personnel				925	923	910	860	753	666	593
b. Insurance				<u>6,855</u>	<u>6,855</u>	<u>6,855</u>	<u>6,855</u>	<u>6,855</u>	<u>6,855</u>	<u>6,855</u>
Sub Total				<u>7,780</u>	<u>7,778</u>	<u>7,765</u>	<u>7,715</u>	<u>7,608</u>	<u>7,521</u>	<u>7,448</u>
TOTAL				31,560	31,523	31,286	30,487	29,184	28,286	27,636

000)

	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
	1,367	1,207	1,074	968	744	569	508	450	409	381	348	328	302	279
	137	122	107	97	74	56	51	46	41	38	36	33	30	28
	13,528	13,528	13,528	13,528	11,547	11,547	11,547	11,547	11,547	11,547	11,547	11,547	11,547	11,547
	1,410	1,410	1,410	1,410	1,166	1,166	1,166	1,166	1,166	1,166	1,166	1,166	1,166	1,166
	1,641	1,224	973	808	531	361	310	272	241	216	196	180	165	155
	3,493	3,274	3,096	2,951	2,652	2,416	2,332	2,256	2,184	2,159	2,116	2,088	2,055	2,024
	<u>21,576</u>	<u>20,765</u>	<u>20,188</u>	<u>19,762</u>	<u>16,714</u>	<u>16,115</u>	<u>15,914</u>	<u>15,737</u>	<u>15,588</u>	<u>15,507</u>	<u>15,409</u>	<u>15,342</u>	<u>15,265</u>	<u>15,199</u>
	753	666	593	534	409	312	279	249	221	211	193	180	168	155
	6,855	6,855	6,855	6,855	5,794	5,794	5,794	5,794	5,794	5,794	5,794	5,794	5,794	5,794
	7,608	7,521	7,448	7,389	6,203	6,106	6,073	6,043	6,015	6,005	5,987	5,974	5,962	5,949
	<u>29,184</u>	<u>28,286</u>	<u>27,636</u>	<u>27,151</u>	<u>22,917</u>	<u>22,221</u>	<u>21,987</u>	<u>21,780</u>	<u>21,603</u>	<u>21,512</u>	<u>21,396</u>	<u>21,316</u>	<u>21,227</u>	<u>21,148</u>

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
74	968	744	569	508	450	409	381	348	328	302	279	269	183
07	97	74	56	51	46	41	38	36	33	30	28	28	18
28	13,528	11,547	11,547	11,547	11,547	11,547	11,547	11,547	11,547	11,547	11,547	11,547	11,547
10	1,410	1,166	1,166	1,166	1,166	1,166	1,166	1,166	1,166	1,166	1,166	1,166	1,166
73	808	531	361	310	272	241	216	196	180	165	155	145	94
96	2,951	2,652	2,416	2,332	2,256	2,184	2,159	2,116	2,088	2,055	2,024	2,009	1,892
88	19,762	16,714	16,115	15,914	15,737	15,588	15,507	15,409	15,342	15,265	15,199	15,164	14,900
93	534	409	312	279	249	221	211	193	180	168	155	150	102
55	6,855	5,794	5,794	5,794	5,794	5,794	5,794	5,794	5,794	5,794	5,794	5,794	5,794
48	7,389	6,203	6,106	6,073	6,043	6,015	6,005	5,987	5,974	5,962	5,949	5,944	5,896
36	27,151	22,917	22,221	21,987	21,780	21,603	21,512	21,396	21,316	21,227	21,148	21,108	20,796

Table 17-6-6 (Vol II)

INVESTMENT SCHEDULE

(M\$ 1,000)

BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS CASE IA

Item	Year		
	1ST	2ND	3RD
1. Exploration & Appraisal Wells	56,586	-	-
2. Engineering	55,598	-	-
3. Development Wells	-	28,971	153,185
4. Offshore Platforms	42,134	111,542	29,116
5. Offshore Production Equipment	7,661	18,123	1,671
6. Submarine Pipelines	-	6,279	12,167
7. Offshore Storage & Loading Facilities	20,320	74,419	37,211
8. Onshore Terminal & Loading Facilities	-	-	-
9. Support Facilities	4,392	8,786	-
10. Pre-start up Expense	1,301	2,482	2,334
11. Contingencies	13,010	24,813	23,335
Total	201,002	275,415	259,019

Table 17-6-7 (Vol. II)

INVESTMENT SCHEDULE

(M\$ 1,000)

BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS CASE IB

Item	Year	1ST	2ND	3RD
1. Exploration & Appraisal Wells		56,586	-	-
2. Engineering		59,911	-	-
3. Development Wells		-	43,406	138,750
4. Offshore Platforms		42,136	110,800	18,745
5. Offshore Production Equipment		10,432	26,899	12,042
6. Submarine Pipelines		46,556	64,473	10,800
7. Offshore Storage & Loading Facilities		-	-	-
8. Onshore Terminal & Loading Facilities		1,651	16,716	25,276
9. Support Facilities		5,431	13,038	11,948
10. Pre-start up Expense		1,661	2,753	2,174
11. Contingencies		16,612	27,534	21,755
Total		240,976	305,619	241,490

Table 17-6-8 (Vol. II)

INVESTMENT SCHEDULE

(M\$ 1,000)

BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS CASE II

Item	Year		
	1ST	2ND	3RD
1. Exploration & Appraisal Wells	56,586	-	-
2. Engineering	47,438	-	-
3. Development Wells	-	41,784	106,037
4. Offshore Platforms	38,435	88,186	14,742
5. Offshore Production Equipment	5,972	21,643	9,228
6. Submarine Pipelines	-	6,279	8,171
7. Offshore Storage & Loading Facilities	19,202	69,728	31,796
8. Onshore Terminal & Loading Facilities	-	-	-
9. Support Facilities	-	8,783	4,394
10. Pre-start up Expense	1,110	2,364	1,744
11. Contingencies	11,105	23,640	17,437
Total	179,848	262,407	193,549

Table 17-6-9 (Vol. II)

INVESTMENT SCHEDULE

(M\$ 1,000)

BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS CASE III

Item	Year		
	1ST	2ND	3RD
1. Exploration & Appraisal Wells	35,067	-	-
2. Engineering	38,841	-	-
3. Development Wells	-	43,406	79,439
4. Offshore Platforms	38,862	61,681	4,615
5. Offshore Production Equipment	5,591	14,440	5,890
6. Submarine Pipelines		12,819	1,610
7. Offshore Storage & Loading Facilities	15,875	44,145	46,863
8. Onshore Terminal & Loading Facilities	-	-	-
9. Support Facilities	4,392	8,786	-
10. Pre-start up Expense	1,036	1,853	1,384
11. Contingencies	10,356	18,528	13,842
Total	150,020	205,658	153,643

 * ECONOMIC ANALYSIS FOR MALAYSIA PROJECT *

TABLE 17-6-10 CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS

VOL-II CASE I A : BEKOK, PULAI & SELIGI (A, B), OFFSHORE STORAGE CASE 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 : 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 *

TERM	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10YR TOTAL
CAPITAL INVESTMENT (M BRL/YEAR)	201002.	275415.	259019.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	735436.
OIL PRODUCTION (M BRL/YEAR)	0.	0.	0.	39859.	39331.	36904.	31038.	16733.	11424.	8453.	183742.
SALES PRICE OF OIL (M\$/BRL)	0.0	0.0	0.0	32.41	32.41	32.41	32.41	32.41	32.41	32.39	
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	19	20	20YR TOTAL
CAPITAL INVESTMENT (M BRL/YEAR)	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	735436.
OIL PRODUCTION (M BRL/YEAR)	6993.	4617.	3128.	2694.	2351.	2084.	1872.	1697.	1551.	1431.	212160.
SALES PRICE OF OIL (M\$/BRL)	32.39	32.44	32.51	32.51	32.51	32.51	32.51	32.51	32.51	32.51	
BASIC PRICE OF OIL (M\$/BBL)	58.02	60.92	63.97	67.17	70.53	74.05	77.76	81.64	85.73	90.01	

 * ECONOMIC ANALYSIS FOR MALAYSIA PROJECT *

TABLE 17-6-10 CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS

VOL.II CASE I A : BEKOK, PULAI & SELIGI (A, B), OFFSHORE STORAGE CASE (CONT'D)
 PAGE 2

	* INPUT DATA BY YEAR *			23YR. TOTAL
	21	22	23	
TERM	21	22	23	
CAPITAL INVESTMENT (M\$ 1000)	0.	0.	0.	735436.
OIL PRODUCTION (M BRL/YEAR)	1336.	1252.	825.	215573.
SALES PRICE OF OIL (M\$/BBL)	32.51	32.51	32.51	
BASIC PRICE OF OIL (M\$/BBL)	94.51	99.24	104.20	

TABLE 17-6-10 CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS

VOL.II CASE I A : BEKOK, PULAI & SELIGI (A, B), OFFSHORE STORAGE CASE

(CONT'D)
PAGE 3

** CASH FLOW TABLE FOR PETRONAS **
(X MS 1000)

TERM	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT OIL	0.	0.	0.	632996.	624611.	586068.	492911.	265735.	181423.	134158.	2917901.
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.	12500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	12500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	10000.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	10000.
4 RESEARCH FUND FROM OIL CO.	0.	0.	0.	2648.	2613.	2452.	1848.	772.	585.	440.	11357.
5 TOTAL CASH INFLOW	0.	0.	0.	648145.	627224.	588520.	494759.	266507.	182008.	134598.	2941758.

6 INCOME TAX	0.	0.	0.	291665.	282251.	264834.	222641.	119928.	81904.	60569.	1323790.
7 NET CASH FLOW	0.	0.	0.	356480.	344974.	323686.	272118.	146579.	100104.	74029.	
8 CUMULATIVE NET CASH FLOW	0.	0.	0.	356480.	701453.	1025139.	1297257.	1443835.	1543939.	1617967.	

TERM	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	20YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT OIL	110987.	73390.	49829.	42915.	37451.	33198.	29821.	27033.	24707.	22796.	3370022.
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.	12500.
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.	10000.
4 RESEARCH FUND FROM OIL CO.	387.	302.	208.	180.	157.	139.	125.	113.	103.	95.	13166.
5 TOTAL CASH INFLOW	111374.	73692.	50037.	43095.	37608.	33337.	29946.	27146.	24811.	22891.	3395688.
6 INCOME TAX	50118.	33161.	22517.	19393.	16924.	15002.	13475.	12216.	11165.	10301.	1528055.

7 NET CASH FLOW	61256.	40530.	27520.	23702.	20684.	18335.	16470.	14930.	13646.	12590.	
8 CUMULATIVE NET CASH FLOW	1679222.	1719752.	1747272.	1770974.	1791658.	1809993.	1826463.	1841393.	1855038.	1867628.	

TABLE 17-6-10 CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS
 VOL.11 CASE 1 A : BEKOK, PULAI & SELIGI (A, B), OFFSHORE STORAGE CASE

(CONT'D)
 PAGE 4

* * CASH FLOW TABLE FOR PETRONAS * *
 (X M\$ 1000)

	21	22	23	23YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT OIL	21282.	19944.	13142.	3424390.
2 REVENUE FROM OIL BASIC PRICE	0.	0.	0.	0.
3 BONUS FROM OIL COMPANY DISCOVERY BONUS PRODUCTION BONUS	0. 0. 0.	0. 0. 0.	0. 0. 0.	12500. 2500. 10000.
4 RESEARCH FUND FROM OIL CO.	89.	83.	55.	13394.
5 TOTAL CASH INFLOW	21371.	20028.	13197.	3450283.
6 INCOME TAX	9617.	9012.	5939.	1552622.
7 NET CASH FLOW	11754.	11015.	7258.	
8 CUMULATIVE NET CASH FLOW	1879382.	1890397.	1897655.	

TABLE 17-6-10 CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS
VOL.II CASE I A : BEKOK, PULAI & SELIGI (A, B), OFFSHORE STORAGE CASE

(CONT'D)
PAGE 5

** PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR PETRONAS **
(X Ms 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. 0. 300520. 276972. 247505. 198166. 101661. 66122. 46570.
CUMULATIVE PRESENT WORTH 0. 0. 0. 300520. 577492. 824997. 1023162. 1124823. 1190945. 1237514.

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. 255365. 224657. 191631. 146455. 71718. 44526. 29934.
CUMULATIVE PRESENT WORTH 0. 0. 0. 255365. 480022. 671653. 818108. 889826. 934352. 964287.

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. 218571. 183927. 150068. 109704. 51385. 30516. 19623.
CUMULATIVE PRESENT WORTH 0. 0. 0. 218571. 402498. 552566. 662270. 713655. 744170. 763794.

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 36700. 23126. 14955. 12267. 10195. 8607. 7363. 6357. 5534. 4862.
CUMULATIVE PRESENT WORTH 1274213. 1297339. 1312294. 1324560. 1334755. 1343362. 1350725. 1357082. 1362615. 1367477.

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 22518. 13545. 8361. 6546. 5193. 4185. 3418. 2816. 2340. 1963.
CUMULATIVE PRESENT WORTH 986804. 1000349. 1008710. 1015256. 1020449. 1024634. 1028052. 1030868. 1033208. 1035171.

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 14120. 8124. 4797. 3592. 2726. 2101. 1641. 1294. 1028. 825.
CUMULATIVE PRESENT WORTH 777913. 786037. 790833. 794426. 797152. 799253. 800894. 802188. 803216. 804041.

TABLE 17-6-10 CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS
 VOL.11 CASE I A : BEKOK, PULAI & SELIGI (A, B), OFFSHORE STORAGE CASE

(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		4323.	3859.	2422.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		1371800.	1375658.	1378079.

10.00% DISCOUNT RATE		0.14	0.13	0.12
PRESENT WORTH		1666.	1419.	850.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		1036837.	1038256.	1039106.

15.00% DISCOUNT RATE		0.06	0.05	0.04
PRESENT WORTH		670.	546.	313.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		804711.	805256.	805569.

TABLE 17-6-10 CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS
CASE I A : REKOK, PULAI & SELIGI (A, B), OFFSHORE STORAGE CASE

(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 OIL	47566.	31453.	21355.	18392.	16051.	14228.	12780.	11586.	10589.	9770.	1444291.
2 SALES REVENUE FROM COST OIL	29897.	28917.	20338.	17516.	15286.	13550.	12172.	11034.	10085.	9304.	1188978.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY OIL	22650.	14978.	10169.	8758.	7643.	6775.	6086.	5517.	5042.	4652.	687761.
4 TOTAL CASH INFLOW	100113.	75347.	51863.	44667.	38980.	34553.	31038.	28136.	25716.	23726.	3321032.
5 ROYALTY	22650.	14978.	10169.	8758.	7643.	6775.	6086.	5517.	5042.	4652.	687761.
6 PAYMENT FOR OIL BASIC PRICE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
7 BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	12500.
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.	10000.
8 RESEARCH FUND TO PETRONAS	387.	302.	208.	180.	157.	139.	125.	113.	103.	95.	13166.
OPERATING EXPENSES	29897.	28917.	24861.	24617.	24399.	24241.	24119.	24000.	23913.	23824.	1273672.
(MS/RRL)	4.28	6.26	7.95	9.14	10.38	11.63	12.88	14.14	15.42	16.65	6.00
9 OPERATING COST	29897.	28917.	24861.	24617.	24399.	24241.	24119.	24000.	23913.	23824.	538236.
CAPITAL COST RECOVERY	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	735436.
INCOME BEFORE TAX	47178.	31151.	21147.	18213.	15894.	14089.	12656.	11472.	10485.	9674.	1418624.
10 INCOME TAX	21230.	14018.	9516.	8196.	7152.	6340.	5695.	5163.	4718.	4353.	638384.
11 CAPITAL INVESTMENT	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	735436.
12 TOTAL CASH OUTFLOW	74165.	58214.	44755.	41750.	39351.	37495.	36025.	34793.	33777.	32925.	2625473.
13 NET CASH FLOW	25948.	17133.	7108.	2916.	-371.	-2942.	-4987.	-6656.	-8061.	-9199.	
14 CUMULATIVE NET CASH FLOW	700618.	717751.	724859.	727775.	727404.	724462.	719475.	712819.	704757.	695559.	
15 DCF ROR OF NET CASH FLOW (%)	20.86	20.99	21.03	21.04	21.04	21.03	21.02	21.00	20.99	20.97	
16 CORPORATE CAPITAL	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	735436.
17 INTEREST	0.	0.	0.	0.	15.	149.	478.	982.	1649.	2471.	5742.
18 BANK BORROWING	0.	0.	0.	0.	386.	3091.	5464.	7638.	9710.	11670.	37959.
19 REPAYMENT	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
20 BORROWING BALANCE	0.	0.	0.	0.	386.	3477.	8941.	16579.	26289.	37959.	
21 PAYOUT TIME	5.1 YEARS										

TABLE 17-6-10 CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS
 VOL.II CASE I A : BEKOK, PULAI & SELIGI (A, B), OFFSHORE STORAGE CASE

(CONT'D)
 PAGE 9

* * CASH FLOW TABLE FOR OPERATING COMPANY * *
 (X M\$ 1000)

	21	22	23	23YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT OIL	9121.	8548.	5632.	1467590.
2 SALES REVENUE FROM COST OIL	8687.	8141.	5364.	1211168.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY OIL	4343.	4070.	2682.	698856.
4 TOTAL CASH INFLOW	22151.	20758.	13679.	3377618.
5 ROYALTY	4343.	4070.	2682.	698856.
6 PAYMENT FOR OIL BASIC PRICE	0.	0.	0.	0.
7 BONUS	0.	0.	0.	12500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	10000.
8 RESEARCH FUND TO PETRONAS	89.	83.	55.	13394.
OPERATING EXPENSES	23738.	23694.	23372.	1344476.
(M\$/BBL)	17.77	18.92	28.33	6.24
9 OPERATING COST	23738.	23694.	23372.	609040.
CAPITAL COST RECOVERY	0.	0.	0.	735436.
INCOME BEFORE TAX	9032.	8464.	5577.	1441696.
10 INCOME TAX	4064.	3809.	2510.	648767.
11 CAPITAL INVESTMENT	0.	0.	0.	735436.
12 TOTAL CASH OUTFLOW	32235.	31657.	28619.	2717981.
13 NET CASH FLOW	-10084.	-10898.	-14940.	
14 CUMULATIVE NET CASH FLOW	685475.	674576.	659636.	
15 DCF ROR OF NET CASH FLOW (%)	20.96	20.95	20.93	
16 CORPORATE CAPITAL	0.	0.	0.	735436.
17 INTEREST	3440.	4555.	5952.	19689.
18 BANK BORROWING	13524.	15453.	20893.	87828.
19 REPAYMENT	0.	0.	0.	0.
20 BORROWING BALANCE	51483.	66935.	87828.	
21 PAYOUT TIME 5.1 YEARS				

TABLE 17-6-10 CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS
VOL.II CASE I A : BEKOK, PULAI & SELIGI (A, B), OFFSHORE STORAGE CASE

(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	-196158.	-255979.	-229276.	299206.	286222.	253956.	167880.	43148.	28035.	19741.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-196158.	-452137.	-681413.	-382207.	-95985.	157972.	325851.	369000.	397034.	416776.
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	-191648.	-238726.	-204103.	254249.	232160.	196626.	124073.	30440.	18878.	12689.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-191648.	-430373.	-634477.	-380228.	-148068.	48557.	172630.	203070.	221948.	234637.
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	-187435.	-223327.	-182636.	217616.	190070.	153979.	92938.	21810.	12938.	8318.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-187435.	-410762.	-593399.	-375783.	-185713.	-31734.	61204.	83013.	95952.	104270.
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	15546.	9776.	3863.	1509.	-183.	-1381.	-2229.	-2834.	-3269.	-3553.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	432322.	442098.	445960.	447469.	447286.	445905.	443676.	440842.	437573.	434020.
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	9539.	5726.	2159.	805.	-93.	-672.	-1035.	-1256.	-1382.	-1434.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	244176.	249901.	252061.	252866.	252773.	252101.	251067.	249811.	248428.	246994.
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	5981.	3434.	1239.	442.	-49.	-337.	-497.	-577.	-607.	-603.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	110251.	113685.	114924.	115366.	115317.	114980.	114483.	113906.	113299.	112696.

TABLE 17-6-10 CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS
 VOL.II CASE I A : BEKOK, PULAI & SELIGI (A, B), OFFSHORE STORAGE CASE

(CONT'D)
 PAGE 11

* * PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR OPERATING COMPANY * *
 (X MS 1000)

	TERM	21	22	23
PRESENT WORTH				
5.00% DISCOUNT RATE		0.37	0.35	0.33
PRESENT WORTH		-3709.	-3818.	-4984.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		430311.	426493.	421509.

10.00% DISCOUNT RATE		0.14	0.13	0.12
PRESENT WORTH		-1429.	-1404.	-1750.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		245565.	244161.	242411.

15.00% DISCOUNT RATE		0.06	0.05	0.04
PRESENT WORTH		-575.	-540.	-644.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		112121.	111581.	110938.

 * ECONOMIC ANALYSIS FOR MALAYSIA PROJECT *

TABLE 17-6-11 CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS

VOL.11 CASE I B : BEKOK, PULAI & SELIGI (A, B), ONSHORE TERMINAL CASE

* 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 : 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 *

TERM	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10YR TOTAL
CAPITAL INVESTMENT (M\$ 1000)	240976.	305619.	241490.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	788085.
OIL PRODUCTION (M BRL/YEAR)	0.	0.	0.	39859.	39331.	36904.	31038.	16733.	11424.	8453.	183742.
SALES PRICE OF OIL (M\$/BRL)	0.0	0.0	0.0	32.41	32.41	32.41	32.41	32.41	32.41	32.39	
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.	788085.
OIL PRODUCTION (M BRL/YEAR)	6993.	4617.	3128.	2694.	2351.	2084.	1872.	1697.	1551.	1431.	212160.
SALES PRICE OF OIL (M\$/BRL)	32.39	32.44	32.51	32.51	32.51	32.51	32.51	32.51	32.51	32.51	
BASIC PRICE OF OIL (M\$/BBL)	58.02	60.92	63.97	67.17	70.53	74.05	77.76	81.64	85.73	90.01	

 * ECONOMIC ANALYSIS FOR MALAYSIA PROJECT *

TABLE 17-6-11 CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS
 VOL.II CASE I B : BEKOK, PULAI & SELIGI (A, B), ONSHORE TERMINAL CASE

(CONT'D)
 PAGE 2

	* INPUT DATA BY YEAR *			
TERM	21	22	23	
CAPITAL INVESTMENT (M\$ 1000)	0.	0.	0.	23YR. TOTAL
OIL PRODUCTION (M BBL/YEAR)	1336.	1252.	825.	788085.
SALES PRICE OF OIL (M\$/BBL)	32.51	32.51	32.51	215573.
BASIC PRICE OF OIL (M\$/BBL)	94.51	99.24	104.20	

TABLE 17-6-11 CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS
 VOL.11 CASE I B : BEKOK, PULAI & SELIGI (A, B), ONSHORE TERMINAL CASE

(CONT'D)
 PAGE 3

* * CASH FLOW TABLE FOR PETRONAS * *
 (X MS 1000)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT OIL	0.	0.	0.	632996.	624611.	586068.	492911.	265735.	181423.	134158.	2917901.
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.	12500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	12500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	10000.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	10000.
4 RESEARCH FUND FROM OIL CO.	0.	0.	0.	2648.	2613.	2452.	1947.	730.	543.	406.	11341.
5 TOTAL CASH INFLOW	0.	0.	0.	648145.	627224.	588520.	494858.	266465.	181967.	134565.	2941741.

6 INCOME TAX	0.	0.	0.	291665.	282251.	264834.	222686.	119909.	81885.	60554.	1323783.
7 NET CASH FLOW	0.	0.	0.	356480.	344974.	323686.	272172.	146556.	100082.	74011.	
8 CUMULATIVE NET CASH FLOW	0.	0.	0.	356480.	701453.	1025139.	1297311.	1443867.	1543948.	1617958.	

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	20YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT OIL	110987.	73390.	49829.	42915.	37451.	33198.	29821.	27033.	24707.	22796.	3370022.
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.	12500.
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.	10000.
4 RESEARCH FUND FROM OIL CO.	354.	269.	200.	180.	157.	139.	125.	113.	103.	95.	13075.
5 TOTAL CASH INFLOW	111341.	73659.	50029.	43095.	37608.	33337.	29946.	27146.	24811.	22891.	3395596.
6 INCOME TAX	50103.	33146.	22513.	19393.	16924.	15002.	13475.	12216.	11165.	10301.	1528014.
7 NET CASH FLOW	61237.	40512.	27516.	23702.	20684.	18335.	16470.	14930.	13646.	12590.	
8 CUMULATIVE NET CASH FLOW	1679195.	1719707.	1747222.	1770924.	1791608.	1809943.	1826413.	1841343.	1854988.	1867578.	

TABLE 17-6-11 CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS
 VOL.II CASE I B : BEKOK, PULAI & SELIGI (A, B), ONSHORE, TERMINAL CASE

(CONT'D)
 PAGE 4

* * CASH FLOW TABLE FOR PETRONAS * *
 (X M\$ 1000)

	TERM	21	22	23	23YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT OIL		21282.	19944.	13142.	3424390.
2 REVENUE FROM OIL BASIC PRICE		0.	0.	0.	0.
3 BONUS FROM OIL COMPANY		0.	0.	0.	12500.
DISCOVERY BONUS		0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS		0.	0.	0.	10000.
4 RESEARCH FUND FROM OIL CO.		89.	83.	55.	13303.
5 TOTAL CASH INFLOW		21371.	20028.	13197.	3450191.
6 INCOME TAX		9617.	9012.	5939.	1552581.
7 NET CASH FLOW		11754.	11015.	7258.	
8 CUMULATIVE NET CASH FLOW		1879332.	1890347.	1897605.	

TABLE 17-6-11 CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS

VOL. II CASE I B : BEKOK, PULAI & SELIGI (A, B), ONSHORE TERMINAL CASE

* * PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR PETRONAS * * (X MS 1000) (CONT'D) 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.	300520.	276972.	247505.	198205.	101645.	66107.	46558.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	300520.	577492.	824997.	1023202.	1124846.	1190953.	1237511.
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.	255365.	224657.	191631.	146485.	71707.	44516.	29927.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	255365.	480022.	671653.	818137.	889844.	934360.	964287.
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.	218571.	183927.	150068.	109726.	51377.	30509.	19618.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	218571.	402498.	552566.	662292.	713669.	744177.	763796.
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	36689.	23116.	14953.	12267.	10195.	8607.	7363.	6357.	5534.	4862.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	1274199.	1297315.	1312267.	1324533.	1334728.	1343335.	1350698.	1357055.	1362588.	1367450.
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	22511.	13539.	8359.	6546.	5193.	4185.	3418.	2816.	2340.	1963.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	986798.	1000337.	1008696.	1015243.	1020436.	1024621.	1028039.	1030855.	1033195.	1035158.
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	14115.	8120.	4796.	3592.	2726.	2101.	1641.	1294.	1028.	825.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	777911.	786031.	790827.	794419.	797145.	799246.	800888.	802181.	803210.	804035.

TABLE 17-6-11 CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS
 VOL.II CASE I B : BEKOK, PULAI & SELIGI (A, B), ONSHORE TERMINAL CASE

(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 4323. 3859. 2422.
 CUMULATIVE PRESENT WORTH 1371773. 1375631. 1378052.

10.00% DISCOUNT RATE 0.14 0.13 0.12
 PRESENT WORTH 1666. 1419. 850.
 CUMULATIVE PRESENT WORTH 1036824. 1038243. 1039093.

15.00% DISCOUNT RATE 0.06 0.05 0.04
 PRESENT WORTH 670. 546. 313.
 CUMULATIVE PRESENT WORTH 804704. 805250. 805563.

TABLE 17-6-11 CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS
 VOL. II CASE I B : BEKOK, PULAI & SELIGI (A, B), ONSHORE TERMINAL CASE
 * * CASH FLOW TABLE FOR OPERATING COMPANY * *
 (X M\$ 1000)

(CONT'D)
 PAGE 8

TERM	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	20YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT OIL	47566.	31453.	21355.	18392.	16051.	14228.	12780.	11586.	10589.	9770.	1444291.
2 SALES REVENUE FROM COST OIL	23288.	22308.	18662.	17516.	15286.	13550.	12172.	11034.	10085.	9304.	1170792.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY OIL	22650.	14978.	10169.	8758.	7643.	6775.	6086.	5517.	5042.	4652.	687761.
4 TOTAL CASH INFLOW	93504.	68738.	50186.	44667.	38980.	34553.	31038.	28136.	25716.	23726.	3302846.
5 ROYALTY	22650.	14978.	10169.	8758.	7643.	6775.	6086.	5517.	5042.	4652.	687761.
6 PAYMENT FOR OIL BASIC PRICE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
7 BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	12500.
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.	10000.
8 RESEARCH FUND TO PETRONAS	354.	269.	200.	180.	157.	139.	125.	113.	103.	95.	13075.
OPERATING EXPENSES	23288.	22308.	18662.	18418.	18200.	18042.	17920.	17801.	17714.	17625.	1207570.
(M\$/RBL)	3.33	4.83	5.97	6.84	7.74	8.66	9.57	10.49	11.42	12.32	5.69
9 OPERATING COST	23288.	22308.	18662.	18418.	18200.	18042.	17920.	17801.	17714.	17625.	419485.
CAPITAL COST RECOVERY	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	788085.
INCOME BEFORE TAX	47211.	31184.	21155.	18213.	15894.	14089.	12656.	11472.	10485.	9674.	1418716.
10 INCOME TAX	21245.	14033.	9520.	8196.	7152.	6340.	5695.	5163.	4718.	4353.	638425.
11 CAPITAL INVESTMENT	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	788085.
12 TOTAL CASH OUTFLOW	67538.	51587.	38551.	35551.	33152.	31296.	29826.	28594.	27578.	26726.	2559322.
13 NET CASH FLOW	25966.	17151.	11635.	9115.	5828.	3257.	1212.	-457.	-1862.	-3000.	
14 CUMULATIVE NET CASH FLOW	700645.	717796.	729432.	738547.	744375.	747632.	748844.	748387.	746524.	743524.	
15 DCF ROR OF NET CASH FLOW (%)	19.14	19.26	19.33	19.38	19.40	19.42	19.42	19.42	19.41	19.41	
16 CORPORATE CAPITAL	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	788085.
17 INTEREST	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	18.	113.	316.	447.
18 BANK BORROWING	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	476.	1975.	3316.	5767.
19 REPAYMENT	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
20 BORROWING BALANCE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	476.	2450.	5766.	
21 PAYOUT TIME	5.2 YEARS										

TABLE 17-6-11 CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS
 VOL. II CASE I B : BEKOK, PULAI & SELIGI (A, B), ONSHORE TERMINAL CASE

* * CASH FLOW TABLE FOR OPERATING COMPANY * *
 (X M\$ 1000)

(CONT'D)
 PAGE 9

	TERM	21	22	23	23YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT OIL		9121.	8548.	5632.	1467590.
2 SALES REVENUE FROM COST OIL		8687.	8141.	5364.	1192982.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY OIL		4343.	4070.	2682.	698856.
4 TOTAL CASH INFLOW		22151.	20758.	13679.	3359432.
5 ROYALTY		4343.	4070.	2682.	698856.
6 PAYMENT FOR OIL BASIC PRICE		0.	0.	0.	0.
7 BONUS		0.	0.	0.	12500.
DISCOVERY BONUS		0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS		0.	0.	0.	10000.
8 RESEARCH FUND TO PETRONAS		89.	83.	55.	13303.
OPERATING EXPENSES (M\$/BBL)		17539.	17495.	17173.	1259777.
9 OPERATING COST		13.13	13.97	20.82	5.84
CAPITAL COST RECOVERY		17539.	17495.	17173.	471692.
INCOME BEFORE TAX		9032.	8464.	5577.	788085.
10 INCOME TAX		4064.	3809.	2510.	1441788.
11 CAPITAL INVESTMENT		0.	0.	0.	648808.
12 TOTAL CASH OUTFLOW		26036.	25458.	22420.	788085.
13 NET CASH FLOW		-3885.	-4699.	-8741.	2633233.
14 CUMULATIVE NET CASH FLOW		739640.	734940.	726199.	
15 DCF ROR OF NET CASH FLOW (%)		19.40	19.40	19.39	
16 CORPORATE CAPITAL		0.	0.	0.	788085.
17 INTEREST		617.	1009.	1628.	3701.
18 BANK BORROWING		4501.	5709.	10369.	26346.
19 REPAYMENT		0.	0.	0.	0.
20 BORROWING BALANCE		10268.	15976.	26346.	
21 PAYOUT TIME		5.2 YEARS			

TABLE 17-6-11 CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS
VOL.II CASE I B : BEKOK, PULAI & SELIGI (A, B), ONSHORE, TERMINAL CASE

(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	-235169.	-284051.	-213760.	306138.	292823.	260243.	188219.	43164.	28050.	19753.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-235169.	-519220.	-732980.	-426842.	-134019.	126224.	314442.	357606.	385656.	405409.
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	-229762.	-264906.	-190291.	260139.	237514.	201493.	139104.	30451.	18888.	12697.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-229762.	-494667.	-684958.	-424820.	-187305.	14188.	153292.	183742.	202631.	215327.
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	-224711.	-247818.	-170277.	222657.	194454.	157791.	104197.	21818.	12945.	8323.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-224711.	-472530.	-642806.	-420149.	-225696.	-67905.	36292.	58110.	71055.	79378.
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	15557.	9786.	6323.	4718.	2873.	1529.	542.	-195.	-755.	-1159.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	420966.	430752.	437075.	441792.	444665.	446194.	446736.	446541.	445786.	444627.
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	9545.	5732.	3535.	2518.	1463.	743.	252.	-86.	-319.	-468.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	224873.	230604.	234139.	236657.	238120.	238863.	239115.	239028.	238709.	238241.
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	5985.	3438.	2028.	1382.	768.	373.	121.	-40.	-140.	-197.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	85363.	88801.	90829.	92210.	92978.	93352.	93472.	93433.	93292.	93096.

TABLE 17-6-11 CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS

VOL. II CASE I B : BEKOK, PULAI & SELIGI (A, B), ONSHORE TERMINAL CASE

(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 -1429. -1646. -2916.
CUMULATIVE PRESENT WORTH 443198. 441552. 438636.

10.00% DISCOUNT RATE 0.14 0.13 0.12
PRESENT WORTH -551. -605. -1024.
CUMULATIVE PRESENT WORTH 237691. 237085. 236061.

15.00% DISCOUNT RATE 0.06 0.05 0.04
PRESENT WORTH -221. -233. -377.
CUMULATIVE PRESENT WORTH 92874. 92642. 92265.

 * ECONOMIC ANALYSIS FOR MALAYSIA PROJECT *

TABLE 17-6-12 CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS

VOL-II CASE II : BEKOK, PULAI & SELIGI (A), OFFSHORE STORAGE CASE

* 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 : 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 5000GBRL/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
TERM	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	20YR TOTAL
CAPITAL INVESTMENT (M\$ 1000)	179848.	262407.	193549.	0.	0.	30551.	26017.	14224.	10636.	8453.	635804.
OIL PRODUCTION (M BRL/YEAR)	0.	0.	0.	32193.	31938.	32444.	32444.	32441.	32441.	32339.	154012.
SALES PRICE OF OIL (M\$ /BRL)	0.0	0.0	0.0	32.44	32.44	32.44	32.44	32.41	32.41	32.39	
BASIC PRICE OF OIL (M\$ /BRL)	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.	635804.
OIL PRODUCTION (M BRL/YEAR)	6993.	4617.	3128.	2694.	2351.	2084.	1872.	1697.	1551.	1431.	182430.
SALES PRICE OF OIL (M\$ /BRL)	32.39	32.46	32.51	32.51	32.51	32.51	32.51	32.51	32.51	32.51	
BASIC PRICE OF OIL (M\$ /BRL)	58.02	60.92	63.97	67.17	70.53	74.05	77.76	81.64	85.73	90.01	

 * ECONOMIC ANALYSIS FOR MALAYSIA PROJECT *

TABLE 17-6-12 CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS

VOL.II CASE II : BEKOK, PULAI & SELIGI (A), OFFSHORE STORAGE CASE

(CONT'D)
 PAGE 2

	* INPUT DATA BY YEAR *			23YR. TOTAL
	21	22	23	
TERM				
CAPITAL INVESTMENT (M\$ 1000)	0.	0.	0.	635804.
OIL PRODUCTION (M RRL/YEAR)	1336.	1252.	825.	185843.
SALES PRICE OF OIL (M\$/RRL)	32.51	32.51	32.51	
BASIC PRICE OF OIL (M\$/RRL)	94.51	99.24	104.20	

TABLE 17-6-12 CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS
 VOL. II CASE II : BEKOK, PULAI & SELIGI (A), OFFSHORE STORAGE CASE

(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 OIL	0.	0.	0.	511727.	507673.	485626.	413556.	225890.	168909.	134158.	2447537.
2 REVENUE FROM OIL BASIC PRICE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
3 BONUS FROM OIL COMPANY DISCOVERY BONUS PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	7500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	7500.
	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
	0.	0.	0.	5000.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	5000.
4 RESEARCH FUND FROM OIL CO.	0.	0.	0.	2141.	2124.	2032.	1730.	661.	514.	436.	9637.
5 TOTAL CASH INFLOW	0.	0.	0.	521368.	509797.	487658.	415286.	226550.	169423.	134594.	2464673.

6 INCOME TAX	0.	0.	0.	234615.	229409.	219446.	186878.	101948.	76240.	60567.	1109103.
7 NET CASH FLOW	0.	0.	0.	286752.	280389.	268212.	228407.	124603.	93183.	74027.	
8 CUMULATIVE NET CASH FLOW	0.	0.	0.	286752.	567141.	835353.	1063760.	1188362.	1281544.	1355570.	

TERM	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	20YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT OIL	110987.	73435.	49829.	42915.	37451.	33198.	29821.	27033.	24707.	22796.	2899704.
2 REVENUE FROM OIL BASIC PRICE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
3 BONUS FROM OIL COMPANY DISCOVERY BONUS PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	7500.
	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	5000.
4 RESEARCH FUND FROM OIL CO.	384.	298.	208.	180.	157.	139.	125.	113.	103.	95.	11439.
5 TOTAL CASH INFLOW	111370.	73734.	50037.	43095.	37608.	33337.	29946.	27146.	24811.	22891.	2918642.
6 INCOME TAX	50117.	33180.	22517.	19393.	16924.	15002.	13475.	12216.	11165.	10301.	1313385.
7 NET CASH FLOW	61254.	40553.	27520.	23702.	20684.	18335.	16470.	14930.	13646.	12590.	
8 CUMULATIVE NET CASH FLOW	1416823.	1457376.	1484896.	1508598.	1529282.	1547617.	1564087.	1579017.	1592662.	1605252.	

TABLE 17-6-12 CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS
 VOL. II CASE II : BEKOK, PULAI & SELIGI (A), OFFSHORE STORAGE CASE

(CONT'D)
 PAGE 4

** CASH FLOW TABLE FOR PETRONAS **
 (X M\$ 1000)

	21	22	23	23YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT OIL	21282.	19944.	13142.	2954072.
2 REVENUE FROM OIL BASIC PRICE	0.	0.	0.	0.
3 BONUS FROM OIL COMPANY	0.	0.	0.	7500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	5000.
4 RESEARCH FUND FROM OIL CO.	89.	83.	55.	11667.
5 TOTAL CASH INFLOW	21371.	20028.	13197.	2973237.
6 INCOME TAX	9617.	9012.	5939.	1337952.
7 NET CASH FLOW	11754.	11015.	7258.	
8 CUMULATIVE NET CASH FLOW	1617006.	1628021.	1635279.	

TABLE 17-6-12 CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS
 VOL.II CASE II : BEKOK, PULAI & SELIGI (A), OFFSHORE STORAGE CASE

* * PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR PETRONAS * * (X M\$ 1000) (CONT'D)
 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.	241738.	225118.	205087.	166334.	86419.	61550.	46569.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	241738.	466856.	671943.	838277.	924697.	986246.	1032815.
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.	0.	205416.	182597.	158789.	122930.	60965.	41448.	29934.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	205416.	388013.	546801.	669732.	730697.	772145.	802078.
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.	0.	175819.	149493.	124349.	92082.	43681.	28406.	19623.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	175819.	325312.	449660.	541742.	585423.	613829.	633452.
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	36698.	23140.	14955.	12267.	10195.	8607.	7363.	6357.	5534.	4862.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	1069513.	1092652.	1107607.	1119873.	1130068.	1138675.	1146038.	1152395.	1157928.	1162790.
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	22517.	13552.	8361.	6546.	5193.	4185.	3418.	2816.	2340.	1963.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	824595.	838148.	846508.	853055.	858248.	862433.	865851.	868667.	871007.	872970.
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	14119.	8128.	4797.	3592.	2726.	2101.	1641.	1294.	1028.	825.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	647571.	655699.	660496.	664088.	666814.	668915.	670556.	671850.	672878.	673703.

TABLE 17-6-12 CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS
 VOL. II CASE II : BEKOK, PULAI & SELIGI (A), OFFSHORE STORAGE CASE

(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 4323. 3859. 2422.
 CUMULATIVE PRESENT WORTH 1167113. 1170971. 1173392.

10.00% DISCOUNT RATE 0.14 0.13 0.12
 PRESENT WORTH 1666. 1419. 850.
 CUMULATIVE PRESENT WORTH 874636. 876055. 876905.

15.00% DISCOUNT RATE 0.06 0.05 0.04
 PRESENT WORTH 670. 546. 313.
 CUMULATIVE PRESENT WORTH 674373. 674918. 675231.

TABLE 17-6-12 CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS
 VOL.11 CASE II : BEKOK, PULAI & SELIGI (A), OFFSHORE STORAGE CASE
 * * CASH FLOW TABLE FOR OPERATING COMPANY * *
 (X M\$ 1000)

(CONT'D)
 PAGE 7

TERM	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT OIL	0.	0.	0.	219311.	217574.	208125.	177238.	96810.	72390.	57496.	1048944.
2 SALES REVENUE FROM COST OIL	0.	0.	0.	208868.	207214.	198215.	168798.	35335.	30347.	29688.	878464.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY OIL	0.	0.	0.	104434.	103607.	99107.	84399.	46100.	34471.	27379.	499498.
4 TOTAL CASH INFLOW	0.	0.	0.	532613.	528395.	505448.	430435.	178244.	137208.	114564.	2426903.
5 ROYALTY	0.	0.	0.	104434.	103607.	99107.	84399.	46100.	34471.	27379.	499498.
6 PAYMENT FOR OIL BASIC PRICE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
7 BONUS	0.	0.	0.	7500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	7500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	5000.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	5000.
8 RESEARCH FUND TO PETRONAS	0.	0.	0.	2141.	2124.	2032.	1730.	661.	514.	436.	9637.
OPERATING EXPENSES	0.	0.	0.	208868.	207214.	198215.	168798.	35335.	30347.	29688.	878464.
(M\$/RBL)	0.0	0.0	0.0	6.49	6.49	6.49	6.49	2.48	2.85	3.51	5.70
9 OPERATING COST	0.	0.	0.	38158.	38120.	37904.	37166.	31277.	30347.	29688.	242660.
CAPITAL COST RECOVERY	0.	0.	0.	170710.	169094.	160311.	131632.	4058.	0.	0.	635804.
INCOME BEFORE TAX	0.	0.	0.	209670.	215450.	206094.	175508.	96149.	71876.	57061.	1031808.
10 INCOME TAX	0.	0.	0.	94352.	96953.	92742.	78979.	43267.	32344.	25677.	464313.
11 CAPITAL INVESTMENT	179848.	262407.	193549.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	635804.
12 TOTAL CASH OUTFLOW	179848.	262407.	193549.	246585.	240803.	231785.	202274.	121305.	97676.	83180.	1859409.
13 NET CASH FLOW	-179848.	-262407.	-193549.	286029.	287591.	273662.	228161.	56940.	39532.	31383.	
14 CUMULATIVE NET CASH FLOW	-179848.	-442255.	-635804.	-349775.	-62184.	211478.	439640.	496579.	536111.	567494.	
15 DCF ROR OF NET CASH FLOW (%)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10.18	17.02	18.20	18.85	19.27	
16 CORPORATE CAPITAL	179848.	262407.	193549.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	635804.
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	5.2 YEARS										

TABLE 17-6-12 CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS
 VOL. II CASE II : BEKOK, PULAI & SELIGI (A), OFFSHORE STORAGE CASE
 * * CASH FLOW TABLE FOR OPERATING COMPANY * *
 (X M\$ 1000)

(CONT'D)
 PAGE 9

	21	22	23	23YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT OIL	9121.	8548.	5632.	1266026.
2 SALES REVENUE FROM COST OIL	8687.	8141.	5364.	1067324.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY OIL	4343.	4070.	2682.	602873.
4 TOTAL CASH INFLOW	22151.	20758.	13679.	2936220.
5 ROYALTY	4343.	4070.	2682.	602873.
6 PAYMENT FOR OIL BASIC PRICE	0.	0.	0.	0.
7 BONUS	0.	0.	0.	7500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	5000.
8 RESEARCH FUND TO PETRONAS	89.	83.	55.	11667.
OPERATING EXPENSES	22963.	22899.	22582.	1191924.
(M\$/BBL)	17.19	18.29	27.37	6.41
9 OPERATING COST	22963.	22899.	22582.	556120.
CAPITAL COST RECOVERY	0.	0.	0.	635804.
INCOME BEFORE TAX	9032.	8464.	5577.	1246859.
10 INCOME TAX	4064.	3809.	2510.	561089.
11 CAPITAL INVESTMENT	0.	0.	0.	635804.
12 TOTAL CASH OUTFLOW	31460.	30862.	27829.	2375042.
13 NET CASH FLOW	-9309.	-10103.	-14150.	
14 CUMULATIVE NET CASH FLOW	585432.	575328.	561178.	
15 DCF ROR OF NET CASH FLOW (%)	19.69	19.67	19.66	
16 CORPORATE CAPITAL	0.	0.	0.	635804.
17 INTEREST	2976.	3990.	5279.	16920.
18 BANK BORROWING	12284.	14093.	19430.	78347.
19 REPAYMENT	0.	0.	0.	0.
20 BORROWING BALANCE	44824.	58917.	78347.	
21 PAYOUT TIME	5.2 YEARS			

TABLE 17-6-12 CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS
VOL.II CASE II : BEKOK, PULAI & SELIGI (A), OFFSHORE STORAGE CASE

(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	-175514.	-243889.	-171324.	241128.	230901.	209255.	166155.	39491.	26112.	19743.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-175514.	-419403.	-590727.	-349598.	-118698.	90557.	256712.	296203.	322315.	342057.
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	-171478.	-227450.	-152514.	204897.	187288.	162015.	122798.	27859.	17584.	12690.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-171478.	-398929.	-551443.	-346545.	-159258.	2758.	125556.	153415.	170999.	183689.
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	-167709.	-212779.	-136473.	175375.	153333.	128875.	91983.	19961.	12051.	8319.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-167709.	-380488.	-516961.	-341586.	-188253.	-61378.	30605.	50566.	62617.	70936.
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	15547.	9783.	4295.	1921.	198.	-1013.	-1874.	-2498.	-2943.	-3241.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	357605.	367388.	371682.	373603.	373801.	372788.	370914.	368416.	365474.	362232.
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	9539.	5730.	2401.	1025.	101.	-492.	-870.	-1107.	-1244.	-1308.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	193228.	198958.	201359.	202384.	202485.	201992.	201122.	200016.	198771.	197463.
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	5982.	3437.	1377.	562.	53.	-247.	-418.	-508.	-547.	-550.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	76917.	80354.	81731.	82294.	82347.	82100.	81682.	81173.	80627.	80077.

TABLE 17-6-12 CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS
 VOL.II CASE II : BEKOK, PULAI & SELIGI (A), OFFSHORE STORAGE CASE

(CONT'D)
 PAGE 11

* * PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR OPERATING COMPANY * *
 (X Ms 1000)

	TERM	21	22	23
PRESENT WORTH				
5.00% DISCOUNT RATE		0.37	0.35	0.33
PRESENT WORTH		-3424.	-3539.	-4721.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		358808.	355269.	350548.

10.00% DISCOUNT RATE		0.14	0.13	0.12
PRESENT WORTH		-1319.	-1302.	-1657.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		196143.	194842.	193184.

15.00% DISCOUNT RATE		0.06	0.05	0.04
PRESENT WORTH		-530.	-501.	-610.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		79546.	79046.	78436.

 * ECONOMIC ANALYSIS FOR MALAYSIA PROJECT *

TABLE 17-6-13 CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS

VOL.II CASE III : BEKOK & PULAI, OFFSHORE STORAGE CASE

* 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 : 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)	150020.	205658.	153643.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	509321.
OIL PRODUCTION (M BBL/YEAR)	0.	0.	0.	26718.	26463.	25076.	20542.	14224.	10636.	8453.	132112.
SALES PRICE OF OIL (M\$/BBL)	0.0	0.0	0.0	32.44	32.44	32.46	32.44	32.41	32.41	32.39	
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.	509321.
OIL PRODUCTION (M BBL/YEAR)	6993.	4617.	3128.	2694.	2351.	2084.	1872.	1697.	1551.	1431.	160530.
SALES PRICE OF OIL (M\$/BBL)	32.39	32.46	32.51	32.51	32.51	32.51	32.51	32.51	32.51	32.51	
BASIC PRICE OF OIL (M\$/BBL)	58.02	60.92	63.97	67.17	70.53	74.05	77.76	81.64	85.73	90.01	

 * ECONOMIC ANALYSIS FOR MALAYSIA PROJECT *

TABLE 17-6-13 CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS

(CONT'D)
 PAGE 2

VOL.II CASE III : BEKOK & PULAI, OFFSHORE STORAGE CASE

	* INPUT DATA BY YEAR *			
TERM	21	22	23	23YR TOTAL
CAPITAL INVESTMENT (M\$ 1000)	0.	0.	0.	509321.
OIL PRODUCTION (M BBL/YEAR)	1336.	1252.	825.	163943.
SALES PRICE OF OIL (M\$/BBL)	32.51	32.51	32.51	
BASIC PRICE OF OIL (M\$/BBL)	94.51	99.24	104.20	

TABLE 17-6-13 CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS

VOL.II CASE III : BEKOK & PULAI, OFFSHORE STORAGE CASE

(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 OIL	0.	0.	0.	424698.	420904.	398844.	326527.	225890.	168909.	134158.	2099929.
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.	7500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	7500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	5000.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	5000.
4 RESEARCH FUND FROM OIL CO.	0.	0.	0.	1777.	1761.	1669.	1331.	630.	503.	426.	8096.
5 TOTAL CASH INFLOW	0.	0.	0.	433975.	422665.	400512.	327858.	226520.	169412.	134584.	2115524.

6 INCOME TAX	0.	0.	0.	195289.	190199.	180230.	147536.	101934.	76236.	60563.	951986.
7 NET CASH FLOW	0.	0.	0.	238686.	232466.	220282.	180322.	124586.	93177.	74021.	
8 CUMULATIVE NET CASH FLOW	0.	0.	0.	238686.	471152.	691434.	871756.	996342.	1089519.	1163540.	

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	20YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT OIL	110987.	73435.	49829.	42915.	37451.	33198.	29821.	27033.	24707.	22796.	2552096.
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.	7500.
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.	5000.
4 RESEARCH FUND FROM OIL CO.	374.	272.	208.	180.	157.	139.	125.	113.	103.	95.	9862.
5 TOTAL CASH INFLOW	111360.	73707.	50037.	43095.	37608.	33337.	29946.	27146.	24811.	22891.	2569457.
6 INCOME TAX	50112.	33168.	22517.	19393.	16924.	15002.	13475.	12216.	11165.	10301.	1156253.

7 NET CASH FLOW	61248.	40539.	27520.	23702.	20684.	18335.	16470.	14930.	13646.	12590.	
8 CUMULATIVE NET CASH FLOW	1224788.	1265326.	1292846.	1316548.	1337232.	1355567.	1372037.	1386967.	1400612.	1413202.	

TABLE 17-6-13 CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS

VOL.II CASE III : BEKOK & PULAI, OFFSHORE STORAGE CASE

* * CASH FLOW TABLE FOR PETRONAS * *
(X M\$ 1000)

(CONT'D)
PAGE 4

	TERM	21	22	23	23YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT OIL		21282.	19944.	13142.	2606464.
2 REVENUE FROM OIL BASIC PRICE		0.	0.	0.	0.
3 BONUS FROM OIL COMPANY		0.	0.	0.	7500.
DISCOVERY BONUS		0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS		0.	0.	0.	5000.
4 RESEARCH FUND FROM OIL CO.		89.	83.	55.	10089.
5 TOTAL CASH INFLOW		21371.	20028.	13197.	2624052.
6 INCOME TAX		9617.	9012.	5939.	1180820.

7 NET CASH FLOW	11754.	11015.	7258.
8 CUMULATIVE NET CASH FLOW	1424956.	1435971.	1443229.

TABLE 17-6-13 CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS
VOL. II CASE III : BEKOK & PULAI, OFFSHORE STORAGE CASE

* * 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.	201218.	186642.	168438.	131317.	86407.	61546.	46565.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	201218.	387859.	556297.	687614.	774021.	835567.	882133.
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.	170984.	151389.	130413.	97050.	60957.	41445.	29931.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	170984.	322372.	452785.	549835.	610792.	652237.	682169.
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.	146348.	123942.	102127.	72697.	43675.	28404.	19621.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	146348.	270290.	372417.	445114.	488789.	517193.	536814.
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	36695.	23131.	14955.	12267.	10195.	8607.	7363.	6357.	5534.	4862.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	918828.	941959.	956914.	969181.	979376.	987983.	995347.	1001704.	1007237.	1012099.
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	22515.	13547.	8361.	6546.	5193.	4185.	3418.	2816.	2340.	1963.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	704684.	718231.	726592.	733138.	738332.	742517.	745934.	748751.	751091.	753053.
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	14118.	8125.	4797.	3592.	2726.	2101.	1641.	1294.	1028.	825.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	550932.	559057.	563854.	567446.	570172.	572273.	573914.	575208.	576236.	577061.

TABLE 17-6-13 CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS
 VOL.II CASE III : BEKOK & PULAI, OFFSHORE STORAGE CASE

(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		4323.	3859.	2422.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		1016423.	1020281.	1022703.

10.00% DISCOUNT RATE		0.14	0.13	0.12
PRESENT WORTH		1666.	1419.	850.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		754719.	756139.	756989.

15.00% DISCOUNT RATE		0.06	0.05	0.04
PRESENT WORTH		670.	546.	313.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		577731.	578277.	578589.

TABLE 17-6-13 CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS
VOL. II CASE III : BEKOK & PULAI, OFFSHORE STORAGE CASE

** CASH FLOW TABLE FOR OPERATING COMPANY **
(X M\$ 1000)

(CONT'D)
PAGE 7

TERM	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT OIL	0.	0.	0.	182014.	180388.	170933.	139940.	96810.	72390.	57496.	899970.
2 SALES REVENUE FROM COST OIL	0.	0.	0.	173346.	171798.	162793.	126240.	29184.	28286.	27636.	719283.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY OIL	0.	0.	0.	86673.	85899.	81397.	66638.	46100.	34471.	27379.	428557.
4 TOTAL CASH INFLOW	0.	0.	0.	442033.	438084.	415123.	332818.	172094.	135147.	112512.	2047807.
5 ROYALTY	0.	0.	0.	86673.	85899.	81397.	66638.	46100.	34471.	27379.	428557.
6 PAYMENT FOR OIL BASIC PRICE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
7 BONUS	0.	0.	0.	7500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	7500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	5000.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	5000.
8 RESEARCH FUND TO PETRONAS	0.	0.	0.	1777.	1761.	1669.	1331.	630.	503.	426.	8096.
OPERATING EXPENSES (M\$/BBL)	0.	0.	0.	173346.	171798.	162793.	126240.	29184.	28286.	27636.	719283.
OPERATING COST	0.	0.	0.	6.49	6.49	6.15	6.15	2.05	2.66	3.27	5.44
CAPITAL COST RECOVERY	0.	0.	0.	31560.	31523.	31286.	30487.	29184.	28286.	27636.	209962.
INCOME BEFORE TAX	0.	0.	0.	141786.	140275.	131507.	95753.	0.	0.	0.	509321.
9 INCOME BEFORE TAX	0.	0.	0.	172737.	178627.	169264.	138609.	96180.	71886.	57071.	884374.
10 INCOME TAX	0.	0.	0.	77732.	80382.	76169.	62374.	43281.	32349.	25682.	397968.
11 CAPITAL INVESTMENT	150020.	205658.	153643.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	509321.
12 TOTAL CASH OUTFLOW	150020.	205658.	153643.	205241.	199565.	190520.	160830.	119195.	95609.	81123.	1561402.
13 NET CASH FLOW	-150020.	-205658.	-153643.	236791.	238519.	224603.	171988.	52899.	39537.	31389.	
14 CUMULATIVE NET CASH FLOW	-150020.	-355678.	-509321.	-272530.	-34010.	190592.	362580.	415479.	455016.	486405.	
15 IRR OF NET CASH FLOW (%)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.28	17.53	18.87	19.65	20.14	
16 CORPORATE CAPITAL	150020.	205658.	153643.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	509321.
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	5.2 YEARS										

TABLE 17-6-13 CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS
 VOL. II CASE III : BEKOK & PULAI, OFFSHORE STORAGE CASE

(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 OIL	47566.	31472.	21355.	18392.	16051.	14228.	12780.	11586.	10589.	9770.	1093755.
2 SALES REVENUE FROM COST OIL	27151.	22917.	20338.	17516.	15286.	13550.	12172.	11034.	10085.	9304.	878636.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY OIL	22650.	14987.	10169.	8758.	7643.	6775.	6086.	5517.	5042.	4652.	520837.
4 TOTAL CASH INFLOW	97367.	69376.	51863.	44667.	38980.	34553.	31038.	28136.	25716.	23726.	2493221.
5 ROYALTY	22650.	14987.	10169.	8758.	7643.	6775.	6086.	5517.	5042.	4652.	520837.
6 PAYMENT FOR OIL BASIC PRICE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
7 BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	7500.
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.	5000.
8 RESEARCH FUND TO PETRONAS	374.	272.	208.	180.	157.	139.	125.	113.	103.	95.	9862.
OPERATING EXPENSES	27151.	22917.	22221.	21987.	21780.	21603.	21512.	21396.	21316.	21227.	942393.
(M\$/ARL)	3.88	4.96	7.10	8.16	9.26	10.37	11.49	12.61	13.74	14.83	5.87
9 OPERATING COST	27151.	22917.	22221.	21987.	21780.	21603.	21512.	21396.	21316.	21227.	433072.
CAPITAL COST RECOVERY	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	509321.
INCOME BEFORE TAX	47192.	31200.	21147.	18213.	15894.	14089.	12656.	11472.	10485.	9674.	1076394.
10 INCOME TAX	21236.	14040.	9516.	8196.	7152.	6340.	5695.	5163.	4718.	4353.	484378.
11 CAPITAL INVESTMENT	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	509321.
12 TOTAL CASH OUTFLOW	71411.	52216.	42115.	39120.	36732.	34857.	33418.	32189.	31180.	30328.	1964961.
13 NET CASH FLOW	25956.	17160.	9748.	5546.	2248.	-304.	-2380.	-4052.	-5464.	-6602.	
14 CUMULATIVE NET CASH FLOW	512361.	529521.	539269.	544815.	547063.	546759.	544379.	540327.	534862.	528260.	
15 DCF ROR OF NET CASH FLOW (%)	20.47	20.64	20.72	20.76	20.77	20.77	20.76	20.75	20.73	20.72	
16 CORPORATE CAPITAL	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	509321.
17 INTEREST	0.	0.	0.	0.	0.	12.	120.	387.	799.	1346.	2665.
18 BANK BORROWING	0.	0.	0.	0.	0.	316.	2500.	4440.	6263.	7947.	21467.
19 REPAYMENT	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
20 BORROWING BALANCE	0.	0.	0.	0.	0.	316.	2816.	7256.	13519.	21467.	
21 PAYOUT TIME	5.2 YEARS										

TABLE 17-6-13 CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS
CASE III : BEKOK & PULAI, OFFSHORE STORAGE CASE

VOL.II

* * CASH FLOW TABLE FOR OPERATING COMPANY * *
(X Ms 1000)

(CONT'D)
PAGE 9

	21	22	23	23YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT OIL	9121.	8548.	5632.	1117054.
2 SALES REVENUE FROM COST OIL	8687.	8141.	5364.	900827.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY OIL	4343.	4070.	2682.	531932.
4 TOTAL CASH INFLOW	22151.	20758.	13679.	2549807.
5 ROYALTY	4343.	4070.	2682.	531932.
6 PAYMENT FOR OIL BASIC PRICE	0.	0.	0.	0.
7 BONUS	0.	0.	0.	7500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	5000.
8 RESEARCH FUND TO PETRONAS	89.	83.	55.	10089.
OPERATING EXPENSES	21148.	21108.	20796.	1005445.
(Ms/PBL)	15.83	16.86	25.21	6.13
9 OPERATING COST	21148.	21108.	20796.	496124.
CAPITAL COST RECOVERY	0.	0.	0.	509321.
INCOME BEFORE TAX	9032.	8464.	5577.	1099466.
10 INCOME TAX	4064.	3809.	2510.	494761.
11 CAPITAL INVESTMENT	0.	0.	0.	509321.
12 TOTAL CASH OUTFLOW	29645.	29071.	26043.	2049717.
13 NET CASH FLOW	-7494.	-8312.	-12364.	
14 CUMULATIVE NET CASH FLOW	520767.	512454.	500090.	
15 DCF ROR OF NET CASH FLOW (%)	20.71	20.69	20.68	
16 CORPORATE CAPITAL	0.	0.	0.	509321.
17 INTEREST	2017.	2811.	3863.	11355.
18 BANK BORROWING	9511.	11123.	16227.	58328.
19 REPAYMENT	0.	0.	0.	0.
20 BORROWING BALANCE	30978.	42101.	58328.	
21 PAYOUT TIME	5.2 YEARS			

TABLE 17-6-13 CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS
VOL. II CASE III : BEKOK & PULAI, OFFSHORE STORAGE CASE

(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	-146405.	-191145.	-136000.	198620.	191502.	171742.	125247.	36688.	26116.	19746.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-146405.	-337549.	-473550.	-273929.	-82428.	89314.	214561.	251250.	277365.	297111.
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	-143038.	-178261.	-121069.	169626.	155331.	132971.	92565.	25882.	17586.	12693.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-143038.	-321300.	-442368.	-272742.	-117412.	15559.	108124.	134006.	151592.	164285.
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	-139894.	-166763.	-108335.	145186.	127170.	104130.	69337.	18544.	12053.	8320.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-139894.	-306657.	-414992.	-269806.	-142637.	-38506.	30830.	49375.	61427.	69748.
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	15551.	9791.	5297.	2870.	1108.	-143.	-1064.	-1725.	-2216.	-2550.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	312662.	322453.	327750.	330621.	331729.	331586.	330522.	328797.	326581.	324031.
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	9541.	5735.	2961.	1532.	564.	-69.	-494.	-764.	-937.	-1029.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	173826.	179561.	182522.	184054.	184618.	184549.	184055.	183291.	182354.	181324.
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	5983.	3440.	1699.	841.	296.	-35.	-237.	-351.	-412.	-433.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	75730.	79170.	80869.	81709.	82006.	81971.	81734.	81382.	80971.	80538.

TABLE 17-6-13 CASH FLOW TABLE FOR OIL BEKOK, PULAI AND SELIGI FIELDS
 VOL.II CASE III : BEKOK & PULAI, OFFSHORE STORAGE CASE

(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 -2756. -2912. -4125.
 CUMULATIVE PRESENT WORTH 321275. 318363. 314238.

10.00% DISCOUNT RATE 0.14 0.13 0.12
 PRESENT WORTH -1062. -1071. -1448.
 CUMULATIVE PRESENT WORTH 180262. 179191. 177743.

15.00% DISCOUNT RATE 0.06 0.05 0.04
 PRESENT WORTH -427. -412. -533.
 CUMULATIVE PRESENT WORTH 80111. 79699. 79166.

Table 18-5-1 (Vol. II)

MAJOR EQUIPMENT LIST
FOR TAPIS OIL FIELD - CASE IA

ITEM NO. & NAME	LOCATION	QUANTITY	DESCRIPTION
<u>V-1</u> 1ST STAGE PRODUCTION SEPARATOR	TAWP-B	1	SIZE: 5'-6" I.D. x 16'-6" S-S DESIGN PRESS.: 300 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
	TAWP-C	1	
	TAWP-A	1	SIZE: 7'-0" I.D. x 14'-0" S-S DESIGN PRESS.: 300 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
<u>V-2</u> 2ND STAGE PRODUCTION SEPARATOR	TAWP-B	1	SIZE: 5'-6" I.D. x 16'-6" S-S DESIGN PRESS.: 100 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
	TAWP-C	1	
	TAWP-A	1	SIZE: 7'-0" I.D. x 14'-0" S-S DESIGN PRESS.: 100 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
<u>V-3</u> 3RD STAGE PRODUCTION SEPARATOR	TAWP-B	1	SIZE: 12'-0" x 24'-0" S-S DESIGN PRESS.: 50 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
	TAWP-C	1	
	TAWP-A	1	SIZE: 14'-0" I.D. x 28'-0" S-S DESIGN PRESS.: 50 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
<u>V-4</u> TEST SEPARATOR	TAWP-A	1	SIZE: 3'-6" I.D. x 10'-0" S-S DESIGN PRESS.: 300 PSIG @ 150 PF TYPE: HORIZONTAL
	TAWP-B	1	
	TAWP-C	1	
<u>C-151</u> INSTRUMENT AIR COMPRESSOR	TAWP-A	2	CAPACITY: 35 SCFM
	TAWP-B	2	
	TAWP-C	2	
<u>P-2</u> CRUDE TRANSFER PUMP	TAWP-B	2	CAPACITY: 440 GPM TYPE: HORIZONTAL
	TAWP-C	2	
	TAWP-A	2	CAPACITY: 730 GPM TYPE: HORIZONTAL
<u>P-152</u> FIRE WATER PUMP	TAWP-A	1	CAPACITY: 1,500 GPM TYPE: VERTICAL
	TAWP-B	1	
	TAWP-C	1	
<u>TK-1</u> DEEMULSIFIER TANK	TAWP-A	1	SIZE: 6'-0" I.D. x 15'-6" H
	TAWP-B	1	
	TAWP-C	1	
<u>TK-2</u> DEFOAMANT TANK	TAWP-A	1	SIZE: 6'-0" I.D. x 15'-6" H
	TAWP-B	1	
	TAWP-C	1	
<u>M-1</u> INLET MANIFOLD	TAWP-A	1	HIGH PRESSURE HEADER LOW PRESSURE HEADER TEST HEADER
	TAWP-B	1	
	TAWP-C	1	
<u>FM-1</u> FLOW METER	TAWP-B	1	DESIGN RATE: 480 GPM (MAX.)
	TAWP-C	1	
	TAWP-A	1	DESIGN RATE: 780 GPM (MAX.)

Table 18-6-1 (Vol. II)

CAPITAL INVESTMENT COST ESTIMATION

TAPIS OIL FIELD	CASE I A	CASE I B	(M\$ 1,000)
1. Exploration & Appraisal Wells	16,137	16,137	
2. Engineering	32,073	35,837	
3. Development Wells	109,476	109,476	
4. Facilities			
a. Offshore Platforms	67,173	67,173	
b. Offshore Production Equipment	24,394	26,325	
c. Submarine Pipelines	5,019	94,864	
d. Offshore Storage & Loading Facilities	101,493	--	
e. Onshore Terminal & Loading Facilities	--	38,430	
f. Support Facilities	13,178	22,099	
Sub Total	<u>211,257</u>	<u>248,891</u>	
5. Pre-start up Expense	3,525	3,943	
6. Contingencies	35,268	39,421	
TOTAL	<u>407,736</u>	<u>453,705</u>	

ANNUAL OPERATION COST ESTIMATION

Table 18-6-2 (Vol.II)

TAPIS OIL FIELD CASE IA

(M\$ 1,000)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Direct Cost									
a. Operating Personnel				1,801	1,801	1,801	1,801	1,801	1,801
b. Operating Management				180	180	180	180	180	180
c. Repair & Maintenance				11,570	11,570	11,570	11,570	11,570	11,570
d. Operating Supplies				1,176	1,176	1,176	1,176	1,176	1,176
e. Chemical				2,266	2,098	1,875	1,435	1,085	434
f. Service Contract				3,688	3,688	3,688	3,688	3,688	3,688
Sub Total				<u>20,681</u>	<u>20,513</u>	<u>20,290</u>	<u>19,850</u>	<u>19,500</u>	<u>18,849</u>
2. Indirect Cost									
a. Indirect Personnel				991	991	991	991	991	991
b. Insurance				5,814	5,814	5,814	5,814	5,814	5,814
Sub Total				<u>6,805</u>	<u>6,805</u>	<u>6,805</u>	<u>6,805</u>	<u>6,805</u>	<u>6,805</u>
TOTAL				27,486	27,318	27,095	26,655	26,305	25,654

ANNUAL OPERATION COST ESTIMATION

Table 18-6-3 (Vol.II)

TAPIS OIL FIELD CASE IB

(M\$ 1,000)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Direct Cost									
a. Operating Personnel				1,801	1,801	1,801	1,801	1,801	1,801
b. Operating Management				180	180	180	180	180	180
c. Repair & Maintenance				6,571	6,571	6,571	6,571	6,571	6,571
d. Operating Supplies				1,313	1,313	1,313	1,313	1,313	1,313
e. Chemical				2,266	2,098	1,875	1,435	1,085	434
f. Service Contract				3,739	3,739	3,739	3,739	3,739	3,739
Sub Total				<u>15,870</u>	<u>15,702</u>	<u>15,479</u>	<u>15,039</u>	<u>14,689</u>	<u>14,038</u>
2. Indirect Cost									
a. Indirect Personnel				991	991	991	991	991	991
b. Insurance				5,415	5,415	5,415	5,415	5,415	5,415
Sub Total				<u>6,406</u>	<u>6,406</u>	<u>6,406</u>	<u>6,406</u>	<u>6,406</u>	<u>6,406</u>
TOTAL				22,276	22,108	21,885	21,445	21,095	20,444

Table 18-6-4 (Vol. II)

INVESTMENT SCHEDULE

(M\$ 1,000)

TAPIS OIL FIELD CASE I A

Item	Year		
	1ST	2ND	3RD
1. Exploration & Appraisal Wells	16,137	-	-
2. Engineering	32,073	-	-
3. Development Wells	-	23,459	86,017
4. Offshore Platforms	14,412	50,655	2,106
5. Offshore Production Equipment	4,478	12,997	6,919
6. Submarine Pipelines	-	2,982	2,037
7. Offshore Storage & Loading Facilities	-	34,775	66,718
8. Onshore Terminal & Loading Facilities	-	-	-
9. Support Facilities	-	8,786	4,392
10. Pre-start up Expense	508	1,336	1,681
11. Contingencies	5,083	13,365	16,820
Total	72,691	148,355	186,690

Table 18-6-5 (Vol. II)

INVESTMENT SCHEDULE

(M\$ 1,000)

TAPIS OIL FIELD CASE I B

Item	Year		
	1ST	2ND	3RD
1. Exploration & Appraisal Wells	16,137	-	-
2. Engineering	35,837	-	-
3. Development Wells	-	23,459	86,017
4. Offshore Platforms	14,412	50,655	2,106
5. Offshore Production Equipment	5,169	14,237	6,919
6. Submarine Pipelines	-	55,931	38,933
7. Offshore Storage & Loading Facilities	-	-	-
8. Onshore Terminal & Loading Facilities	899	22,545	14,986
9. Support Facilities	1,842	11,049	9,208
10. Pre-start up Expense	582	1,779	1,582
11. Contingencies	5,816	17,788	15,817
Total	80,694	197,443	175,568

 * ECONOMIC ANALYSIS FOR MALAYSIA PROJECT *

TABLE 18-6-6 CASH FLOW TABLE FOR OIL TAPIS OIL FIELD

VOL.II CASE I A : OFFSHORE STORAGE 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 *

TERM	1	2	3	4	5	6	7	8	9	9YR TOTAL
CAPITAL INVESTMENT (M\$ 1000)	72691.	148355.	186690.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	407736.
OIL PRODUCTION (M BBL/YEAR)	0.	0.	0.	19655.	18214.	16279.	12447.	9417.	3760.	79772.
SALES PRICE OF OIL (M\$/BBL)	0.0	0.0	0.0	32.36	32.36	32.36	32.36	32.36	32.36	32.36
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 18-6-6 CASH FLOW TABLE FOR OIL TAPIS OIL FIELD

VOL. I I CASE I A : OFFSHORE STORAGE CASE

* * CASH FLOW TABLE FOR PETRONAS * *
(X MS 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.	311657.	288808.	258126.	197364.	149320.	59620.	1264895.
2 REVENUE FROM OIL BASIC PRICE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
3 BONUS FROM OIL COMPANY	0.	0.	0.	7500.	0.	0.	0.	0.	0.	7500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	5000.	0.	0.	0.	0.	0.	5000.
4 RESEARCH FUND FROM OIL CO.	0.	0.	0.	1304.	1208.	1080.	826.	625.	249.	5292.
5 TOTAL CASH INFLOW	0.	0.	0.	320461.	290017.	259206.	198190.	149944.	59869.	1277686.
6 INCOME TAX	0.	0.	0.	144208.	130507.	116643.	89186.	67475.	26941.	574959.
7 NET CASH FLOW	0.	0.	0.	176254.	159509.	142563.	109005.	82469.	32928.	
8 CUMULATIVE NET CASH FLOW	0.	0.	0.	176254.	335763.	478326.	587331.	669800.	702728.	

TABLE 18-6-6 CASH FLOW TABLE FOR OIL TAPIS OIL FIELD

VOL.11 CASE I A : 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
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.	148586.	128066.	109010.	79381.	57197.	21750.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	148586.	276652.	385662.	465043.	522240.	543991.

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.	126260.	103877.	84401.	58667.	40351.	14646.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	126260.	230137.	314538.	373205.	413555.	428202.

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.	108068.	85044.	66095.	43945.	28911.	10038.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	108068.	193112.	259207.	303152.	332063.	342101.

TABLE 18-6-6 CASH FLOW TABLE FOR OIL TAPIS OIL FIELD
VOL. II CASE I A : OFFSHORE STORAGE CASE

	* * CASH FLOW TABLE FOR OPERATING COMPANY * * (X M\$ 1000)									9YR. TOTAL	
	TERM	1	2	3	4	5	6	7	8		9
1 SALES REVENUE FROM PROFIT OIL	0.	0.	0.	0.	133567.	123775.	110626.	84585.	63994.	25551.	542098.
2 SALES REVENUE FROM COST OIL	0.	0.	0.	0.	127207.	117881.	105358.	80557.	60947.	24335.	516284.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY OIL	0.	0.	0.	0.	63604.	58940.	52679.	40278.	30473.	12167.	258142.
4 TOTAL CASH INFLOW	0.	0.	0.	0.	324378.	300596.	268662.	205420.	155414.	62053.	1316523.
5 ROYALTY	0.	0.	0.	0.	63604.	58940.	52679.	40278.	30473.	12167.	258142.
6 PAYMENT FOR OIL BASIC PRICE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
7 BONUS	0.	0.	0.	0.	7500.	0.	0.	0.	0.	0.	7500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	0.	5000.	0.	0.	0.	0.	0.	5000.
8 RESEARCH FUND TO PETRONAS	0.	0.	0.	0.	1304.	1208.	1080.	826.	625.	249.	5292.
OPERATING EXPENSES (M\$/BBL)	0.	0.	0.	0.	127207.	117881.	105358.	80557.	60947.	25654.	517603.
9 OPERATING COST	0.	0.	0.	0.	6.47	6.47	6.47	6.47	6.47	6.82	6.49
CAPITAL COST RECOVERY	0.	0.	0.	0.	27486.	27318.	27095.	26655.	26305.	25654.	160513.
INCOME BEFORE TAX	0.	0.	0.	0.	99721.	90563.	78263.	53902.	34642.	0.	357090.
10 INCOME TAX	0.	0.	0.	0.	56144.	55155.	49296.	37692.	28516.	11386.	238188.
11 CAPITAL INVESTMENT	72691.	148355.	186690.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	407736.
12 TOTAL CASH OUTFLOW	72691.	148355.	186690.	156037.	142622.	130149.	105451.	85919.	49457.	1077370.	
13 NET CASH FLOW	-72691.	-148355.	-186690.	168341.	157975.	138513.	99969.	69495.	12597.		
14 CUMULATIVE NET CASH FLOW	-72691.	-221046.	-407736.	-239395.	-81420.	57092.	157062.	226557.	239153.		
15 DCF ROR OF NET CASH FLOW (%)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.06	11.51	14.61	15.05		
16 CORPORATE CAPITAL	72691.	148355.	186690.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	407736.
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 5.6 YEARS											

TABLE 18-6-6 CASH FLOW TABLE FOR OIL TAPIS OIL FIELD

VOL. II CASE I A : OFFSHORE STORAGE CASE

* * PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR OPERATING COMPANY * *
(X M\$ 1000)

(CONT'D)
PAGE 5

	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	-70939.	-137886.	-165253.	141915.	126834.	105913.	72801.	48199.	8321.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-70939.	-208825.	-374077.	-232162.	-105328.	585.	73386.	121585.	129905.
10.00% DISCOUNT RATE	0.95	0.87	0.79	0.72	0.65	0.59	0.54	0.49	0.44
PRESENT WORTH	-69308.	-128592.	-147109.	120591.	102878.	82003.	53804.	34002.	5603.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-69308.	-197900.	-345009.	-224418.	-121540.	-39537.	14267.	48270.	53873.
15.00% DISCOUNT RATE	0.93	0.81	0.71	0.61	0.53	0.46	0.40	0.35	0.30
PRESENT WORTH	-67785.	-120297.	-131637.	103216.	84226.	64217.	40302.	24362.	3840.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-67785.	-188082.	-319718.	-216502.	-132276.	-68059.	-27756.	-3394.	446.

 * ECONOMIC ANALYSIS FOR MALAYSIA PROJECT *

TABLE 18-6-7 CASH FLOW TABLE FOR OIL TAPIS OIL FIELD

VOL.II CASE I B : ONSHORE TERMINAL 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 :
 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 *

TERM	1	2	3	4	5	6	7	8	9	9YR TOTAL
CAPITAL INVESTMENT (M \$1000)	80694.	197443.	175568.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	453705.
OIL PRODUCTION (M BBL/YEAR)	0.	0.	0.	19655.	18214.	16279.	12447.	9417.	3760.	79772.
SALES PRICE OF OIL (M\$/BBL)	0.0	0.0	0.0	32.36	32.36	32.36	32.36	32.36	32.36	32.36
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 18-6-7 CASH FLOW TABLE FOR OIL TAPIS OIL FIELD

VOL.II CASE I B : ONSHORE TERMINAL 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.	311657.	288808.	258126.	197364.	149320.	59620.	1264895.
2 REVENUE FROM OIL BASIC PRICE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
3 BONUS FROM OIL COMPANY	0.	0.	0.	7500.	0.	0.	0.	0.	0.	7500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	5000.	0.	0.	0.	0.	0.	5000.
4 RESEARCH FUND FROM OIL CO.	0.	0.	0.	1304.	1208.	1080.	826.	625.	249.	5292.
5 TOTAL CASH INFLOW	0.	0.	0.	320461.	290017.	259206.	198190.	149944.	59869.	1277686.
6 INCOME TAX	0.	0.	0.	144208.	130507.	116643.	89186.	67475.	26941.	574959.
7 NET CASH FLOW	0.	0.	0.	176254.	159509.	142563.	109005.	82469.	32928.	
8 CUMULATIVE NET CASH FLOW	0.	0.	0.	176254.	335763.	478326.	587331.	669800.	702728.	

TABLE 18-6-7 CASH FLOW TABLE FOR OIL TAPIS OIL FIELD
 VOL. II CASE I B : 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
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.	148586.	128066.	109010.	79381.	57197.	21750.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	148586.	276652.	385662.	465043.	522240.	543991.
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.	126260.	103877.	84401.	58667.	40351.	14646.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	126260.	230137.	314538.	373205.	413555.	428202.
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.	108068.	85044.	66095.	43945.	28911.	10038.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	108068.	193112.	259207.	303152.	332063.	342101.

TABLE 18-6-7 CASH FLOW TABLE FOR OIL TAPIS OIL FIELD

VOL.II CASE I B : ONSHORE TERMINAL CASE

* * PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR OPERATING COMPANY * *
(X M\$ 1000)

(CONT'D)
PAGE 5

TERM 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 -78749. -183509. -155408. 146307. 131017. 109897. 76595. 51812. 11762.
 CUMULATIVE PRESENT WORTH -78749. -262259. -417666. -271359. -140342. -30445. 46150. 97962. 109724.

10.00% DISCOUNT RATE 0.95 0.87 0.79 0.72 0.65 0.59 0.54 0.49 0.44
 PRESENT WORTH -76939. -171141. -138345. 124324. 106271. 85088. 56608. 36552. 7920.
 CUMULATIVE PRESENT WORTH -76939. -248079. -386425. -262101. -158830. -70743. -14135. 22417. 30337.

15.00% DISCOUNT RATE 0.93 0.81 0.71 0.61 0.53 0.46 0.40 0.35 0.30
 PRESENT WORTH -75248. -160101. -123794. 106411. 87004. 66633. 42403. 26189. 5428.
 CUMULATIVE PRESENT WORTH -75248. -235349. -359143. -252733. -165729. -99096. -56693. -30504. -25076.

Table 19-5-1 (Vol. II)

MAJOR EQUIPMENT LIST

FOR BEKOK AND PULAI FIELDS GAS UTILIZATION

ITEM NO. & NAME	LOCATION	QUANTITY	DESCRIPTION
<u>V-101</u> PRODUCTION SEPARATOR	BEPC-A	1	SIZE: 5'-0" I.D. x 15'-0" S-S DESIGN PRESS.: 1,200 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
	PUPC-A	1	
<u>V-102</u> TEST SEPARATOR	BEPC-A	1	SIZE: 5'-0" I.D. x 15'-0" S-S DESIGN PRESS.: 1,200 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
	PUPC-A	1	
<u>V-103</u> LIQUID KNOCKOUT DRUM	BEW-A	2	SIZE: 3'-6" I.D. x 10'-0" S-S DESIGN PRESS.: 1,200 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
	PUPC-A	2	
<u>V-104</u> GLYCOL CONTACTOR	BEPC-A	1	SIZE: 7'-6" I.D. x 28'-6" S-S DESIGN PRESS.: 1,200 PSIG @ 150°F TYPE: VERTICAL
	PUPC-A	1	
<u>V-105</u> CONDENSATE SURGE VESSEL	BEPC-A	1	SIZE: 4'-6" I.D. x 15'-0" S-S DESIGN PRESS.: 1,200 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
	PUPC-A	1	
<u>V-111</u> KNOCKOUT DRUM	BEPC-A	1	SIZE: 3'-6" I.D. x 10'-0" S-S DESIGN PRESS.: 300 PSIG @ 150°F TYPE: VERTICAL
	PUPC-A	1	
<u>V-112</u> UNIT SUCTION SCRUBBER	BEPC-A	2	SIZE: 3'-6" I.D. x 10'-0" S-S DESIGN PRESS.: 300 PSIG @ 150°F TYPE: VERTICAL
	PUPC-A	2	
<u>GR-101</u> GLYCOL REGENERATOR	BEPC-A	1	REBOILER: 48" DIA. x 24'-0" L STILL COLUMN: 28" DIA. x 13'-0" L SURGE TANK: 48" DIA. x 22'-0" L
	PUPC-A	1	
<u>H-101</u> START-UP HEATER	BEW-A	1	SIZE: 24" DIA. x 7'-6" L
	PUPC-A	1	
<u>C-111</u> GAS TURBINE COMPRESSOR	BEPC-A	2	CAPACITY: 150 MMSCFD
	PUPC-A	2	CAPACITY: 45 MMSCFD
<u>C-151</u> INSTRUMENT AIR COMPRESSOR	BEPC-A	2	CAPACITY: 35 SCFM
	PUPC-A	2	
<u>P-152</u> FIRE WATER PUMP	BEPC-A	1	CAPACITY: 1,500 GPM TYPE: VERTICAL
	PUPC-A	1	
<u>P-153</u> SEA WATER PUMP	BEPC-A	2	CAPACITY: 1,000 GPM TYPE: VERTICAL
	PUPC-A	2	CAPACITY: 300 GPM TYPE: VERTICAL
<u>TK-101</u> CORROSION INHIBITOR TANK	BEPC-A	1	CAPACITY: 20 BBL SIZE: 5'-0" I.D. x 8'-0" H
	PUPC-A	1	
<u>TK-102</u> GLYCOL STORAGE TANK	BEPC-A	1	CAPACITY: 20 BBL SIZE: 5'-0" I.D. x 8'-0" H
	PUPC-A	1	
<u>E-111</u> AFTERCOOLER	BEPC-A	4	SHELL AND TUBE
	PUPC-A	2	
<u>M-101</u> INLET MANIFOLD	BEPC-A	1	PRODUCTION HEADER TEST HEADER
	PUPC-A	1	

Table 19-6-1 (Vol. II)

CAPITAL INVESTMENT COST ESTIMATION

(M\$ 1,000)

BEKOK AND PULAI FIELDS GAS UTILIZATION

1.	Exploration & Appraisal Wells	
2.	Engineering	23,894
3.	Development Wells	12,187
4.	Facilities	
	a. Offshore Platforms	54,566
	b. Offshore Production Equipment	22,723
	c. Submarine Pipelines	149,375
	d. Offshore Storage & Loading Facilities	-
	e. Onshore Terminal & Loading Facilities	-
	f. Support Facilities	-
	Sub Total	<u>226,664</u>
5.	Pre-start up Expense	2,636
6.	Contingencies	26,347
	TOTAL	<u><u>291,728</u></u>

ANNUAL OPERATION COST ESTIMATION

Table 19-6-2 (Vol.II)

BEKOK AND PULAI FIELDS GAS UTILIZATION

(M\$ 1,000)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1. Direct Cost										
a. Operating Personnel				450	455	480	549	848	1,062	1,240
b. Operating Management				45	46	48	55	85	106	124
c. Repair & Maintenance				2,370	2,370	2,370	2,370	2,370	2,370	2,370
d. Operating Supplies				876	876	876	876	876	876	876
e. Chemical				107	107	107	107	107	107	107
f. Service Contract				635	645	678	775	1,201	1,504	1,755
Sub Total				<u>4,483</u>	<u>4,499</u>	<u>4,559</u>	<u>4,732</u>	<u>5,487</u>	<u>6,025</u>	<u>6,472</u>
2. Indirect Cost										
a. Indirect Personnel				249	251	264	302	467	584	683
b. Insurance				2,553	2,553	2,553	2,553	2,553	2,553	2,553
Sub Total				<u>2,802</u>	<u>2,804</u>	<u>2,817</u>	<u>2,855</u>	<u>3,020</u>	<u>3,137</u>	<u>3,236</u>
TOTAL				7,285	7,303	7,376	7,587	8,507	9,162	9,708

8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
48	1,062	1,240	1,351	1,582	1,763	1,826	1,885	1,925	1,958	1,989	2,012	2,037	2,062	2,07
85	106	124	135	158	176	183	189	193	196	199	201	204	206	20
70	2,370	2,370	2,370	2,370	2,370	2,370	2,370	2,370	2,370	2,370	2,370	2,370	2,370	2,37
76	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	87
07	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	10
01	1,504	1,755	1,912	2,238	2,494	2,583	2,667	2,725	2,769	2,817	2,847	2,883	2,916	2,9
87	<u>6,025</u>	<u>6,472</u>	<u>6,751</u>	<u>7,331</u>	<u>7,786</u>	<u>7,945</u>	<u>8,094</u>	<u>8,196</u>	<u>8,276</u>	<u>8,358</u>	<u>8,413</u>	<u>8,477</u>	<u>8,537</u>	<u>8,56</u>
67	584	683	744	871	970	1,006	1,036	1,059	1,077	1,095	1,102	1,120	1,135	1,14
53	2,553	2,553	2,553	2,553	2,553	2,553	2,553	2,553	2,553	2,553	2,553	2,553	2,553	2,55
020	<u>3,137</u>	<u>3,236</u>	<u>3,297</u>	<u>3,424</u>	<u>3,523</u>	<u>3,559</u>	<u>3,589</u>	<u>3,612</u>	<u>3,630</u>	<u>3,648</u>	<u>3,655</u>	<u>3,673</u>	<u>3,688</u>	<u>3,69</u>
507	9,162	9,708	10,048	10,755	11,309	11,504	11,683	11,808	11,906	12,006	12,068	12,150	12,225	12,26

	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
0	1,351	1,582	1,763	1,826	1,885	1,925	1,958	1,989	2,012	2,037	2,062	2,073	2,162
4	135	158	176	183	189	193	196	199	201	204	206	207	216
0	2,370	2,370	2,370	2,370	2,370	2,370	2,370	2,370	2,370	2,370	2,370	2,370	2,370
6	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876	876
7	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107
5	1,912	2,238	2,494	2,583	2,667	2,725	2,769	2,817	2,847	2,883	2,916	2,934	3,058
2	<u>6,751</u>	<u>7,331</u>	<u>7,786</u>	<u>7,945</u>	<u>8,094</u>	<u>8,196</u>	<u>8,276</u>	<u>8,358</u>	<u>8,413</u>	<u>8,477</u>	<u>8,537</u>	<u>8,567</u>	<u>8,789</u>
3	744	871	970	1,006	1,036	1,059	1,077	1,095	1,102	1,120	1,135	1,140	1,189
3	2,553	2,553	2,553	2,553	2,553	2,553	2,553	2,553	2,553	2,553	2,553	2,553	2,553
6	<u>3,297</u>	<u>3,424</u>	<u>3,523</u>	<u>3,559</u>	<u>3,589</u>	<u>3,612</u>	<u>3,630</u>	<u>3,648</u>	<u>3,655</u>	<u>3,673</u>	<u>3,688</u>	<u>3,693</u>	<u>3,742</u>
08	10,048	10,755	11,309	11,504	11,683	11,808	11,906	12,006	12,068	12,150	12,225	12,260	12,531

Table 19-6-3 (Vol. II)

INVESTMENT SCHEDULE

BEKOK AND PULAI FIELDS GAS UTILIZATION

(M\$ 1,000)

Item	Year		
	1ST	2ND	3RD
1. Exploration & Appraisal Wells	-	-	-
2. Engineering	23,894	-	-
3. Development Wells	-	-	12,187
4. Offshore Platforms	5,725	29,550	19,291
5. Offshore Production Equipment	-	9,977	12,746
6. Submarine Pipelines	-	58,994	90,381
7. Offshore Storage & Loading Facilities	-	-	-
8. Onshore Terminal & Loading Facilities	-	-	-
9. Support Facilities	-	-	-
10. Pre-start up Expense	297	993	1,346
11. Contingencies	2,962	9,926	13,459
Total	32,878	109,440	149,410

 * ECONOMIC ANALYSIS FOR MALAYSIA PROJECT *

TABLE 19-6-4 CASH FLOW TABLE FOR GAS BEKOK AND PULAI FIELDS GAS UTILIZATION
 VOL.II CASE I A : OFFSHORE COMPRESSION CASE

	* INPUT DATA BY YEAR *			
	21	22	23	23YR TOTAL
CAPITAL INVESTMENT (M\$ 1000)	0.	0.	0.	291728.
GAS PRODUCTION (MMSCF/DAY)	150.	150.	150.	3000.
SALES PRICE OF GAS (M\$/MSCF)	267.0	267.0	267.0	

TABLE 19-6-4 CASH FLOW TABLE FOR GAS BEKOK AND PULAI FIELDS GAS UTILIZATION

VOL. II CASE I A : OFFSHORE COMPRESSION CASE

(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.	66513.	66513.	66513.	66513.	66513.	66513.	66513.	66513.	465591.
2 BONUS FROM OIL COMPANY	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
3 RESEARCH FUND FROM OIL CO.	0.	0.	0.	325.	325.	325.	325.	325.	325.	325.	325.	2277.
4 TOTAL CASH INFLOW	0.	0.	0.	66838.	66838.	66838.	66838.	66838.	66838.	66838.	66838.	467868.
5 INCOME TAX	0.	0.	0.	30077.	30077.	30077.	30077.	30077.	30077.	30077.	30077.	210540.
6 NET CASH FLOW	0.	0.	0.	36761.	36761.	36761.	36761.	36761.	36761.	36761.	36761.	36761.
7 CUMULATIVE NET CASH FLOW	0.	0.	0.	36761.	73522.	110283.	147044.	183805.	220566.	257327.		

TERM	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	20YR. TOTAL	
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS	66513.	66513.	66513.	66513.	66513.	66513.	66513.	66513.	66513.	66513.	66513.	1130721.
2 BONUS FROM OIL COMPANY	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
3 RESEARCH FUND FROM OIL CO.	325.	325.	325.	277.	201.	202.	202.	203.	203.	203.	203.	4742.
4 TOTAL CASH INFLOW	66838.	66838.	66838.	66790.	66714.	66715.	66715.	66716.	66716.	66716.	66716.	1135462.
5 INCOME TAX	30077.	30077.	30077.	30055.	30021.	30022.	30022.	30022.	30022.	30022.	30022.	510958.
6 NET CASH FLOW	36761.	36761.	36761.	36734.	36693.	36693.	36693.	36694.	36694.	36694.	36694.	36694.
7 CUMULATIVE NET CASH FLOW	294088.	330849.	367610.	404344.	441037.	477730.	514423.	551117.	587810.	624504.		

TABLE 19-6-4 CASH FLOW TABLE FOR GAS BEKOK AND PULAI FIELDS GAS UTILIZATION

VOL.II CASE I A : OFFSHORE COMPRESSION CASE

(CONT'D)
PAGE 4

* * CASH FLOW TABLE FOR PETRONAS * *
(X M\$ 1000)

	TERM	21	22	23	23YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS		66513.	66513.	66513.	1330260.
2 BONUS FROM OIL COMPANY		0.	0.	0.	0.
DISCOVERY BONUS		0.	0.	0.	0.
PRODUCTION BONUS		0.	0.	0.	0.
3 RESEARCH FUND FROM OIL CO.		204.	204.	205.	535.
4 TOTAL CASH INFLOW		66717.	66717.	66718.	1335612.
5 INCOME TAX		30022.	30023.	30023.	601026.
6 NET CASH FLOW		36694.	36694.	36695.	
7 CUMULATIVE NET CASH FLOW		661198.	697893.	734588.	

TABLE 19-6-4 CASH FLOW TABLE FOR GAS BEKOK AND PULAI FIELDS GAS UTILIZATION

VOL-II CASE I A : OFFSHORE COMPRESSION CASE

(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.	30990.	29515.	28109.	26771.	25496.	24282.	23126.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	30990.	60505.	88614.	115385.	140881.	165162.	188288.
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.	0.	26334.	23940.	21764.	19785.	17986.	16351.	14865.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	26334.	50274.	72037.	91822.	109809.	126160.	141025.
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.	0.	22540.	19600.	17043.	14820.	12887.	11206.	9745.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	22540.	42139.	59182.	74003.	86890.	98096.	107840.
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	22024.	20976.	19977.	19012.	18086.	17225.	16405.	15624.	14880.	14171.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	210312.	231288.	251265.	270276.	288362.	305587.	321991.	337615.	352495.	366666.
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	13513.	12285.	11168.	10145.	9213.	8375.	7614.	6922.	6293.	5721.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	154538.	166823.	177991.	188137.	197349.	205724.	213338.	220260.	226553.	232273.
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	8473.	7368.	6407.	5567.	4836.	4205.	3657.	3180.	2765.	2404.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	116314.	123682.	130089.	135656.	140492.	144697.	148354.	151533.	154298.	156702.

TABLE 19-6-4 CASH FLOW TABLE FOR GAS BEKOK AND PULAI FIELDS GAS UTILIZATION

VOL.II CASE I A : OFFSHORE COMPRESSION CASE

(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 13497. 12854. 12242.
CUMULATIVE PRESENT WORTH 380163. 393016. 405258.

10.00% DISCOUNT RATE 0.14 0.13 0.12
PRESENT WORTH 5201. 4728. 4298.
CUMULATIVE PRESENT WORTH 237474. 242202. 246500.

15.00% DISCOUNT RATE 0.06 0.05 0.04
PRESENT WORTH 2091. 1818. 1581.
CUMULATIVE PRESENT WORTH 158793. 160611. 162192.

TABLE 19-6-4 CASH FLOW TABLE FOR GAS BEKOK AND PULAI FIELDS GAS UTILIZATION
VOL. II CASE I A : OFFSHORE COMPRESSION CASE

	* * CASH FLOW TABLE FOR OPERATING COMPANY * * (X M\$ 1000)										10YR. TOTAL		
	TERM	1	2	3	4	5	6	7	8	9		10	
1 SALES REVENUE FROM PROFIT GAS	0.	0.	0.	0.	28506.	28506.	28506.	28506.	28506.	28506.	28506.	28506.	199539.
2 SALES REVENUE FROM COST GAS	0.	0.	0.	0.	36546.	36546.	36546.	36546.	36546.	36546.	36546.	36546.	255819.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY GAS	0.	0.	0.	0.	14618.	14618.	14618.	14618.	14618.	14618.	14618.	14618.	102328.
4 TOTAL CASH INFLOW	0.	0.	0.	0.	79669.	79669.	79669.	79669.	79669.	79669.	79669.	79669.	557686.
5 ROYALTY	0.	0.	0.	0.	14618.	14618.	14618.	14618.	14618.	14618.	14618.	14618.	102328.
6 BONUS DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
7 RESEARCH FUND TO PETRONAS	0.	0.	0.	0.	325.	325.	325.	325.	325.	325.	325.	325.	2277.
OPERATING EXPENSES	0.	0.	0.	0.	36546.	36546.	36546.	36546.	36546.	36546.	36546.	36546.	255819.
8 OPERATING COST	0.	0.	0.	0.	7285.	7303.	7376.	7587.	8507.	9162.	9708.	9708.	56928.
CAPITAL COST RECOVERY	0.	0.	0.	0.	29261.	29243.	29170.	28959.	28039.	27384.	26838.	26838.	198891.
INCOME BEFORE TAX	0.	0.	0.	0.	28180.	28180.	28180.	28180.	28180.	28180.	28180.	28180.	197262.
9 INCOME TAX	0.	0.	0.	0.	12681.	12681.	12681.	12681.	12681.	12681.	12681.	12681.	88768.
10 CAPITAL INVESTMENT	32878.	109440.	149410.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	291728.
11 TOTAL CASH OUTFLOW	32878.	109440.	149410.	34910.	34928.	35001.	35212.	35212.	36132.	36787.	37333.	37333.	542028.
12 NET CASH FLOW	-32878.	-109440.	-149410.	44760.	44742.	44669.	44458.	44458.	43538.	42883.	42337.	42337.	
13 CUMULATIVE NET CASH FLOW	-32878.	-142318.	-291728.	-246968.	-202226.	-157558.	-113100.	-113100.	-69562.	-26679.	15658.	15658.	
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	1.15	
15 CORPORATE CAPITAL	32878.	109440.	149410.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	291728.
16 INTEREST	0.	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.	0.
18 REPAYMENT	0.	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.	0.
20 PAYOUT TIME	9.6 YEARS												

TABLE 19-6-4 CASH FLOW TABLE FOR GAS BEKOK AND PULAI FIELDS GAS UTILIZATION
VOL. II CASE I A : OFFSHORE COMPRESSION CASE

(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	28506.	28506.	28506.	28506.	28506.	28506.	28506.	28506.	28506.	28506.	484595.
2 SALES REVENUE FROM COST GAS	36546.	36546.	36546.	26816.	11683.	11808.	11906.	12006.	12068.	12150.	463893.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY GAS	14618.	14618.	14618.	14618.	14618.	14618.	14618.	14618.	14618.	14618.	248509.
4 TOTAL CASH INFLOW	79669.	79669.	79669.	69940.	54807.	54932.	55030.	55130.	55192.	55274.	1196995.
5 ROYALTY	14618.	14618.	14618.	14618.	14618.	14618.	14618.	14618.	14618.	14618.	248509.
6 RONUS DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
7 RESEARCH FUND TO PETRONAS	325.	325.	325.	277.	201.	202.	202.	203.	203.	203.	4742.
OPERATING EXPENSES	36546.	36546.	36546.	26816.	11683.	11808.	11906.	12006.	12068.	12150.	463893.
8 OPERATING COST	10048.	10755.	11309.	11504.	11683.	11808.	11906.	12006.	12068.	12150.	172165.
CAPITAL COST RECOVERY	26498.	25791.	25237.	15312.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	291728.
INCOME BEFORE TAX	28180.	28180.	28180.	28229.	28305.	28304.	28304.	28303.	28303.	28302.	479852.
9 INCOME TAX	12681.	12681.	12681.	12703.	12737.	12737.	12737.	12736.	12736.	12736.	215933.
10 CAPITAL INVESTMENT	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	291728.
11 TOTAL CASH OUTFLOW	37673.	38380.	38934.	39102.	39239.	39365.	39463.	39563.	39625.	39708.	933079.
12 NET CASH FLOW	41997.	41290.	40736.	30838.	15568.	15567.	15567.	15567.	15566.	15566.	15566.
13 CUMULATIVE NET CASH FLOW	57654.	98944.	139680.	170518.	186086.	201653.	217220.	232786.	248353.	263919.	263919.
14 DCF ROR OF NET CASH FLOW (%)	3.70	5.59	7.04	7.92	8.29	8.62	8.91	9.15	9.37	9.56	9.56
15 CORPORATE CAPITAL	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	291728.
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	9.6 YEARS										

TABLE 19-6-4 CASH FLOW TABLE FOR GAS BEKOK AND PULAI FIELDS GAS UTILIZATION
 VOL.II CASE I A : OFFSHORE COMPRESSION CASE
 * * 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		28506.	28506.	28506.	57011.
2 SALES REVENUE FROM COST GAS		12225.	12260.	12531.	500908.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY GAS		14618.	14618.	14618.	292364.
4 TOTAL CASH INFLOW		55349.	55384.	55655.	1363380.
5 ROYALTY		14618.	14618.	14618.	292364.
6 BONUS		0.	0.	0.	0.
DISCOVERY BONUS		0.	0.	0.	0.
7 RESEARCH FUND TO PETRONAS		204.	204.	205.	5355.
OPERATING EXPENSES		12225.	12260.	12531.	500909.
8 OPERATING COST		12225.	12260.	12531.	209181.
CAPITAL COST RECOVERY		0.	0.	0.	291728.
INCOME BEFORE TAX		28302.	28302.	28300.	564756.
9 INCOME TAX		12736.	12736.	12735.	254140.
10 CAPITAL INVESTMENT		0.	0.	0.	291728.
11 TOTAL CASH OUTFLOW		39783.	39818.	40090.	1052768.
12 NET CASH FLOW		15566.	15566.	15565.	
13 CUMULATIVE NET CASH FLOW		279485.	295051.	310616.	
14 DCF ROR OF NET CASH FLOW (%)		9.72	9.87	10.00	
15 CORPORATE CAPITAL		0.	0.	0.	291728.
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		9.6 YEARS			

TABLE 19-6-4 CASH FLOW TABLE FOR GAS BEKOK AND PULAI FIELDS GAS UTILIZATION

VOL. II CASE I A : OFFSHORE COMPRESSION CASE

* * PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR OPERATING COMPANY * *
(X M\$ 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	-32086.	-101717.	-132253.	37733.	35922.	34156.	32376.	30196.	28325.	26633.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-32086.	-133802.	-266056.	-228322.	-192400.	-158244.	-125869.	-95673.	-67347.	-40714.
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	-31348.	-94861.	-117733.	32064.	29137.	26445.	23927.	21302.	19074.	17119.
	-31348.	-126209.	-243942.	-211878.	-182741.	-156296.	-132368.	-111066.	-91992.	-74872.
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	-30659.	-119401.	-224751.	-197307.	-173452.	-152743.	-134820.	-119557.	-106485.	-95262.
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	25161.	23560.	22137.	15960.	7673.	7308.	6960.	6628.	6312.	6012.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-15553.	8007.	30144.	46104.	53777.	61085.	68044.	74672.	80985.	86997.
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	15438.	13798.	12376.	8517.	3909.	3553.	3230.	2936.	2670.	2427.
	-59434.	-45636.	-33260.	-24743.	-20334.	-17281.	-14051.	-11114.	-8445.	-6018.
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	9680.	8276.	7100.	4674.	2052.	1784.	1551.	1349.	1173.	1020.
	-85582.	-77306.	-70206.	-65532.	-63480.	-61696.	-60145.	-58796.	-57623.	-56603.

TABLE 19-6-4 CASH FLOW TABLE FOR GAS BEKOK AND PULAI FIELDS GAS UTILIZATION

VOL. II CASE I A : OFFSHORE COMPRESSION CASE

(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		5725.	5453.	5193.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		92722.	98175.	103367.

10.00% DISCOUNT RATE		0.14	0.13	0.12
PRESENT WORTH		2206.	2006.	1823.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		-3812.	-1806.	17.

15.00% DISCOUNT RATE		0.06	0.05	0.04
PRESENT WORTH		887.	771.	671.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		-55716.	-54945.	-54274.

Table 29-6-1
(Vol. II)

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. II)

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. II)

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. II)

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. II)

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. II)

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. II)

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. II)

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. II)

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. II)

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. II)

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. II)

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. II)

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. II)

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. II)

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. II)

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	128,000	32,000	160,000
Total Cost	1,291,000	525,000	1,816,000

Table 29-6-15
(Vol. II)

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. II)

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. II)

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. II)

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. II)

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. II)

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. II) ANNUAL OIL PRODUCTION AND FOB PRICE PER BARREL

PENINSULAR AREA

FIELD CASE	Bekok, Pulai & Seligi Fields				Tapis Field					
	Case IA, IB (Bekok, Pulai & Seligi A,B)		Case II (Bekok, Pulai & Seligi A)		Case III (Bekok & Pulai)					
YEAR	Annual Production (M BBLs)	F.O.B. Price (US\$)	Annual Production (M BBLs)	F.O.B. Price (US\$)	Annual Production (M BBLs)	F.O.B. Price (US\$)				
1										
2										
3										
4	39,859	32.41	32.44	12.77	26,718	32.44	12.77	19,655	32.36	12.74
5	39,331	32.41	32.44	12.77	31,938	32.44	12.77	26,463	32.46	12.78
6	36,904	32.41	32.44	12.77	30,551	32.44	12.77	25,076	32.46	12.78
7	31,038	32.41	32.44	12.77	26,017	32.44	12.77	20,542	32.44	12.77
8	16,733	32.41	32.41	12.76	14,224	32.41	12.76	14,224	32.41	12.76
9	11,424	32.41	32.41	12.76	10,636	32.41	12.76	10,636	32.41	12.76
10	8,453	32.39	32.39	12.75	8,453	32.39	12.75	8,453	32.39	12.75
11	6,993	32.39	32.39	12.75	6,993	32.39	12.75	6,993	32.39	12.75
12	4,617	32.44	32.44	12.77	4,617	32.46	12.78	4,617	32.46	12.78
13	3,128	32.51	32.51	12.80	3,128	32.51	12.80	3,128	32.51	12.80
14	2,694	32.51	32.51	12.80	2,694	32.51	12.80	2,694	32.51	12.80
15	2,351	32.51	32.51	12.80	2,351	32.51	12.80	2,351	32.51	12.80
16	2,084	32.51	32.51	12.80	2,084	32.51	12.80	2,084	32.51	12.80
17	1,872	32.51	32.51	12.80	1,872	32.51	12.80	1,872	32.51	12.80
18	1,697	32.51	32.51	12.80	1,697	32.51	12.80	1,697	32.51	12.80
19	1,551	32.51	32.51	12.80	1,551	32.51	12.80	1,551	32.51	12.80
20	1,431	32.51	32.51	12.80	1,431	32.51	12.80	1,431	32.51	12.80
21	1,336	32.51	32.51	12.80	1,336	32.51	12.80	1,336	32.51	12.80
22	1,252	32.51	32.51	12.80	1,252	32.51	12.80	1,252	32.51	12.80
23	825	32.51	32.51	12.80	825	32.51	12.80	825	32.51	12.80

Note: Crude price is as of middle of 1976

Table 31-6-2
(Vol. II)

ANNUAL OPERATING COST FOR OIL
UNIT: M\$1,000

AREA FIELD	SARAWAK AREA						SABAH AREA						PENINSULAR AREA					
	West Temana & E-6 Fields			Betty & Bokor Fields			South Furious & Erb West Fields			Bekok, Pulai & Seligi Fields			Tapis Field					
	CASE I	CASE IIA	CASE IIB	CASE I	CASE II	CASE I	CASE IIA	CASE IIB	CASE I	CASE IIA	CASE IIB	CASE IA	CASE IB	CASE II	CASE III	CASE IA	CASE IB	
1																		
2																		
3																		
4	22,155	21,525	15,256	11,297	7,119		13,328	13,538			44,319	36,097	38,158	31,560	27,486	22,276		
5	20,409	21,525	15,256	11,246	7,076	19,051	13,328	13,538			44,241	36,019	38,120	31,523	27,318	22,108		
6	18,658	21,525	15,256	9,380	7,031	19,051	13,328	13,538			43,885	35,663	37,904	31,286	27,095	21,885		
7	18,658	21,525	15,256	7,081	6,886	13,005	13,328	13,538			43,000	34,778	37,166	30,487	26,655	21,445		
8	18,547	21,414	15,145	6,961	6,766	13,005	13,135	13,345			40,430	32,208	31,277	29,184	26,305	21,095		
9	18,303	21,170	14,901	5,027	4,882	12,812					39,165	30,943	30,347	28,286	25,654	20,444		
10	18,051	20,918	14,649								30,408	23,799	29,688	27,636				
11	17,828	20,695	14,426								29,897	23,288	29,182	27,151				
12	17,729	20,596	14,327								28,917	22,308	28,203	22,917				
13	17,670	20,537	14,268								24,861	18,662	24,066	22,221				
14	17,625	20,492	14,223								24,617	18,418	23,822	21,987				
15	17,592	20,459	14,190								24,399	18,200	23,626	21,780				
16	17,561	20,428	14,159								24,241	18,042	23,456	21,603				
17	17,541	20,408	14,139								24,119	17,920	23,324	21,512				
18	8,768	10,202	8,216								24,000	17,801	23,211	21,396				
19											23,913	17,714	23,108	21,316				
20											23,824	17,625	23,018	21,227				
21											23,738	17,539	22,963	21,148				
22											23,694	17,495	22,899	21,108				
23											23,372	17,173	22,582	20,796				

Table 31-6-3 (Vol. II)

DAILY GAS PRODUCTION

MMSCFD

AREA FIELD YEAR	SARAWAK AREA					PENINSULAR AREA	
	Central Luconia Fields					Bekok & Pulai Fields	
	Case IA	Case IB	Case IC	Case II	Case III	Case IV	Baronia & B-12 Fields Case IA
1							
2							
3							
4	1,030	980	1,340	1,270	1,180	1,090	37
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. II)
AT THE YEAR OF MAX. R.O.R. FOR OPERATING COMPANY

UNIT : M\$1,000

AREA	FIELD	YARDSTICK CASE	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 (*)	ROR (%)				
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	
	Tapis Field	CASE IA	702,728	428,202	9	15.05	239,153	53,873	5.6	
		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.