

マレーシア国石油産業開発計画調査  
報告書

第Ⅲ卷  
サバ地区

昭和53年1月

国際協力事業団

JICA LIBRARY



1059649[2]

マレーシア国石油産業開発計画調査  
報告書

才Ⅱ巻 サバ地区

昭和53年1月

国 際 協 力 事 業 団

国際協力事業団	
受入 月日 '85. 6. 19	113
	66.8
登録No. 11653	MPI

才Ⅱ巻 サバ地区

目次

ページ

PART A	油・ガス田の評価と生産予測	A-1
1.	フィールド概況	A-2
2.	地質概略	A-3
3.	既存生産油田	A-3
3.1	Samarang Field	A-3
3.1.1	油田概況	A-3
3.1.2	地質概略	A-3
3.1.3	油層解析	A-4
3.2	Tembungo Field	A-5
3.2.1	油田概況	A-5
3.2.2	地質概略	A-6
3.2.3	油層解析	A-7
4.	開発待機フィールド	A-12
4.1	Erb West Field	A-12
4.1.1	地質概略	A-12
4.1.2	油層解析	A-13
4.2	South Furious Field	A-14
4.2.1	層序および地質構造	A-14
4.2.2	油層解析	A-15

	ページ
5. 未開発フィールド	A-17
5.1 West Emerald Field	A-17
5.1.1 地質概略	A-17
5.1.2 油層解析	A-17
5.2 Saint Joseph Field	A-18
5.2.1 地質概略	A-18
5.2.2 油層解析	A-18
5.3 Erb South Field	A-19
5.3.1 地質概略	A-19
5.3.2 油層解析	A-20
6. 結論と勧告	A-21

PART B	生産施設	ページ
1.	既存生産施設の評価	B-1
1.1	既存生産施設の現況	B-1
1.1.1	Labuan 系列	B-1
1.1.2	Tembungo 系列	B-6
1.2	既存生産施設の処理能力の評価	B-9
1.2.1	Labuan 系列	B-10
1.2.2	Tembungo 系列	B-13
1.3	予測生産量に対する既存生産施設処理能力の評価	B-15
1.3.1	Labuan 系列	B-15
1.3.2	Tembungo 系列	B-17
1.3.3	結論	B-17
1.4	現在の生産形態に関する考察	B-19
1.4.1	Labuan 系列	B-19
1.4.2	Tembungo 系列	B-22
2.	施設計画	B-24
2.1	概念設計の基礎資料	B-24
2.1.1	収集資料に基づく設計条件	B-24
2.1.2	想定設計条件	B-25
2.1.3	施設容量の決め方	B-25
2.2	概念設計	B-27
2.2.1	Erb West 油田および South Furious 油田	B-27

	ページ
3. 結論と勧告	B-32
3.1 既存生産施設の評価	B-32
3.2 施設計画	B-35



PART C	コストの算定および経済検討	ページ
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-3
1.2	コストの算定	C-4
1.2.1	Erb West 油田および South Furious 油田	C-4
2.	経済検討	C-6
2.1	経済検討の基礎	C-6
2.1.1	原油	C-6
2.2	原油の収益性分析	C-9
2.3	感度分析	C-11
3.	結論と勧告	C-12
3.1	コストの算定	C-12
3.2	経済検討	C-13

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

既存生産油田は Samarang 及び Tembungo の 2 フィールドであり 1976 年 6 月末の時点でそれぞれ 28,000 STB / D、4,300 STD / D の日産油量をあげている。両油田共、生産実績は少い。この地区では、その規模と生産能力の点で Samarang が今後の生産の中心になり、Tembungo Field には殆んど期待出来ないと予測出来る。

この地区には Erb West、South Furious の 2 開発待機油田があるが前者は埋蔵量が比較的少く、一方後者はかなりの埋蔵量があると見込まれるも、集油構造に問題があり、良好な回収率を期待出来ないと予想された。

未開発の油田として 3 構造あるがそれらは今後更に評価作業をすゝめる必要がある。

サバ地区の埋蔵量は Tables A-1 ~ 3 に示してある。

## 2. 地 質 概 略

Sabah の西海岸地域は Paleocene から Miocene 時代の地層が露出しているが、その大部分は硬化した地向斜性堆積物である。しかし西方沖合では Sarawak からの Miocene-Pliocene 時代の地層の続きが分布しており、炭化水素の賦存を伴っているものと考えられる。Sabah 地域の対象構造では、一般に上部 Miocene 層に大規模な不整合がみられるが、広域的な層序が統一的に確立されていないようである。Palynologic data をもとにした Sarawak 地域の堆積サイクルの対応が Sabah 地域にも適用できるかどうかは未解決の問題として残されている。

堆積層は砂岩および泥質岩であり、一般に泥質岩の発達ที่著しいことが特徴とも言える。貯留層は一般に細粒の砂岩からなるが、いくつかの構造において岩相による対比が容易ではない。

堆積環境や構造の発達形式も変化に富んでいて、炭化水素のトラップも背斜や断層によるものの他に不整合トラップも見られる。

### 3. 既存生産油田

#### 3.1. Samarang Field

##### 3.1.1 油田概況

Samarang Field は Sabah の西岸沖約 50 Km に位置し、この地区で最大級の埋蔵量をもつ Field である。この油田は 1975 年 6 月に生産を開始し、29 坑井の生産井により 1976 年 6 月迄に累計 8.28 MMSTB の生産量に達している。油層は 4,300 ft から 7,400 ft に至って発達する砂層からなり、殆んどの層にあって上部にガスキャップを持ち、下部は水層に接している。

油田は比較的良好な推移挙動を示し、今後の開発と、生産管理が必要とされるフィールドである。

##### 3.1.2 地質概略

Samarang 油田は Sarawak 地域の堆積サイクル VI および V に対応した地層に含油している。主要油層は比較的少ない層準に集中していて、概して連続性の良い砂岩層である。貯留層の対比を Table 1-2-1 に示す。主要層は  $a_2$ 、 $b$ 、 $c_1-5$  の 3 グループである。 $a_1$  層は全層厚 200 ft 前後の砂岩層で 15 ft 以下の頁岩を多数夾み、 $a_2$  層は約 250 ft の砂岩層で同様に 15 ft 以下の頁岩を 10 枚前後夾み、また  $b$  層も 270 ft の間に 20 ft 以下の頁岩を多く夾んでいる。しかしこれらの頁岩の夾在にもかかわらず、上記砂岩層内では共通の OWC、GOC を所有している。 $c_1 \sim c_5$  層はそれぞれの砂岩層の間に 40~70 ft の頁岩を夾み OWC もそれぞれ別個のものをもつ。

$a_2$ 、 $b$ 、 $c_1$  層の地質構造図を Figs.1-2-1~3 に、構造断面図を Fig.1-2-4 に示す。Samarang 構造は NNE-SSW 方向の背斜であり、その東南東側は数本の正断層によって階段状に落ちている。これらの断層は背斜の延びに大体平行な走向をもち、傾斜は 45~60° ESE である。断層は南東側のものほど浅部に達しており、また落差も大きく最南東の断層では 530 ft の落差を示す。

### 3.1.3 油層解析

油層計算は、a、b、c+dの3 zoneに分けて行った。

各 zone の油層パラメーターを Figs.1-3-5 ~ 16 に示す。各 zone の History Match の結果に基く油層推移挙動を Figs. 1-3-2 ~ 4 Tables 1-3-2 ~ 4 に示し全油田についてのものを Fig. 1-3-1、Table 1-3-1 に示してある。

zone a は 1975 年 6 月に生産を開始し、76 年 4 月に水の生産が始まり 76 年 6 月現在の WOR は 0.0048 である。又、この層に 9 本の新掘井が予定されているので既存の 5 坑と合せ、14 本の坑井で予測が行なわれた。この油層の油は API 26° ~ 27° の重い性質であり、初期溶解ガス油比も 285 SCF / STB と低く又 Gas Cap も小さいので生産ガス油比のコントロールも比較的容易と思われる。

zone b にあつては、1975 年 8 月に生産を開始し、75 年 12 月に水の生産が開始した。3 本の坑井により 76 年 6 月現在 WOR 0.0036、累計生産油量は 0.571 MMSTB である。油層推移予測計算では、7 本の新掘により合計 10 坑井で生産する場合を考えた。

油層の GOR の変化は比較的ゆるやかであり、WOR は上昇を続けるも生産打切り時点で 0.24 程度である。

zone c+d にあつては、1976 年 6 月現在 21 本の生産井で日産 27.51 MSTB の生産量を上げ、確認埋蔵量の 5.85% に相当する 6.83 MMSTB の累計油量をあげている。油の API 比重も 37 ~ 38° と zone b と大差なきも、構造の頂部にガスキャップが存在し、実際の操業では GOR のコントロールが重要と考えられる。予測計算に於てもこの zone は僅かながらも上昇し続ける傾向にあり、追加井の必要性はないと考えられる。

生産量を高める見地からおよび二次回収のための情報を得るために Additional Well Case を行った。Fig. 1-3-20 に示すような 11 本の追加井を想定し各 Zone との関係は次のとおりである。

A ZONE SM-A、1、2、3

B ZONE SM-A、1、2、4、5、6、8、9、11

C ZONE SM-A、6、7、8、10

追加井は1976年7月より生産を開始するものとして油層推移挙動を計算し、その結果をFig 1-3-1およびTable 1-3-5に示す。追加井の位置はAreal Sweep Efficiencyを増加することを目的として決定され、一次回収率はExisting Conditionの26.4パーセントに比べてわずかに増加し27.8パーセントになった。生産増加は経済的寿命を短縮する。

最適生産量はAdditional Well Caseより技術的見地および油田操業の面から考えて求められる。現時点でインジェクションについての決定は困難であり、もう2年の油層推移挙動の情報が必要とされる。

最適生産レート

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

最適生産ガス油比は、油の累積生産量の関数として、個々のZoneに対して述べ、Figs. 1-3-17～19に表わした。

## 3.2 Tembungo Field

### 3.2.1 油田概況

Tembungo FieldはSabahの西岸沖約70 Kmに位置する油田である。油田は南北の断層により多くのBlockに分けられている。油層は深度4,500～7,500 ft s.s.に発達し大きく5つに分けられる。又、各Blockは各々独立した集油構造と考えられる。このFieldに掘られた井戸はSide Trackした坑井も含め13本であるが生産井として仕上げられたのは4坑井だけである。この4坑井はその生産Zoneが各々独立している。

### 3.2.2 地質概略

Tembungo 油田は Miocene 時代の砂岩層より産油している。

掘削された地層は Miocene 後期から Pleistocene 時代の海成の主として砂岩と泥岩からなるが、Pliocene 時代に 100～500 ft の石灰岩の堆積のあったことが知られる。

上部 Miocene 層の 1700 ft にも及ぶ厚い頁岩の下に 500～800 ft の砂泥互層 (Tembungo Sandstone) があり、これが油ガスの貯留層となっている。

貯留層は一般に良い対比を見せないが、20～50 ft の層厚をもつ砂岩層であり、a～d が区別された (Table 2-2-1)

a<sub>1</sub> 層は泥質砂岩、b<sub>1-2</sub> は 20～30 ft の厚さからなる砂泥互層である。c および d 層は良く発達した砂岩層で 5、A-4、A-7 号井で典型的な発達を見せていて、c<sub>1</sub> は約 100 ft、d は 100～150 ft の層厚をもつ。

Tembungo 構造は ENE-WSW 方向の背斜構造であり、かつ背斜軸にはほぼ直交する正断層によって多くのブロックに分断されている。厚い頁岩層が油層部分の上に存在するため坑井資料で断層位置を決定するのは容易でない。

A-3 号井で深度 4130 ft において約 550 ft の落差をもつ西落ち正断層が確認されるけれども、この断層は震探記録断面上では不明瞭である。

他の断層も一般に西落ち、同程度の最大落差をもっていると思われる。b<sub>1</sub> と c<sub>1</sub> 層の構造深度図を Figs. 2-2-1、2 に、貯留層部分の断面図を Fig. 2-2-3 に示すように、断層で境されたブロックを貯留層の連続性を考慮し I～VII に分けた。

(震探解析)

震探解析の対象とした層準は c<sub>1</sub> 層のトップと c<sub>2</sub> 層のトップの間である。記録の質は一部を除き非常に悪い。本構造は多くの断層によって分断されていると推定されるが記録の質が悪いため、記録



断面図上でそれ等の断層は明瞭ではない。又断層を越えての反射波対比が出来ないので、各断層のブロック内での坑井資料に基いて反射波を選定した。

坑井内速度測定資料は1号井、4号井及び5号井のものが入手出来たので、この資料を使用して反射走時を深度に変換した。解析結果及び代表的な記録断面図はFig. 2-1-1及びFig. 2-1-2に示されている。

### 3.2.3 油層解析

この油田は南北に構造を切る断層により幾つかのブロックに分断されている。又油層はa、b、c、d層と大きく分類出来る4層が有り、この内生産が行われているのはbとc層である。油層解析は次に示した様な各ブロックの生産層を独立したモデルとして行った。

	坑井名	油層名	ブロック番号
モデル1	A-1	b 2層	IV
モデル2	A-7	c 1層	IV
モデル3	A-4	b 2層	V
モデル4	A-2A	b 1とb 2層	VI

又上記モデル以外の未開発油層の内、生産性が大きいと思われる4 zoneに対しこれをAdditional well caseとして油層解析を行った。この油田に対し容積法により求められた確認埋蔵量は34.3MMRB 推定埋蔵量は30.5MMRBである。

1976年6月における生産状況を基に求められたこの油田全体の生産挙動をFig. 2-3-1、Table 2-3-1に示す。各モデルの計算に用いた油層パラメーターは、Tembungo-2号井と5号井でのFluid Analysis Data、Core解析、又各坑井での圧力測定の値を基にした。

#### 最適生産レート

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

最適生産ガス油比は、油の累積生産量の関数として、個々のモデルケースに対して述べ、Figs. 2-3-31 ~ 37 に表わした。

(a) モデル 1 ……ブロック N b 2 層の解析

このブロック N b 2 層はこの油田の中央部に位置している。ここには A-1 と A-7 井の 2 坑井が掘られており A-7 井の深度 5505 feet subsea で油水接触面を確認している。ここで生産井として仕上げられたのは A-1 井のみである。生産は 1974 年 10 月より初日産 1367 STB/D (油比重 API 37.5 度) で開始され 1976 年 6 月において累計生産量 1.107 MMSTB に達した。この生産量は容積法により求められた確認埋蔵量 3.164 MMSTB の 35% に相当する。又このモデルにおける推定埋蔵量は 18.28 MMRCF この時点でこれが油であるか、ガスであるかを限定することは困難である。

ブロックモデルにより求められたモデル 1 の油層推移挙動の予測は Fig. 2-3-2 Table 2-3-2 に示した。又計算に使用した油層パラメーターを Figs. 2-3-7、12、17、24 に示す。

この結果このモデルの生産挙動は生産されるガスと水の抑制をすれば良好な生産が行われると思われる。

(b) モデル 2 ……ブロック N c 1 層の解析

このモデル 2 は、モデル 1 と同じブロックの下層である。ここには A-1 と A-7 層が掘られており A-7 井が生産井となっている。遊離ガスは確認されていないが A-7 井の深度 6640 feet subsea で油水接触面が確認された。生産は 1975 年 5 月より初日産 2500 STB/D で開始された。しかし 1976 年 6 月において累計生産量 0.26 MMSTB で日産 600 STB/D と減退した。

モデル 2 の油層推移挙動の予測は Figs. 2-3-8、13、18、25 に示した油層パラメーターを使用し Fig. 2-3-3 Table 2-3-3 に示した結果が求められた。

この結果今後水油比の増加が予想される。これは A-7 においてこの層の下部で確認された油水接触面よりの水の浸入によるものであ

る。将来この層よりの生産方法としてA-1井及び南側構造を開発する事も考慮できる。

(c) モデル3……ブロックV b 2層の解析

このブロックV b 2層にはA-4と5号井の2坑井が構造の中央部に約100mの近接した間隔で掘られている。しかしこの2坑井では顕著な地質変化が認められた。この層では油水接触面は確認されなかった。容積法により求められた確認埋蔵量は2,584 MMSTB 推定埋蔵量として0.601 MMRCFである。

生産はA-4井により1975年3月より開始され1976年6月において日産2,200 STB/Dである。この間生産量圧力の降下は非常に小さい。このモデルの油層推移挙動の計算は、減退曲線法により求められた埋蔵量により行った。この結果Fig. 2-3-4 Table 2-3-4に示した挙動が求められた。

この計算に使用した油層パラメーターをFigs. 2-3-9、14、19、26に示した。

(d) モデル4……ブロックVI b 1 + b 2層の解析

このb 1 + b 2層には、A-2井からの2度目の枝掘井のA-2A井が仕上げられ生産井となっている。深度7,986 feet subseaで油水接触面が確認されている。又この層は1度目の枝掘井のA-2 (S.T) 井においてガス層となっている。

生産は1974年11月初日産2,000 STB/Dで開始されたが急激に生産量と圧力が降下し1975年3月から坑井は密閉されたままである。この事実より判断しこのA-2A井は非常に限定された排油構造にあることを示している。

このモデルに対し生産を再開した場合の可能性を試算してみた。この結果Fig 2-3-5、Table 2-3-5に示した様に現在のA-2A井でこのまま生産を再開してもこの層より良好な回収が出来ないと判明した。この計算に使用した油層パラメーターをFigs. 2-3-10、15、20、27に示した。

(e) Additional Well Case

Tembungo Field では前述の生産井以外に試掘井などによって油の存在が確認されている。この内生産テスト、電気検層の結果を基に、Additional Wellの可能性を study した。この結果 Block I の c 1、d 層、Block V の a + b 1 層、Block VII の c 1 層に新たな開発対象となる比較的大きな埋蔵量が確認された。これらに対し Additional Well を掘った場合の油層挙動の予測を既存生産井の挙動を考慮して行った。

計算に用いた油層流体の性状については T M - 2 と T M - 5 で求められた Lab 結果を各層に対比させて用いた。

(Figs. 2-3-21 ~ 23, Figs. 2-3-28 ~ 30)

浸透率については T M - 2 の Core データより平均的数値を用いた。  
(Figs 2-3-11, 16)

油層圧力は各層で測定された値を基にした。

各層に掘られる Additional Well Name を次の様にした。

Well T M AD-1 = Block I, zone c 1

Well T M AD-2 = " I, " d

Well T M AD-3 = " V, " a+b 1

Well T M AD-4 = " VII, " c 1

とした。又これらの位置は Fig 2-3-38 に示した。

以上の Data より求められた生産挙動を Fig. 2-3-6、Tables 2-3-6 ~ 10 に示した。

又、この時の累計生産量に対する油層圧力、生産 G O R の関係を Figs 2-3-34 ~ 37 に示した。

又、計算に用いた埋蔵量は Log 解析の結果を基に容積法により算出された値を基に次の値を使用した。

		O.O.I.P.	Free Gas
		(MM STB)	(MMM SCF)
Block	I zone c 1	2.235	5.600
Block	I zone d	2.136	0
Block	V zone a + b 1	5.653	0
Block	VI zone c 1	7.448	1.0881

## 4. 開発待機フィールド

### 4.1 Erb West Field

#### 4.1.1 地質概略

Erb West 構造では 4 坑井が掘削され、坑井地質の示すところでは後期 Miocene から Pliocene 時代の地層からなっている。Pliocene 層の最下部は約 1,000 ft の泥質の地層でこの下に主として Gas を含む約 2,000 ft の砂岩泥岩互層があり、これを a のガス層、b の油層として区分した。貯留層である砂岩は一般に 30~60 ft の層厚をもち連続性は比較的良い。さらにこの下に 1000 ft の厚さの頁岩層を帽岩として油ガスを含む砂泥互層がある。(c 層)。主要貯留層である c 2 層は全層厚 400 ft をもち、数 ft ~ 20 ft の砂層を挟んでいる。

a 2 と c 1 層準の構造図を Figs.3-2-1、2 に断面図を Fig 3-2-3 に示す。Erb W. 構造は東西に延びる背斜構造であり数多くの正断層の発達が見られる。断層の多くは b 層以浅において発達しているが、より大きいものは c 層に達する。

c 層の GOC、OWC は断層に横切って構造図内では一定であると考えられる。

#### (震探解析)

震探解析の対象とした層準は a 2 層のトップ及び c 1 層のトップである。記録の質は a 2 層のトップに関しては構造周辺部では比較的良好であるが頂部ではいくらか悪くなっている。C 1 層のトップに関しては全体的に a 2 層のトップよりも劣っている。断層を越えての反射波の対比は難しい。坑井内速度測定資料が入手出来なかつたので、2号井の音波検層により(この坑井での音波検層が一番浅くまで記録されている)走時曲線を作成し、これによって反射走時を深度に交換した。解析結果及び代表的な記録断面図は Fig.3-1-1 Fig.3-1-2 及び Fig.3-1-3 に示されている。

#### 4.1.2 油層解析

炭化水素の堆積は深度約 6,000 ft ~ 7,000 ft s.s. に発達する c 層に見られ、浅層では 1 号井を含むブロックに於てわずかに見られるのみである。油層は c 2 層に発達し、頂部にガスキャップ、下部は帯水層に接している。ログ資料の定性的判断では、油層部分は薄い頁岩と砂岩の互層の様に見え、決して良好な油層とは言えないが 3 号井の Production Test では 1770 STB/D PI 118B/D/psi と非常に良好な産出能力を示している。

この c 層にあつては、掘削された 4 坑井は、それぞれ断層によって分断された独立したブロックに属し、中でも 3 号井を含む北側のブロックが有望であると考えられる。

油層の推移挙動の予測は GOC-6705 ft s.s., OWC-6960 ft s.s. 油の平均 API 比重 30° として Table 3-3-1 の如く油層パラメータを設定し、ガスキャップ及び水押し of Combination Drive として行った。

この結果は、Table 3-3-2、Fig. 3-3-1 に示してある。

##### 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述べ Fig. 3-3-2 に表わした。

##### 結論と勧告

油層単位の産出能力は高いが、マレイシア油田一般に見られる多層の砂層より成る油田の型と異り、わずかに一つの油層より成り、その埋蔵量も小規模である。産出能力については、各ブロック毎、かなり不均質性がある事も油層の発達状況より推察出来る。

開発にあつては北側のブロックを中心として油層の発達状況を確認すると同時に、構造中央のガスキャップに掘られた 2 号井を含

むブロックでの油層の発達状況を把握する事及び未確認の西側ブロックについて資料をとる事が必要であり、これらを基に油田の再評価が必要である。

## 4.2 South Furious Field

### 4.2.1 層序及び地質構造

S.Furious 構造の坑井地質は、中期 Miocene から Pliocene の地層を示している。Miocene 上部層の大部分が不整合において欠けており、Miocene 時代の末期に構造の隆起と侵食の後海進があったが、これによって東から西に厚くなる海成の泥質岩が堆積した。

炭化水素はこの泥質岩によって不整合で被われた中部 Miocene 層の砂泥互層に賦存している。

7本の坑井がほぼ東西に並ぶように掘削されているが、1号井は構造の西翼下であり、構造本体に掘削されているのは2～6号井の5坑井である。

炭化水素を含む砂泥互層は全体で5000ftの厚さに対し、一般に数ftから数十ftの砂岩および頁岩が交代する。この特徴に乏しい地層の堆積環境は、Non-Deltaic な Upper/Lower Coastal Plain であると解釈されていて、よって坑井間での地層の対比は困難を極める。

加えて坑井コア資料、Dipmeter 結果、および震探記録断面から構造的に極めて攪乱があることが知られる。ゆえに Table 4-2-1 に示した地層対比は必ずしも全層準にわたり決定的なものとは言い難い。

Fig. 4-2-1 に c 層の震探解釈による構造を示したように全体として構造は東西に延びた背斜であり、断層により多くのブロックに切られている。断層は非常に頻繁に起っており、おそらく1坑井につき数本から10本の重要な断層が交っているものと解釈される。

炭化水素の分布域としての構造の大きさは、東西 6 Km、南 2 Km ぐら



いで Sub-Closure として 2、3、4 号井のグループと、5、6 号井のグループに分かれているもようである。

構造頂部に位置する 2 号井のばあい、油ガスを含むのみで水の存在を示さない 3400ft もの地層間隔のあることが、Well Log より知られる。地質構造の解析とともに地層対比を十分な時間をかけて行うことが望ましい。

#### ( 震探解析 )

震探解析の対象とした層準は c 層のトップである。記録の質は全体的に非常に悪い、又断層も多くあると推定されるが、その位置は記録断面上で明確ではない。反射波の連続性は悪く、又断層を越えての反射波の対比も不可能である。この為断層を越えての反射波は各坑井での深度に矛盾が生じないように、かつ断層の落差があまり大きくならないように選定した。従って、この構造の解析結果の信頼度は低い。

坑井内速度測定資料で入手出来たのは 4 号井、5 号井及び 6 号井の 3 坑井であり、この資料に基づいて反射走時を深度に交換した。解析結果及び代表的な記録断面図は Fig.4-1-1 及び Fig.4-1-2 に示されている。

#### 4.2.2 油層解析

Production Test は 2、3、4、5 号井に於てそれぞれ主要油層に対して行なわれ、かなり高い生産レートを確認しているものの、非常に大きな Draw Down が必要であり産出指数も 2 STB/D/psi 以下で各坑井の排油面積半径も 1,000 ft 以内である。

油、及びガスは深度約 1,000 ft より 7,800 ft s.s. の区間に分布しているが主要貯留層は 2,000 ft より 5,000 ft s.s. の区間に存在し、貯留層は数 ft より数 10 ft の砂層で構成され、油の平均比重は API 32° である。確認している油柱 (Net Oil Column) は 200 ft より 600 ft 迄の非常に沢山の Sand Layer を持つ油層であるも完全に閉じられた油層であって個々の坑井の排油面積も小さく、又大きな

ガスキャップも見当たらない。排油エネルギーは溶解ガスが主力であり、ごく一部にガスキャップの膨脹によるエネルギーもあると考えられる。

容積法で確認及び推定出来る埋蔵量は確認及び推定の領域に対してであり、この領域を囲む包絡線内を予想領域として確認、推定及び予想埋蔵量に対し油層パラメータを Table 4-3-1 の如く設定し、油層推移挙動を推定した。この結果は Fig.4-3-1、Table 4-3-2 に記載してある。

#### 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述べ Fig.4-3-2 に表わした。

#### 結論と勧告

多数の断層によって非常に沢山の Block に分けられ、確認出来る領域もごくかぎられているので、推定した埋蔵量も過少評価の可能性は充分ある。多層同時仕上げの手法により、又 1 Block 1 坑井の仕上げによりかなり回収率を上げる事が可能である場合もあり得る。更に詳細な資料の蒐集とその解析が必要とされる油田である。

## 5. 未開発フィールド

### 5.1 West Emerald Field

#### 5.1.1 地質概略

West Emerald 構造はドーム状に隆起した構造で 2 坑井が掘削されているが、震探記録断面の質は良くない。

坑井地質は 6,000ft 以上の後期 Miocene 時代の地層であり約 1,000 ft の泥質岩よりなる上部層、3,000ft の砂岩泥岩互層よりなる中部層、および 2,000ft 以上の泥質岩よりなる下部層からなる。震探記録解釈による地質構造を Fig. 5-2-1 に示す。

断層は 500 m かそれ以下の間隔の密度で発達しており、坑井対比の結果でも 1 号井の中部層の上部において 2 号井に対し約 1,000 ft の正断層による地質欠損が見られる。

( 震探解析 )

震探解析の対象とした層準はゾーン a のトップである。解析に使用した記録断面図は一番新しい 1974 年のものであるが、記録の質は全体的に非常に悪い。断層の位置に関しては記録断面図上であまりはっきりしておらず、断層を挟んでの反射波の対比も非常に悪く解析結果の信頼度は低い。

反射走時は 2 号井の坑井内速度測定結果に基づいて深度に交換した。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。

#### 5.1.2 油層解析

2 坑井が掘削されているも構造頂部に掘られた 2 号井に於て浅層 a に於て GOC, OWC を確認出来、その確認及び推定埋蔵量は極めて小さい。(Table A-3)

構造中央南北に走る断層の西側での油の堆積状況が未確認であるが、東側の堆積状況から類推するに、その規模は小規模であろうと思われる。

## 結論と勧告

確認出来る東ブロックの規模は小さく、これのみでは開発の対象にはならない。未確認の西ブロックでも例え良好な油の堆積を見た場合でも断層による Closed System での生産は、排油エネルギーに限界があり、大きなガスキャップがない限り開発の対象にはなり得ない。

これを確認する上でも西ブロック頂部に比較的近い位置に 1 坑掘る価値はあるが、期待薄である事は否めない。

## 5.2 Saint Joseph Field

### 5.2.1 地質概略

St. Joseph 1 号井での坑井地質は、厚い中部 Miocene 層が 7,000 ft 近くあることを示している。

堆積コラムは頁岩よりなる上部層 (250-1,670 ft)、砂岩互層よりなる中部層 (1,670-5,740 ft) および以下 6,800 ft まで頁岩よりなる下層部に分けられる。

さらにこの中部層の上部 3 分の 1 は泥質層が優越しており油ガスが賦存する。

貯留層は泥質砂岩であり、20~70 ft の層厚を有する。

St. Joseph 構造が存在するとみられる地域で震探記録断面図上に反射波が全然みられない。このため本構造の震探解析は行わなかった。代表的な記録断面図は Fig. 6-1-1 に示されている。

### 5.2.2 油層解析

この構造には 1 号井のみが掘削され、そこでは深度 1,672 ft から 2,565 ft s.s. の区間に発達する 6 枚の砂層に API 比重約 30 度の油が存在し、油柱の合計も 150 ft を超えると解釈出来る。2,397 ft ~ 2,412 ft BDF について行った Production Test の結果は良好である。

## 結論と勧告

現在入手している震探記録は、その質が悪く構造の形態を推定し断層解析する事は出来ない。

油層の産出能力はかなり期待出来るので、震探をやり直す必要がある。

## 5.3 Erb South Field

### 5.3.1 地質概略

Erb South 構造は Erb W. の約 1.2 Km 南東に位置する。1号井による坑井地質の示すところでは、頁岩からなる中部 Miocene 層の上に不整合をもって Pliocene 層と考えられる砂泥互層が載っている。

この砂泥互層の最下部に 190ft の砂岩層 (a 層) があり油層になっている。

含油層における構造を Fig.7-2-1 に示すように、Erb S. 構造は NNE-S SW 方向の背斜で、頂部は南部にあって 1号井が掘削されている。

構造中央部から西側にかけて基盤の Miocene 層に起源をもつ断層が存在しているが、北西翼は Pliocene 層あるいは上部 Miocene 層が、中部 Miocene 層に abut しておりかつ 1号井で OWC を見ていないことから構造北西部をさらに探鉱掘削することが望まれる。

#### (震探解析)

震探解析の対象とした層準は a 層のトップ付近である。記録の質は冠部及び断層周辺部では不鮮明になっているが、他の部分では比較的良好である。

反射走時の深度への変換は 1号井の坑井内速度測定資料に基づいて行われた。解析結果及び代表的な記録断面図は Fig.7-1-1 及び Fig.7-1-2 に示されている。

### 5.3.2 油層解析

深度 2,706 ft から 2,829 ft s.s. にかげ 1 号井で良好な油層を見、油の性質は API 20° と非常に重い。

構造の頂部付近にある 1 号井で約 90 ft の油柱が確認出来、この位置で OWC を見ていない事より更に評価井の掘削が必要である。

#### 結論と勧告

今後の探鉱活動の必要なフィールドであって現段階で埋蔵量の規模の大小を論ずべき性質の油田ではない。

北西部及び東南部についてさらに探鉱を行うだけの価値のある油田である。

## 6. 結論と勧告

1. Samarang フィールドは Sabah 地域において主要な油田である。油田の排油機構は端水、溶解ガス、ガスキャップの組み合わせであると思われる。

これまで高い生産レートが報告されていたが、しかし効果的に排油エネルギーを利用する為には、厳しい生産ガス油比の制御が必要とされる。

適切な生産ガス油比は油の累積生産量の関数として表わしてある。もちろん、その関係は年々実際の推移挙動を見直すことにより修正されるべきである。急速に生産レートが下がると予想される油田に対して、油田の推移挙動予測が追加抗井を考え行われた。

この油田は短い生産実績しかない。構造の頂部及び翼部における井戸の性質を調査することが、主要な油の排油エネルギーが何であるかを確認するために必要である。

ほんの少しのスペシャル・コア データしか利用できなく、又そのデータはガス圧入を行うには不向きであると思われる。しかし、最も適した二次回収の方法を決めるには、より多くのデータが必要とされる。

2. Tembungo フィールドから油を生産することの過大な努力は、回収可能な油の量が少なく、又油の排油エネルギーが小さいことから無意味であると思われる。

将来の推移挙動は 4 本の追加抗井を考え行われた。

3. Erb-West フィールドの油田評価のためには最低 3 本の井戸が必要である。

4. South-Furious フィールドにおいて、生産地域は多くの断層によって多数のブロックに分けられている。

個々の井戸の排油半径は極端に制限されていると解釈され、又個々のブロックに対して強い水押しが働くとは全く予想できない。

抗井仕上げと同時に詳細な生産テストが必要であり、又最大生産レートが決められるべきである。

主要油層の排油エネルギーはわずかなガスキャップの膨張を伴う溶解ガスによるものと思われる。

5. St-Joseph フィールドにとって、油層の性質は比較的良好であると評価されたが、震探解析は、震探データの質が悪い為行われなかった。追加震探が必要である。

現在の油田生産管理において必要と思われる事項を次に示す。

- (1) 特殊コア分析データは個々のフィールドの主要油産出ゾーンに対して収集されるべきであり、又最も適した二次回収方法の確立と推移挙動解析に有益である。
- (2) 特殊流体分析が坑井仕上げ時に収集された流体に対して行われるべきである。そのデータは、最適な操業条件（セパレーターの圧力と温度）を決定するのに利用できる。又その結果として油の回収率を増大させる。

- (3) 坑井仕上げ時の生産テストの必要性

坑井の仕上げの際の生産テストは少なくとも3種類のチョーク・サイズで行うべきである。このテストにより坑井のドロー・ダウン、生産能力、生産ガス油比のデータが得られ、これにより適正な生産レートが決定出来る。

- (4) 生産ガス油比の制御

排油機構が、ガスキャップや溶解ガスによる油田では油層の排油エネルギーを保持するために生産ガス油比を抑える様な生産を行うべきである。

この最適生産ガス油比は一定ではなく生産過程で変化する。各生産油田に対し最適生産ガス油比を油層からの累計生産量の関数として示している。

- (5) 高生産ガス油比に対する対策

生産ガス油比が大きくなった場合必要に応じてコンビネーション・プロダクション・ログ解析でその原因を調査すべきである。

生産ガス油比の制御は坑口のチョークを絞るだけでなく、坑井の



改修作業によりガス飽和の高い部分を閉じるか、その部分のスライディング・サイド・ドアを密閉することが必要である。

(6) 多層同時仕上げと坑井調査

スライディング・サイド・ドアによる多層同時仕上げは、多層を仕上げるのに効果的な方法であるが、定期的な生産テストと各種テストにより生産状況を知ることが適切な操業をするのにとって必要欠くべからざるものである。

**PART B 生產施設**

## 1. 既存生産施設の評価

### 1.1 既存生産施設の現況

#### 1.1.1 Labuan 系列

Samarang 油田は、Labuan 島の北西 32 マイルに位置し、Sabah Shell Petroleum Company (SSPC) が、操業している。

陸上基地を島の西部に設けている。

Fig 8-4-1 にこの系列の施設配置を示した。

各油井からの産出流体は 2 基の production platform (SMP-A および SMP-B) に集め、ここでガスを分離する。ガスは一部、動力源、計装機器、ガスリフトなどに利用している。これらからの排出ガスと残りのガスを、3本の直径 10 インチ長さ 1 千から 2 千フィートの海底 vent line を通じて vent structure に導き、そこで大気放散する。

SMP-A と SMP-B で処理した産出流体 (原油 + 油田水) はそれぞれ 8 インチの海底パイプラインによつて、riser platform (SMR-A) に送り、ここより 1 本の 18 インチパイプラインによつて、Labuan 基地へ送る。

Labuan 基地では、原油を貯油タンク中で脱水、貯蔵した後、48 インチ loading line を通じて SBM からタンカーへ積み込む。現地調査時の生産量は原油・油田水併せて 70 千 BPD である。

#### (1) 海上生産施設

##### 1) Drilling Platform

Samarang 油田では以下の drilling platform を設置している。

SMDP-A : 8 脚 / 21 坑井用 self-contained drilling platform

SMDP-B : 8 脚 / 28 坑井用 tender assisted drilling platform

SMJT-C : 4 脚 / 6 坑井用 cluster drilling platform

SMJT-D : 4 脚 / 6 坑井用 cluster drilling  
platform

SM-4 : 1 脚 / 1 坑井用 isolated well structure  
1976年12月現在、SM-4およびSMDP-Aでは掘削  
が完了しているが、SMDP-B、SMJT-CおよびSMJT  
-Dでは進行中乃至準備中である。

drilling platformは安全上の理由により production plat-  
formとは離して設置しており、相互に橋で結んでいる。

SMDP-Aには生産井が19あり、その内1坑井は fluid  
lift によつて生産している。

## 2) Production Platform

Samarang 油田においては標準モジュール構成による  
production platformを採用している。現地調査時には、2基  
の4脚 production platformが設置してあつた。

SM P-Aには2系列のセパレーターと5台の送油ポンプを設  
置しており、約65千BPDを処理している。

一方、SM D-Bには一系列のセパレーターと2台の送油ポン  
プを設置しており、SM P-Aから海底パイプラインを通じて  
送られる7坑の高圧井の産出油を処理している。

セパレーターは、test separator も含めて数種類あるが、現  
地調査時のSM P-Aにおける運転圧は次の通りである。

HHP separator	:	1,000 PSIG
HP separator	:	250 PSIG
LP separator	:	60 PSIG
surge vessel	:	5 PSIG

各油井を通常4時間、test separator でテストするが、備  
え付けの test programmer は使わず、マニュアル操作によつて  
いる。液体(油+油田水)の計量にはA.O. Smith社製の容  
積式流量計を用いている。

各プラットフォーム単位の計量は行なっていないが、ガスの計量は必要箇所にオリフイス流量記録計を配して行なっている。廃水は水中ケーソン型油水セパレーターに集めて処理している。主要機器のリストを簡単な仕様と共に Table 8-4-1 および Table 8-4-2 に示した。また mechanical flow diagram を Fig 30-4-1 に示した。

### 3) 海底パイプライン

loading line を除いた海底パイプラインには次の様なものがある。

#### a 原油ライン

- (i) single isolated well structure (SM-4) からの産出流体を production platform (SMP-A) へ送るもの。
- (ii) SM-DP-A の産出流体を SMP-B へ送るもの。
- (iii) ガスを分離した原油を油田水と共に、SMP-A と SMP-B から riser platform (SMR-A) へ送るもの。
- (iv) 原油および水を SMR-A から Labuan 基地へ送るもの。

#### b ガスライン

- (i) 分離したガスを production platform から vent structure へ送るもの。
- (ii) ガスリフトガスを離れたところにあるプラットフォームへ送るもの。

上記のパイプラインの概要を Table 28-4-2 に、その配置を Fig 8-4-2 に示した。

## (2) Labuan 基地

### 1) 基地施設

基地は Labuan 島の西側に位置している。

Fig 8-4-3 に見られる様に、基地の主要施設は Samarang 油田からの原油受入施設、脱水および貯蔵用のタンク、出荷施設およびユーティリティ施設である。

貯油タンクは浮屋根式で、容量439千バレルのものを3基設置している。原油は直接これらのタンクに受入れ、脱水のため36～48時間静置した後、出荷ポンプによつてSBMから船積みする。

この流れをFig 8-4-4に示した。

原油の含水率は1976年12月の現地調査時には2.7%であつた。Fig 8-4-5に示した如く、タンクで分離した水とターミナルでの含油廃水は、CPI (corrugated plate interceptor) と holding basin で油分を除去し、海に排出する。

原油の生産量および輸出量の公式の計量は、貯油タンクにおいて検尺により行なつている。輸出原油のBS&Wは約0.05%である。

本基地にはこの他、容量35千バレルの消火用タンク、2台の消火ポンプ、海水取入施設、またユーティリティ施設として発電機、エアコンプレッサー、海水蒸留装置、更に事務所、発電所、ポンプ室、消防署、検問所等の建物を設置している。これらユーティリティ施設の流れ図をFig 8-4-6およびFig 8-4-7に示した。

主要機器のリストを簡単な仕様と共にTable 8-4-3にまとめ、添付した。

## 2) 出荷施設

310千DWTの係留能力を持つSBMをLabuan島の西方約15千フィートに設置しており、48インチの海底パイプラインが基地より通じている。

1975年9月から1976年12月末までに50隻のタンカーが来航し、過去1隻のタンカーに出荷した最大量は約645千バレルである。

出荷ポンプは3台設置しており、能力は全体で54千BPH

( 7.2 千トン / 時 ) であるが、将来更に 1 台増設するためのスペースを確保している。ポンプ、loading line、SBM 等の出荷施設は将来 72 千 BPH ( 9.6 千トン / 時 ) の能力を持つ様な設計となっている。

### 1.1.2 Tembungo 系列

Tembungo 油田はサバの北西沖合約 47 マイルに位置し、現在 Exxon Production Malaysia, Inc. が開発を行なっている。現在までに、8 脚の self-contained type platform を 1 基設置し、ここに掘削および生産のための全装置および居住施設を搭載している。海上原油出荷用としては、Single Anchor Leg Mooring System (SALM) をプラットフォームより、7 千フィート離れた位置に設置し、プラットフォームと SALM を、10 インチの海底パイプラインで結んでいる。産出原油については、海上の生産施設で処理および出荷を行ない、陸上の補助施設を除いては陸上の生産施設、または貯油基地は全くない。

Tembungo 油田は以上の様な開発方式によつて、特徴づけられる。1976 年 5 月の原油の平均日産量は、現在の施設の生産能力、20 千 BPD に対して、5,294 千 BPD となつている。

#### (1) 海上プラットフォーム

本プラットフォームの概要を Table 28-4-1 に、プラットフォーム上の主要機器の配置を Fig 8-4-8 に示した。ジャケットは従来からのテンプレート・タイプで、Brown & Root 社が組み立て、McDermott 社が据え付を行なつた。

デッキ部分は上部デッキと下部デッキから成り、上部を掘削用として、下部を生産用として用いている。原油処理施設の他に、最大 72 名用の居住施設を設け、気象観測所、ガス検知パネル、火災警報パネル等を備えている。居住施設の上には、heliport がある。また、掘削用スロットを、18 坑分用意している。

#### (2) 原油処理施設

mechanical flow diagram を Fig 8-4-9 に示した。

Tembungo(A) プラットフォームからは 1977 年 1 月現在既に 6 坑井を掘削し、内 3 坑井が生産を行なつており、ポンピングおよびガスリフト等の人工採油は行なつていない。



4本の坑井用ヘッダーを備えており、内テスト用と、B-Train用の2本のヘッダーを現在使用している。残りの2本のヘッダーの内、1本は低圧の坑井用、1本は別系列のセパレーター用であり、共に、将来のためのものである。

産出原油およびガスは最初 production separator で分離（運転圧力150 PSIG、温度135°F）し、セパレーター内に集積した遊離水は手動排水する。

production separator で、ガスおよび遊離水を分離した原油は次に free water knockout and surge へ送り、（運転圧力5 PSIG、温度120°F）更に分離する。

このベツセルは、三相セパレーターで、ここでの遊離水を自動的に排水する。

free water knockout and surge で分離した原油は、2台の S.P.M. oil pump により10インチの海底パイプラインを通して、SALMに送る。

production separator および free water knockout and surge で分離したガスは、それぞれ HP flare scrubber および LP flare scrubber で処理し、プラットフォームから張り出した flare stack で焼却する。これらのスクラバーに集積した液分は、それぞれ HP flare transfer pump および LP flare transfer pump により、free water knockout and surge に送る。

デッキ上の廃水および種々のベツセルからの圧力廃水は、それぞれ単独のヘッダーに集め、submerged caisson separator に送る。ここで回収した原油は、free water knockout and surge の入口ラインまで caisson oil pump により戻す。

各坑井は、1週間に1度 test separator でテストし、分離したガス、液体をそれぞれ、オリフイス型およびタービン型の流量計で計量する。production separator は気液二相分離用であるため、原油と水、それぞれの計量はできない。これに対して、free water

knockout and surge では、ガス、原油、水の計量ができる。

産出原油の総量は、S P M oil pump の下流側に並列に設けた。2 個の容積式流量計（A.O.Smith 社製、公称：1 4 2 5 B P H ）により計量する。

mechanical flow sheet 上に見られるもう一つの流量計は、キャリブレーション用と考えられるが、現在まで設置していない。これらの流量計の数値は単に技術目的に用いているだけで、販売目的には用いておらず、販売用の計量は来航タンカー上で行なっている。公式の計量は、毎月末とタンカー積込終了時に行なっている。

施設のコントロールについては、リモートコントロール方式は採用しておらず、パネル上に警報シグナルを表示するのみである。主要機器のリストを簡単な仕様と共に、Table 8-4-4 に示した。

### (3) 貯油および出荷施設

貯油および出荷システムは、S A L M に原油貯蔵用のタンカーを係留し、来航タンカーがこれに接舷して積込を行なう様な設計となつているが、現在までに、原油貯蔵用タンカーは設置していない。従つて、産出原油は S A L M より直接来航タンカーに積込む。

S A L M の係留能力は 9 4 千 D W T である。

## 1.2 既存生産施設の処理能力の評価

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

### 対象施設

#### 1) 海上生産施設

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

#### 2) 陸上生産施設

- ・ 貯油タンク
- ・ 出荷システム

### 調査項目

#### 1) セパレーター

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

#### 2) Vent Line または Flare line

- ・ ガス処理能力

#### 3) Gathering Line および Transmission Line

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

#### 4) 貯油タンク

- ・ 最大来航タンカーの大きさと日産量に見合う貯油能力

#### 5) 出荷システム

- ・ loading line における圧力損失と流速

## 1.2.1 Labuan 系列

### (1) 海上生産施設

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

送油ポンプは 5 台まで設置可能である。

#### 1) セパレーター

##### 計算基礎データ

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

##### 結 果

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

#### 2) Vent Line

##### 計算基礎データ

セパレーターの項に同じ

##### 結 果

	径および長さ	最大ガス流量
高圧 vent line	10"×2,000'	167MMSCFD
低圧 vent line	10"×2,000'	36MMSCFD
低圧 vent line	10"×2,000'	11MMSCFD

### 3 ) Gathering Line および Transmission Line

gathering line および transmission line の能力を Lutong 系列の際と同様の手法で確かめた。現在の流量と production platform の最大処理能力時の圧力バランスを Fig 8-4-10 と Fig 8-4-11 に示した。

## (2) 陸上生産施設

### 1 ) 貯油タンク

公称容量 439 千バレルの浮屋根式タンクを 3 基設置しているが、そのうち 1 基をプラットフォームから送られてくる産出流体（油 + 油田水）の受入、静置用に使用している。

以下は操業会社による貯油タンク容量の内訳である。

総貯油量	1,317,000 バレル
積出不能量	(-) 156,000 バレル
積出可能量	1,161,000 バレル
受入、静置脱水	(-) 387,000 バレル
正味貯油量	774,000 バレル

正味貯油量の 774 千バレルはほぼ 100 千 DWT タンカーの積載量、または現在の Labuan 系列の生産量 10 日分に相当する。

### 2 ) 出荷システム

#### 計算基礎データ

loading line 外径	48 インチ
loading line 肉厚 (仮定値)	0.500 インチ
loading line 長さ	15,000 フィート
出荷時流量	

ケース 1 (100,000 DWT タンカーの場合) 30,200 BPH

ケース 2 (150,000 DWTタンカーの場合) 45,300 BPH

ケース 3 (200,000 DWTタンカーの場合) 60,400 BPH

ケース 4 (300,000 DWTタンカーの場合) 90,600 BPH

注：これらの流量はそれぞれのタンカーを24時間で満載するための流量である。

### 結 果

	圧力損失 (PSI)	流 速 (フイート/秒)
ケース 1	2 2. 0	1 0. 8
ケース 2	2 4. 5	1 1. 3
ケース 3	4 1. 1	1 5. 0
ケース 4	8 6. 3	2 2. 5

既設の出荷ポンプの水頭は各出荷時流量に対して十分であるが、容量についてはケース1および2に対してのみ十分である。3台のポンプは各々275フイートの水頭に対して18千BPHの容量を持つ。実際には、既設のSBMが310千DWTタンカーの係留能力は持つてはいるがケース3および4は貯油能力の点からみて非現実的である。

### (3) 結 論

・既設の vent line および 2 系列の気液分離システムの設計処理能力は妥当かつ十分なものである。

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

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

・タンクの貯油能力は生産量が現在より増えず、200千DWTクラス以上のタンカーを満載することがなければ妥当と考えられる。

・出荷システムは現在の生産量に対して十分な能力を持つている。生産量の増加に対しても出荷ポンプを増設することで対応できる。

### 1.2.2 Tembungo 系列

Tembungo プラットフォームの設計処理能力は 20 千 B P D である。評価作業はこの生産量に基づいて行なつた。

#### (1) セパレーター

##### 計算基礎データ

液体流量	20,000 B P D	
	高圧セパレーター	低圧セパレーター
運転圧力	150 P S I G	5 P S I G
運転温度	135°F	120°F
サイズ	72" I. D. × 20'	144" I. D. × 30'
比重 (想定値)		
ガス	0.671	1.077
油	0.838	0.838
ガス速度係数	0.4	0.4

##### 結 果

	滞留時間	ガス処理能力
高圧セパレーター	4 分	49.0 MMSCFD
低圧セパレーター	17.1分	53.9 MMSCFD

#### (2) Flare Line

##### 計算基礎データ

セパレーターの計算に同じ

##### 結 果

	径および長さ	最大ガス流量
高圧ライン	12" × 240'	113 MMSCFD
低圧ライン	10" × 240'	15 MMSCFD

#### (3) 出荷システム

##### 計算基礎データ

loading line	外径	10 インチ
loading line	肉厚 (仮定値)	0.5 インチ

loading line 長さ 7,000フィート

出荷時流速

ケース1 (現在の原油生産量)	4,983BPD
ケース2 (現在の施設の処理能力)	20,000BPD
ケース3 (将来の最大処理能力)	30,000BPD

結果

	圧力損失 (PSI)	流速 (フィート/秒)
ケース1	1.0	0.8
ケース2	11.3	3.0
ケース3	23.5	4.4

注：プラットフォームには2台の送油ポンプが設置してあり、送油能力は60PSIの圧力差において各々600GPM (20.6千BPD)である。

(4) 結論

- ・既設の気液分離システムおよび flare line はGOR 800FT<sup>3</sup>/BBLの油20千BPDに対して妥当かつ十分な処理能力を持つといえる。
- ・プラットフォームからSPMへのパイプラインおよび送油ポンプは現在および将来の最大設計処理能力に対し、十分な能力を持つといえる。



### 1.3 予測生産量に対する既存施設処理能力の評価

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

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

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

#### 1977年以降の予測最大生産量

油 田	原油+油田水(年度) BPD	原 油 BPD	油 田 水 BPD	ガス(年度) MMSCFD
Samarang	38,530(1977)	38,230	300	56.6(1979)
Tembungo	4,060(1977)	3,470	590	4.8(1977)

この表に示す如く、各々の油田の原油+油田水の予測最大生産量は、いずれも現在の生産量より少ない。将来 South Furious および Erb. West 程度の油田が新たに加わるにしても、既存油田の生産量減少により全体の処理量が増加することはないと考えられる。

#### 1.3.1 Labuan 系列

##### (1) 既存施設処理能力の評価

##### 1) 海上 Production Platform

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

Samarang 油田の2基の production platform (SMP-A、SMP-B) は、現在の原油+油田水の生産量39,741千BPDに対し、合せて90千BPDの処理能力を有する。

1976年12月には、生産量は、約70千BPDまで増加しているが、油層推移挙動調査によれば、将来において、それ以上に増加することはない。

従つて、プラットフォームは将来に対しても十分なる処理能力を有する。

ガスについても同様である。

## (2) Gathering Line および Transmission Line

Fig 8-4-12 に既設パイプライン網の現在および原油+油田水の予測最大生産量時の圧力バランスを示す。

この図からわかるように、既設のパイプライン網は、1977年以降の最大生産量を輸送するのに十分な能力を有する。一方、Lutong 系列と同様に、送油ポンプ用に高圧ガスが必要となるが、Samarang 油田の予測ガス生産量によれば、必要ガス量は十分得られる。

## (3) 貯油施設

前節で論じた如く、Labuan 基地は現在の生産水準に対して十分な貯油容量を有する。さらに、予測生産量も現生産水準以上にはならないので、将来においても貯油能力については問題ないと言つてもよい。

## (4) 出荷施設

現在、出荷施設は、54千BPH(7.2千トン/時)の出荷能力と、310千DWTのタンカー係留能力を有する。

ポンプ、loading line および係留装置(SBM)などの施設は、将来の最大出荷時流量である72千BPH(9.6千トン/時)で設計している。

現地調査時の生産量約70千BPDに対してタンカーの来航頻度は一週間に一度で、運転上窮屈な頻度ではない。以上から既設の出荷施設は予測最大生産量に対し、特に拡張や改造をしなくても十分対応し得ると考えられる。

### 1.3.2 Tembungo 系列

#### (1) 海上 production platform

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

Tembungo プラットフォーム A の処理能力は、20 千 B P D であるが、これに対して、現在の原油 + 油田水の実生産量は、5.294 千 B P D にすぎず、1977 年以降も増加しない。

従って、このプラットフォームは将来に対しても十分な処理能力を有すると考える。又、ガスについても同様である。

#### (2) Gathering Line および Transmission Line

Tembungo 油田内の海底パイプラインは S P M への送油ラインのみであるので、後の貯油および出荷施設の項に含めた。

#### (3) 貯油施設

この系列では、海上貯油および海上出荷方式を採用しているが、現在、固定した貯油タンカーは使用していない。

産出油については、S P M に係留した輸出用タンカーに直接送り貯蔵する。

この方式を採用している限り、貯油容量は、係留されたタンカーの大きさに依存する。いずれにせよ、予測最大原油生産量 3.47 千 B P D 程度の規模であるから、常時、係留、出荷ができるタンカーが得られれば、貯油能力に関する限り問題はない。

#### (4) 出荷施設

設計出荷能力は、20 千 B P D であるが、これに対し予測最大原油生産量は 3.47 千 B P D である。

### 1.3.3 結 論

各油田の生産、貯油および出荷施設の評価作業を通じ、現在の施

設が基本的には将来予測される油、ガスおよび油田水の生産量を処理し得る能力を持っており、特に、ネックになる箇所は無いとの結論に達した。

もちろん、この結論は各油田における原油生産量が次第に減退し、また新たに別の油田をつなぎ込むにしてもその開発に必要なリードタイムから生じるタイムラグがあることに起因するものである。

人工採油法としてはガスリストが考えられるがそれを採用する場合にもガスは高圧ガス層や高ガス油比の油井より得られ、施設の改造も高圧セパレーター増設等比較的簡単なものとなろう。

#### 1.4 現在の生産形態に関する考察

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

##### 1.4.1 Labuan 系列

###### (1) 随伴ガスの利用

Table 28-4-6 に示す如く、1976年5月における Samarang 油田の海上プラットフォームでの分離ガス量は約40百万SCFDである。

このガスの利用状況は次の如くである。

	MMSCFD	%
ポンプ駆動用	1 0.2	2 4.8
大気放散	3 0.9	7 5.2
合 計	4 1.1	1 0 0.0

ガスは送油ポンプ駆動に消費される膨張エネルギー以外には利用していない。この随伴ガスの利用については悲観的にならざるを得ない。何故なら1980年以降ガス生産量は、急速に減退し、例えいかなる需要があつても建設の際のリードタイムを考えると実際に施設が動き出すのはそれ以降になるからである。

###### (2) 計量システム

###### 1) 海上プラットフォーム

海上 production platform には液体の計量設備がない。

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

この場合の計量施設は、2基の海上プラットフォームからの産出油を計量するのみで、その守備範囲は一油田に限られている。

それ故、産出原油の計量に対しては現在のシステムで十分である。

###### 2) Labuan 基地

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

この様な方式は古くから使われており、現在でもサウジ・アラビア等では、この方式を用いているが最近の施設では一般的ではない。

しかし、出荷原油の計量に対しては、現在のシステムで十分である。

### (3) 廃水処理システム

海上プラットフォームで産出する油田水が廃水の大部分であるが、これは油と共に海底パイプラインを通じて Labuan 基地へ移送している。この油水混合物を貯油タンクで24時間静置し、脱水する。海上プラットフォームで廃水を処理する方が、パイプラインの効率という点では優れているが、全油田の予測生産量から判断してこのデメリットは問題とはならず、現在のシステムを変更する必要はない。

### (4) 原油脱水システム

原油と共に生産される油田水を Labuan 基地の貯油タンク内で分離している。この方式はタンク底板および側板の腐食に対して防蝕策を施さなければならないが、現時点では、少量の産出水に対してタンク貯油量は十分に有り適当である。

### (5) 制御・監視システム

Lutong および Labuan の両系列には、陸上基地から海上施設の運転状況を監視できる様なシステムは導入していない。しかしながら監視用のテレメータリングシステムを導入し、安全性の向上を図ることを考慮する必要がある。

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

るからである。

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

少なくとも下記の状態は。警報によつて監視することが望ましい。

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

## 1.4.2 Tembungo 系列

### (1) 随伴ガスの利用

1976年5月の時点で Tembungo プラットフォームでは、3.7百万SCFDの分離ガスを焼却しており、その利用を図っていない。しかしながら、プラットフォームが陸から遠く、ガスも少量を比較的短期間しか供給できないので焼却せざるを得ないであろう。

### (2) 計量システム

Tembungo プラットフォーム上での計量箇所と対象液体は、次の如くである。

計 量 箇 所	流 体	メーターの種類
Production Separator のガス出口	ガ ス	オリフイス
Test Separator の液出口	油と油田水	タービン流量計
Test Separator のガス出口	ガ ス	オリフイス
Free Water Knockout & Surge の油田水出口	油田水	タービン流量計
Free Water Knockout & Surge のガス出口	ガ ス	オリフイス
S.P.M. Oil Pump の出口	油	容積型流量計

現在、原油販売量の計量はタンカーのタンクにおいて検尺によつて行なつており、公式の計量は、各月末とタンカーへの原油出荷完了時に行なつている。

この様な方式は、公式の計量法としては、下記の理由により一般的でない。

現在のタンカーにおいて出荷量を計る方式は、海上が穏やかでタンカーが常に水平を保つていなければ不正確な値を示す恐れがある。上の様な状態をこの様な外洋域で期待することは困難であると考えられる。また、載荷量が増すに従つてタンカーのタンクが膨張し、それによつて販売量の数値に誤差を生じる恐れもある。



しかしながらこの油田は、低生産量のために海上出荷方式を採用しているという特殊な状態にある。

このような場合には、貯油タンカーを使用する場合でも容積式流量計あるいは他の適当な流量計をプラットフォーム上に設置し、販売量を計量するのが一般的である。

流量計については、仕様が現在の生産状況に合致するもので、メーターブルーバもしくはメーカーの工場で1～2年間隔で検定される標準流量計と併用することが望ましい。

### (3) 廃水処理システム

油田水は、水中ケーソン型油水セパレーターで処理し海へ排出している。水中ケーソン型油水セパレーターはスペース的な問題がないので、海上プラットフォームで60 GPM (2千BPD)以下の比較的少量の水を処理するのに適する。廃水処理能力は廃水温度に依存するが、既設ケーソンセパレーターは約1千BPDの処理能力を持つ。この量は、将来の予測最大油田水生産量に比べても十分大きく問題はないと思われる。

### (4) 原油脱水システム

原油と共に生産される油田水はセパレーターおよび free water knockout vessel で分離している。

現在、含水率および産出油田水量とも少ないので、このシステムで問題ないと思われる。

### (5) 制御・監視システム

Tembungo プラットフォームでは従来の現場制御システムを用いており、警報シグナルだけを中央のパネルに表示する。

この程度の規模の生産システムに対しては現在の制御システムで十分であろう。

## 2. 施設計画

### 2.1 概念設計の基礎資料

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

したがって、これらは本調査の性格上必要とする精度を考慮に入れて仮定した。

ここには全ての油、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。

#### 2.1.1 収集資料に基づく設計資料

(1) 原油ガス用位置図既存及び概念設計を行なう油ガス田の位置図を Fig 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	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。また、既存油田地域に設置する海上プラットフォームは現在建設されているプラットフォームの最大水深によつて設計する。

以下は、その最大水深である。

フィールド名	水深(フィート)
South Furious	1 8 8
Erb West	2 5 2

(4) 土 質

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。

## 2.1.2 想定設計条件

### (1) 生産井

生産井は以下2種の掘削装置で行なうものと仮定する。

- ・ self-contained drilling rig
- ・ tender assisted drilling rig

## 2.1.3 施設容量の決め方

### (1) 陸上基地の原油貯蔵量

原油貯蔵量は下記の式による量と仮定する。

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

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150PSIGとする。

### (5) 係留施設

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

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

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

タンカーを係留する。

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

## 2.2 概念設計

### 2.2.1 Erb West 油田および South Furious 油田

#### (1) 設計基礎データ

サバ地区における生産施設を次のような基礎データに基づき設計した。

##### 1) 生産量および坑井数

油田名	生産量(BPD)	坑井数
Erb West	20,000	10
South Furious	16,000	10

##### 2) 原油の性状

油田名	API比重	粘度 (60°F)CP	最大ガス油比 (SCF/STB)
Erb West	30°	19	22,000
South Furious	32°	14	5,000

#### (2) 概念設計

Erb West および South Furious の位置を Fig 30-9-1 に示す。既述の設計基礎データに基づきこれらの油田で考える、さまざまな開発形式の概念設計や費用の概算を行なった。

地理的、環境的、経済的そして運転上の観点よりいくつかの開発形式を検討した結果、以下に述べる3ケースを選択しこれらの3ケースは、他ケースに比べて現実的でありかつ妥当と思われる。

##### 1) ケース設定

- a ケース I 両油田を組合せて開発し、Labuan 基地を利用するケース

これは、Erb West と South Furious の両油田を開発するケースである。

Fig 9-5-1 に示すように生産された原油を既設の Labuan 基地に輸送しそこで貯油出荷する。block flow diagram を Fig 9-5-2 に示す。

- b ケース II A Erb West 油田のみを開発し、Labuan 基地を利

### 用するケース

これは、Erb West 油田だけを開發するケースである。生産された原油をケース I と同様で Fig 9-5-3 に示すように、既設の Labuan 基地に輸送する。

block flow diagram を Fig 9-5-4 に示す。

### c ケース II B Erb West 油田のみを開發し、Mangalum 島に基地を置くケース

ケース II A と同様に Erb West 油田だけを開發するケースである。Erb West 油田で生産された原油は、Fig 9-5-5 に示すように、もつとも近い Mangalum 島に送られる。Mangalum 島には、新たに基地を基ける。block flow diagram を Fig 9-5-6 に示す。

## 2) 生産施設の概要

3つのケースについて投資額および操業費用を Part C において算定し、続いて經濟検討を行なった。

その結果として3ケースの中でケース II A が最も有利であることがわかった。従つて以下にこのケース II A と両油田の施設を包含したケース I について生産施設の概要を述べる。

### a ケース I 両油田を組合せて開發し、Labuan 基地を利用するケース

両油田を開發する場合の原油生産システムは、次のような施設から成る。

#### Erb West 油田

6 脚 well and production platform (EWWP-AおよびB)・・・2

4 脚 accommodation platform (EWA-A) .....1

3 脚 flare jacket (E WV-AおよびB) .....2

海底パイプライン

#### South Furious 油田

6 脚 well and production platform (SFWP-AおよびB)・・・2

3 脚 flare jacket ( S F V - A および B ) ..... 2  
海底パイプライン

これらの facilities arrangement を Fig 9 - 5 - 1 に、そして Table 9 - 5 - 1 に major equipment list を示す。

(1) Erb West 油田

(a) 6 脚 Well and Production Platform

2 基の 6 脚 well and production platform ( E W W P - A および B ) を Erb West 油田 ( 水深約 2 5 2 フイート ) に設置する。

最大 6 坑まで tender assisted drilling rig により掘ることができる。typical plan and elevation を Fig 3 0 - 5 - 1 6 に示す。

このプラットフォーム上には、1 0 千 B P D までの抗井流体を処理できる生産施設を設置する。typical mechanical flow diagram および typical utility flow diagram をそれぞれ Fig 3 0 - 5 - 2 と Fig 3 0 - 5 - 1 0 に示す。E W W P - B より生産された原油は、6 インチの海底 gathering line を通り E W W P - A に送られる。

South Furious 油田より生産された原油を E W W P - A へ送り Erb West 油田の原油と一緒にし 1 2 インチの海底パイプラインで既設の Labuan 基地へ送る。

(b) 3 脚 Flare Jacket および Flare Line

3 脚の flare jacket を各々の well and production platform から約 2, 0 0 0 フイート離して設置し、その間を 2 本の 8 インチの高圧用、低圧用、海底 flare line を通す。

各 well and production platform 上の 3 段のセパレーターで分離されたガスを安全な排ガス処理のため flare jacket で燃やす。

(c) Accommodation Platform

4脚 accommodation platform (EWA-A)を水深約252フィートの所に well and production platform (EWWP-A)に隣接して設置し、その間は、橋で接続する。これは両油田の操業要員用である。ヘリポートを Labuan 島にある基地との交通のため用意する。

typical plan and elevation を Fig 30-5-31 に示す。

(II) South Furious 油田

(a) 6脚 Well and Production Platform

2基の6脚 well and production platform (SFWP-A および B)を South Furious 油田(水深約188フィート)に設置する。

これらのプラットフォームは Erb West に設置する6脚 well and production platformと同型である。

SFWP-Bより生産された油は、6インチの海底 gathering lineを通り、SFWP-Aに送られそこから Erb West 油田にある well and production platform (EWWP-A)へ10インチの transmission line を通つて送る。

(b) 3脚 Flare Jacket

3脚の flare jacket は Erb West で述べたものと同様である。

(III) Labuan 基地

Labuan 基地は Samarang 油田からの原油受け入れのための既設の基地である。Samarang 油田の将来の生産能力から判断すれば、この Labuan 基地は、拡張をしなくとも Erb West 油田と South Furious 油田より生産された原油を受け入れる余裕が十分にある。

両方の油田より送られてきた原油を既存の施設を用い貯油出荷する。

Labuan 基地の概要については Fig 8-4-3 を参照されたい。

b ケース II A Erb West 油田のみを開発し、Labuan 基地を利用するケース



生産施設の設置や生産システムはケース I と同様であるが、このケースは、Erb West 油田だけを開発した形態である。生産施設の概要は次のものからなる。

- 6 脚 well and production platform (EWWP-AおよびB)・・・2
- 4 脚 accommodation platform (EWA-A)・・・・・・・・・・1
- 3 脚 flare jacket (EWV-AおよびB)・・・・・・・・・・2
- 海底パイプライン

これらの施設の facilities arrangement は Fig 9 - 5 - 3 に、major equipment list を Table 9 - 5 - 1 に示す。

なお Erb West 油田より Labuan 基地に行く海底パイプラインは、12 インチより 10 インチに変わる。

### 3. 結論と勧告

#### 3.1 既存生産施設

##### (1) 既存生産施設の現況

サバ地区においては現在2つの海洋油田から原油を生産している。これら既存生産施設の現況を調査するために、1976年9月および1977年1月にそれぞれデータ収集と現地調査を行った。これら各油田の操業会社名、油田名及び1976年5月現在の原油生産量を下記に示す。

油田名	原油日産量(BPD)	主要施設
Samarang ( Sabah Shell Petroleum Co.)	3 9, 0 5 5	Drilling Platforms Production Platforms Labuan Terminal Single Buoy Mooring System Submarine Pipelines
Tembungo ( Exxon Production Malaysia, Inc.)	4, 9 8 3	Drilling and Production Platform Single Anchor Leg Mooring System Submarine Pipelines

##### (2) 既存生産施設の処理能力の評価

既存生産施設の処理能力の評価を、上記の油田について行った。この評価より得た結果を既存施設が、将来の原油生産挙動に十分対応出来るか否かを判断する基礎資料とする。主たる対象施設は以下のとおりであり、これらが、生産施設全体の能力を判断するための基礎となるものである。

- Oil and Gas Separator
- Vent or Flare Line
- 集油、集ガスパイプライン
- 貯油タンク

・出荷システム

検討の結果、処理施設については概ね、当初の設計量を処理する十分な能力を持つものであることを確認した。貯油タンクと出荷システムについては、それ自身の貯油設備を保有していない Tembungo 油田を別にすれば、現在の生産量水準に対し、Labuan 基地の貯油能力はほぼ、妥当なものと判断される。

沖合生産施設処理能力を下記に示す。

油田名	海上施設 処理能力 (BPD)
Samarang	90,000
Tembungo	20,000

(3) 予測生産量に対する既存施設処理能力の評価

既述の施設能力の評価作業に基づき、将来予測される坑井流体の最大生産量に対する既存施設処理能力の評価を行った。

その結果、各油田における原油生産量は、今後次第に減退し、下記のように予測最大生産量は概ね現在の水準より低いことから、随伴ガスおよび、油田水の増加を考慮に入れても、基本的には今後処理能力の点で、ネックになるような問題は生じないと判断できる。

油田名	1976年5月現在の生産量 (BPD)			1977年以降予測最大生産量 (原油+油田水)およびその内訳 (BPD)		
	原油+油田水	原油	油田水	原油+油田水	原油	油田水
Samarang	39,741	39,055	686	38,530	38,230	300
Tembungo	5,294	4,983	311	4,060	3,470	590

(4) 現在の生産形態に関する考察

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

- ・随伴ガスの利用
- ・計測システム
- ・廃水処理システム
- ・原油脱水システム

・制御・監視システム

又、下記に示す既存施設については、改善する事を勧める。

1) 制御・監視システム

Labuan 系列における海上操作においては、陸上基地での監視体制が現在行なわれていない。

海上操作の安全性を増すために telemetering system による海上操作監視体制を考慮する事を勧める。何故ならば、夜間においては、Accommodation platform を新たに設置しない限り、海上施設は目視出来ず又、事故発生の場合、その発見と現場への到着に時間がかかるからである。

陸上の制御室における作業状況監視体制を確立する事により、原油生産業務は、より効果的になりかつ、安全性は向上する。

### 3.2 施設計画

サバ地区の油田開発を行うにあたり、下記に示すサバ地区の油田について、それらを共同もしくは、単独で開発するいくつかのケースを設定した。

各ケースについての概念設計を Part A に示されている原油生産挙動に従って行い、その結果に基づいて flow diagrams と facilities layouts 等を示した。

・ Erb West and South Furious group (crude oil)

#### (1) 開発待機油田の開発計画

##### 1) Erb West 油田 (原油)

設定したケースの中には、Erb West 油田と South Furious 油田を共同開発するケースも含まれている。しかしながら既存の Labuan 基地と Erb West 油田単独を結び開発するケースが、経済的な観点で最も有利である。

しかし、この Erb West 単独開発計画でさえ、主に投資額に比べて、原油の生産年数が短いという理由等から経済的な問題を包含している。

この油田の最大予測生産量は、20千バレルである。

この油田の施設は主に、well and production platform, accommodation platform そして海底パイプラインよりなる。

**PART C** コストの算定および経済検討

## 1. コストの算定

### 1.1 コスト算定基礎共通事項

#### 1.1.1 基礎データ

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

#### 掘削及び施設費に関する基礎コストデータ

坑井掘削費	Fig	31-6-1
海上施設費	Table	29-6-1~29-6-10
海底パイプライン費	Table	29-6-11、29-6-12
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

(内訳: work boat, crew boat, tug boat, helicopter, catering service)

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。

##### (1) 投資額

設計費(C1) : (C2 + C3) × 10%

操業前費 :  $(C1 + C2 + C3) \times 1\%$   
 臨時費 :  $(C1 + C2 + C3) \times 10\%$

(2) 年間操業費

操業管理費 (C4) :  $C5 \times 10\%$

維持補修費

パイプライン :  $C6 \times 0.1\%$

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

: 海上貯油の場合  $(C7 + C8) \times 3\%$

消耗品費 :  $(C6 + C7 + C8) \times 0.3\%$

間接人件費 :  $(C4 + C5) \times 50\%$

保険費

パイプライン :  $C6 \times 0.5\%$

その他の施設 :  $(C7 + C8) \times 1.5\%$

但し

C1 : 設計費

C2 : 坑井掘削費 (基礎データによる)

C3 : 施設費

C4 : 操業管理費

C5 : 操業直接人件費 (基礎データによる)

C6 : 諸経費を含むパイプライン費

C7 : 諸経費を含む掘削費

C8 : パイプライン費を除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定し、既に投資した探鉱費、土質調査費および海象データ測定費等は一切算入していない。



#### 1.1.4 年間操業費の算定法

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 Erb West 油田および South Furious 油田

#### (1) コストの算定基礎

Erb West 油田および South Furious 油田に対する投資額と操業費は、下記事項について考慮し、1.1 に述べた積算方式、および基礎コストデータを基に算定した。

- Labuan 基地の既存施設を、Samarang 油田と同様に、Erb West 油田および South Furious 油田に対しても利用すると想定した。
- Labuan 基地の既存施設を含め、対象とする油田の操業組織を Fig 3 1 - 6 - 2 のように設定した。この組織図を基に人件費を算定した。
- Samarang 油田と新規油田の間の既存施設に関する操業費の割り振りや、その算定は難しい。その為、現段階としては、新規油田の初期生産量と同一年度の Samarang 油田の予想生産量との比を基に操業費の配分を行つた。また、Labuan 基地の 1976 年時点での建設費を US \$ 20 百万と仮定して算出の基とした。ここでの操業費とは、補修維持費、消耗品費、および保険費の事をいう。

#### (2) 投資額の算定

Erb West 油田および South Furious 油田の開発に対する投資額を Table 9 - 6 - 1 に要約した。また、各々の投資額は、次の様になる。

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

#### (3) 年間操業費の算定

Erb West 油田および South Furious 油田の生産施設に対する年間操業費を、各ケースについてそれぞれ Table 9 - 6 - 2、9 - 6 - 3 および 9 - 6 - 4 に要約した。

(4) 工事計画および投資計画

Erb West 油田と South Furious 油田の工事計画を下記の装置および建設機材を使用するものとして作成し、最適ケースについてのみ Fig 9-6-1 に示した。

tender assisted drilling rig	.....	1
derrick barge ( 5 0 0 トン )	.....	1
lay barge ( 1 2 インチ )	.....	1

上記工事計画表を基に作成した投資計画を Table 9-6-6 に示した。

なお、他ケースについての投資計画は Table 9-6-5 および Table 9-6-7 に参考として示す。

## 2. 経済検討

### 2.1 経済検討の基礎

#### 2.1.1 原油

##### (1) 経済検討方式

生産物分与方式に基づいたペトロナスおよび操業会社別の収益計算項目および計算式は、Appendix II に述べてある。

##### (2) 収益性指標

Part B. 2 の概念設計段階で選定された一種類、またはそれ以上の原油生産施設計画案に対する収益性分析およびそれらの比較において、採用する指標は、次の各値とする。

- ネット・キャッシュ・フロー累計
- DCF ROR
- 現在価値累計
- ペイアウト・タイム

##### (3) 生産計画

Part A で推定された各油田別の日産量に暦日（365日）を乗じ年間生産量とする。Table 30-6-1 は、各油田別の年間生産量を示す。生産開始時期は、全ての施設が完成した時点とする。

##### (4) 原油価格

原油の販売価格の設定方法は、下流部門担当チームの資料に基づき次の様に定めた。

- 1) 1976 年年央の時点で、実際の価格がつかめる油種については、その実績値を適用する。

Miri 原油 M\$ 3 2 0 0 ( U S \$ 1 2 6 0 ) / バレル

Labuan 原油 M\$ 3 1 8 8 ( U S \$ 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 プレミアムに対する価格の設定は、以下の通りである。

- a API 40.3° を越える油種に対しては、基準価格 M\$

3 2 0 0 ( U S \$ 1 2 6 0 ) / バレルに M ¢ 7.62 ( U S ¢ 3 )

／° A P I を加える。

b. A P I 3 6 . 4 ° を下まわる油種に対しては、基準価格 M \$ 3 1 . 8 8 ( U S \$ 1 2 . 5 5 ) / バレルに M ¢ 7 . 6 2 ( U S ¢ 3 ) / ° A P I を減じる。

c. A P I 3 6 . 4 ° と 4 0 . 3 ° 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

生産施設工事計画案に基づき算出した年間操業費を Table 3 1 - 6 - 2 に示す。

(7) 共通インプット・データ

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\$ 3 2 . 3 1 (US\$ 1 2 . 7 2)	
・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		4 5 %

- 発見ボーナス支払額 M \$ 2.5 百万
- 生産ボーナス基準生産量 50 千バレル / 日
- 生産ボーナス支払額 (50,000 BPD以上) M \$ 5 百万
- 割引率 5 %、10 %、15 %

## 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なっている。

なお、概念設計で選択されたケースの選択基準は、ペトロナスにとっては原油生産量の多いケースが常に有利ということになり、収益性の選択基準となり得ないため、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、Erb West 油田および South Furious 油田を対象とし生産設備計画案として次の3ケースが選定され、各ケースに対する収益性分析を行なった。

ケース I : 両油田を組み合わせて開発し、Labuan 基地を利用するケース

ケース II A : Erb West のみを開発し、Labuan 基地を利用するケース

ケース II B : Erb West のみを開発し、Mangalum 基地を利用するケース

各ケースに対して得られた収益性指標の各値を、Table 3 1 - 6 - 6 に示し、ペトロナスおよび操業会社のキャッシュ・フローを Table 9 - 6 - 8 ~ 1 0 に示す。

ケース I : South Furious 油田は、Labuan 島より離れた位置にあ

るため、投資額も多く、生産量および生産年数も Erb West 油田に比較し、条件が不利である。

操業会社より見た収益は投下した投資額がプロジェクト全期間終了時においても回収できない程できわめて悪い。

ケース II A : 地理的には不利な位置にあるが、既に陸上ターミナルのある Labuan 島まで海底パイプラインを敷設することにより、陸上ターミナル分の投資額が少ない。  
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 8 年目（生産開始後 5 年目）であり、その DCF ROR は 1.31% である。

ケース II B : 地理的にはケース II A より有利な位置にあるが、新たに陸上ターミナルを建設しなければならずその分だけ投資額が増える。  
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 8 年目（生産開始後 5 年目）であり、その DCF ROR は 0.23% である。

以上の 3 ケースは、いずれの場合も操業会社から見た収益性は極端に悪いが、比較という観点から見れば、ケース II A が他のケースに比較しより有利であると考えられる。



### 2.3 感度分析

Part B. 2で述べた各地区の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。

感度曲線を Fig 3 1 - 6 - 7 に描いた。感度分析の結果は次の通りである。

#### ケース II A

販売価格	0 %	10 %	20 %
DCF ROR(%)	1.31	4.38	7.22
投資額	-20 %	-10 %	0 %
DCF ROR(%)	7.24	4.06	1.31

このケースに対しては、収益性から見て生産量を除いて収益を上げる要素の感度分析のみを行なった。

### 3. 結論と勧告

#### 3.1 コストの算定

各ケースについて、原油生産施設の概念設計をもとに投資額と年間  
操業費の算定を行った。その結果に従い後述する経済検討のための基  
礎資料として、投資計画を示した。

投資額の算定は、生産井の掘削、海上プラットフォーム、海底パイ  
プライン、油・ガス処理設備、陸上貯油・出荷施設、補助施設等につ  
いて行った。

操業費については、上記の施設における操業人件費、化学薬品費、請  
負契約費、補修維持費、保険料などを対象に算定を行った。

算定した投資額の合計を生産施設の設計処理能力と共に下に示す。

単位はマレイシアドル (M\$) である。

#### Erb West and South Furious グループ (原油)

ケース I	3 6, 0 0 0 BPD	M\$ 406,314,000
ケース II A	2 0, 0 0 0 BPD	M\$ 261,872,000
ケース II B	2 0, 0 0 0 BPD	M\$ 272,234,000

### 3.2 経済検討

概念設計の段階で設定された原油開発計画の各ケースについて経済検討を行った。各原油生産計画の収益性をマレーシアの生産物分与方式に基づいてペトロナス及び操業会社別に検討した。

販売価格については、下流部門担当チームより報告を受けた。

その結果、下記に示すケースが、もつとも収益性が高いと判明した。

- Erb West 単独で開発し既存の Labuan 基地を使うケース

しかしながらこのケースは、比較上選定されたが、なおその収益性については問題がある。

経済検討の要約を下記に示す。ここに示されるのは、収益率が最大に達した年のものである。

油田名	ペトロナス		操業会社	
	累 積	D C F	累 積	投資回収
	ネットキャッシュ (M\$1,000)	R O R (%)	ネットキャッシュ (M\$1,000)	期 間 (年)
Erb West	2 9 7, 2 1 3	1. 3 1	1 3, 9 6 4	7. 7



T A B L E

TABLE LIST VOL. III SABAH AREA

	TITLE
Table A-1	ORIGINAL HYDROCARBONS IN PLACE - PRODUCING FIELDS OF SABAH
A-2	ORIGINAL HYDROCARBONS IN PLACE - DEVELOPMENT FIELDS OF SABAH
A-3	ORIGINAL HYDROCARBONS IN PLACE - POTENTIAL FIELDS OF SABAH
1-2-1	CORRELATION TABLE, SAMARANG FIELD
1-3-1	PREDICTED PERFORMANCE OF SAMARANG FIELD
2	PREDICTED PERFORMANCE OF A ZONE, SAMARANG FIELD
3	PREDICTED PERFORMANCE OF B ZONE, SAMARANG FIELD
4	PREDICTED PERFORMANCE OF C ZONE, SAMARANG FIELD
5	PREDICTED PERFORMANCE OF SAMARANG FIELD - ADDITIONAL WELL CASE -
2-2-1	CORRELATION TABLE, TEMBUNGO FIELD
2-3-1	PREDICTED PERFORMANCE OF TEMBUNGO FIELD
2	PREDICTED PERFORMANCE OF MODEL-1, TEMBUNGO FIELD
3	PREDICTED PERFORMANCE OF MODEL-2, TEMBUNGO FIELD
4	PREDICTED PERFORMANCE OF MODEL-3, TEMBUNGO FIELD
5	PREDICTED PERFORMANCE OF MODEL-4, TEMBUNGO FIELD
6	PREDICTED PERFORMANCE OF TEMBUNGO FIELD - ADDITIONAL WELL CASE-
7	PREDICTED PERFORMANCE OF TEMBUNGO FIELD, ADDITIONAL WELL CASE, WELL TM AD-1
8	PREDICTED PERFORMANCE OF TEMBUNGO FIELD, ADDITIONAL WELL CASE, WELL TM AD-2
9	PREDICTED PERFORMANCE OF TEMBUNGO FIELD, ADDITIONAL WELL CASE, WELL TM AD-3
10	PREDICTED PERFORMANCE OF TEMBUNGO FIELD, ADDITIONAL WELL CASE, WELL TM AD-4
3-2-1	CORRELATION TABLE, ERB WEST FIELD
3-3-1	RESERVOIR PARAMETERS USED IN PERFORMANCE CALCULATION, ERB WEST FIELD
2	PREDICTED PERFORMANCE OF ERB WEST FIELD
4-2-1	CORRELATION TABLE, SOUTH FURIOUS FIELD
4-3-1	RESERVOIR PARAMETERS USED IN PERFORMANCE, SOUTH FURIOUS FIELD
2	PREDICTED PERFORMANCE OF SOUTH FURIOUS FIELD
5-2-1	CORRELATION TABLE, WEST EMERALD FIELD
6-2-1	CORRELATION TABLE, SAINT JOSEPH FIELD
7-2-1	CORRELATION TABLE, ERB SOUTH FIELD
8-4-1	MAJOR EQUIPMENT SPECIFICATIONS OF PRODUCTION STATION SMP-A
2	MAJOR EQUIPMENT SPECIFICATIONS OF PRODUCTION STATION SMP-B

Vol. III

TITLE

Table 8-4-3	MAJOR EQUIPMENT SPECIFICATIONS OF LABUAN TERMINAL	
4	MAJOR EQUIPMENT SPECIFICATIONS OF TEMBUNGO "A"	
9-5-1	MAJOR EQUIPMENT LIST FOR ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS - CASE I	
9-6-1	CAPITAL INVESTMENT COST ESTIMATION ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELD	
2	ANNUAL OPERATION COST ESTIMATION ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS-CASE I	
3	ANNUAL OPERATION COST ESTIMATION ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS-CASE IIA	
4	ANNUAL OPERATION COST ESTIMATION ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS-CASE IIB	
5	INVESTMENT SCHEDULE ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS	-CASE I
6	INVESTMENT SCHEDULE ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS	-CASE IIA
7	INVESTMENT SCHEDULE ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS	-CASE IIB
8	CASH FLOW TABLE FOR OIL ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS	-CASE I
9	CASH FLOW TABLE FOR OIL ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS	-CASE IIA
10	CASH FLOW TABLE FOR OIL ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS	-CASE IIB
28-4-1	SUMMARY OF OFFSHORE STRUCTURES	
2	SUMMARY OF SUBMARINE PIPELINES	
3	COMPARISON OF PRESENT PRODUCTION RATE VS. PLATFORM CAPABILITY	
4	COMPARISON OF MAXIMUM PREDICTED PRODUCTION RATE VS. PLATFORM CAPABILITY GROSS LIQUID BASE	
5	COMPARISON OF MAXIMUM PREDICTED PRODUCTION RATE VS. PLATFORM CAPABILITY GAS BASE	
6	SUMMARY OF GAS UTILIZATION	
29-6-1	4-LEG OFFSHORE PLATFORM COST	
2	6-LEG OFFSHORE PLATFORM COST	
3	8-LEG OFFSHORE PLATFORM COST	
4	3-LEG VENT AND FLARE JACKET COST	
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	

Vol. III

TITLE

Table 29-6-14	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
6	PROFITABILITY YARDSTICKS OF OIL AT THE YEAR OF MAX. R.O.R. FOR OPERATING COMPANY







Vol. III Table A-3

ORIGINAL HYDROCARBONS IN PLACE - POTENTIAL FIELDS OF SABAH

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)
WEST EMERALD	a	14.86	0.94	0.97	0.0	0.0	
	b	0.19	0.22	0.04	0.0	0.0	
	TOTAL	15.04	1.16	1.01	0.0		
	PROVED RESVS. PROBABLE RESVS. POSSIBLE RESVS.	7.59 7.45	1.16	0.46 0.55			
SAINT JOSEPH	a1	0.0	0.0	0.0	1.94		
	a2	0.0	0.0	0.0	8.09		
	b1	8.04	0.0	1.29	0.88		
	b2	0.0	0.0	0.0	10.96		
	b3	0.0	0.44	0.0	0.0		
	b4	0.81	0.25	0.13	1.18		
	TOTAL	8.85	0.69	1.42	23.05		
	PROVED RESVS. PROBABLE RESVS. POSSIBLE RESVS.	8.85	0.69	1.42			
ERB SOUTH	a	1.97	0.0	0.29	0.0		
	TOTAL	1.97	0.0	0.29	0.0		
	PROBED RESVS. PROBABLE RESVS. POSSIBLE RESVS.	1.97	0.0	0.29			

Table 1-2-1 CORRELATION TABLE  
Vol. III SAMARANG FIELD

Well No. D.F.E. Cycle/Zone	1		2		3		4		5		6	
	III		72		72		70		85		85	
	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea
Top V?	6325	6214										
Top a <sub>1</sub>	3795	3684	3847	3775	3962	3890	3696	3528	3571	3485	3718	3445
a <sub>2</sub>	4608	4497	-	-	4661	4589	4683	4503	4464	4379	5047	4392
Top b	5361	5250	5479	5407	5379	5307	5573	5392	5417	5332	6197	5231
Top c <sub>1</sub>	6161	6050	6304	6232	6183	6111	6505	6322	6185	6100	7420	6175
c <sub>2</sub>	6253	6142	6410	6338	6263	6191	6603	6420	6263	6178	7558	6279
c <sub>3</sub>	6324	6213	6498	6426	6334	6262	6692	6509	6343	6258	7680	6370
c <sub>4</sub>	6410	6299	6600	6528	6424	6352	6786	6603	6436	6351	7809	6466
c <sub>5</sub>	6498	6387	6709	6637	6483	6411	6901	7808	6533	6448	7957	6576
Top d	7292	7181	7668	7596	7299	7227	7859	7675	7400	7315	-	-
T.D.	10440	10329	8500	8428	8077	8005	8150	7966	9000	8915	8196	6750

Table 1-2-1 (Continued)  
Vol. III

CORRELATION TABLE  
SAMARANG FIELD

Well No. D.F.E. Cycle/zone	7		8 (SDTR)		8 (original)		9		10		11	
	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea
Top V?												
Top a <sub>1</sub>	3758	3530	3955	3675	3955	3675	3786	3546	3877	3528	3814	3553
a <sub>2</sub>	4738	4414	4737	4403	4745	4403	4785	4436	4963	4423	4938	4465
Top b	5697	5299	5773	5385	5901	5364	5719	5274	6011	5229	6052	5347
Top c <sub>1</sub>	6659	6186	6570	6138	7150	6278	6646	6110	7090	6043	7071	6200
c <sub>2</sub>	6770	6288	6676	6238	7297	6387	6751	6205	7203	6135	7188	6299
c <sub>3</sub>	6860	6371	6758	6316	7390	6456	6838	6283	7294	6209	7283	6380
c <sub>4</sub>	6958	6461	6856	6410	7523	6558	6931	6367	7404	6297	7383	6465
c <sub>5</sub>	7063	6557	6954	6503	7627	6636	7028	6454	7510	6382	7493	6558
Top d	-	-	-	-	-	-	7913	7261	8555	7153	-	-
T.D.	7110	6601	7363	6891	7930	6862	8181	7508	9028	7483	7600	6647

Table 1-2-1 (Continued)  
Vol. III

CORRELATION TABL  
SAMARANG FIELD

Well No.	12		13		14		15		16		17	
	85		85		85		85		85		85	
Cycle/Zone	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea
Top V?												
Top a <sub>1</sub>	4016	3498	3967	3458	4014	3587	3966	3577	3662	3436	4114	3579
a <sub>2</sub>	5031	4361	5124	4339	4917	4454	4910	4396	4677	4351	5088	4389
Top b	-	-	-	-	5743	5276	5883	5258	5716	5311	6105	5256
Top c <sub>1</sub>			7547	6169	-	-	6924	6197	6588	6116	-	-
c <sub>2</sub>			7683	6276			7039	6303	6699	6219		
c <sub>3</sub>			7801	6369			7132	6388	6789	6303		
c <sub>4</sub>			7933	6473			7242	6490	6890	6397		
c <sub>5</sub>			8076	6586			7359	6598	7002	6502		
Top d			-	-			-	-	-	-		
T.D.	5407	4687	8300	6763	6057	5590	7537	6762	7218	6705	6265	5953

Table 1-2-1 (Continued)  
Vol. III

CORRELATION TABLE  
SAMARANG FIELD

Well No. D.F.E. Cycle/Zone	18		19		20		21		22		23	
	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea
Top V?												
Top a <sub>1</sub>	3728	3514	3546	3469	3812	3652	3859	3342	3645	3512	3838	3390
a <sub>2</sub>	4679	4397	4391	4297	4552	4391	5106	4391	4617	4452	4953	4433
Top b	5642	5318	5373	5234	5438	5277	6074	5306	5454	5254	5761	5237
Top c <sub>1</sub>	6402	6046	6402	6226	-	-	7082	6310	6372	6144	-	-
c <sub>2</sub>	6505	6145	6513	6333			7188	6416	6475	6245		
c <sub>3</sub>	6586	6222	6612	6430			7287	6515	6558	6327		
c <sub>4</sub>	6682	6314	6727	6541			7400	6628	6647	6414		
c <sub>5</sub>	6779	6407	6853	6663			7519	6747	6746	6513		
Top d	-	-	-	-			-	-	-	-		
T.D.	6974	6594	7090	6891	5785	5624	7751	6979	6900	6663	6060	5536

Table 1-2-1 (Continued)  
Vol. III

CORRELATION TABLE  
SAMARANG FIELD

Well No.	24		25		26		27		28		29	
	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea
D.F.E.	77	77	77	77	77	77	85 (Log)	85	85	85	85	85
Cycle/Zone												
Top V?												
Top a <sub>1</sub>	3721	3346	3705	3480	3956	3358	3701	3529	4151	3549	3573	3488
a <sub>2</sub>	4841	4347	4621	4339	5004	4307	4645	4407	5371	4483	4510	4402
Top b	5806	5292	5535	5211	-	-	-	-	6373	5278	5405	5250
Top c <sub>1</sub>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
c <sub>2</sub>												
c <sub>3</sub>												
c <sub>4</sub>												
c <sub>5</sub>												
Top d												
T.D.	6200	5685	5935	5585	5400	4696	4996	4748	6760	5589	5675	5512



Vol. III Table 1-3-1  
PREDICTED PERFORMANCE OF SAMARANG FIELD

PRODUCTION START : Jun.1975  
 PRODUCTION END : Mar.1995

TIME (YEAR)	RECOVERY (%)	OIL PROD.		GAS PROD.		G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
		RATE (MSTB/D)	RATE (MMSCF/D)	RATE (MMSCF/D)	OIL (MMSTB)			GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)	
Dec.1975	0.68	12.16	12.83	1055	0.004	2.218	2.341	0.009		
1976	4.88	37.57	38.93	1034	0.0069	15.934	16.55	0.104		
1977	9.15	38.23	47.66	1247	0.0078	29.889	33.95	0.213		
1978	12.67	31.56	50.11	1588	0.0117	41.409	52.24	0.348		
1979	15.76	28.41	56.60	1992	0.0177	51.473	72.9	0.532		
1980	18.31	23.02	52.69	2289	0.0214	59.833	92.13	0.712		
1981	20.21	16.87	40.51	2401	0.0213	66.036	106.91	0.843		
1982	21.63	12.64	32.32	2557	0.0191	70.651	118.71	0.931		
1983	22.77	10.2	28.11	2755	0.0201	74.374	128.97	1.006		
1984	23.72	8.57	25.01	2917	0.0214	77.501	138.1	1.073		
1985	24.24	4.65	18.57	3994	0.0572	79.201	144.88	1.17		
1986	24.68	3.88	16.23	4183	0.0805	80.618	150.8	1.284		
1987	24.94	2.4	11.81	4921	0.0023	81.494	155.11	1.286		
1988	25.19	2.23	11.29	5063	0.0025	82.309	159.23	1.288		
1989	25.43	2.08	10.61	5101	0.0026	83.069	163.11	1.29		
1990	25.65	1.94	10.22	5268	0.0014	83.806	166.84	1.291		

Vol. III Table 1-3-1 (Continued)  
PREDICTED PERFORMANCE OF SAMARANG FIELD

PRODUCTION START : Jun.1975  
 PRODUCTION END : Mar.1995

TIME (YEAR)	RECOVERY (%)	OIL PROD.		GAS PROD.		G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
		RATE (MSTB/D)	RATE (MMSCF/D)	RATE (MMSCF/D)	RATE (MMSCF/D)			OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
1991	25.84	1.79	9.49	5302	0.0031	84.43	170.3	1.293		
1992	26.13	1.67	8.96	6365	0.0016	85.38	173.57	1.296		
1993	26.21	1.58	8.67	5487	0.0035	85.613	176.73	1.296		
1994	26.37	1.50	8.24	5493	0.0018	86.16	179.74	1.297		
Mar.1995	26.41	1.45	8.21	5662	0.0027	86.293	180.49	1.297		

Vol. III Table 1-3-2  
PREDICTED PERFORMANCE OF A ZONE,  
SAMARANG FIELD

PRODUCTION START : Jun. 1975  
 PRODUCTION END : Dec. 1984

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD.		GAS PROD.		G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION			
			RATE (MSTB/D)	RATE (MMSCF/D)	RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)			OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)	
Jun. 1976	1939	0.63	5.38	1.43	285	0.02	0.873	0.249	0.021			
Dec. 1976	1824	2.15	11.47	3.27	285	0.02	2.966	0.845	0.069			
1977	1698	5.19	11.47	3.35	292	0.01	7.151	2.066	0.122			
1978	1542	8.22	11.47	7.04	614	0.02	11.337	4.635	0.187			
1979	1285	11.26	11.47	17.00	1482	0.03	15.522	10.284	0.295			
1980	1015	14.25	11.30	15.75	1394	0.03	19.646	16.588	0.408			
1981	809	16.62	8.96	13.80	1540	0.03	22.916	21.623	0.494			
1982	684	18.35	6.53	9.81	1503	0.02	25.299	25.205	0.546			
1983	586	19.61	4.73	7.04	1488	0.02	27.027	27.774	0.587			
1984	507	20.54	3.54	5.26	1485	0.03	28.318	29.693	0.62			

Vol. III Table 1-3-3

PREDICTED PERFORMANCE OF B ZONE,

SAMARANG FIELD

PRODUCTION START : Aug. 1975  
 PRODUCTION END : Sep. 1986

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD. GAS PROD.		G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
			RATE (MSTB/D)	RATE (MMSCF/D)			OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Jun. 1976	2324	0.79	2.20	1.37	623	0.01	0.571	0.357	0.005
Dec. 1976	2247	2.71	7.59	4.96	653	0.01	1.957	1.262	0.024
1977	2074	6.55	7.59	6.88	907	0.02	4.728	3.774	0.074
1978	1855	10.40	7.59	10.74	1415	0.02	7.500	7.693	0.138
1979	1604	14.21	7.54	13.86	1839	0.03	10.251	12.753	0.210
1980	1386	17.10	5.72	13.04	2279	0.03	12.338	17.512	0.273
1981	1237	18.92	3.59	9.52	2651	0.03	13.649	20.986	0.316
1982	1121	20.18	2.48	7.18	2895	0.04	14.556	23.607	0.349
1983	1028	21.28	2.18	6.45	2960	0.04	15.350	25.962	0.380
1984	942	22.29	2.00	5.88	2938	0.04	16.081	28.107	0.412
1985	861	23.23	1.86	5.37	2887	0.14	16.760	30.067	0.507
Sep. 1986	805	23.89	1.73	4.94	2857	0.24	17.233	31.420	0.619

Vol. III Table 1-3-4  
PREDICTED PERFORMANCE C ZONE,  
SAMARANG FIELD

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
							OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Jun. 1976	2589	5.85	24.18	36.36	1303	0.0	6.832	8.503	0.008
Dec. 1976	2507	9.43	22.90	32.57	1422	0.0	11.011	14.447	0.011
1977	2327	15.43	19.18	37.44	1952	0.0	18.010	28.111	0.017
1978	2179	19.34	12.50	32.34	2587	0.0	22.572	39.915	0.023
1979	2055	22.02	8.57	27.26	3181	0.0	25.700	49.866	0.027
1980	1956	23.90	6.01	21.89	3642	0.0	27.894	57.855	0.031
1981	1880	25.25	4.32	17.11	3961	0.0	29.471	64.100	0.033
1982	1809	26.38	3.63	15.33	4224	0.0	30.796	69.696	0.036
1983	1738	27.41	3.29	14.62	4445	0.0	31.997	75.034	0.039
1984	1674	28.36	3.03	13.88	4580	0.0	33.102	80.099	0.041
1985	1619	29.23	2.80	13.20	4713	0.0	34.123	84.916	0.043
1986	1564	30.04	2.59	12.53	4837	0.0	35.067	89.489	0.045
1987	1510	30.79	2.40	11.81	4920	0.0	35.943	93.799	0.047
1988	1456	31.49	2.23	11.29	5064	0.0	36.757	97.921	0.049
1989	1404	32.14	2.08	10.61	5100	0.0	37.518	101.793	0.051
1990	1361	32.75	1.94	10.22	5266	0.0	38.225	105.522	0.052
1991	1321	33.31	1.79	9.49	5302	0.0	38.879	108.986	0.054
1992	1281	33.83	1.67	8.96	5368	0.0	39.487	112.258	0.055
1993	1240	34.32	1.58	8.66	5483	0.0	40.062	115.420	0.057
1994	1201	34.79	1.50	8.24	5492	0.0	40.609	118.427	0.058
Mar. 1995	1191	34.91	1.46	8.21	5622	0.0	40.742	119.176	0.058

PRODUCTION START : Jun. 1975  
 PRODUCTION END : Mar. 1995

Vol. III TABLE 1-3-5  
 PREDICTED PERFORMANCE OF SAMARANG FIELD

- ADDITIONAL WELL CASE -

PRODUCTION START : Jun.1975  
 PRODUCTION END : Mar.1995

TIME (YEAR)	RECOVERY (%)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
						OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Dec.1975	0.68	12.16	12.83	1055	0.004	2.218	2.341	0.009
1976	5.59	44.03	45.10	1024	0.008	18.287	18.802	0.129
1977	11.03	48.65	65.92	1355	0.010	36.043	42.863	0.310
1978	15.34	38.53	73.04	1916	0.016	50.108	69.814	0.540
1979	18.45	27.88	64.87	2327	0.021	60.284	93.493	0.753
1980	20.78	20.82	50.73	2436	0.022	67.885	112.010	0.923
1981	22.51	15.45	39.66	2567	0.042	73.524	126.486	1.158
1982	23.85	12.00	33.17	2765	0.089	77.904	138.595	1.546
1983	24.73	7.10	25.96	3287	0.122	80.787	148.070	1.899
1984	25.31	5.19	20.78	4007	0.163	82.680	155.657	2.209
1985	25.78	4.25	18.10	4255	0.143	84.232	162.262	2.431
1986	26.08	2.68	13.47	5035	0.002	85.209	167.180	2.434
1987	26.36	2.46	12.59	5112	0.002	86.108	171.775	2.436
1988	26.61	2.26	11.94	5294	0.002	86.931	176.132	2.438
1989	26.84	2.06	10.90	5497	0.002	87.682	180.112	2.439
1990	27.05	1.91	10.49	5497	0.003	88.379	183.940	2.441

Vol. III TABLE 1-3-5 (CONTINUED)

PREDICTED PERFORMANCE OF SAMARANG FIELD

- ADDITIONAL WELL CASE -

TIME (YEAR)	RECOVERY (%)	OIL PROD.		GAS PROD.		G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
		RATE (MSTB/D)	RATE (MMSCF/D)	RATE (MMSCF/D)	RATE (MMSCF/D)			OIL (MMSTB)	GAS (MMSCF)	WATER (MMSTB)
1991	27.25	1.80	9.88	5297	0.003	89.034	187.545	2.443		
1992	27.44	1.70	9.61	5644	0.003	89.654	191.051	2.445		
1993	27.62	1.61	9.11	5677	0.003	90.239	193.378	2.446		
1994	27.79	1.53	8.68	5673	0.002	90.798	197.547	2.448		
1995	27.83	1.50	8.49	6672	0.002	90.935	198.322	2.448		







Vol. III Table 2-3-1  
PREDICTED PERFORMANCE OF TEMBUNGO FIELD

PRODUCTION START : Oct. 1974  
 PRODUCTION END : Sep. 1982

TIME (YEAR)	RECOVERY (%)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
						OIL (MMSTB)	GAS (MMSCF)	WATER (MMSTB)
Dec. 1974	1.14	2.4	1.31	558	0.0	0.12	0.0	
1975	8.12	3.68	2.41	655	1.561	0.999	0.038	
1976	16.27	4.30	3.90	907	3.129	2.424	0.131	
1977	22.50	3.47	4.76	1372	4.397	4.163	0.347	
1978	27.03	2.39	3.65	1527	5.199	5.497	0.579	
1979	28.06	0.54	1.23	2278	5.397	5.945	0.682	
1980	28.42	0.19	0.79	4158	5.465	6.232	0.756	
1981	28.70	0.15	0.80	5333	5.519	6.525	0.818	
Sep. 1982	28.86	0.07	0.43	6143	5.551	6.733	0.877	

Vol. III Table 2-3-2  
PREDICTED PERFORMANCE OF MODEL-1,  
TEMBUNGO FIELD

PRODUCTION START : Oct. 1974  
 PRODUCTION END : Jun. 1978

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD.		GAS PROD.		G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
			RATE (MSTB/D)	RATE (MMSCF/D)	RATE (MMSCF/D)	WATER (MMSTB)			GAS (MMSCF)	OIL (MMSTB)	
Jun. 1976	1774	23.92	1.68	0.75	463	0.01	0.01	1.108	0.490	0.006	
Dec. 1976	1586	30.54	1.68	0.95	565	0.02	0.02	1.414	0.663	0.011	
1977	1190	40.88	1.31	1.67	1275	0.04	0.04	1.893	1.273	0.030	
Jun. 1978	1018	44.40	0.89	1.64	1843	0.06	0.06	2.056	1.572	0.039	

Vol. III Table 2-3-3

PREDICTED PERFORMANCE OF MODEL 2,

TEMBUNGO FIELD

PRODUCTION START : May 1975  
 PRODUCTION END : Sep.1982

<u>TIME</u> <u>(YEAR)</u>	<u>RESERVOIR</u> <u>PRESSURE</u> <u>(PSIG)</u>	<u>RECOVERY</u> <u>(%)</u>	<u>OIL PROD.</u>		<u>GAS PROD.</u>		<u>G.O.R.</u> <u>(SCF/STB)</u>	<u>W.O.R.</u> <u>(STB/STB)</u>	<u>CUMULATIVE PRODUCTION</u>		
			<u>RATE</u> <u>(MSTB/D)</u>	<u>RATE</u> <u>(MMSCF/D)</u>	<u>RATE</u> <u>(MMSCF/D)</u>	<u>RATE</u> <u>(MMSCF/D)</u>			<u>OIL</u> <u>(MMSTB)</u>	<u>GAS</u> <u>(MMSCF)</u>	<u>WATER</u> <u>(MMSTB)</u>
Jun.1976	2136	7.62	0.61	0.63	1085	0.19	0.26	0.210	0.053		
Dec.1976	1987	10.48	0.53	0.66	1241	0.31	0.357	0.330	0.083		
1977	1742	14.97	0.42	0.72	1722	0.42	0.510	0.594	0.147		
1978	1504	18.33	0.32	0.74	2312	0.65	0.625	0.864	0.223		
1979	1334	20.86	0.24	0.76	3151	0.67	0.711	1.14	0.282		
1980	1125	22.86	0.19	0.79	4138	1.07	0.779	1.427	0.356		
1981	972	24.44	0.15	0.80	5352	1.13	0.833	1.72	0.418		
Sep.1982	842	25.39	0.12	0.76	6332	1.80	0.865	1.928	0.477		

Vol. III Table 2-3-4  
PREDICTED PERFORMANCE OF MODEL-3,

TEMBUNGO FIELD

PRODUCTION START : Mar. 1975  
 PRODUCTION END : Mar. 1979

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
							OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
Jun. 1976	2147	10.00	2.34	2.49	1064	0.0	0.883	0.775	0.0
Dec. 1976	1847	14.59	2.22	2.34	1054	0.08	1.289	1.202	0.034
1977	1330	21.78	1.74	2.37	1362	0.22	1.924	2.067	0.167
1978	910	27.72	1.44	2.10	1458	0.28	2.449	2.832	0.313
Mar. 1979	805	28.99	1.23	1.88	1528	0.40	2.561	3.004	0.358

Vol. III Table 2-3-5  
PREDICTED PERFORMANCE OF MODEL-4,

TEMBUNGO FIELD

PRODUCTION START : Nov. 1974  
 PRODUCTION END : Mar. 1975

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD. RATE (MSTB/D)	GAS PROD. RATE (MMSCF/D)	G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
							OIL (MMSTB)	GAS (MMSCF)	WATER (MMSTB)
Mar. 1975	2142	3.00	0.22	1.24	5227	0.34	0.069	0.229	0.003
1	1591	6.31	0.22	1.82	8269	1.30	0.149	0.893	0.107
1.5	1093	8.05	0.22	4.43	20125	2.81	0.190	1.701	0.220

Vol. III TABLE 2-3-6

PREDICTED PERFORMANCE OF TEMBUNGO FIELD

- ADDITIONAL WELL CASE - TOTAL

<u>TIME</u> <u>(YEAR)</u>	<u>RECOVERY</u> <u>(%)</u>	<u>OIL PROD. GAS PROD.</u>		<u>G.O.R.</u> <u>(SCF/STB)</u>	<u>W.O.R.</u> <u>(STB/STB)</u>	<u>CUMULATIVE PRODUCTION</u>		
		<u>RATE</u> <u>(MSTB/D)</u>	<u>RATE</u> <u>(MMSCF/D)</u>			<u>OIL</u> <u>(MMSTB)</u>	<u>GAS</u> <u>(MMMSCF)</u>	<u>WATER</u> <u>(MMSTB)</u>
1.0	15.75	7.54	6.53	866	0.086	2.751	2.383	0.236
2.0	26.18	4.99	10.87	2177	0.143	4.575	6.350	0.497
3.0	29.52	1.60	10.47	6536	0.247	5.159	10.172	0.644
4.0	31.06	0.73	6.53	8940	0.369	5.427	12.554	0.740
5.0	32.08	0.49	6.23	12714	0.635	5.605	14.826	0.853

Vol. III TABLE 2-3-7

PREDICTED PERFORMANCE OF TEMBUNGO FIELD

- ADDITIONAL WELL CASE - WELL TM AD-1

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD.		GAS PROD.		G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
			RATE (MSTB/D)	RATE (MMSCF/D)	RATE (MMSCF/D)	RATE (MMSCF/D)			OIL (MMSTB)	GAS (MMSCF)	WATER (MMSTB)
1.00	2957	16.33	1.00	1.07	1071	0.044	0.365	0.391	0.016		
2.00	2176	31.01	0.90	3.71	4119	0.110	0.693	1.744	0.052		
2.75	1465	36.29	0.43	5.91	13737	0.425	0.811	3.361	0.102		



Vol. III TABLE 2-3-8

PREDICTED PERFORMANCE OF TEMBUNGO FIELD

- ADDITIONAL WELL CASE - WELL TM AD-2

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD. RATE		GAS PROD. RATE		G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
			(MMSTB/D)	(MMSTB/D)	(MMSCF/D)	(MMSCF/D)			OIL (MMSTB)	GAS (MMSCF)	WATER (MMSTB)
1.00	1844	15.47	0.90	0.92	1017	0.192	0.334	0.330	0.334	0.063	
2.00	1024	24.42	0.53	0.96	1804	0.352	0.683	0.522	0.683	0.131	
2.25	893	26.02	0.37	0.82	2221	0.444	0.758	0.556	0.758	0.146	

Vol. III TABLE 2-3-9

PREDICTED PERFORMANCE OF TEMBUNGO FIELD

- ADDITIONAL WELL CASE WELL TM AD-3

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD.		GAS PROD.		G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
			RATE (MSTB/D)	RATE (MMSCF/D)	RATE (MMSCF/D)	RATE (MMSCF/D)			OIL (MMSTB)	GAS (MMMSCF)	WATER (MMSTB)
1.0	1409	17.26	2.67	1.94	727	0.11	0.975	0.707	0.112		
2.0	868	27.26	1.55	1.83	1179	0.16	1.541	1.374	0.205		

Vol. III TABLE 2-3-10

PREDICTED PERFORMANCE OF TEMBUNGO FIELD

- ADDITIONAL WELL CASE - WELL TM AD-4

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	OIL PROD.		GAS PROD.		G.O.R. (SCF/STB)	W.O.R. (STB/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION		
			RATE (MSTB/D)	RATE (MMSCF/D)	RATE (MMSCF/D)	RATE (MMSCF/D)			OIL (MMSTB)	GAS (MMSCF)	WATER (MMSTB)
1.00	2415	14.52	2.96	2.61	2.61	880	0.042	1.081	0.951	0.045	
2.00	2018	24.42	2.02	4.38	4.38	2166	0.085	1.819	2.548	0.108	
3.00	1613	30.22	1.18	5.84	5.84	4945	0.186	2.251	4.678	0.188	
4.00	1208	33.82	0.73	6.53	6.53	8940	0.368	2.519	7.060	0.286	
5.00	837	36.21	0.49	6.23	6.23	12709	0.637	2.697	9.333	0.400	

Table 3-2-1 CORRELATION TABLE  
 Vol. III ERB WEST FIELD

Well No. D.F.E. Cycle/zone	1		2		3		4	
	112		112		111		112	
	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea	Log	Subsea
Top Upper V	3795	3683	3493	3381	3308	3197	3853	3736
Top a1	3795	3683	3493	3381	3308	3197	3853	3736
a2	3942	3830	3846	3734	3648	3537	4253	4119
a3	4091	3979	3991	3879	3782	3670	4414	4272
a4	4298	4186	4192	4080	3960	3849	4644	4492
a5	4459	4347	4335	4223	4132	4021	4817	4657
a6	4664	4552	4547	4435	4371	4260	5041	4871
a7	5005	4893	4882	4770	4615	4504	5336	5152
Top b	5192	5080	-	-	4901	4790	5650	5452
Top c1	6462	6350	6285	6173	6601	6490	7099	6827
c2	6550	6438	6385	6273	6755	6644	7162	6886
Top d	7772	7660						
T.D.	8015	7903	8775	8663	8531	8420	7878	7557

RESERVOIR DATA

FIELD NAME; ERB WEST

RESERVOIR NAME;

NATURAL DEPLETION CASE

PRESSURE (PSIG)	FVFO	RS (SCF/STB)	FVFG	VISO (C.P.)	VISG (C.P.)
0.	1.048	0.	1.191258	1.3900	0.01209
200.	1.050	33.	0.080132	1.2900	0.01230
400.	1.060	65.	0.040746	1.2100	0.01252
600.	1.069	98.	0.026989	1.1400	0.01274
1000.	1.088	163.	0.015826	1.0300	0.01350
1400.	1.107	228.	0.011007	0.9400	0.01436
2000.	1.135	326.	0.007538	0.8400	0.01597
3070.	1.186	500.	0.004939	0.7250	0.01909
3100.	1.186	500.	0.004897	0.7251	0.01919

SL	KG/KD	KRD
0.65	70.0000	0.0668
0.70	26.5000	0.1146
0.75	10.0000	0.1828
0.80	3.0000	0.2761
0.85	1.2000	0.3992
0.90	4.0000	0.5573
0.95	0.1300	0.7557
1.00	0.0200	1.0000

BURLE POINT PRESSURE (PSIG) = 3070.0000  
 INITIAL RESERVOIR PRESSURE (PSIG)= 3101.0000  
 EFFECTIVE COMPRESSIBILITY = 0.0000142  
 WATER FORMATION VOLUME FACTOR = 1.0250  
 IREDUCIBLE WATER SATURATION = 0.2900  
 FINAL PRESSURE (PSIG) = 500.0000  
 ORIGINAL OIL IN PLACE (MMSTB) = 169.5115  
 OIL PRODUCTION RATE (MSTB/D) = 2.0000  
 FRACTION OF RESERVOIR GAS AND OIL VOL.= 2.1984

FIELD NAME; ERB WEST

RESERVOIR NAME;

NATURAL DEPLETION CASE

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	PRODUCTION OIL (MSTR/D)	RATE GAS (MMSCF/D)	GAS OIL RATIO (SCF/STB)	CUMULATIVE OIL (MMSTB)	PRODUCTION GAS (MMMSCF)	WATER ENCROACH (MMBBL)
0.50	3066.	2.15	20.00	11.49	611.	3.650	2.098	0.05
1.00	3014.	4.31	20.00	31.97	2244.	7.301	7.932	0.55
1.50	2942.	6.46	20.00	54.57	3587.	10.951	17.892	1.74
2.00	2827.	8.61	20.00	93.15	5958.	14.602	34.895	2.64
2.50	2619.	10.77	20.00	189.93	10935.	18.252	69.561	3.52
3.00	1781.	12.92	20.00	885.56	48602.	21.902	231.192	4.36
3.50	545.	14.82	17.64	1337.83	750144.	25.122	475.374	4.97

Vol. III Table 3-3-2  
PREDICTED PERFORMANCE



Table 4-2-1 (Continued) CORRELATION TABLE  
 Vol. III SOUTH FURIOUS FIELD

Well No.	7	
D.F.E.	41	
Cycle/Zone	Log	Subsea
Top Upper V	2138	2097
Lower V	4757?	4716?
Top a	2138	2097
Top b <sub>1</sub> b <sub>2</sub>	4213	4172
Top c	4757	4716
Top d	5275	5234
Top e	6306	6265
Top f	6709	6668
Top g	7681	7640
Top h	8290	8249
T.D.	9100	9059





FIELD NAME: SOUTH FURIOUS

RESERVOIR NAME:

NATURAL DEPLETION CASE

TIME (YEAR)	RESERVOIR PRESSURE (PSIG)	RECOVERY (%)	PRODUCTION RATE OIL (MSTR/D) (MMSCF/D)	GAS OIL RATIO (SCF/STB)	CUMULATIVE PRODUCTION OIL (MMSTB)	GAS PRODUCTION (MMMSCF)	WATER ENCROACH- (MMBBL)
0.25	1935.	0.54	20.00	2724.	1.825	2.942	0.0
0.50	1821.	1.07	20.00	2988.	3.650	8.148	0.0
0.75	1703.	1.61	20.00	3274.	5.476	13.857	0.0
1.00	1580.	2.15	20.00	3579.	7.301	20.106	0.0
1.25	1455.	2.68	19.74	3886.	9.102	26.826	0.0
1.50	1323.	3.18	18.92	4184.	10.829	33.791	0.0
1.75	1190.	3.66	17.82	4436.	12.455	40.804	0.0
2.00	1063.	4.11	16.80	4635.	13.988	47.760	0.0
2.25	947.	4.54	15.90	4563.	15.439	54.511	0.0
2.50	848.	4.95	15.12	4244.	16.818	60.586	0.0
2.75	762.	5.33	14.46	3943.	18.138	65.984	0.0
3.00	687.	5.71	13.90	3658.	19.406	70.808	0.0
3.25	621.	6.07	13.41	3373.	20.629	75.103	0.0
3.50	563.	6.41	12.96	3121.	21.812	78.942	0.0
3.75	511.	6.75	12.54	2893.	22.957	82.389	0.0

Vol. III Table 4-3-2  
PREDICTED PERFORMANCE

Table 5-2-1 CORRELATION TABLE  
 Vol. III WEST EMERALD FIELD

Well No.	1		2	
	Log	Subsea	Log	Subsea
D.F.E.	72		80	
Cycle/Zone				
Top v				
Top a	1250	1178	1120	1040
Top b			4710	4630
T.D.	6523	6451	5400	5320

Table 6-2-1 CORRELATION TABLE  
 Vol. III ST. JOSEPH FIELD

Well No.	I
D.F.E.	71
Cycle/Zone	Log Subsea
Top Middle V	809 738
Lower V	2321 2250
IV	5546 5475
Top a <sub>1</sub>	1741 1670
a <sub>2</sub>	1890 1819
Top b <sub>1</sub>	2198 2127
b <sub>2</sub>	2321 2250
b <sub>3</sub>	2396 2325
b <sub>4</sub>	2610 2539
T.D.	6928 6857
unconf.	5808

Table 7-2-1 CORRELATION TABLE  
 Vol. III ERB SOUTH FIELD

Well No.	1
D.F.E.	71
Cycle/Zone	Log Subsea
Top VI Middle V	2964 2893
Top a	2778 2707
T.D.	4726 4655
unconf.	2965

Table 8-4-1  
(Vol. III)

MAJOR EQUIPMENT SPECIFICATIONS  
OF PRODUCTION STATION SMP-A

SEPARATOR

Name & Tag No.	No.	Type	Size	Design Capacity BPD	Pressure Design/ Operation PSIG
HP Separator V-100 & 101	2	Hori.	72"øx20'	30,000	385/250
LP Separator V-200 & 201	2	ditto	72"øx20'	30,000	125/50
Surge Vessel V-300 & 301	2	ditto	126"øx32'	30,000	85/10
Test Separator V-400	1	ditto	60"øx15'		385
Gas Lift Separator V-500	1	ditto	42"øx15'		1,440/950

PUMP

Name & Tag No.	No.	Capacity BPD	Type	Header Suction/ Discharge
Crude Oil Transfer Pump P-801 - 805	5	13,000	Recipro. Gas Expansion Driven	20" 150# ANSI/ 8" 600# ANSI

ELECTRICAL GENERATOR

No.	Type	Voltage volts	Phase	Frequency Hz	Capacity Kw	Speed RPM	Service
1	Gas Expansion Turbine-driven	415	3	50	20	1,500	Lighting, Instr., etc.

Table 8-4-2  
(Vol. III)

MAJOR EQUIPMENT SPECIFICATIONS  
OF PRODUCTION STATION SMP-B

SEPARATOR

Name & Tag No.	No.	Type	Size	Design Capacity BPD	Pressure Design/ Operation PSIG
HP Separator V-100	1	Hori.	72"øx20'	30,000	385/250
LP Separator V-200	1	ditto	72"øx20'	30,000	125/50
Surge Vessel V-300	1	ditto	126"øx32'	30,000	85/10
Test Separator V-400	1	N/A	N/A		385

PUMP

Name & Tag No.	No.	Capacity BPD	Type	Header Suction/ Discharge
Crude Oil Transfer Pump P-801 - 802	2	13,000	Recipro. Gas Expansion Driven	20" 150# ANSI/ 8" 600# ANSI

ELECTRICAL GENERATOR

No.	Type	Voltage volts	Phase	Frequency Hz	Capacity Kw	Speed RPM	Service
1	Gas Expansion Turbine-driven	415	3	50	20	1,500	Lighting, Instr., etc.

Table 8-4-3  
(Vol. III)

MAJOR EQUIPMENT SPECIFICATIONS  
OF LABUAN TERMINAL

STORAGE TANK

Name & Tag No.	No.	Nominal Capacity BBLs	Size	Type
Crude Oil Storage Tank T-1 - T-3	3	439,000	214'øx72'	Floating Roof

CRUDE OIL LOADING PUMP SYSTEM

Name & Tag No.	No.	Capacity BPH x Head	Type
Crude Oil Loading Pump P-21 - P-23	3	18,000 x 275'	Centrifugal, Diesel Engine Driven

SINGLE BUOY MOORING

Name & Tag No.	No.	Water Depth	Tanker Mooring Capacity, DWT
SBM	1	95'	310,000

SURFACE/FORMATION WATER DRAINAGE SYSTEM

Name & Tag No.	No.	Type
CPI	1	Corrugated Plate Interceptor
Holding Basin	1	Gravity Separation



Table 8-4-3  
(Vol. III)

MAJOR EQUIPMENT SPECIFICATIONS  
OF LABUAN TERMINAL (Cont'd)

FIRE FIGHTING SYSTEM

Name & Tag No.	No.	Capacity	Type
Firewater Tank T-61	1	35,000 BBLs	Open Top
Fire Fighting Pump P-61 - P-62	2	7,200GPM x 430'	Centrifugal, Diesel Engine Driven

POWER PLANT

Name & Tag No.	No.	Capacity HP	Type
Generator	3	325	Diesel Engine Driven

SEA WATER DISTILLATION UNIT

Name & Tag No.	No.	Output	Type
Aqua-Chem Unit	1 Unit	167 UKGPH	Aqua-Chem/ Type S200 Spec. E

UTILITIES TANK

Name & Tag No.	No.	Capacity	Type
Diesel Fuel Tank T-51 - T-52	2	300 BBLs	Cone Roof
Potable Water Tank V-73	1	6,000 UKGAL.	

Table 8-4-4  
(Vol. III)

MAJOR EQUIPMENT SPECIFICATIONS  
OF TEMBUNGO "A"

SEPARATOR

Name & Tag No.	No.	Type	Size	Design Capacity BPD/MMSCFD	Pressure Design/Operating PSIG
Test Separator V-190	1	Hori.	48"øx15'	6,000/	710/ 100-600
Prod. Separator V-200	1	Hori.	72"øx20'	20,000/	710/ 100-600
FWKO & Surge V-250	1	Hori.	144"øx30'	30,000/	50/ ATM.
LP Flare Scrubber V-400	1	Hori.	48"øx10'	20/0.5	50/ ATM.
HP Flare Scrubber V-410	1	Hori.	72"øx15'	20,000/ 15.5	50/ ATM.
Caisson Separator V-535	1	Vert.	30"øx172'		

PUMP

Name & Tag No.	No.	Type	Capacity GPM	Head PSI	Motor Power HP
SPM Oil Pump P-290 & 300	2	Centri. Motor-driven	600	60	40
LP Flare Transfer Pump P-405	1	ditto	80	15	3
HP Flare Transfer Pump P-415	1	ditto	80	15	3
Caisson Oil Pump P-535	1	ditto	40	45	

ELECTRICAL GENERATOR

No.	Type	Capacity	Service
1	Diesel Engine driven	400 kw	Motor Drivers, Lighting, Instrumentation, etc.

Table 9-5-1 (Vol. III)

MAJOR EQUIPMENT LIST

FOR ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS-CASE I

ITEM NO. & NAME	LOCATION	QUANTITY	DESCRIPTION
<u>V - 1</u> 1ST STAGE PRODUCTION SEPARATOR	SFWP-A	1	SIZE: 4'-6" I.D. x 13'-6" S-S DESIGN PRESS.: 300 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
	SFWP-B	1	
	EWWP-A	1	
	EWWP-B	1	
<u>V - 2</u> 2ND STAGE PRODUCTION SEPARATOR	SFWP-A	1	SIZE: 4'-6" I.D. x 13'-6" S-S DESIGN PRESS.: 100 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
	SFWP-B	1	
	EWWP-A	1	
	EWWP-B	1	
<u>V - 3</u> 3RD STAGE PRODUCTION SEPARATOR	SFWP-A	1	SIZE: 11'-0" I.D. x 22'-0" S-S DESIGN PRESS.: 50 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
	SFWP-B	1	
	EWWP-A	1	
	EWWP-B	1	
<u>V - 4</u> TEST SEPARATOR	SFWP-A	1	SIZE: 3'-6" I.D. x 10'-0" S-S DESIGN PRESS.: 300 PSIG @ 150°F TYPE: HORIZONTAL
	SFWP-B	1	
	EWWP-A	1	
	EWWP-B	1	
<u>C - 151</u> INSTRUMENT AIR COMPRESSOR	SFWP-A	2	CAPACITY: 35 SCFM
	SFWP-B	2	
	EWWP-A	2	
	EWWP-B	2	
<u>P - 2</u> CRUDE TRANSFER PUMP	SFWP-A	2	CAPACITY: 240 GPM TYPE: HORIZONTAL
	SFWP-B	2	
	EWWP-A	2	CAPACITY: 300 GPM TYPE: HORIZONTAL
	EWWP-B	2	
<u>P - 152</u> FIRE WATER PUMP	SFWP-A	1	CAPACITY: 1,500 GPM TYPE: VERTICAL
	SFWP-B	1	
	EWWP-A	1	
	EWWP-B	1	
<u>TK - 1</u> DEEMULSIFIER TANK	SFWP-A	1	SIZE: 6'-0" I.D. x 15'-6" H
	SFWP-B	1	
	EWWP-A	1	
	EWWP-B	1	
<u>TK - 2</u> DEFOAMANT TANK	SFWP-A	1	SIZE: 6'-0" I.D. x 15'-6" H
	SFWP-B	1	
	EWWP-A	1	
	EWWP-B	1	
<u>TK - 152</u> DIESEL STORAGE TANK	SFWP-A	1	CAPACITY: 500 BBL SIZE: 15'-6" I.D. x 16'-0" H
	SFWP-B	1	
	EWWP-A	1	
	EWWP-B	1	
<u>M - 1</u> INLET MANIFOLD	SFWP-A	1	HIGH PRESSURE HEADER LOW PRESSURE HEADER TEST HEADER
	SFWP-B	1	
	EWWP-A	1	
	EWWP-B	1	
<u>G - 151</u> DIESEL DRIVEN GENERATOR	SFWP-A	2	CAPACITY: 300 KVA
	SFWP-B	2	
	EWWP-A	2	
	EWWP-B	2	
<u>FM - 1</u> FLOW METER	SFWP-A	1	DESIGN RATE: 280 GPM (MAX.)
	SFWP-B	1	
	EWWP-A	1	DESIGN RATE: 350 GPM (MAX.)
	EWWP-B	1	

Table 9-6-1 (Vol. III)

CAPITAL INVESTMENT COST ESTIMATION

ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS		(M\$ 1,000)		
		CASE I	CASE II A	CASE II B
1.	Exploration & Appraisal Wells . . . . .	63,259	63,259	63,259
2.	Engineering . . . . .	28,096	16,266	17,115
3.	Development Wells . . . . .	99,060	57,150	57,150
4.	Facilities			
	a. Offshore Platforms . . . . .	82,515	50,071	39,733
	b. Offshore Production Equipment . . . . .	21,864	13,355	7,633
	c. Submarine Pipelines . . . . .	77,523	42,088	11,054
	d. Offshore Storage & Loading Facilities . . . . .	-	-	-
	e. Onshore Terminal & Loading Facilities . . . . .	-	-	35,802
	f. Support Facilities . . . . .	-	-	19,779
	Sub Total	181,902	105,514	114,001
5.	Pre-start up Expense . . . . .	3,091	1,788	1,883
6.	Contingencies . . . . .	30,906	17,895	18,826
	TOTAL	<u>406,314</u>	<u>261,872</u>	<u>272,234</u>

ANNUAL OPERATION COST ESTIMATION

Table 9-6-2 (Vol.III)

ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS CASE I

.(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
b. Operating Management					180	180	180	180	180
c. Repair & Maintenance					5,992	5,992	3,091	3,091	3,091
d. Operating Supplies					1,135	1,135	602	602	602
e. Chemical					1,494	1,494	843	843	650
f. Service Contract					<u>2,972</u>	<u>2,972</u>	<u>2,972</u>	<u>2,972</u>	<u>2,972</u>
Sub Total					13,574	13,574	9,489	9,489	9,296
2. Indirect Cost									
a. Indirect Personnel					991	991	991	991	991
b. Insurance					<u>4,486</u>	<u>4,486</u>	<u>2,525</u>	<u>2,525</u>	<u>2,525</u>
Sub Total					5,477	5,477	3,516	3,516	3,516
TOTAL					19,051	19,051	13,005	13,005	12,812

ANNUAL OPERATION COST ESTIMATION

Table 9-6-3 (Vol.III)

(M\$ 1,000)

ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS CASE IIA

	1	2	3	4	5	6	7	8
1. Direct Cost								
a. Operating Personnel				1,801	1,801	1,801	1,801	1,801
b. Operating Management				180	180	180	180	180
c. Repair & Maintenance				3,739	3,739	3,739	3,739	3,739
d. Operating Supplies				691	691	691	691	691
e. Chemical				843	843	843	843	650
f. Service Contract				<u>2,083</u>	<u>2,083</u>	<u>2,083</u>	<u>2,083</u>	<u>2,083</u>
Sub Total				9,337	9,337	9,337	9,337	9,144
2. Indirect Cost								
a. Indirect Personnel				991	991	991	991	991
b. Insurance				<u>3,000</u>	<u>3,000</u>	<u>3,000</u>	<u>3,000</u>	<u>3,000</u>
Sub Total				3,991	3,991	3,991	3,991	3,991
TOTAL				13,328	13,328	13,328	13,328	13,135

ANNUAL OPERATION COST ESTIMATION

Table 9-6-4 (Vol.III)

ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS CASE IIB

(M\$ 1,000)

	1	2	3	4	5	6	7	8
1. Direct Cost								
a. Operating Personnel				1,801	1,801	1,801	1,801	1,801
b. Operating Management				180	180	180	180	180
c. Repair & Maintenance				3,990	3,990	3,990	3,990	3,990
d. Operating Supplies				622	622	622	622	622
e. Chemical				843	843	843	843	650
f. Service Contract				<u>2,083</u>	<u>2,083</u>	<u>2,083</u>	<u>2,083</u>	<u>2,083</u>
Sub Total				9,519	9,519	9,519	9,519	9,326
2. Indirect Cost								
a. Indirect Personnel				991	991	991	991	991
b. Insurance				<u>3,028</u>	<u>3,028</u>	<u>3,028</u>	<u>3,028</u>	<u>3,028</u>
Sub Total				4,019	4,019	4,019	4,019	4,019
TOTAL				13,538	13,538	13,538	13,538	13,345

Table 9-6-5 (Vol. III)

INVESTMENT SCHEDULE

(M\$ 1,000)

## ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS CASE I

Item	Year			
	1ST	2ND	3RD	4TH
1. Exploration & Appraisal Wells	63,259	-	-	-
2. Engineering	28,096	-	-	-
3. Development Wells	-	10,716	42,863	45,481
4. Offshore Platforms	1,481	31,255	40,960	8,819
5. Offshore Production Equipment	780	13,538	5,974	1,572
6. Submarine Pipelines	-	-	43,261	34,262
7. Offshore Storage & Loading Facilities	-	-	-	-
8. Onshore Terminal & Loading Facilities	-	-	-	-
9. Support Facilities	-	-	-	-
10. Pre-start up Expense	304	555	1,331	901
11. Contingencies	3,036	5,551	13,306	9,013
Total	96,956	61,615	147,695	100,048



Table 9-6-6 (Vol. III)

INVESTMENT SCHEDULE

ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS CASE II A

(M\$ 1,000)

Item	Year		
	1ST	2ND	3RD
1. Exploration & Appraisal Wells	63,259	-	-
2. Engineering	16,266	-	-
3. Development Wells	-	28,575	28,575
4. Offshore Platforms	15,019	32,888	2,164
5. Offshore Production Equipment	4,237	8,194	924
6. Submarine Pipelines	-	-	42,088
7. Offshore Storage & Loading Facilities	-	-	-
8. Onshore Terminal & Loading Facilities	-	-	-
9. Support Facilities	-	-	-
10. Pre-start up Expense	355	696	737
11. Contingencies	3,553	6,967	7,375
Total	102,689	77,320	81,863

Table 9-6-7 (Vol. III)

INVESTMENT SCHEDULE

(M\$ 1,000)

## ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS CASE II B

Item	Year		
	1ST	2ND	3RD
1. Exploration & Appraisal Wells	63,259	-	-
2. Engineering	17,115	-	-
3. Development Wells	-	28,575	28,575
4. Offshore Platforms	10,884	26,685	2,164
5. Offshore Production Equipment	2,205	5,146	282
6. Submarine Pipelines	-	-	11,054
7. Offshore Storage & Loading Facilities	-	-	-
8. Onshore Terminal & Loading Facilities	3,975	18,563	13,264
9. Support Facilities	6,594	13,185	-
10. Pre-start up Expense	408	922	553
11. Contingencies	4,077	9,215	5,534
Total	108,517	102,291	61,426

\*\*\*\*\*  
 \* ECONOMIC ANALYSIS FOR MALAYSIA PROJECT \*  
 \*\*\*\*\*

TABLE 9-6-8 CASH FLOW TABLE FOR OIL ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS  
 VOL.III CASE I : ERB WEST & SOUTH FURIOUS, LABUAN TERMINAL CASE

\* P R E M I S E S \*

PRODUCTION LIFE : 5 YEARS  
 PRE-STARTUP PERIOD : 4 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 500088BL/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 BBL/YEAR)	96956.	61615.	147695.	100048.	0.	0.	0.	0.	0.	406314.
OIL PRODUCTION (M BBL/YEAR)	0.	0.	0.	0.	12932.	12063.	7300.	7300.	5625.	45220.
SALES PRICE OF OIL (M\$/BBL)	0.0	0.0	0.0	0.0	31.45	31.45	31.39	31.39	31.39	31.39
BASIC PRICE OF OIL (M\$/BBL)	35.62	37.40	39.27	41.24	43.30	45.46	47.74	50.12	52.63	

TABLE 9-6-8 CASH FLOW TABLE FOR OIL ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS

VOL. III CASE I : ERB WEST & SOUTH FURIOUS, LABUAN TERMINAL CASE

(CONT'D)  
PAGE 2

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

TERM	1	2	3	4	5	6	7	8	9	9YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT OIL	0.	0.	0.	0.	199289.	185897.	112282.	112282.	86519.	698268.
2 REVENUE FROM OIL BASIC PRICE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
3 BONUS FROM OIL COMPANY	0.	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
4 RESEARCH FUND FROM OIL CO.	0.	0.	0.	0.	834.	778.	470.	470.	362.	2913.
5 TOTAL CASH INFLOW	0.	0.	0.	0.	202622.	186674.	112752.	112752.	86881.	701681.
6 INCOME TAX	0.	0.	0.	0.	91180.	84003.	50738.	50738.	39096.	315756.
7 NET CASH FLOW	0.	0.	0.	0.	111442.	102671.	62013.	62013.	47784.	
8 CUMULATIVE NET CASH FLOW	0.	0.	0.	0.	111442.	214113.	276127.	338140.	385924.	

TABLE 9-6-8 CASH FLOW TABLE FOR OIL ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS  
 VOL.III CASE I : ERB WEST & SOUTH FURIOUS, LABUAN TERMINAL CASE

(CONT'D)  
 PAGE 3

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

	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		0.	0.	0.	0.	89475.	78507.	45160.	43010.	31563.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		0.	0.	0.	0.	89475.	167981.	213142.	256152.	287715.
-----										
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.	0.	72574.	60784.	33376.	30342.	21254.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		0.	0.	0.	0.	72574.	133358.	166734.	197076.	218331.
-----										
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.	0.	59417.	47600.	25001.	21740.	14566.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		0.	0.	0.	0.	59417.	107017.	132018.	153758.	168324.

TABLE 9-6-8 CASH FLOW TABLE FOR OIL ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS  
 VOL.111 CASE I : ERB WEST & SOUTH FURIOUS, LABUAN TERMINAL CASE  
 \* \* CASH FLOW TABLE FOR OPERATING COMPANY \* \*  
 ( X M\$ 1000)

(CONT'D)  
 PAGE 4

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	9YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT OIL	0.	0.	0.	0.	85409.	79670.	48121.	48121.	37079.	298400.
2 SALES REVENUE FROM COST OIL	0.	0.	0.	0.	81342.	75876.	45829.	45829.	35314.	284191.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY OIL	0.	0.	0.	0.	40671.	37938.	22915.	22915.	17657.	142095.
4 TOTAL CASH INFLOW	0.	0.	0.	0.	207423.	193484.	116865.	116865.	90050.	724687.
5 ROYALTY	0.	0.	0.	0.	40671.	37938.	22915.	22915.	17657.	142095.
6 PAYMENT FOR OIL BASIC PRICE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
7 BONUS	0.	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
8 RESEARCH FUND TO PETRONAS	0.	0.	0.	0.	834.	778.	470.	470.	362.	2913.
OPERATING EXPENSES (M\$/BRL)	0.	0.	0.	0.	81342.	75876.	45829.	45829.	35314.	284191.
9 OPERATING COST	0.0	0.0	0.0	0.0	6.29	6.29	6.28	6.28	6.28	6.28
CAPITAL COST RECOVERY	0.	0.	0.	0.	19051.	19051.	13005.	13005.	12812.	76924.
INCOME BEFORE TAX	0.	0.	0.	0.	62291.	56825.	32824.	32824.	22502.	207267.
10 INCOME TAX	0.	0.	0.	0.	82076.	78892.	47651.	47651.	36717.	292987.
11 CAPITAL INVESTMENT	96956.	61615.	147695.	100048.	0.	0.	0.	0.	0.	131844.
12 TOTAL CASH OUTFLOW	96956.	61615.	147695.	100048.	99990.	93268.	57832.	57832.	47354.	406314.
13 NET CASH FLOW	-96956.	-61615.	-147695.	-100048.	107433.	100216.	59033.	59033.	42696.	
14 CUMULATIVE NET CASH FLOW	-96956.	-158571.	-306266.	-406314.	-298881.	-198665.	-80600.	-80600.	-37904.	
15 DCF ROR OF NET CASH FLOW (%)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
16 CORPORATE CAPITAL	96956.	61615.	147695.	100048.	0.	0.	0.	0.	0.	406314.
17 INTEREST	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
18 BANK BORROWING	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
19 REPAYMENT	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
20 BORROWING BALANCE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
21 PAYOUT TIME	0.0 YEARS									

TABLE 9-6-8 CASH FLOW TABLE FOR OIL ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS  
VOL.III CASE I : ERB WEST & SOUTH FURIOUS, LABUAN TERMINAL CASE

\* \* PRESENT WORTH OF NET CASH FLOW FOR OPERATING COMPANY \* \*  
( X MS 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	-94619.	-57267.	-130735.	-84343.	86255.	76630.	42990.	40942.	28202.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-94619.	-151886.	-282622.	-366964.	-280709.	-204079.	-161089.	-120147.	-91945.
10.00% DISCOUNT RATE	0.95	0.87	0.79	0.72	0.65	0.59	0.54	0.49	0.44
PRESENT WORTH	-92444.	-53407.	-116382.	-71670.	69963.	59331.	31772.	28883.	18991.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-92444.	-145851.	-262232.	-333902.	-263939.	-204608.	-172836.	-143953.	-124962.
15.00% DISCOUNT RATE	0.93	0.81	0.71	0.61	0.53	0.46	0.40	0.35	0.30
PRESENT WORTH	-90412.	-49962.	-104141.	-61343.	57279.	46462.	23799.	20695.	13015.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-90412.	-140374.	-244515.	-305858.	-248579.	-202117.	-178318.	-157623.	-144607.

\*\*\*\*\*  
 \* ECONOMIC ANALYSIS FOR MALAYSIA PROJECT \*  
 \*\*\*\*\*

TABLE 9-6-9 CASH FLOW TABLE FOR OIL ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS

VOL.III CASE II A : ERB WEST, LABUAN TERMINAL CASE

\* P R E M I S E S \*

PRODUCTION LIFE : 5 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 D 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	8YR TOTAL
CAPITAL INVESTMENT (M\$ 1000)	102689.	77320.	81863.	0.	0.	0.	0.	0.	261872.
OIL PRODUCTION (M BBL/YEAR)	0.	0.	0.	7300.	7300.	7300.	7300.	5625.	34825.
SALES PRICE OF OIL (M\$/BBL)	0.0	0.0	0.0	31.39	31.39	31.39	31.39	31.39	
BASIC PRICE OF OIL (M\$/BBL)	35.62	37.40	39.27	41.24	43.30	45.46	47.74	50.12	



TABLE 9-6-9 CASH FLOW TABLE FOR OIL ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS

VOL. III CASE II A : ERB WEST, LABUAN TERMINAL CASE

(CONT'D)  
PAGE 2

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

	1	2	3	4	5	6	7	8	8YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT OIL	0.	0.	0.	112282.	112282.	112282.	112282.	86519.	535647.
2 REVENUE FROM OIL BASIC PRICE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
3 BONUS FROM OIL COMPANY	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
4 RESEARCH FUND FROM OIL CO.	0.	0.	0.	470.	470.	470.	470.	362.	2241.
5 TOTAL CASH INFLOW	0.	0.	0.	115252.	112752.	112752.	112752.	86881.	540388.
6 INCOME TAX	0.	0.	0.	51863.	50738.	50738.	50738.	39096.	243174.
7 NET CASH FLOW	0.	0.	0.	63388.	62013.	62013.	62013.	47784.	
8 CUMULATIVE NET CASH FLOW	0.	0.	0.	63388.	125402.	187415.	249429.	297213.	

TABLE 9-6-9 CASH FLOW TABLE FOR OIL ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS  
VOL.III CASE II A : ERB WEST, LABUAN 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
PRESENT WORTH								
5.00% DISCOUNT RATE	0.98	0.93	0.89	0.84	0.80	0.76	0.73	0.69
PRESENT WORTH	0.	0.	0.	53438.	49789.	47418.	45160.	33141.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	53438.	103227.	150645.	195806.	228947.
-----								
10.00% DISCOUNT RATE	0.95	0.87	0.79	0.72	0.65	0.59	0.54	0.49
PRESENT WORTH	0.	0.	0.	45408.	40385.	36714.	33376.	23380.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	45408.	85793.	122507.	155883.	179263.
-----								
15.00% DISCOUNT RATE	0.93	0.81	0.71	0.61	0.53	0.46	0.40	0.35
PRESENT WORTH	0.	0.	0.	38866.	33063.	28751.	25001.	16751.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	38866.	71929.	100680.	125680.	142432.

TABLE 9-6-9 CASH FLOW TABLE FOR OIL ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS  
CASE II A : ERB WEST, LABUAN TERMINAL CASE

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

(CONT'D)  
PAGE 4

	1	2	3	4	5	6	7	8	8YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT OIL	0.	0.	0.	48121.	48121.	48121.	48121.	37079.	229563.
2 SALES REVENUE FROM COST OIL	0.	0.	0.	45829.	45829.	45829.	45829.	35314.	218631.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY OIL	0.	0.	0.	22915.	22915.	22915.	22915.	17657.	109316.
4 TOTAL CASH INFLOW	0.	0.	0.	116865.	116865.	116865.	116865.	90050.	557510.
5 ROYALTY	0.	0.	0.	22915.	22915.	22915.	22915.	17657.	109316.
6 PAYMENT FOR OIL BASIC PRICE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
7 BONUS	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
8 RESEARCH FUND TO PETRONAS	0.	0.	0.	470.	470.	470.	470.	362.	2241.
OPERATING EXPENSES (M\$/BBL)	0.	0.	0.	45829.	45829.	45829.	45829.	35314.	218631.
9 OPERATING COST	0.0	0.0	0.0	6.28	6.28	6.28	6.28	6.28	6.28
CAPITAL COST RECOVERY	0.	0.	0.	13328.	13328.	13328.	13328.	13135.	66447.
INCOME BEFORE TAX	0.	0.	0.	45151.	47651.	47651.	47651.	36717.	224822.
10 INCOME TAX	0.	0.	0.	20318.	21443.	21443.	21443.	16523.	101170.
11 CAPITAL INVESTMENT	102689.	77320.	81863.	0.	0.	0.	0.	0.	261872.
12 TOTAL CASH OUTFLOW	102689.	77320.	81863.	59530.	58155.	58155.	58155.	47677.	543545.
13 NET CASH FLOW	-102689.	-77320.	-81863.	57335.	58710.	58710.	58710.	42373.	
14 CUMULATIVE NET CASH FLOW	-102689.	-180009.	-261872.	-204538.	-145828.	-87119.	-28409.	13964.	
15 DCF ROR OF NET CASH FLOW (%)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.31	
16 CORPORATE CAPITAL	102689.	77320.	81863.	0.	0.	0.	0.	0.	261872.
17 INTEREST	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
18 BANK BORROWING	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
19 REPAYMENT	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
20 BORROWING BALANCE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
21 PAYOUT TIME	7.7 YEARS								

TABLE 9-6-9 CASH FLOW TABLE FOR OIL ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS  
 VOL.III CASE II A : ERB WEST, LABUAN TERMINAL CASE

(CONT'D)  
 PAGE 5

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

	TERM	1	2	3	4	5	6	7	8
PRESENT WORTH									
5.00% DISCOUNT RATE		0.98	0.93	0.89	0.84	0.80	0.76	0.73	0.69
PRESENT WORTH		-100214.	-71863.	-72463.	48334.	47137.	44892.	42754.	29388.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		-100214.	-172078.	-244540.	-196206.	-149070.	-104178.	-61423.	-32035.
-----									
10.00% DISCOUNT RATE		0.95	0.87	0.79	0.72	0.65	0.59	0.54	0.49
PRESENT WORTH		-97910.	-67020.	-64507.	41072.	38233.	34758.	31598.	20732.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		-97910.	-164930.	-229437.	-188365.	-150132.	-115374.	-83776.	-63044.
-----									
15.00% DISCOUNT RATE		0.93	0.81	0.71	0.61	0.53	0.46	0.40	0.35
PRESENT WORTH		-95758.	-62697.	-57722.	35154.	31302.	27219.	23669.	14855.
CUMULATIVE PRESENT WORTH		-95758.	-158455.	-216177.	-181023.	-149721.	-122502.	-98834.	-83979.

\*\*\*\*\*  
 \* ECONOMIC ANALYSIS FOR MALAYSIA PROJECT \*  
 \*\*\*\*\*

TABLE 9-6-10 CASH FLOW TABLE FOR OIL ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS

VOL.III CASE II B : ERB WEST, MANGALUM TERMINAL CASE

\* P R E M I S E S \*

PRODUCTION LIFE : 5 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	8YR TOTAL
CAPITAL INVESTMENT (M\$ 1000)	108517.	102291.	61426.	0.	0.	0.	0.	0.	272234.
OIL PRODUCTION (M BBL/YEAR)	0.	0.	0.	7300.	7300.	7300.	7300.	5625.	34825.
SALES PRICE OF OIL (M\$/BBL)	0.0	0.0	0.0	31.39	31.39	31.39	31.39	31.39	
BASIC PRICE OF OIL (M\$/BBL)	35.62	37.40	39.27	41.24	43.30	45.46	47.74	50.12	

TABLE 9-6-10 CASH FLOW TABLE FOR OIL ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS

VOL. III CASE II B : ERB WEST, MANGALUM TERMINAL CASE

(CONT'D)  
PAGE 2

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

	1	2	3	4	5	6	7	8	8YR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT OIL	0.	0.	0.	112282.	112282.	112282.	112282.	86519.	535647.
2 REVENUE FROM OIL BASIC PRICE	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
3 BONUS FROM OIL COMPANY	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS	0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
4 RESEARCH FUND FROM OIL CO.	0.	0.	0.	470.	470.	470.	470.	362.	2241.
5 TOTAL CASH INFLOW	0.	0.	0.	115252.	112752.	112752.	112752.	86881.	540388.
6 INCOME TAX	0.	0.	0.	51863.	50738.	50738.	50738.	39096.	243174.
7 NET CASH FLOW	0.	0.	0.	63388.	62013.	62013.	62013.	47784.	
8 CUMULATIVE NET CASH FLOW	0.	0.	0.	63388.	125402.	187415.	249429.	297213.	

TABLE 9-6-10 CASH FLOW TABLE FOR OIL ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS

VOL-III CASE II B : ERR WEST, MANGALUM 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
PRESENT WORTH								
5.00% DISCOUNT RATE	0.98	0.93	0.89	0.84	0.80	0.76	0.73	0.69
PRESENT WORTH	0.	0.	0.	53438.	49789.	47418.	45160.	33141.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	53438.	103227.	150645.	195806.	228947.
-----								
10.00% DISCOUNT RATE	0.95	0.87	0.79	0.72	0.65	0.59	0.54	0.49
PRESENT WORTH	0.	0.	0.	45408.	40385.	36714.	33376.	23380.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	45408.	85793.	122507.	155883.	179263.
-----								
15.00% DISCOUNT RATE	0.93	0.81	0.71	0.61	0.53	0.46	0.40	0.35
PRESENT WORTH	0.	0.	0.	38866.	33063.	28751.	25001.	16751.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	0.	0.	0.	38866.	71929.	100680.	125680.	142432.

TABLE 9-6-10 CASH FLOW TABLE FOR OIL ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS  
VOL.III CASE II B : ERB WEST, MANGALUM TERMINAL CASE

(CONT'D)  
PAGE 4

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

	TERM	1	2	3	4	5	6	7	8	BYR. TOTAL
1 SALES REVENUE FROM PROFIT OIL		0.	0.	0.	48121.	48121.	48121.	48121.	37079.	229563.
2 SALES REVENUE FROM COST OIL		0.	0.	0.	45829.	45829.	45829.	45829.	35314.	218631.
3 SALES REVENUE FROM ROYALTY OIL		0.	0.	0.	22915.	22915.	22915.	22915.	17657.	109316.
4 TOTAL CASH INFLOW		0.	0.	0.	116865.	116865.	116865.	116865.	90050.	557510.
5 ROYALTY		0.	0.	0.	22915.	22915.	22915.	22915.	17657.	109316.
6 PAYMENT FOR OIL BASIC PRICE		0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
7 BONUS		0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	2500.
DISCOVERY BONUS		0.	0.	0.	2500.	0.	0.	0.	0.	2500.
PRODUCTION BONUS		0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
8 RESEARCH FUND TO PETRONAS		0.	0.	0.	470.	470.	470.	470.	362.	2241.
OPERATING EXPENSES		0.	0.	0.	45829.	45829.	45829.	45829.	35314.	218631.
(M\$/RBL)		0.0	0.0	0.0	6.28	6.28	6.28	6.28	6.28	6.28
9 OPERATING COST		0.	0.	0.	13538.	13538.	13538.	13538.	13345.	67497.
CAPITAL COST RECOVERY		0.	0.	0.	32291.	32291.	32291.	32291.	21969.	151134.
INCOME BEFORE TAX		0.	0.	0.	45151.	47651.	47651.	47651.	36717.	224822.
10 INCOME TAX		0.	0.	0.	20318.	21443.	21443.	21443.	16523.	101170.
11 CAPITAL INVESTMENT		108517.	102291.	61426.	0.	0.	0.	0.	0.	272234.
12 TOTAL CASH OUTFLOW		108517.	102291.	61426.	59740.	58365.	58365.	58365.	47887.	554957.
13 NET CASH FLOW		-108517.	-102291.	-61426.	57125.	58500.	58500.	58500.	42163.	
14 CUMULATIVE NET CASH FLOW		-108517.	-210808.	-272234.	-215110.	-156610.	-98111.	-39611.	2552.	
15 DCF ROR OF NET CASH FLOW (%)		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.23	
16 CORPORATE CAPITAL		108517.	102291.	61426.	0.	0.	0.	0.	0.	272234.
17 INTEREST		0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
18 BANK BORROWING		0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
19 REPAYMENT		0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
20 BORROWING BALANCE		0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
21 PAYOUT TIME									7.9 YEARS	



TABLE 9-6-10 CASH FLOW TABLE FOR OIL ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS  
VOL.III CASE II B : ERB WEST, MANGALUM TERMINAL CASE

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

	1	2	3	4	5	6	7	8
PRESENT WORTH								
5.00% DISCOUNT RATE	0.98	0.93	0.89	0.84	0.80	0.76	0.73	0.69
PRESENT WORTH	-105902.	-95072.	-54373.	48157.	46968.	44731.	42601.	29243.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-105902.	-200974.	-255347.	-207189.	-160221.	-115490.	-72889.	-43646.
10.00% DISCOUNT RATE	0.95	0.87	0.79	0.72	0.65	0.59	0.54	0.49
PRESENT WORTH	-103467.	-88664.	-48403.	40921.	38097.	34633.	31485.	20630.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-103467.	-192131.	-240534.	-199613.	-161516.	-126883.	-95398.	-74768.
15.00% DISCOUNT RATE	0.93	0.81	0.71	0.61	0.53	0.46	0.40	0.35
PRESENT WORTH	-101193.	-82945.	-43312.	35025.	31190.	27122.	23584.	14781.
CUMULATIVE PRESENT WORTH	-101193.	-184138.	-227450.	-192424.	-161235.	-134113.	-110529.	-95748.

Table 28-4-1 SUMMARY OF OFFSHORE STRUCTURES  
(Vol. III)

FIELD/ FACILITY NAME	W.D. FT MSL	PLATFORM TYPE	PLATFORM OVERALL DIMENSION	FACILITY LOCATION				DATE INSTALLED
				BORNEO GRID		GEOGRAPHICAL		
				NORTH	EAST	LAT.-N	LONG.-E	
<u>TEMBUNGO</u>								
47 Miles NW off K. Kinabalu								
A	277	8P/18W Self-Cont. Drill & Prod. P/F	90'-0" x 185'-0"		6° 37' 8.848"	115° 47' 12.889"		
SALM	292	Single Anchor Leg Mooring System						
<u>SAMARANG</u>								
	35	32 Miles off Labuan		2,040,000 <sup>FT</sup>	5 37 7	114 53 10		
SMDP-A	35	8P/21W Self-Cont. Drill. P/F	45'-0" x 18'-10-1/2"	2,040,200	5 37 9	114 53 10	Mar. '75	
SMDP-B	160	8P/28W Tender-Ass. Drill. P/F		2,046,250				
SMJT-C	32	4P/6W Cluster Drill. P/F	30'-0" x 30'-0"					
SMJT-D	32	4P/6W Cluster Drill. P/F	30'-0" x 30'-0"					
SM-4	35	1P/1W WHPJ			5 36 39.27	114 52 33.02	Mar. '75	
SMP-A	35	4P Prod. P/F	50'-0" x 62'-0"				Feb. '75	
SMP-B	160	4P Prod. P/F	50'-0" x 62'-0"	2,046,432				
SMV-A	35	3P Vent Structure					Mar. '75	
SMV-B	156	3P Vent Structure						
SMR-A	35	4P Riser P/F	35'-0" x 35'-0"	2,039,330			Jan. '75	

Table 28-4-1 SUMMARY OF OFFSHORE STRUCTURES (Cont'd)  
(Vol. III)

FIELD/ FACILITY NAME	W.D. FT MSL	PLATFORM TYPE	PLATFORM OVERALL DIMENSION	FACILITY LOCATION				DATE INSTALLED
				BORNEO GRID		GEOGRAPHICAL		
				NORTH	EAST	LAT.-N	LONG.-E	

<u>LABUAN TERMINAL</u>								
SBM	95	Single Buoy Mooring System		1,909,667 <sup>FT</sup>	1,992,808 <sup>FT</sup>			

LUTONG TERMINAL

WL-M.P.	50	4P Manifold P/F				40° 29' 33"	113° 56' 37"	Mid. '66
SBM-1		Single Buoy Mooring System						
SBM-2		ditto						
SBM-4		ditto						

Table 28-4-2 SUMMARY OF SUBMARINE PIPELINES  
(Vol. III)

ORIGIN	TERMINAL	DIAMETER (IN.)	LENGTH (FT.)	SERVICE	NOS.	REMARKS
<u>TEMBUNGO FIELD</u>						
TEMBUNGO "A"	SALM	10	7,000	CRUDE	1	
<u>SAMARANG FIELD</u>						
SMDP-A	SMP-B	6	7,000	WELL FLUID	2	VIA SMP-A
SM-4	SMP-A	6	5,200	WELL FLUID	1	
SMJT-C	SMP-A	6	5,460	WELL FLUID	3	
SMJT-D	SMJT-C	6		WELL FLUID	4	
SMP-B	SMR-A	8	15,300	CRUDE	1	
SMP-A	SMR-A	8	10,300	CRUDE	1	
SMR-A	LABUAN T.	18	156,412	CRUDE	1	
SMP-A	SMJT-C	10	5,460	GAS LIFT	1	
SMJT-C	SM-4	3	2,150	GAS LIFT	1	
SMP-B	SMV-B	10	2,000	VENT	3	
SMP-A	SMV-A	10	1,000	VENT	3	

Table 28-4-2 SUMMARY OF SUBMARINE PIPELINES (Cont'd)  
(Vol. III)

ORIGIN	TERMINAL	DIAMETER (IN.)	LENGTH (FT.)	SERVICE	NOS.	REMARKS
<u>TUKAU FIELD</u>						
TKP-3	TKP-A	6	4,910	WELL FLUID	1	
TKP-B	TKP-A	10	3,000	CRUDE	1	
TKP-A	WLDP-C	10	67,970	CRUDE	1	
TKP-B	TKV-B	10	2,000	VENT	3	
TKP-A	TKV-A	10	2,000	VENT	3	
TKP-A	TKDP-B	6	3,000	GAS LIFT	1	
<u>LABUAN TERMINAL</u>						
LABUAN T.	SBM	48	15,000	CRUDE	1	
<u>LUTONG TERMINAL</u>						
LUTONG T.	SBM NO. 1	12	20,454		1	1B
LUTONG T.	SBM NO. 1	12	20,700		1	1C
LUTONG T.	M.P.	6	26,550	GAS OIL	1	1A
LUTONG T.	M.P.	12	19,212		1	2B
LUTONG T.	M.P.	12	19,630		1	2C

Table 2B-4-3  
(Vol. III)

COMPARISON OF PRESENT PRODUCTION RATE VS. PLATFORM CAPABILITY

OIL FIELD	PRODUCTION PLATFORM	PRESENT PRODUCTION RATE @ MAY, 1976				PRODUCTION PLATFORM CAPABILITY				EFFICIENCY* (%)
		GROSS LIQUID (BPD)	NET OIL (BPD)	GAS (MMSCFD)	WATER (BPD)	NO. OF SEPARATION BANKS	GROSS LIQUID THROUGHPUT (BPD)	GAS (MMSCFD)		
TEMUNGO	A	5,294	4,983	3.7	311	1	20,000	16	26.5	
	BNP-A	51,977	49,162	106.1	2,815	2	60,000	180	86.6	
WEST LUTONG	WLP-A	23,191	10,033	24.6	13,158	1	30,000	90	77.3	
	WLP-C	9,939	4,300	10.6	5,639	1	30,000	90	33.1	
		33,130	14,333	35.2	18,797	2	60,000	180	55.2	
BARAM	BAP-A	33,503	21,478	82.2	12,025	2	60,000	180	55.8	
	BAP-B	14,358	9,205	35.2	5,153	1	30,000	90	47.9	
		47,861	30,683	117.4	17,178	3	90,000	270	53.2	
BAKAU	BKP-A	5,316	5,203	10.5	113	1	30,000	90	17.7	
TUKAU	TKP-A	6,706	6,516	8.8	190	1	30,000	90	22.4	
	TKP-B	6,705	6,515	8.8	190	1	30,000	90	22.4	
		13,411	13,031	17.6	380	2	60,000	180	22.4	
SAMARANG	SMP-A	65,000**				2	60,000	180	108.3	
	SMP-B	5,000**				1	30,000	90	16.7	
		70,000**				3	90,000	270	77.8	

NOTE: \*EFFICIENCY = GROSS LIQUID/GROSS LIQUID THROUGHPUT

\*\* ROUNDED FIGURE IN DECEMBER, 1976

Table 28-4-4 COMPARISON OF MAXIMUM PREDICTED PRODUCTION RATE VS. PLATFORM CAPABILITY, GROSS LIQUID BASE  
(Vol. III)

OIL FIELD	PRODUCTION PLATFORM	PREDICTED PRODUCTION RATE BASED ON MAX. GROSS LIQUID RATE				PRODUCTION PLATFORM CAPABILITY			EFFICIENCY* (%)
		GROSS LIQUID (BPD)	NET OIL (BPD)	GAS (MMSCFD)	WATER (BPD)	NO. OF SEPARATION BANKS	GROSS LIQUID THROUGHPUT (BPD)	GAS (MMSCFD)	
TEMBUNGO	A	4,060 [9,770]	3,470 [8,460]	4.8 [15.7]	590 [1,310]	1	20,000	16	20.3 [48.9]
	BNP-A	55,150 [86,980]	48,680 [74,130]	133.5 [220.4]	6,470 [12,850]	2	60,000	180	91.9 [145.0]
WEST LUTONG	WLP-A					1	30,000	90	
	WLP-C					1	30,000	90	
BARAM	BAP-A	30,230 [33,010]	14,500 [15,570]	57.0 [62.5]	15,730 [17,440]	2	60,000	180	50.4 [55.0]
	BAP-B	40,670	25,440	137.8	15,230	3	90,000	270	45.2
BAKU	BKP-A	2,830	2,530	4.7	300	1	30,000	90	9.4
TUKAU	TKP-A	12,930 [18,680]	12,380 [18,080]	30.1 [36.7]	550 [600]	2	60,000	180	21.6 [31.2]
	TKP-B					1	30,000	90	
SAMARANG	SMP-A	38,530 [49,150]	38,230 [48,650]	47.7 [66.0]	300 [500]	2	60,000	180	42.8 [54.6]
	SMP-B					1	30,000	90	

NOTE \* EFFICIENCY = GROSS LIQUID/GROSS LIQUID THROUGHPUT

[ ] = ADDITIONAL WELL DEVELOPMENT CASE

Table 28-4-5  
(Vol. IYI)

COMPARISON OF MAXIMUM PREDICTED PRODUCTION RATE VS. PLATFORM CAPABILITY, GAS BASE

OIL FIELD	PRODUCTION PLATFORM	PREDICTED PRODUCTUIN RATE BASED ON MAX. GAS RATE				PRODUCTION PLATFORM CAPABILITY			EFFICIENCY* (%)
		GROSS LIQUID (BPD)	NET OIL (BPD)	GAS (MMSCFD)	WATER (BPD)	NO. OF SEPARATION BANKS	GROSS LIQUID THROUGHPUT (BPD)	GAS (MMSCFD)	
TEMBUNGO	A	4,060	3,470	4.8	590	1	20,000	16	20.3
		[9,770]	[8,460]	[15.7]	[1,310]				[48.9]
BARONIA	BNP-A	31,540	25,790	164.6	5,750	2	60,000	180	52.6
		[49,190]	[41,320]	[250.3]	[7,870]				[82.0]
WEST LUTONG	WLP-A WLP-C					1	30,000	90	
		29,200	15,200	58.3	14,000	2	60,000	180	48.7
		[33,960]	[17,090]	[67.4]	[16,870]				[56.6]
BARAM	BAP-A BAP-B					2	60,000	180	
		40,670	25,440	137.8	15,230	3	90,000	270	45.2
BAKAU	BKP-A	2,830	2,530	4.7	300	1	30,000	90	9.4
TUKAU	TKP-A TKP-B					1	30,000	90	
		11,290	10,860	34.5	430	2	60,000	180	18.8
		[16,560]	[16,080]	[40.8]	[480]				[27.6]
SAMARANG	SMP-A SMP-B					2	60,000	180	
		28,910	28,410	56.6	500	3	90,000	270	32.1
		[39,160]	[38,530]	[73.1]	[630]				[43.5]

NOTE: \*EFFICIENCY = GROSS LIQUID/GROSS LIQUID THROUGHPUT  
[ ] = ADDITIONAL WELL DEVELOPMENT CASE



Table 28-4-6 SUMMARY OF GAS UTILIZATION (UNIT: MMSCFD)  
(Vol. III)

<u>LUTONG STREAM</u>	<u>PUMP DRIVE GAS</u>	<u>GAS TO SHORE</u>	<u>VENT GAS</u>	<u>TOTAL</u>
BARONIA	23.3		82.8	106.1
WEST LUTONG	7.3	11.2	16.7	35.2
BARAM	11.4		106.0	117.4
BAKAU	1.8		8.7	10.5
TUKAU	3.0		14.6	17.6
<u>TOTAL</u>	<u>46.8</u>	<u>11.2</u>	<u>228.8</u>	<u>286.8</u>
<u>LABUAN STREAM</u>				
SAMARANG	10.2		30.9	41.1

\* Figures are as of May, 1976

Table 29-6-1  
(Vol. III)

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. III)

6-LEG OFFSHORE PLATFORM COST

UNIT: US\$

Field Name	Water Depth	Total Cost	Breakdown		
			Material Cost (Weight: ton)	Fabrication Cost	Installation Cost
<b>Sarawak Area</b>					
<b>Central Luconia</b>					
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
<b>Sabah Area</b>					
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
<b>Peninsular Area</b>					
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. III)

8-LEG OFFSHORE PLATFORM COST

UNIT: US\$

Field Name	Water Depth	Total Cost	Breakdown		
			Material Cost (Weight: ton)	Fabrication Cost	Installation Cost
<b>Sarawak Area</b>					
<b>Central Luconia</b>					
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
<b>Sabah Area</b>					
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
<b>Peninsular Area</b>					
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. III)

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. III)

COST OF 3 CONDUCTORS

UNIT: US\$

Field Name	Water Depth	Total Cost	Breakdown		
			Material Cost (Weight: ton)	Fabrication Cost	Installation Cost
<b>Sarawak Area</b>					
<b>Central Luconia</b>					
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
<b>Sabah Area</b>					
South Furious	188'	546,000	150,000 (187)	36,000	360,000
Erb West	252'	588,000	141,000 (176)	42,000	405,000
<b>Peninsular Area</b>					
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. III)

COST OF 4 CONDUCTORS

UNIT: US\$

Field Name	Water Depth	Total Cost	Breakdown		
			Material Cost (Weight: ton)	Fabrication Cost	Installation Cost
<b>Sarawak Area</b>					
<b>Central Luconia</b>					
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
<b>Sabah Area</b>					
South Furious	188'	658,000	162,000 (202)	48,000	448,000
Erb West	252'	803,000	190,000 (237)	57,000	556,000
<b>Peninsular Area</b>					
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. III)

COST OF 6 CONDUCTORS

UNIT: US\$

Field Name	Water Depth	Total Cost	Breakdown		
			Material Cost (Weight: ton)	Fabrication Cost	Installation Cost
<b>Sarawak Area</b>					
<b>Central Luconia</b>					
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
<b>Sabah Area</b>					
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
<b>Peninsular Area</b>					
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. III)

COST OF 8 CONDUCTORS

UNIT: US\$

Field Name	Water Depth	Total Cost	Breakdown		
			Material Cost (Weight: ton)	Fabrication Cost	Installation Cost
<b>Sarawak Area</b>					
<b>Central Luconia</b>					
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
<b>Sabah Area</b>					
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
<b>Peninsular Area</b>					
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. III)

COST OF 12 CONDUCTORS

UNIT: US\$

Field Name	Water Depth	Total Cost	Breakdown		
			Material Cost (Weight: ton)	Fabrication Cost	Installation Cost
<b>Sarawak Area</b>					
<b>Central Luconia</b>					
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
<b>Sabah Area</b>					
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
<b>Peninsular Area</b>					
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. III)

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. III)

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. III)

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 29-6-14  
(Vol. III)

OIL PRODUCTION EQUIPMENT COST

UNIT : US\$

CASE 10,000BPD

	Material Cost	Installation Cost	Total Cost
Process Equipment (including Piping)	593,000	322,000	915,000
Electrical Equipment	320,000	80,000	400,000
Instrument Equipment	105,000	27,000	132,000
Total Cost	1,018,000	429,000	1,447,000

CASE 20,000 BPD

	Material Cost	Installation Cost	Total Cost
Process Equipment (including Piping)	664,000	340,000	1,004,000
Electrical Equipment	336,000	84,000	420,000
Instrument Equipment	113,000	29,000	142,000
Total Cost	1,113,000	453,000	1,566,000

CASE 30,000BPD

	Material Cost	Installation Cost	Total Cost
Process Equipment (including Piping)	795,000	400,000	1,195,000
Electrical Equipment	368,000	93,000	461,000
Instrument Equipment	128,00	32,000	160,000
Total Cost	1,291,000	525,000	1,816,000

Table 29-6-15  
(Vol. III)

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. III)

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. III)

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
<b>TOTAL</b>	<b>5,213,000</b>	<b>7,785,000</b>

\* Cost for the other capacity case is estimated based on above shown table considering scale factor.

Table 29-6-18  
(Vol. III)

<u>OPERATING PERSONNEL COST</u>		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. III)

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. III)

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. III)  
Sabah Area

ANNUAL OIL PRODUCTION AND FOB PRICE PER BARREL

FIELD	South Furious & Erb West Fields					
	CASE I (South Furious & Erb West Fields)		CASE IIA, IIB (Erb West Field)			
YEAR	Annual Production (M BBLs)	F.O.B. Price (M\$)	F.O.B. Price (US\$)	Annual Production (M BBLs)	F.O.B. Price (M\$)	F.O.B. Price (US\$)
1						
2						
3						
4				7,300	31.39	12.36
5	12,932	31.45	12.38	7,300	31.39	12.36
6	12,063	31.45	12.38	7,300	31.39	12.36
7	7,300	31.39	12.36	7,300	31.39	12.36
8	7,300	31.39	12.36	5,625	31.39	12.36
9	5,625	31.39	12.36			

Note: Crude price is as of middle of 1976



Table 31-6-2  
(Vol. III)

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, Pulau & Seligi Fields			Tapis Field		
	CASE I	CASE IIA	CASE IIB	CASE I	CASE II	CASE I	CASE IIA	CASE IIB	CASE I	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	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	13,328	13,538	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	13,328	13,538	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	13,328	13,538	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	13,135	13,345	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				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 31-6-6 PROFITABILITY YARDSTICKS OF OIL  
(Vol. III)

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
Sabah Area	Erb West & South Furious Fields	CASE I	385,924	218,331	9	-	-37,904	-124,962	-
		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
Peninsular Area	Bekok, Pulau & Seligi Fields	CASE IA	1,770,974	1,015,256	14	21.04	727,775	252,866	5.1
		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.



FIGURE

FIGURE

FIGURE LIST VOL. III SABAH AREA

	TITLE
Fig. 1-2-1	STRUCTURE CONTOUR MAP, SAMARANG FIELD, TOP a2
2	STRUCTURE CONTOUR MAP, SAMARANG FIELD, TOP b
3	STRUCTURE CONTOUR MAP, SAMARANG FIELD, TOP c1
4	STRUCTURAL CROSS-SECTION, SAMARANG FIELD
1-3-1	PREDICTED PERFORMANCE OF SAMARANG FIELD
2	PREDICTED PERFORMANCE OF A ZONE, SAMARANG FIELD
3	PREDICTED PERFORMANCE OF B ZONE, SAMARANG FIELD
4	PREDICTED PERFORMANCE OF C ZONE, SAMARANG FIELD
5	GAS-OIL RELATIVE PERMEABILITY RATIO OF A ZONE, SAMARANG FIELD
6	GAS-OIL RELATIVE PERMEABILITY RATIO OF B ZONE, SAMARANG FIELD
7	GAS-OIL RELATIVE PERMEABILITY RATIO OF C ZONE, SAMARANG FIELD
8	OIL RELATIVE PERMEABILITY CURVE OF A ZONE, SAMARANG FIELD
9	OIL RELATIVE PERMEABILITY CURVE OF B ZONE, SAMARANG FIELD
10	OIL RELATIVE PERMEABILITY CURVE OF C ZONE, SAMARANG FIELD
11	OIL PROPERTIES OF A ZONE, SAMARANG FIELD
12	OIL PROPERTIES OF B ZONE, SAMARANG FIELD
13	OIL PROPERTIES OF C ZONE, SAMARANG FIELD
14	GAS PROPERTIES OF A ZONE, SAMARANG FIELD
15	GAS PROPERTIES OF B ZONE, SAMARANG FIELD
16	GAS PROPERTIES OF C ZONE, SAMARANG FIELD
17	CUMULATIVE OIL PRODUCTION VS. RESERVOIR PRESSURE AND PRODUCING GAS OIL RATIO OF A ZONE, SAMARANG FIELD
18	CUMULATIVE OIL PRODUCTION VS. RESERVOIR PRESSURE AND PRODUCING GAS OIL RATIO OF B ZONE, SAMARANG FIELD
19	CUMULATIVE OIL PRODUCTION VS. RESERVOIR PRESSURE AND PRODUCING GAS OIL RATIO OF C ZONE, SAMARANG FIELD
20	ADDITIONAL WELL CASE - WELL LOCATION MAP, SAMARANG FIELD
2-1-1	TIME CONTOUR MAP, TEMBUNGO FIELD, TOP b 1/2
2	SEISMIC SECTION, TEMBUNGO FIELD, LINE S74B101
2-2-1	STRUCTURE CONTOUR MAP, TEMBUNGO FIELD, TOP b1
2	STRUCTURE CONTOUR MAP, TEMBUNGO FIELD, TOP c1
3	STRUCTURAL CROSS-SECTION, TEMBUNGO FIELD

Vol. III

TITLE

Fig. 2-3-1	PREDICTED PERFORMANCE OF TEMBUNGO FIELD
2	PREDICTED PERFORMANCE OF MODEL-1, TEMBUNGO FIELD
3	PREDICTED PERFORMANCE OF MODEL-2, TEMBUNGO FIELD
4	PREDICTED PERFORMANCE OF MODEL-3, TEMBUNGO FIELD
5	PREDICTED PERFORMANCE OF MODEL-4, TEMBUNGO FIELD
6	PREDICTED PERFORMANCE OF ADDITIONAL WELL CASE, TEMBUNGO FIELD
7	GAS-OIL RELATIVE PERMEABILITY RATIO OF MODEL-1, TEMBUNGO FIELD
8	GAS-OIL RELATIVE PERMEABILITY RATIO OF MODEL-2, TEMBUNGO FIELD
9	GAS-OIL RELATIVE PERMEABILITY RATIO OF MODEL-3, TEMBUNGO FIELD
10	GAS-OIL RELATIVE PERMEABILITY RATIO OF MODEL-4, TEMBUNGO FIELD
11	GAS-OIL RELATIVE PERMEABILITY RATIO - ADDITIONAL WELL CASE, TEMBUNGO FIELD
12	OIL RELATIVE PERMEABILITY CURVE OF MODEL-1, TEMBUNGO FIELD
13	OIL RELATIVE PERMEABILITY CURVE OF MODEL-2, TEMBUNGO FIELD
14	OIL RELATIVE PERMEABILITY CURVE OF MODEL-3, TEMBUNGO FIELD
15	OIL RELATIVE PERMEABILITY CURVE OF MODEL-4, TEMBUNGO FIELD
16	OIL RELATIVE PERMEABILITY CURVE - ADDITIONAL WELL CASE, TEMBUNGO FIELD
17	OIL PROPERTIES OF MODEL-1, TEMBUNGO FIELD
18	OIL PROPERTIES OF MODEL-2, TEMBUNGO FIELD
19	OIL PROPERTIES OF MODEL-3, TEMBUNGO FIELD
20	OIL PROPERTIES OF MODEL-4, TEMBUNGO FIELD
21	OIL PROPERTIES OF WELL TM AD-1 and AD-4, TEMBUNGO FIELD
22	OIL PROPERTIES OF WELL TM AD-2, TEMBUNGO FIELD
23	OIL PROPERTIES OF WELL TM AD-3, TEMBUNGO FIELD
24	GAS PROPERTIES OF MODEL-1, TEMBUNGO FIELD
25	GAS PROPERTIES OF MODEL-2, TEMBUNGO FIELD
26	GAS PROPERTIES OF MODEL-3, TEMBUNGO FIELD
27	GAS PROPERTIES OF MODEL-4, TEMBUNGO FIELD
28	GAS PROPERTIES OF WELL TM AD-1 AND AD-4, TEMBUNGO FIELD
29	GAS PROPERTIES OF WELL TM AD-2, TEMBUNGO FIELD
30	GAS PROPERTIES OF WELL TM AD-3, TEMBUNGO FIELD
31	CUMULATIVE OIL PRODUCTION VS. RESERVOIR PRESSURE AND PRODUCING GAS OIL RATIO OF MODEL-1, TEMBUNGO FIELD

Vol. III

TITLE

Fig. 2-3-32	CUMULATIVE OIL PRODUCTION VS. RESERVOIR PRESSURE AND PRODUCING GAS OIL RATIO OF MODEL-2, TEMBUNGO FIELD
33	CUMULATIVE OIL PRODUCTION VS. RESERVOIR PRESSURE AND PRODUCING GAS OIL RATIO OF MODEL-3, TEMBUNGO FIELD
34	CUMULATIVE OIL PRODUCTION VS. RESERVOIR PRESSURE AND PRODUCING GAS OIL RATIO OF WELL TM AD-1, TEMBUNGO FIELD
35	CUMULATIVE OIL PRODUCTION VS. RESERVOIR PRESSURE AND PRODUCING GAS OIL RATIO OF WELL TM AD-2, TEMBUNGO FIELD
36	CUMULATIVE OIL PRODUCTION VS. RESERVOIR PRESSURE AND PRODUCING GAS OIL RATIO OF WELL TM AD-3, TEMBUNGO FIELD
37	CUMULATIVE OIL PRODUCTION VS. RESERVOIR PRESSURE AND PRODUCING GAS OIL RATIO OF WELL TM AD-4, TEMBUNGO FIELD
38	ADDITIONAL WELL CASE - WELL LOCATION MAP, TEMBUNGO FIELD
3-1-1	TIME CONTOUR MAP, ERB WEST FIELD, TOP a2
2	TIME CONTOUR MAP, ERB WEST FIELD, TOP c1
3	SEISMIC SECTION, ERB WEST FIELD, LINE 71-ERB-01
3-2-1	STRUCTURE CONTOUR MAP, ERB WEST FIELD, TOP a2
2	STRUCTURE CONTOUR MAP, ERB WEST FIELD, TOP c1
3	STRUCTURAL CROSS-SECTION, ERB WEST FIELD
3-3-1	PREDICTED PERFORMANCE OF ERB WEST FIELD
2	CUMULATIVE OIL PRODUCTION VS. RESERVOIR PRESSURE AND PRODUCING GAS OIL RATIO OF ERB WEST FIELD
4-1-1	TIME CONTOUR MAP, SOUTH FURIOUS FIELD, TOP c
2	SEISMIC SECTION, SOUTH FURIOUS FIELD, LINE 74-SF-34
4-2-1	STRUCTURE CONTOUR MAP, SOUTH FURIOUS FIELD, TOP c
4-3-1	PREDICTED PERFORMANCE OF SOUTH FURIOUS FIELD
2	CUMULATIVE OIL PRODUCTION VS. RESERVOIR PRESSURE AND PRODUCING GAS OIL RATIO OF SOUTH FURIOUS FIELD
5-1-1	TIME CONTOUR MAP, WEST EMERALD FIELD, TOP a
2	SEISMIC SECTION, WEST EMERALD FIELD, LINE 74-EM-46
5-2-1	STRUCTURE CONTOUR MAP, WEST EMERALD FIELD, TOP a
6-1-1	SEISMIC SECTION, St. JOSEPH FIELD, LINE 73-839
7-1-1	TIME CONTOUR MAP, ERB SOUTH FIELD, NEAR TOP a
2	SEISMIC SECTION, ERB SOUTH FIELD, LINE 73-358
7-2-1	STRUCTURE CONTOUR MAP, ERB SOUTH FIELD, TOP a

Vol. III

TITLE

Fig. 8-4-1	LABUAN STREAM GENERAL FACILITY LAYOUT
2	SAMARANG FIELD FACILITY LAYOUT
3	LABUAN TERMINAL FACILITY LAYOUT
4	MECHANICAL FLOW DIAGRAM OF LABUAN TERMINAL
5	UTILITY FLOW DIAGRAM OF LABUAN TERMINAL NO. 3
6	UTILITY FLOW DIAGRAM OF LABUAN TERMINAL NO. 1
7	UTILITY FLOW DIAGRAM OF LABUAN TERMINAL NO. 2
8	MAJOR EQUIPMENT ARRANGEMENT OF TEMBUNGO PLATFORM "A"
9	MECHANICAL FLOW DIAGRAM OF TEMBUNGO "A"
10	LABUAN STREAM PRESSURE BALANCE AT PRESENT PRODUCTION RATE
11	LABUAN STREAM PRESSURE BALANCE AT MAXIMUM HANDLING CAPACITY OF PRODUCTION PLATFORMS
12	PRESSURE BALANCE FOR THE PRESENT AND MAXIMUM PREDICTED PRODUCTION RATE IN LABUAN STREAM
9-5-1	FACILITIES ARRANGEMENT FOR ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS - CASE I
2	BLOCK FLOW DIAGRAM FOR ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS - CASE I
3	FACILITIES ARRANGEMENT FOR ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS - CASE IIA
4	BLOCK FLOW DIAGRAM FOR ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS - CASE IIA
5	FACILITIES ARRANGEMENT FOR ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS - CASE IIB
6	BLOCK FLOW DIAGRAM FOR ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS - CASE IIB
9-6-1	PROJECT SCHEDULE ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS - CASE IIA
30-4-1	TYPICAL MECHANICAL FLOW DIAGRAM OF STANDARD PRODUCTION PLATFORM
30-5-2	TYPICAL MECHANICAL FLOW DIAGRAM FOR OIL PRODUCTION PLATFORM
10	TYPICAL UTILITY FLOW DIAGRAM FOR OIL & GAS PRODUCTION PLATFORM
16	TYPICAL PLAN AND ELEVATION FOR 6-LEG WELL & OIL PRODUCTION PLATFORM
31	TYPICAL PLAN AND ELEVATION FOR 4-LEG ACCOMMODATION PLATFORM
32	LEGEND FOR FLOW DIAGRAMS
30-9-1	GENERAL FIELD LOCATION
31-6-1	DRILLING & COMPLETION COST OF DEVELOPMENT WELL
2	TENTATIVE ORGANIZATION FOR FIELD OPERATION (80 PERSONS CASE)
3	TENTATIVE ORGANIZATION FOR FIELD OPERATION (128 PERSONS CASE)
4	TENTATIVE ORGANIZATION FOR FIELD OPERATION (135 PERSONS CASE)
5	TENTATIVE ORGANIZATION FOR FIELD OPERATION (146 PERSONS CASE)
7	SENSITIVITY CURVE OF SABAH AREA

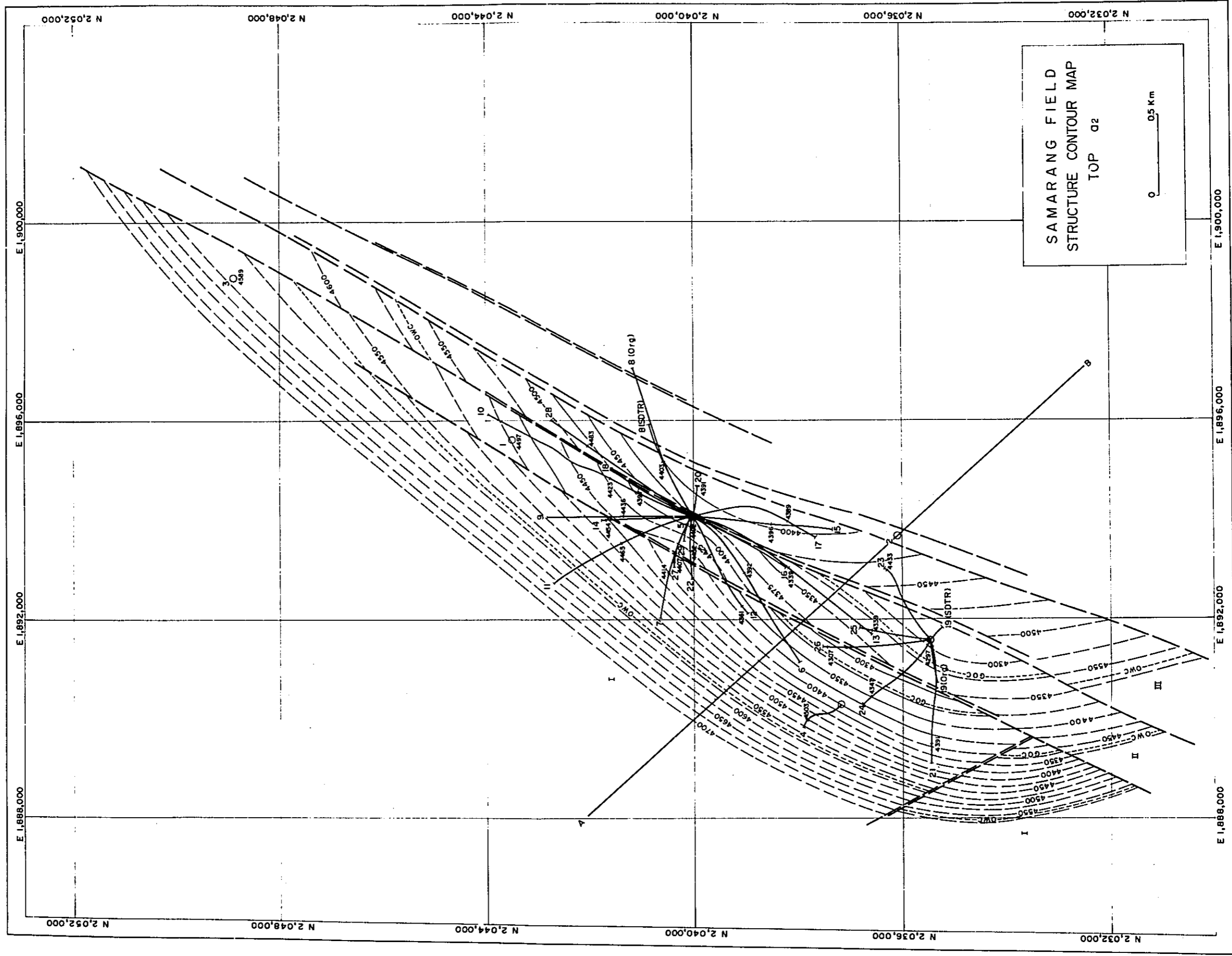


Fig. 1-2-1 STRUCTURE CONTOUR MAP, SAMARANG FIELD, TOP a2  
VOL. III

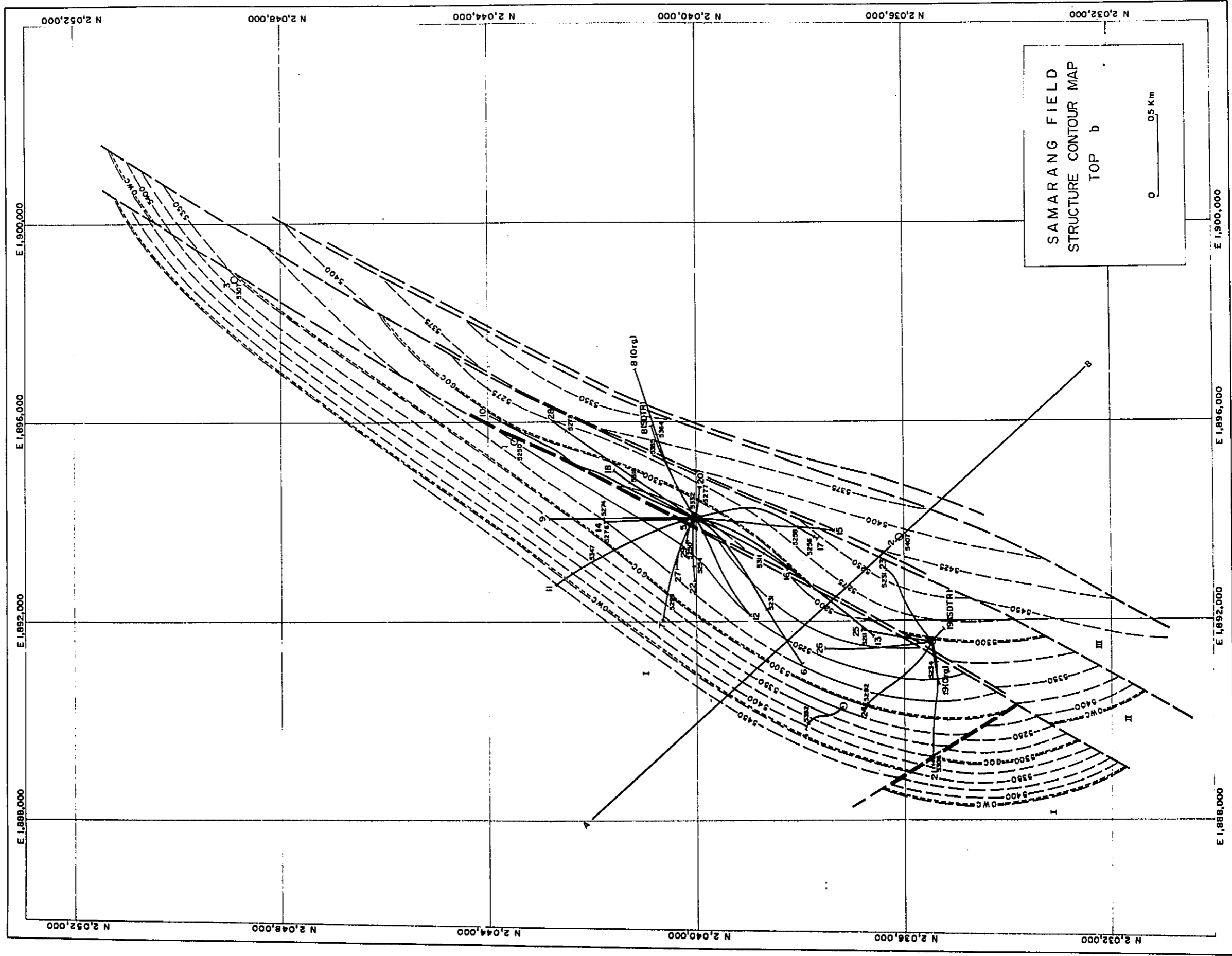


Fig. 1-2-2 STRUCTURE CONTOUR MAP, SAMARANG FIELD, TOP b  
VOL. III



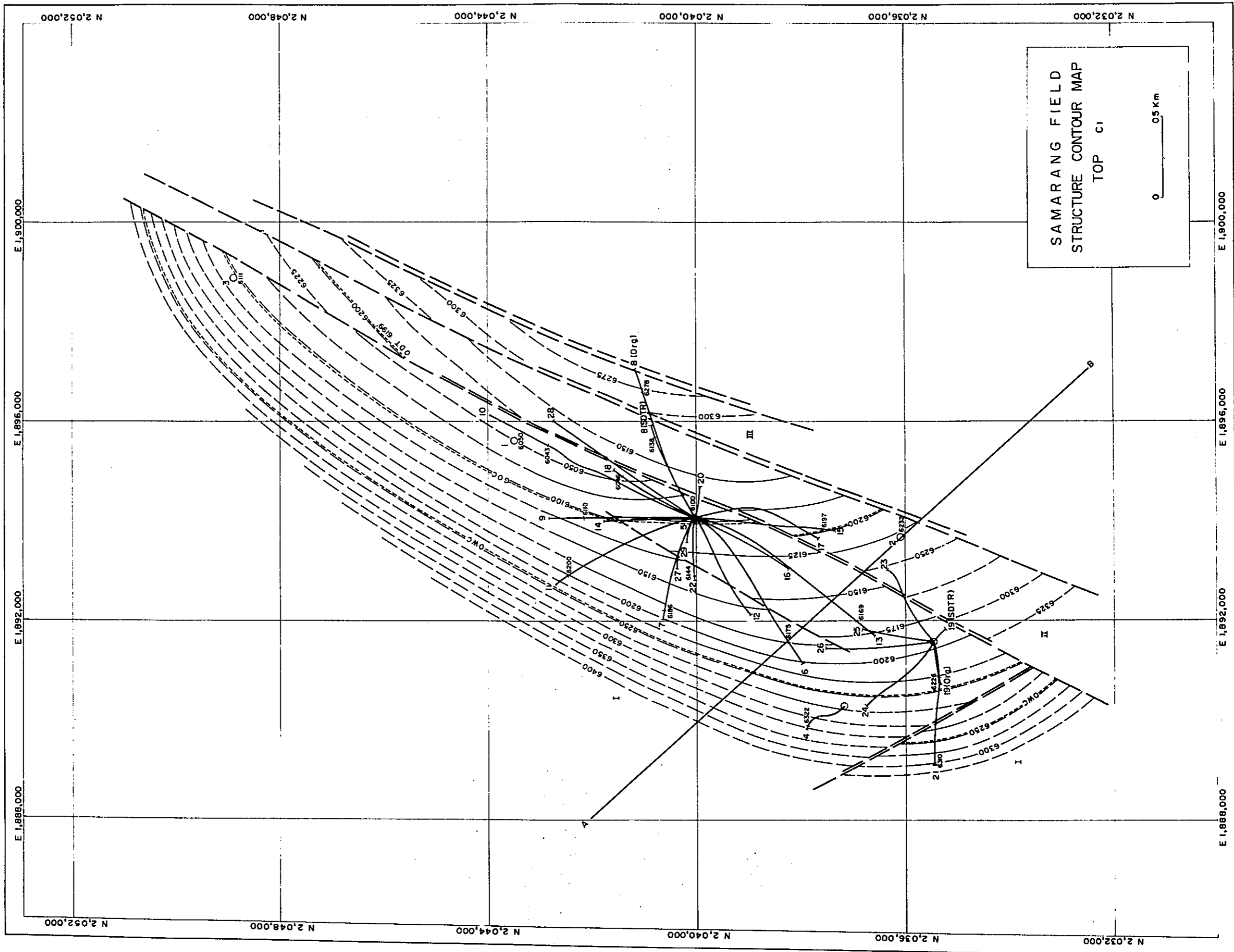


Fig. 1-2-3 STRUCTURE CONTOUR MAP, SAMARANG FIELD, TOP CI  
Vol. III

STRUCTURAL CROSS-SECTION  
SAMARANG FIELD

Fig. 1-2-4

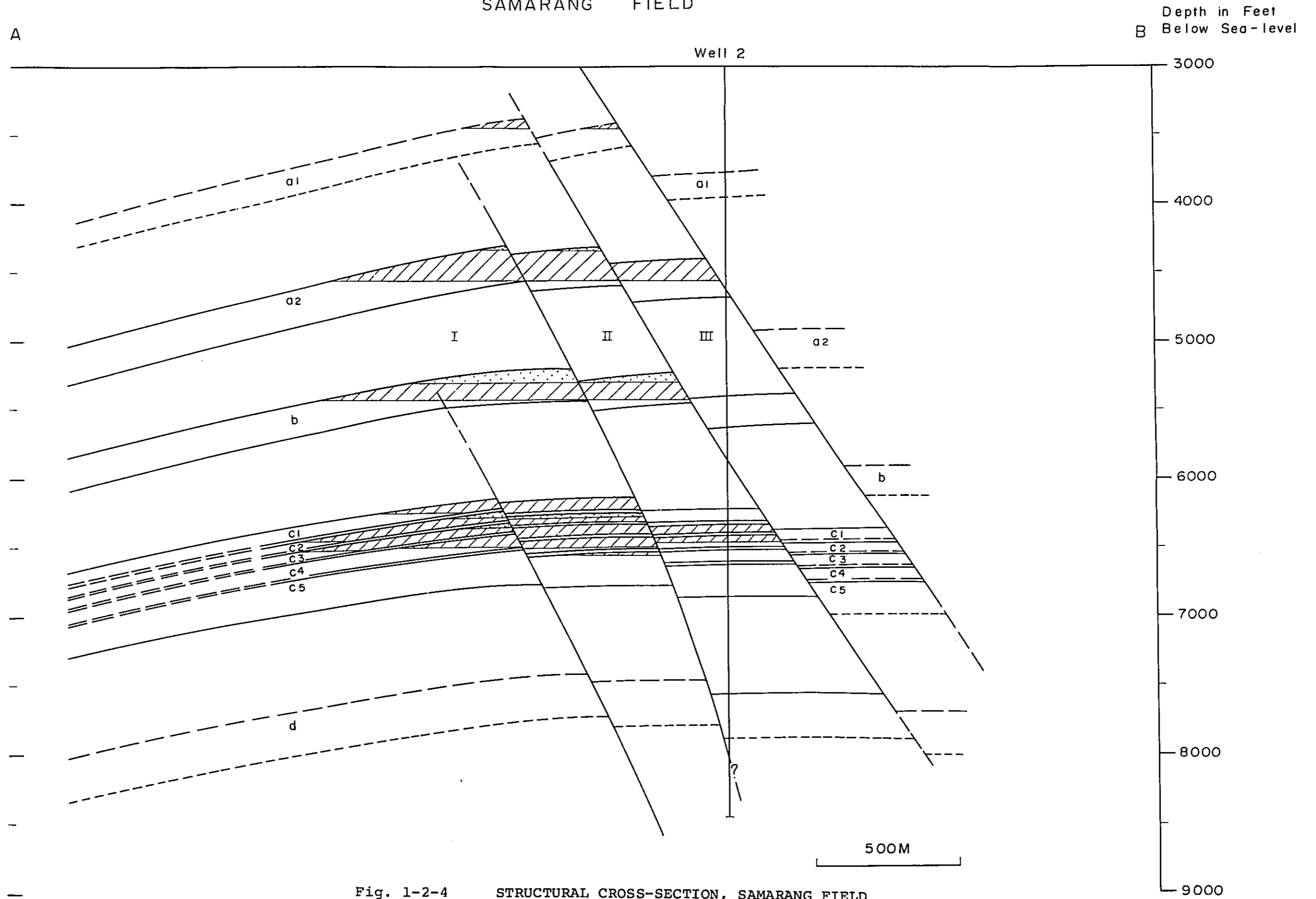


Fig. 1-2-4  
Vol. III

STRUCTURAL CROSS-SECTION, SAMARANG FIELD

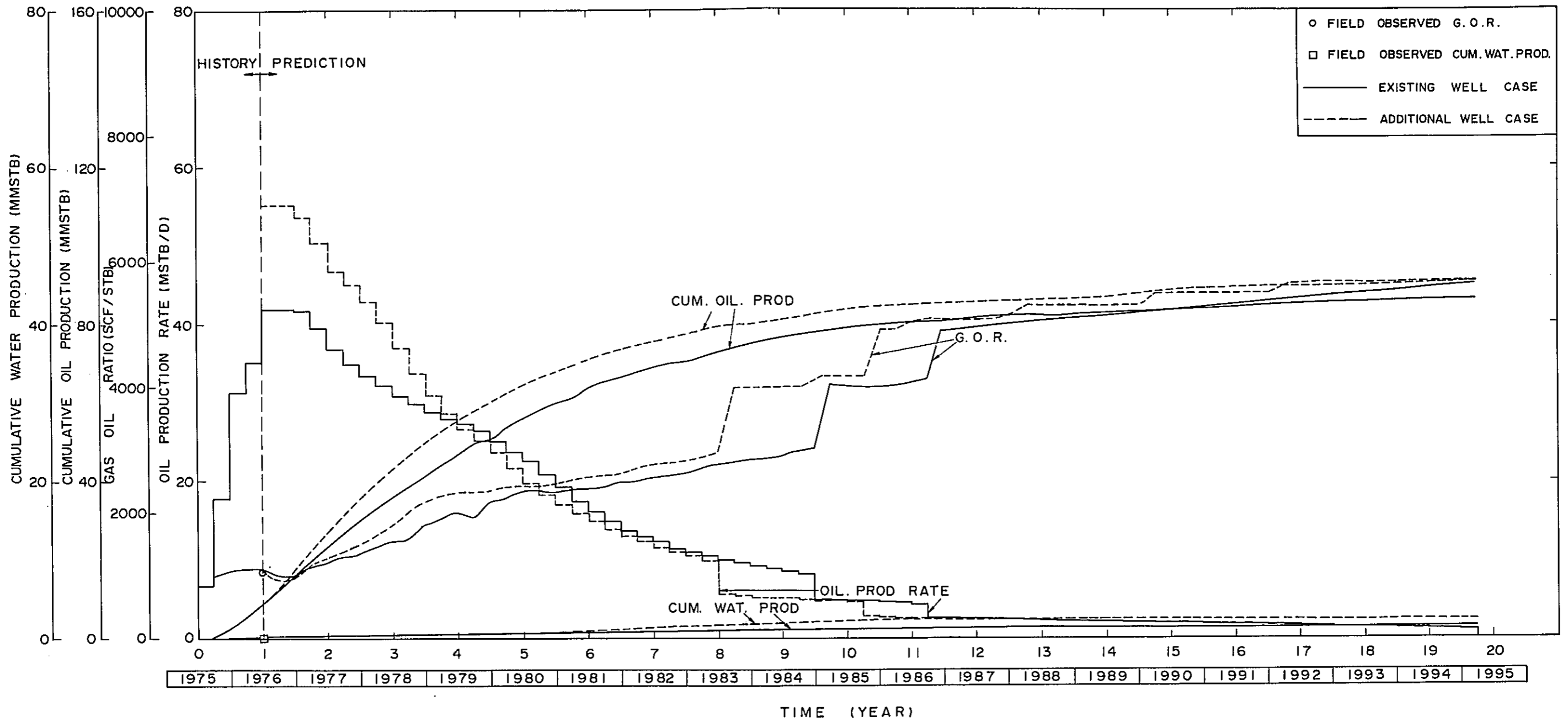


Fig. 1-3-1 PREDICTED PERFORMANCE OF SAMARANG FIELD  
Vol. III

Fig. 1-3-2

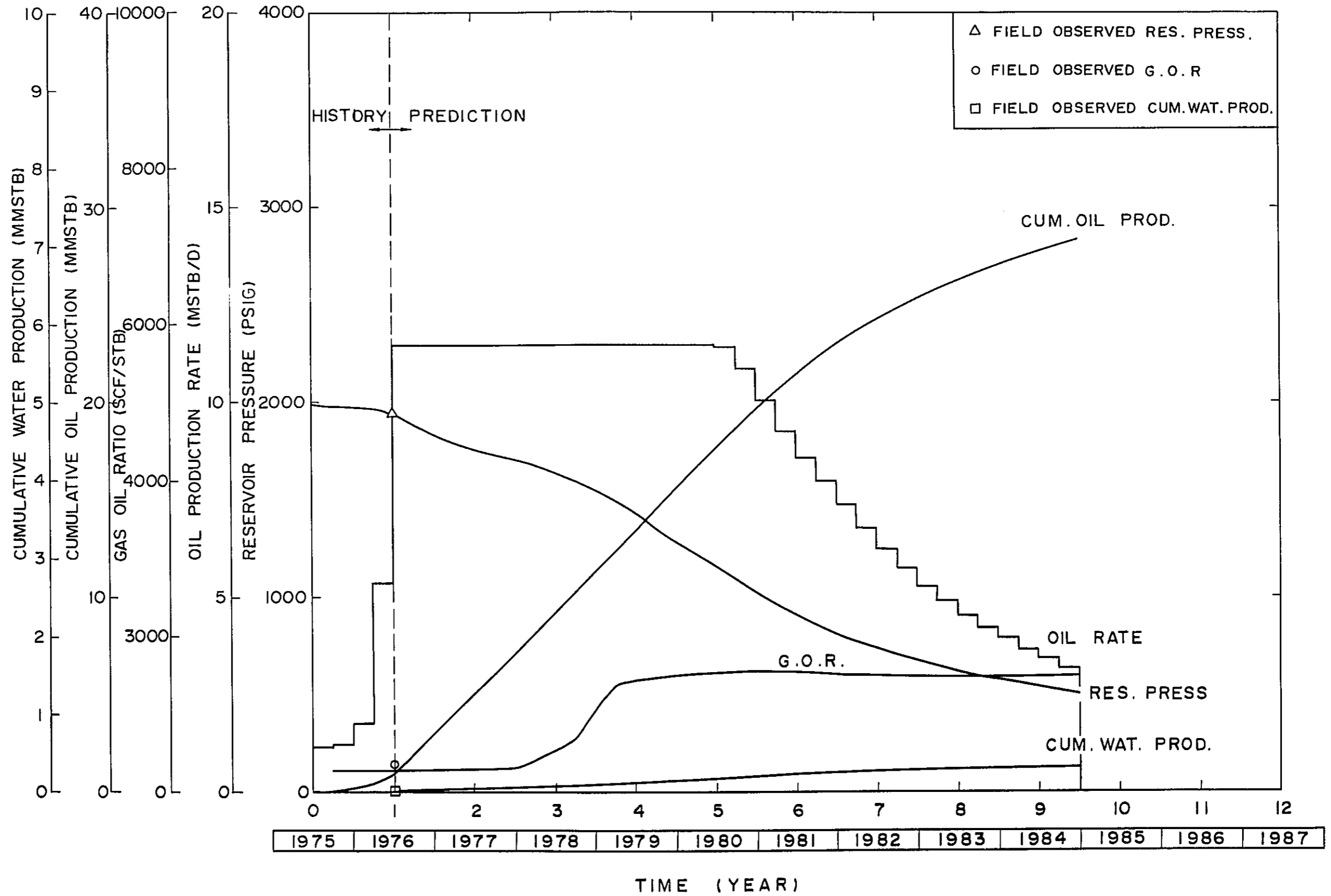


Fig. 1-3-2 PREDICTED PERFORMANCE OF A ZONE, SAMARANG FIELD  
Vol. III

Fig. 1-3-3

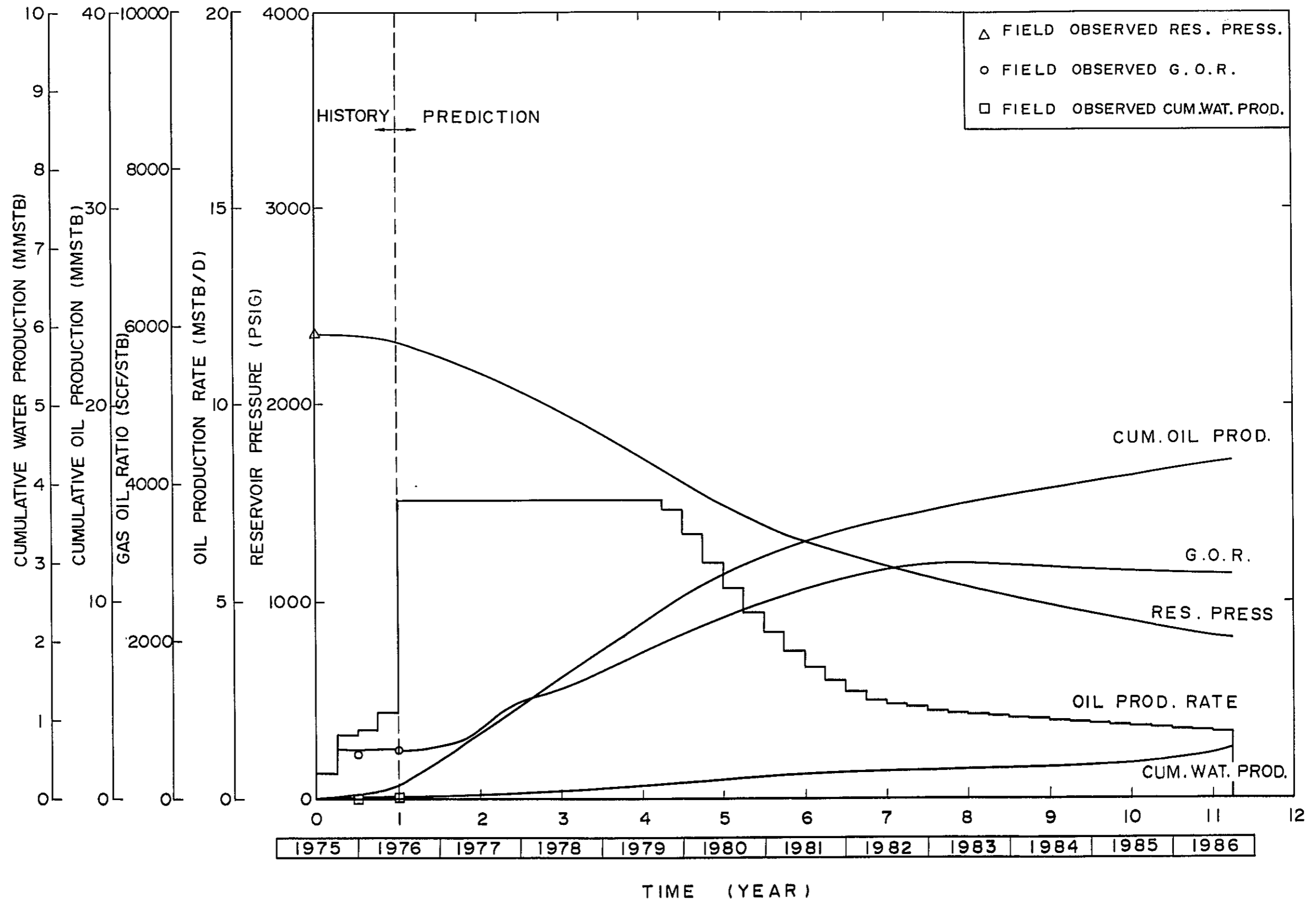


Fig. 1-3-3 PREDICTED PERFORMANCE OF B ZONE, SAMARANG FIELD  
Vol. III

Fig. 1-3-4

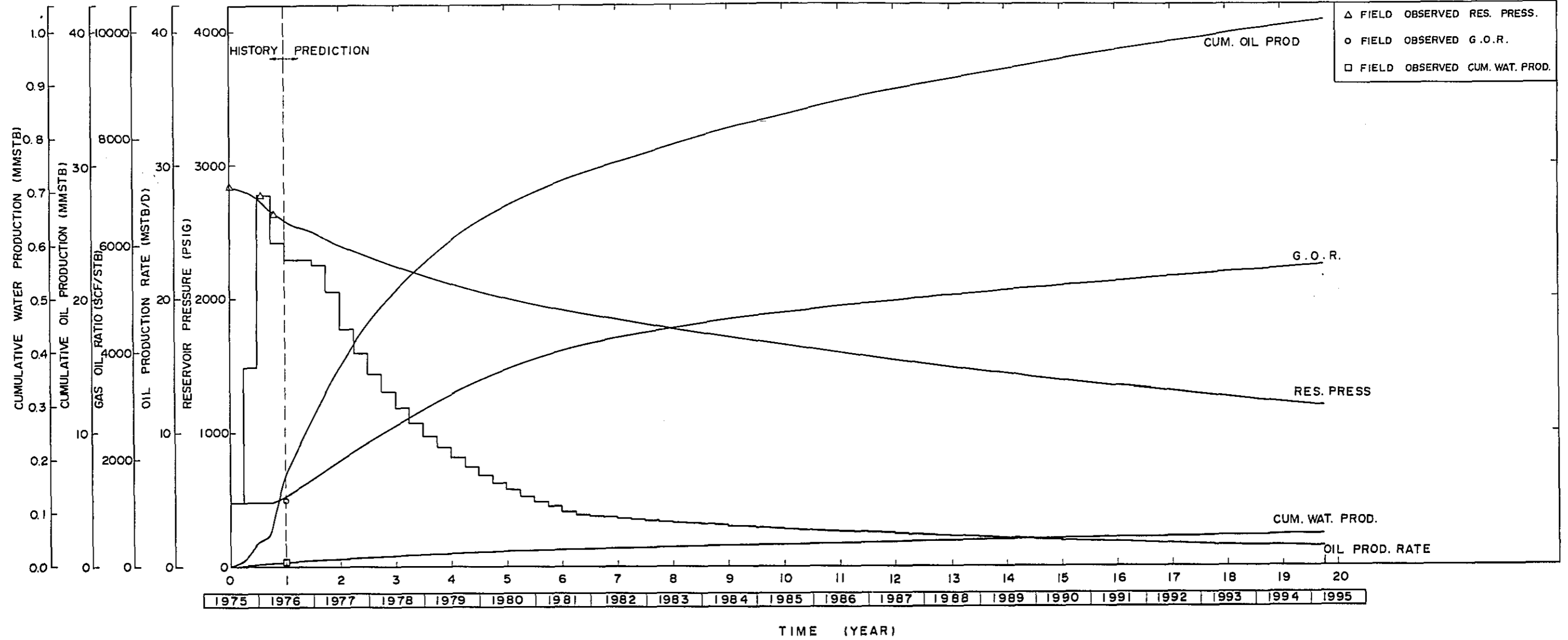


Fig. 1-3-4 PREDICTED PERFORMANCE OF C ZONE, SAMARANG FIELD  
Vol. III

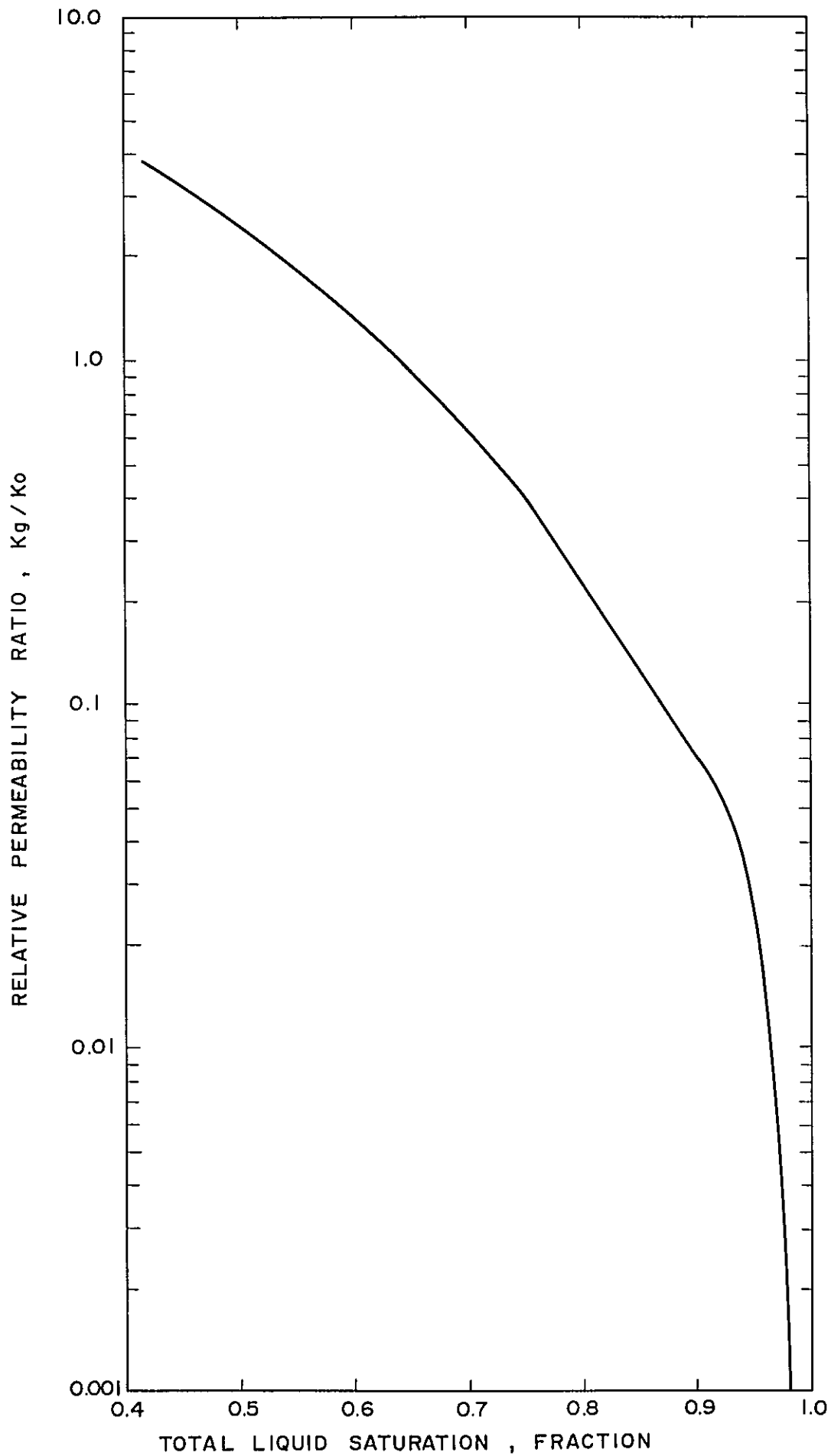


Fig. 1-3-5 GAS-OIL RELATIVE PERMEABILITY RATIO OF A ZONE, SAMARANG FIELD  
Vol. III

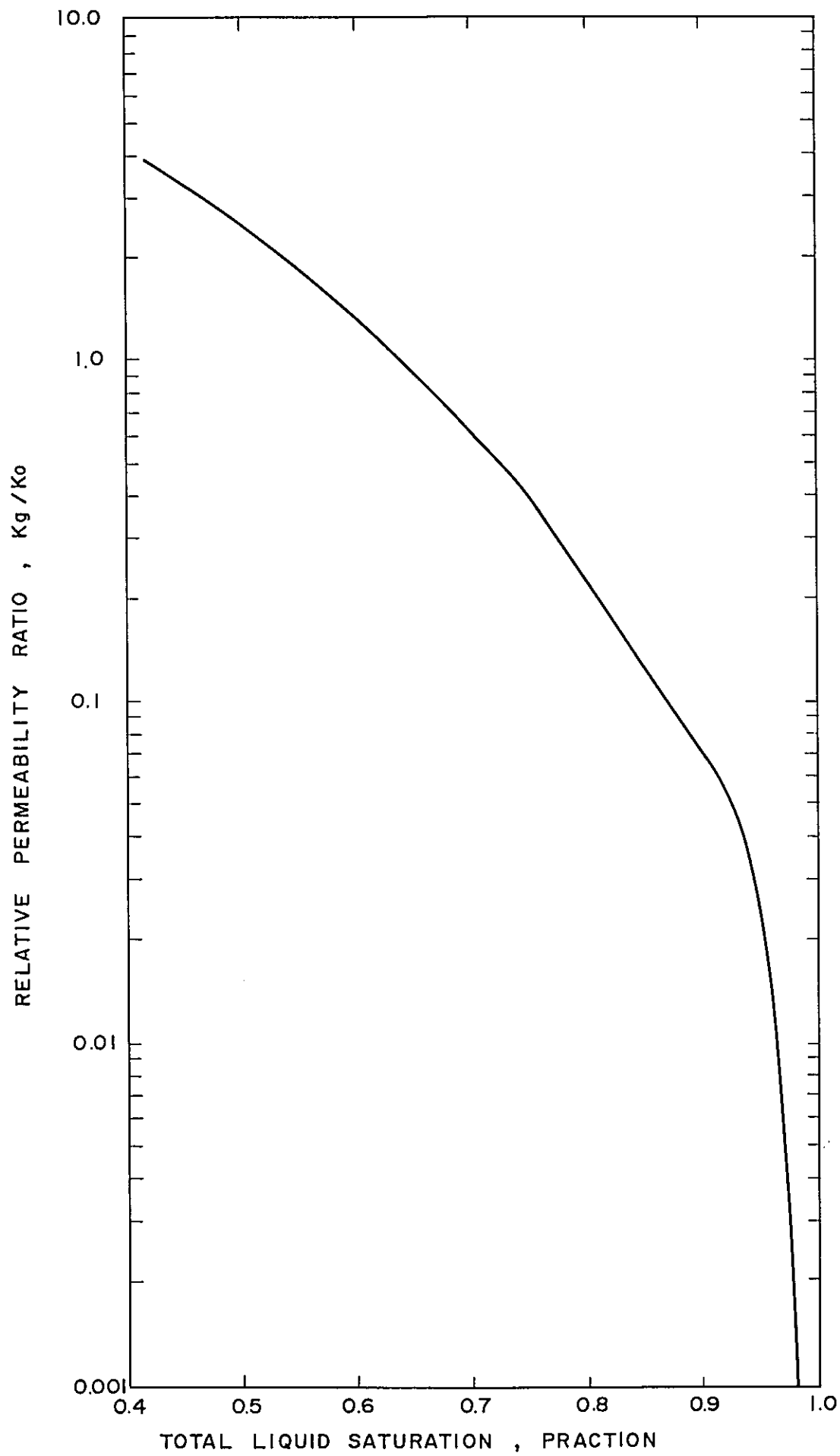


Fig. 1-3-6 GAS-OIL RELATIVE PERMEABILITY RATIO OF B ZONE, SAMARANG FIELD  
VOL. III



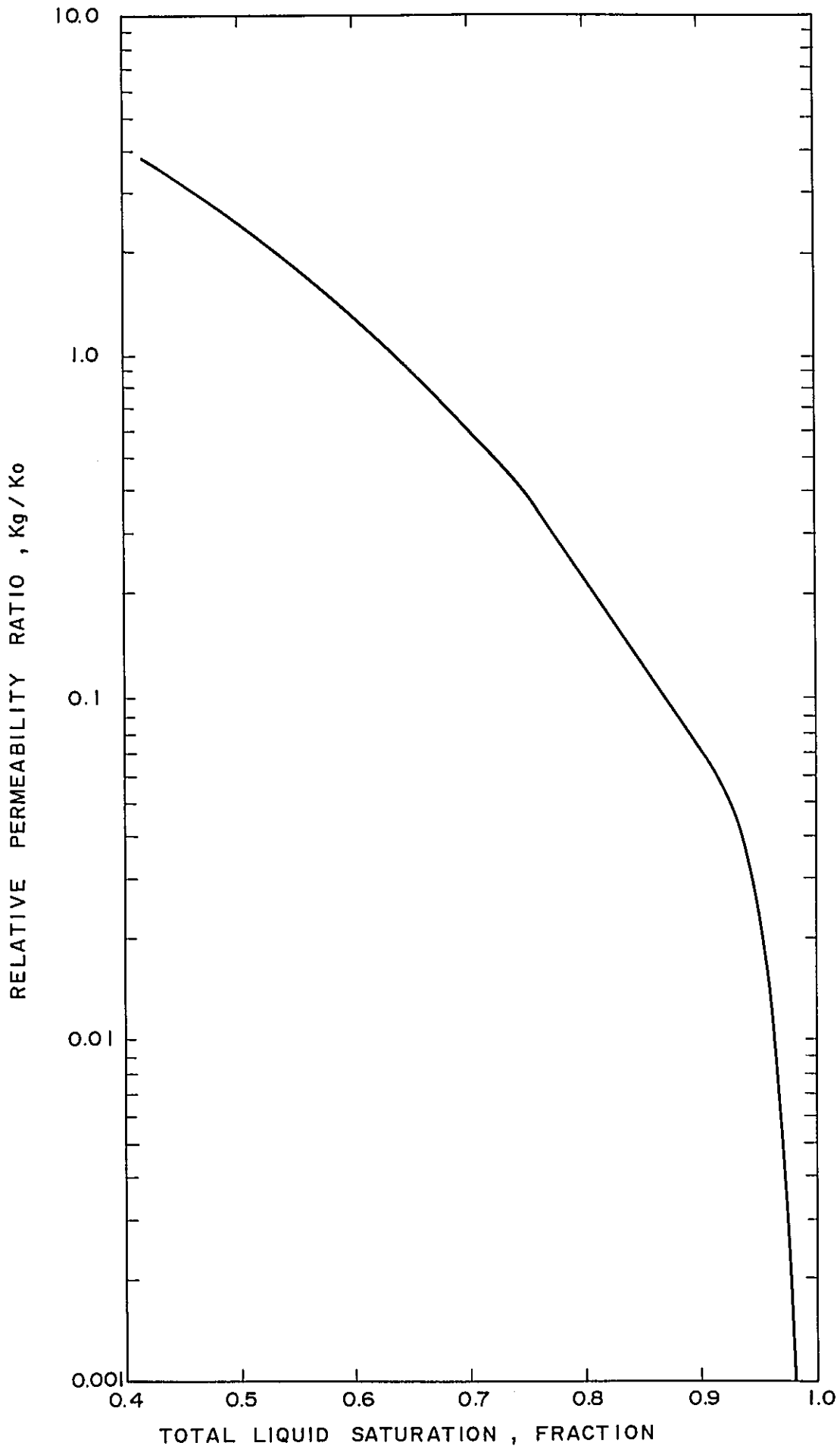


Fig. 1-3-7 GAS-OIL RELATIVE PERMEABILITY RATIO OF C ZONE, SAMARANG FIELD  
Vol. III

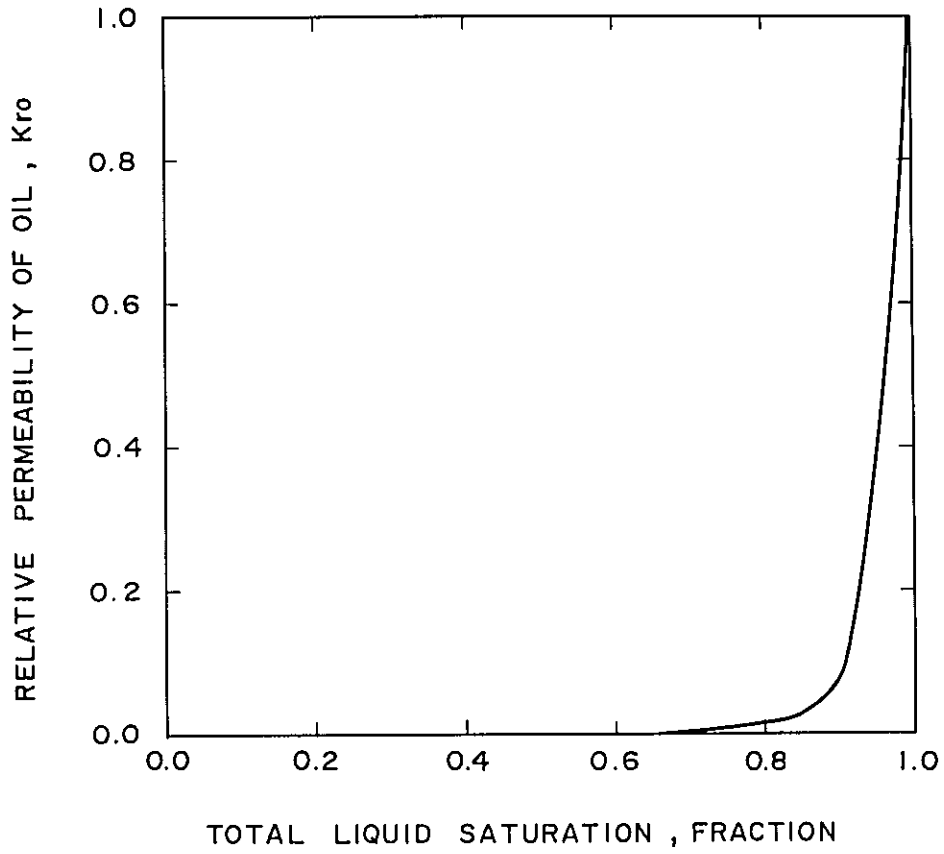


Fig. 1-3-8  
Vol. III

OIL RELATIVE PERMEABILITY CURVE OF  
A ZONE, SAMARANG FIELD

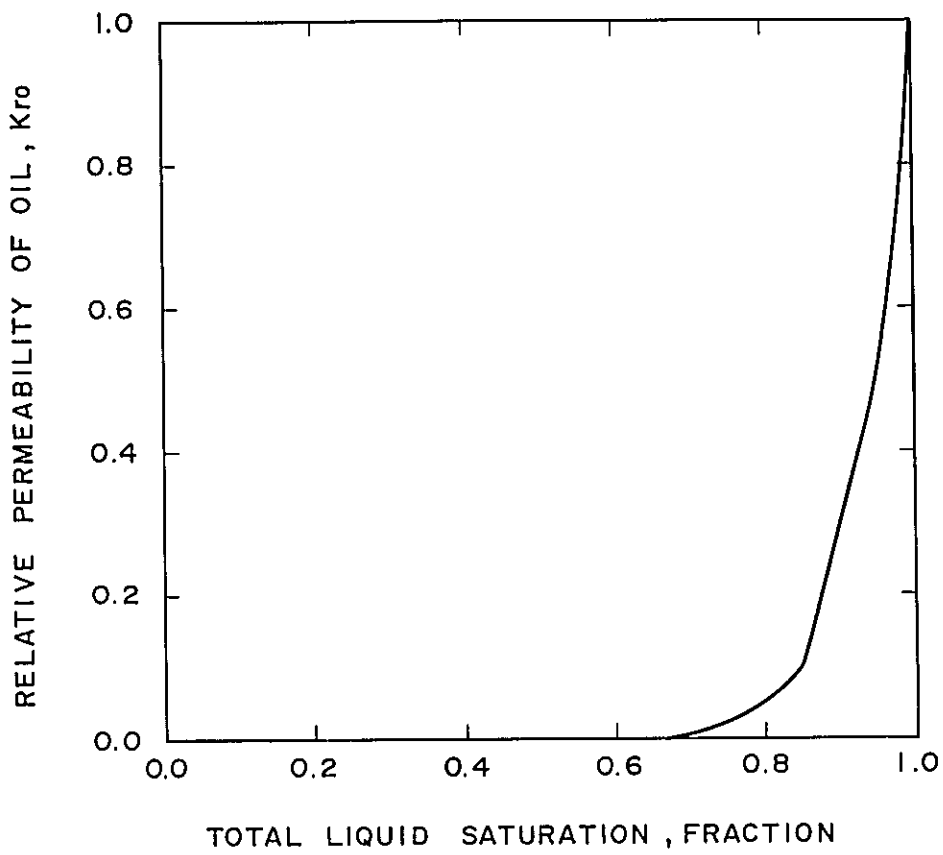


Fig. 1-3-9  
Vol. III

OIL RELATIVE PERMEABILITY CURVE OF  
B ZONE, SAMARANG FIELD

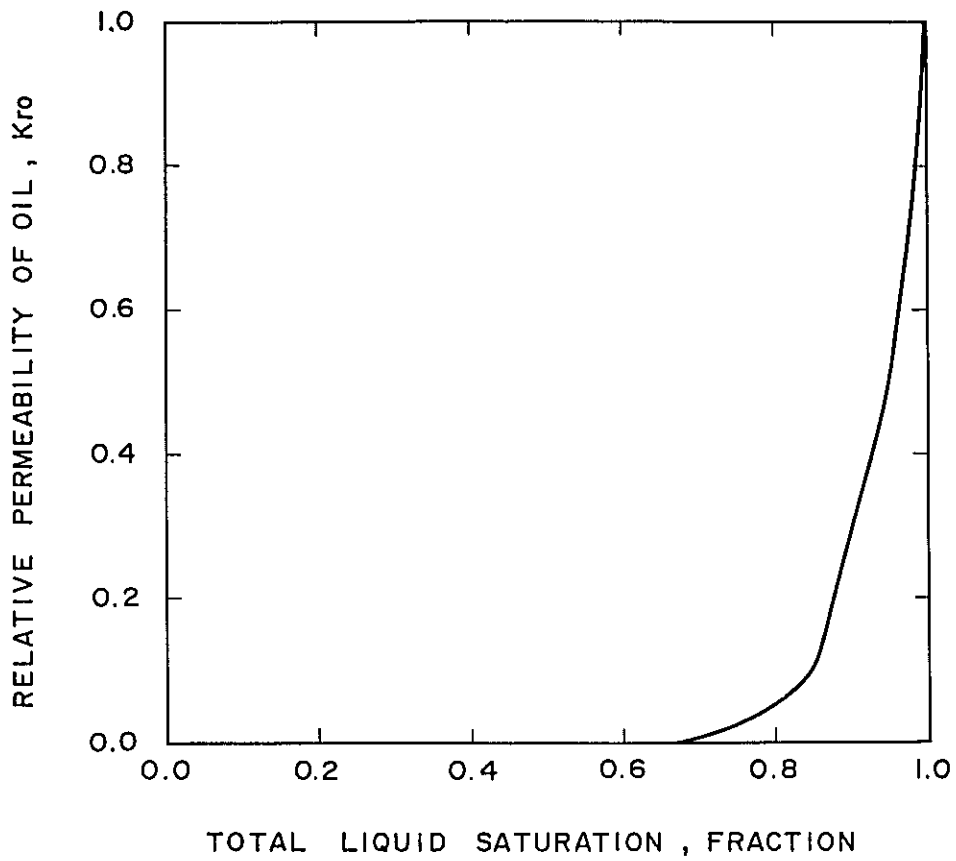


Fig. 1-3-10 OIL RELATIVE PERMEABILITY OF  
Vol. III C ZONE, SAMARANG FIELD

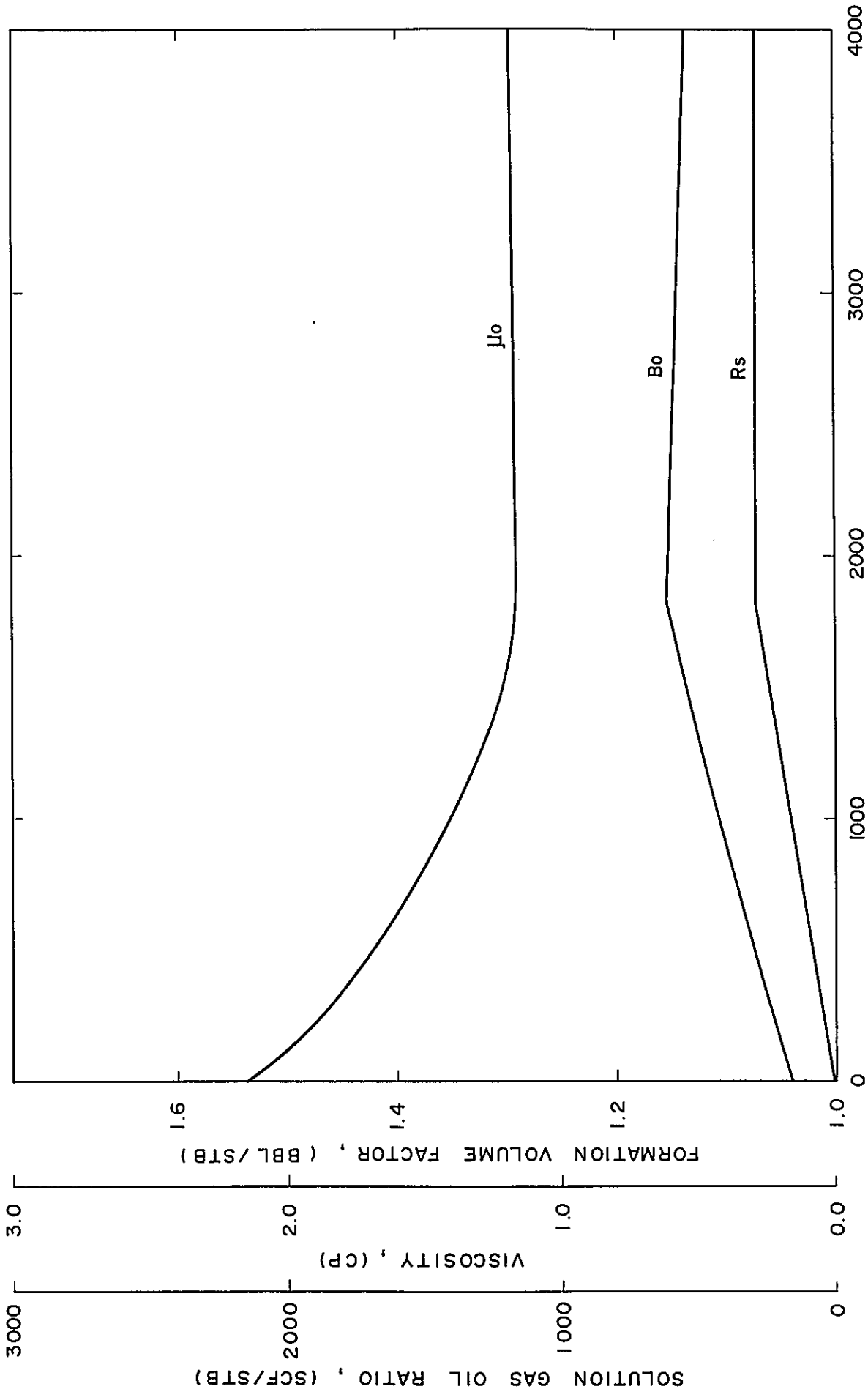


Fig. 1-3-11 OIL PROPERTIES OF A ZONE, SAMARANG FIELD  
VOL. III

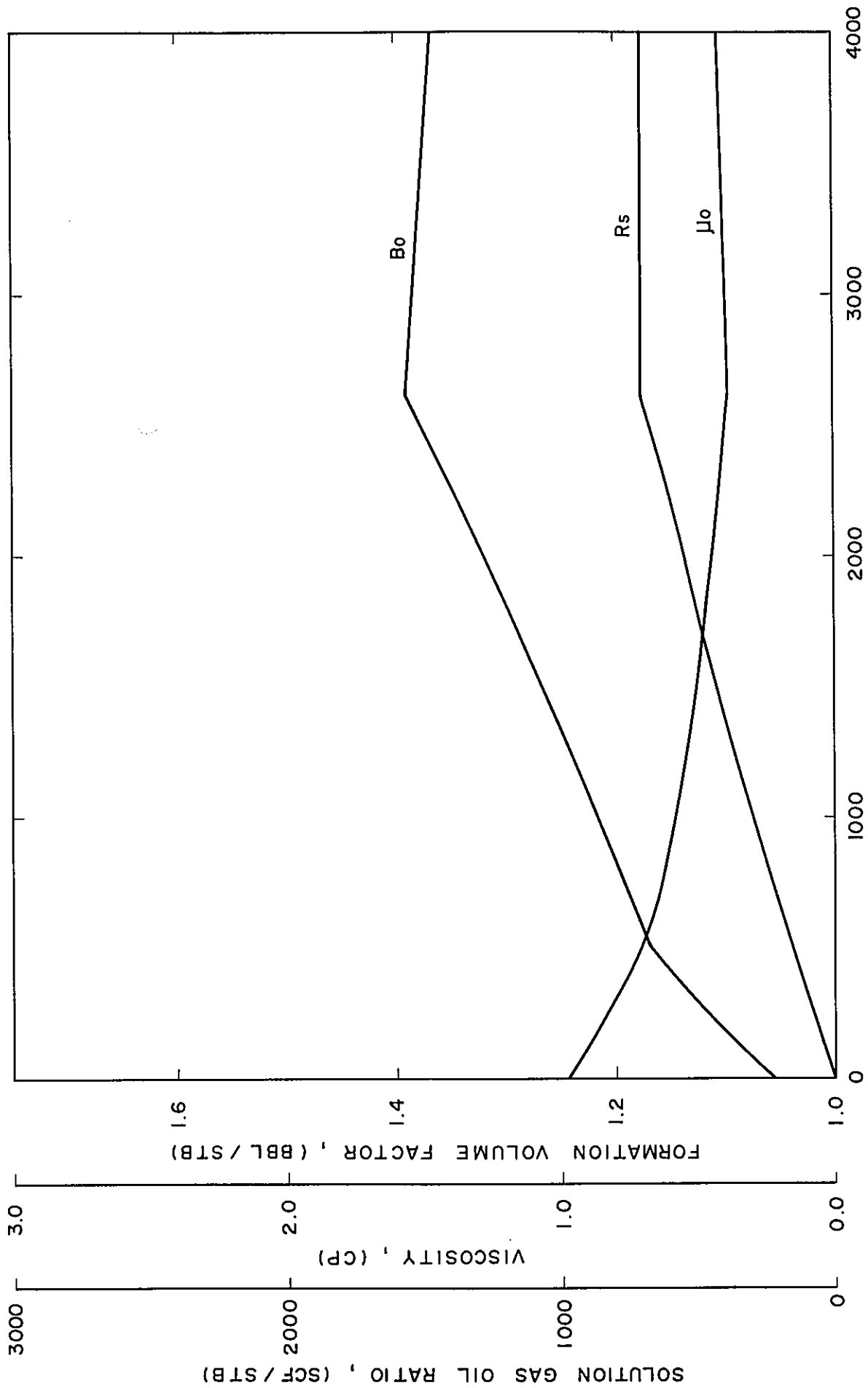


Fig. 1-3-12 OIL PROPERTIES OF B ZONE, SAMARANG FIELD  
Vol. III

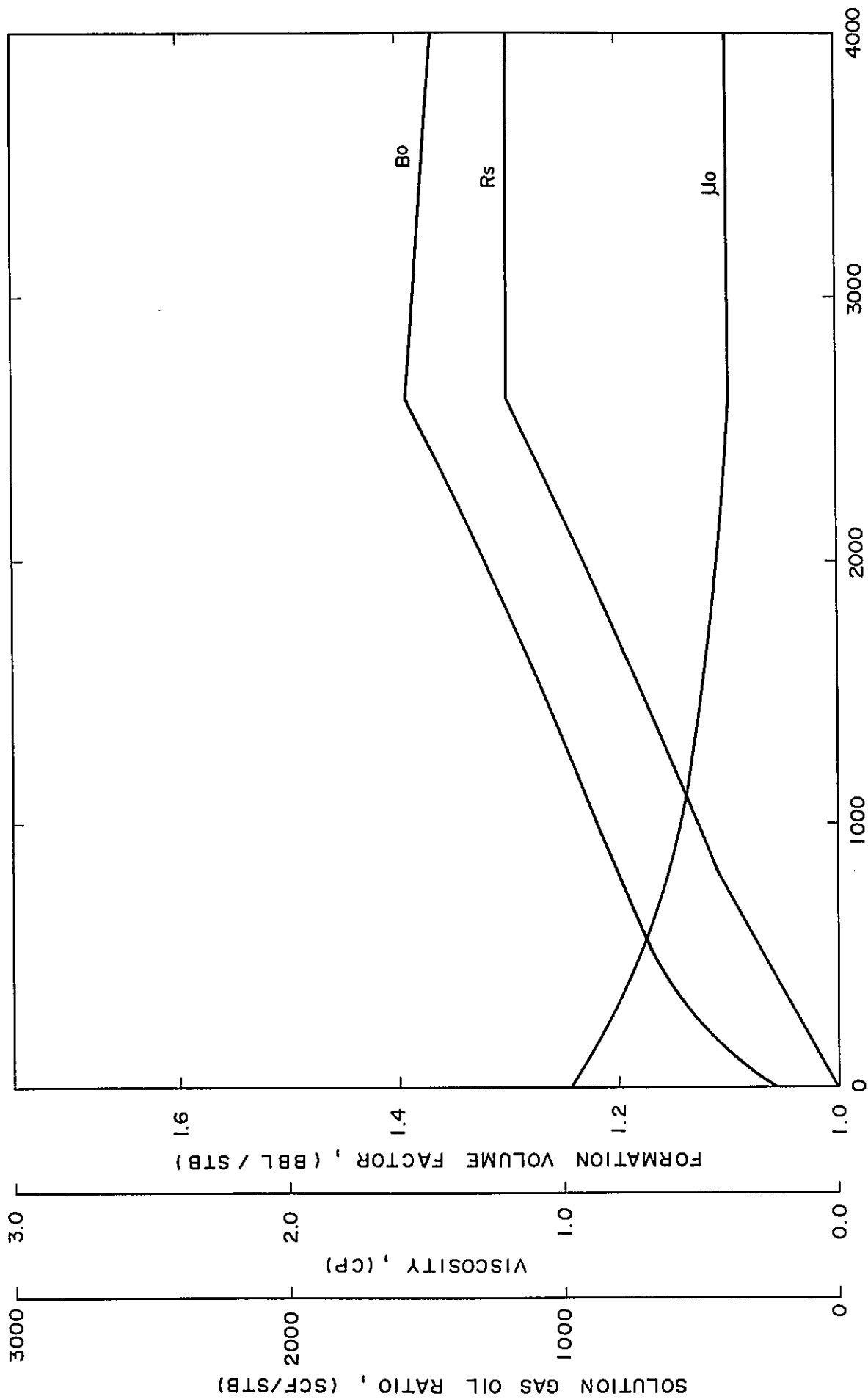


Fig. 1-3-13 OIL PROPERTIES OF C ZONE, SAMARANG FIELD  
VOL. III

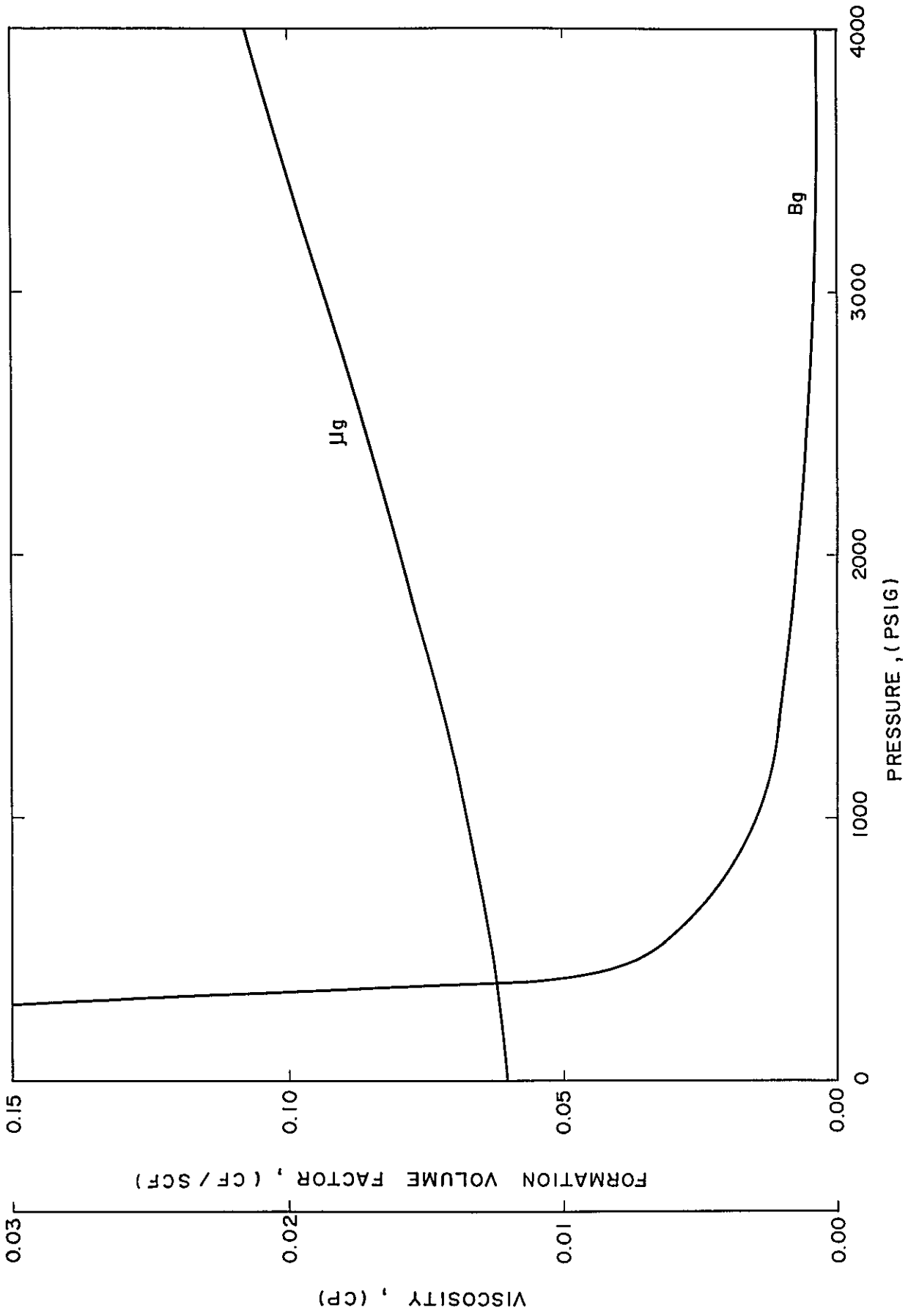


Fig. 1-3-14 GAS PROPERTIES OF A ZONE, SAMARANG FIELD  
VOL. III



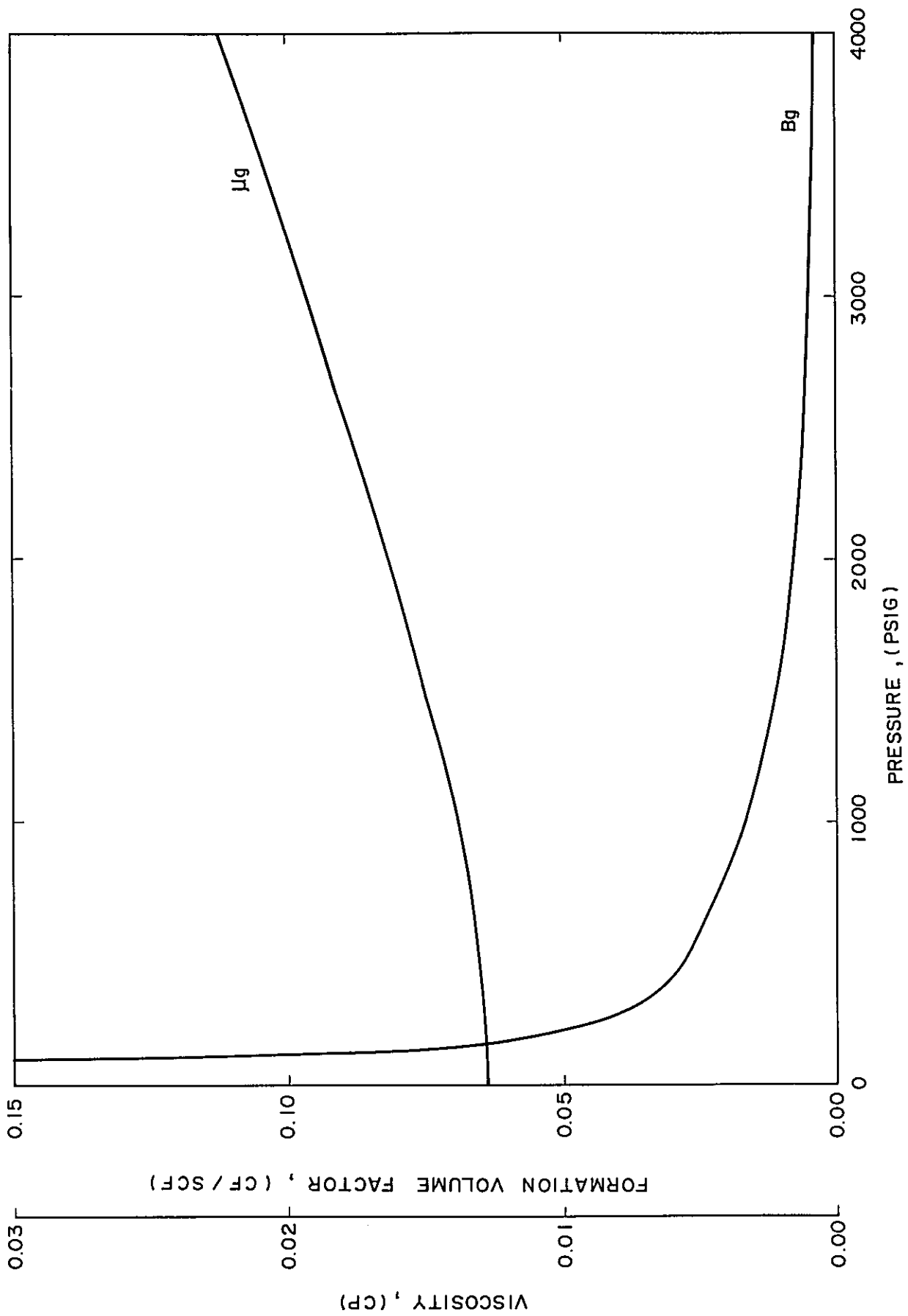


Fig. 1-3-15 GAS PROPERTIES OF B ZONE, SAMARANG FIELD  
Vol. III

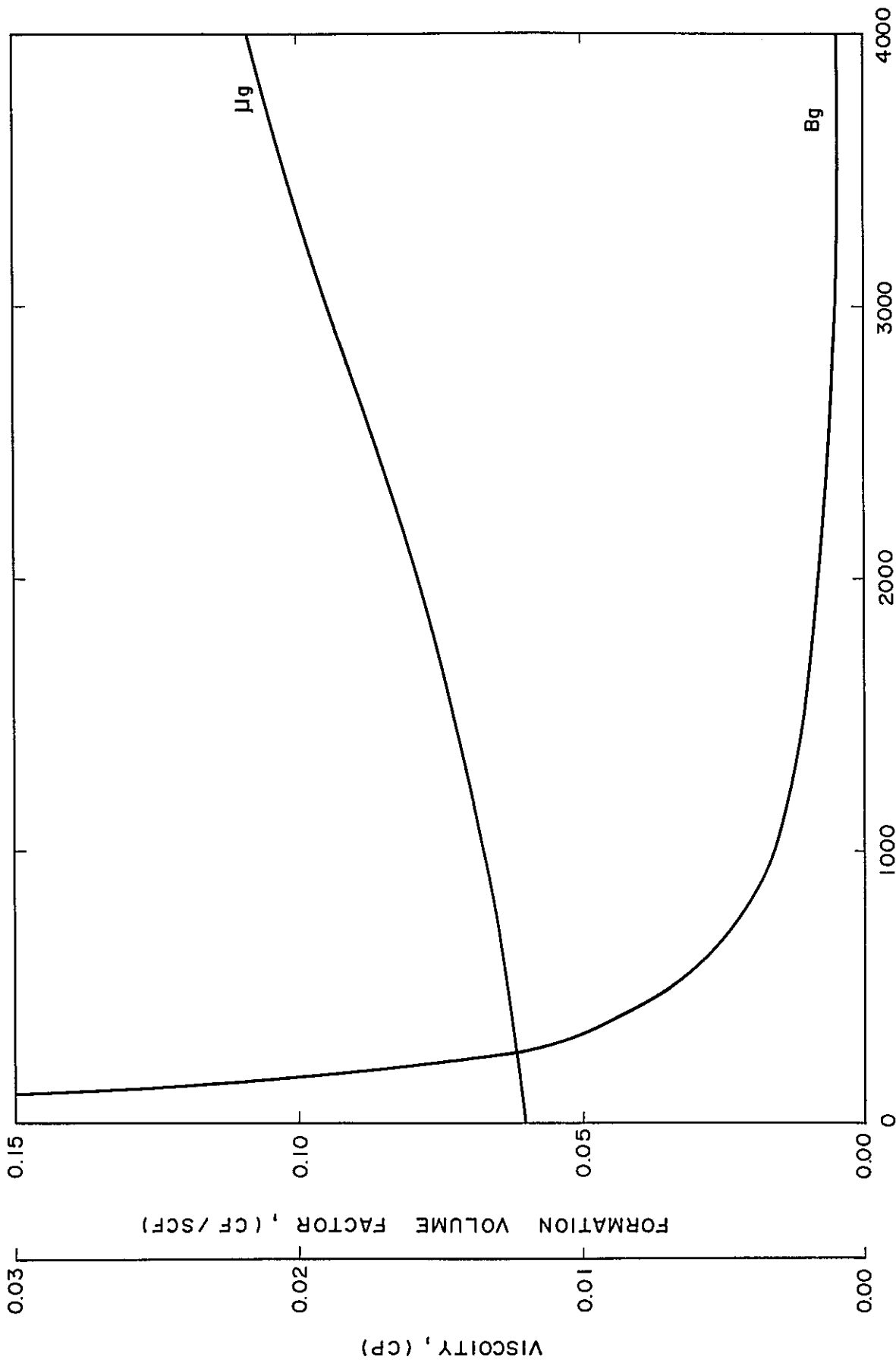


Fig. I-3-16 GAS PROPERTIES OF C ZONE, SAMARANG FIELD  
VOL. III

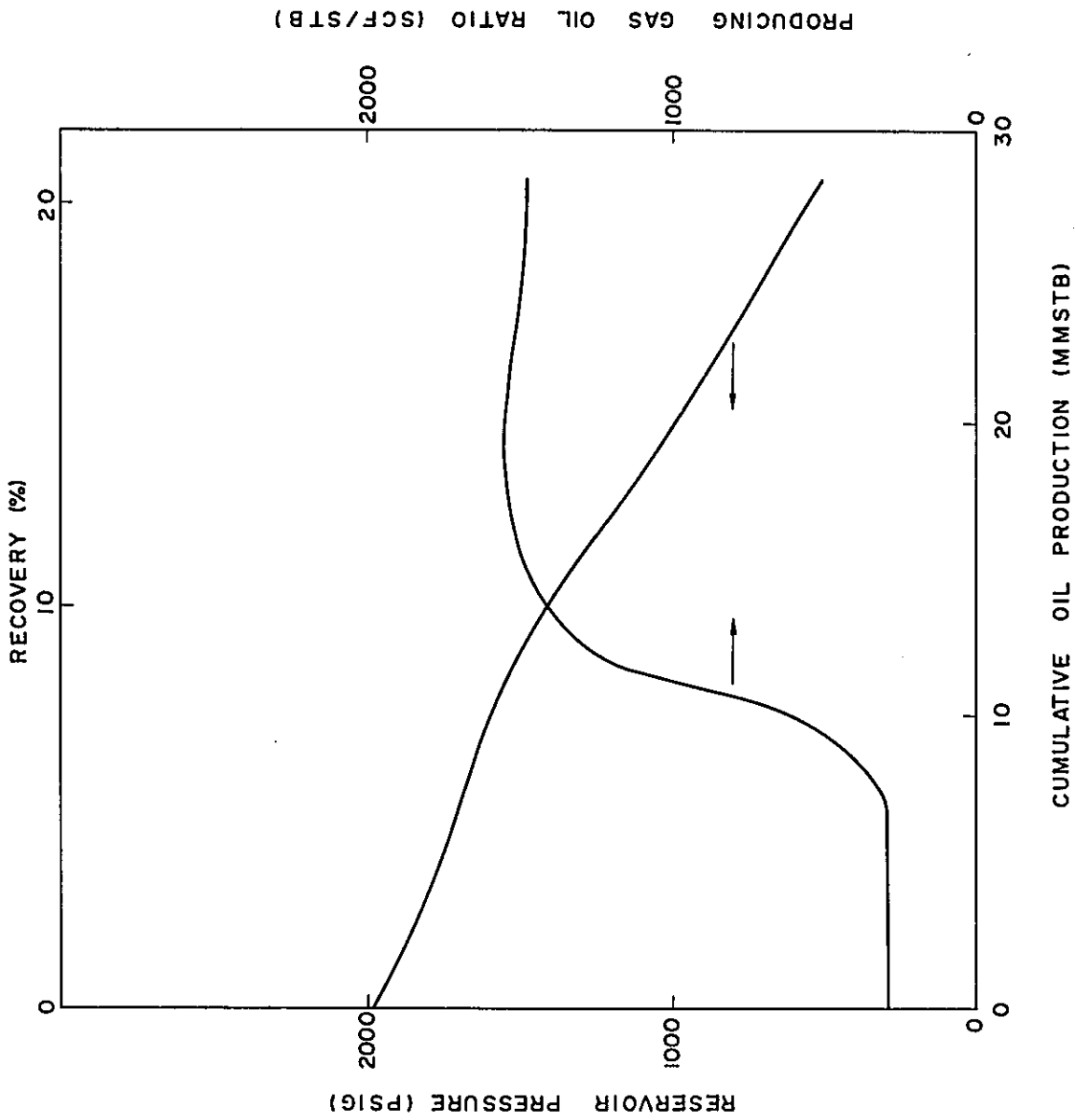


Fig. 1-3-17 CUMULATIVE OIL PRODUCTION VS. RESERVOIR PRESSURE  
 Vol. III AND PRODUCING GAS OIL RATIO OF A ZONE, SAMARANG  
 FIELD

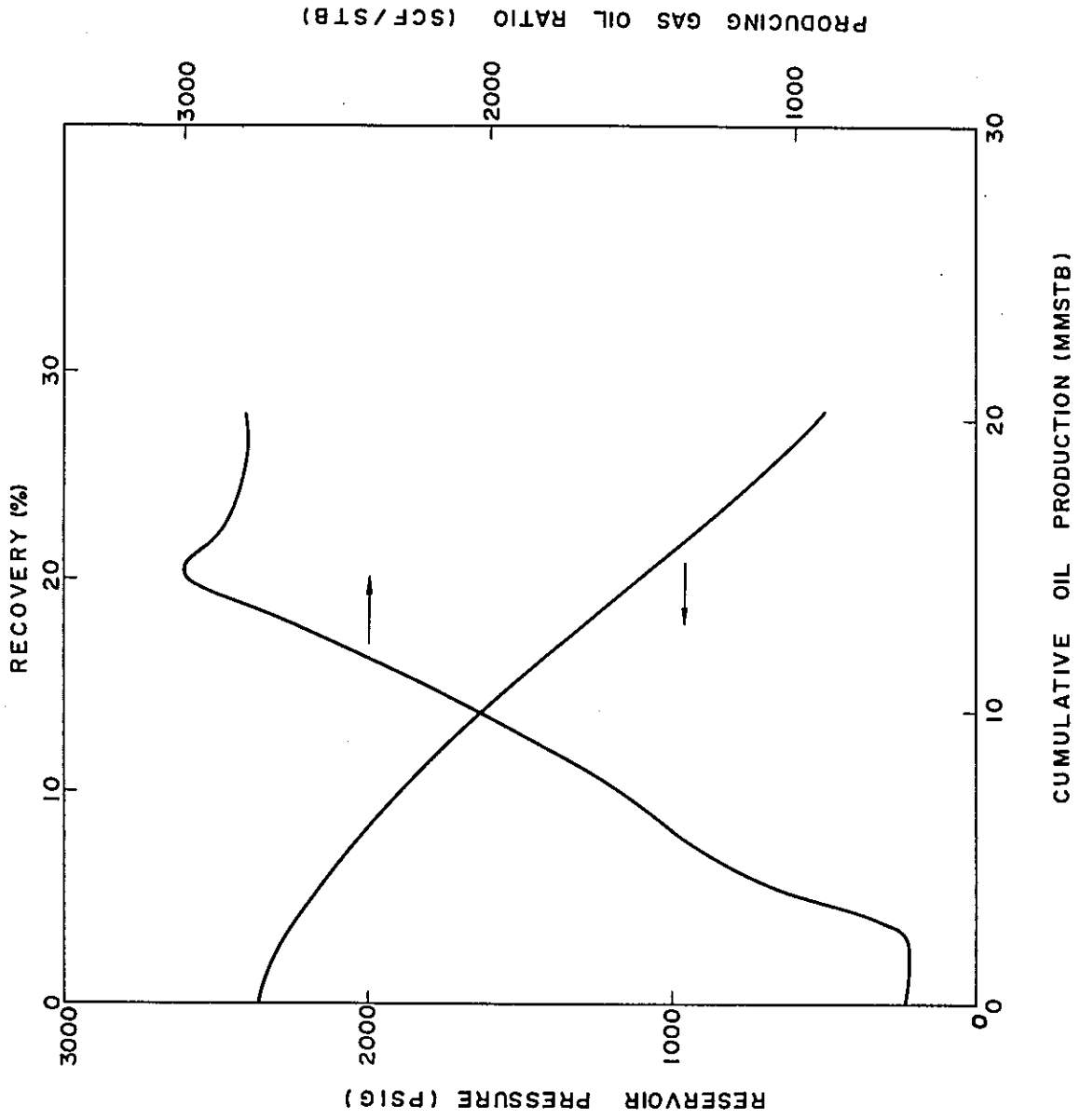


Fig. 1-3-18 CUMULATIVE OIL PRODUCTION VS. RESERVOIR PRESSURE AND PRODUCING GAS OIL RATIO OF B ZONE, SAMARANG FIELD

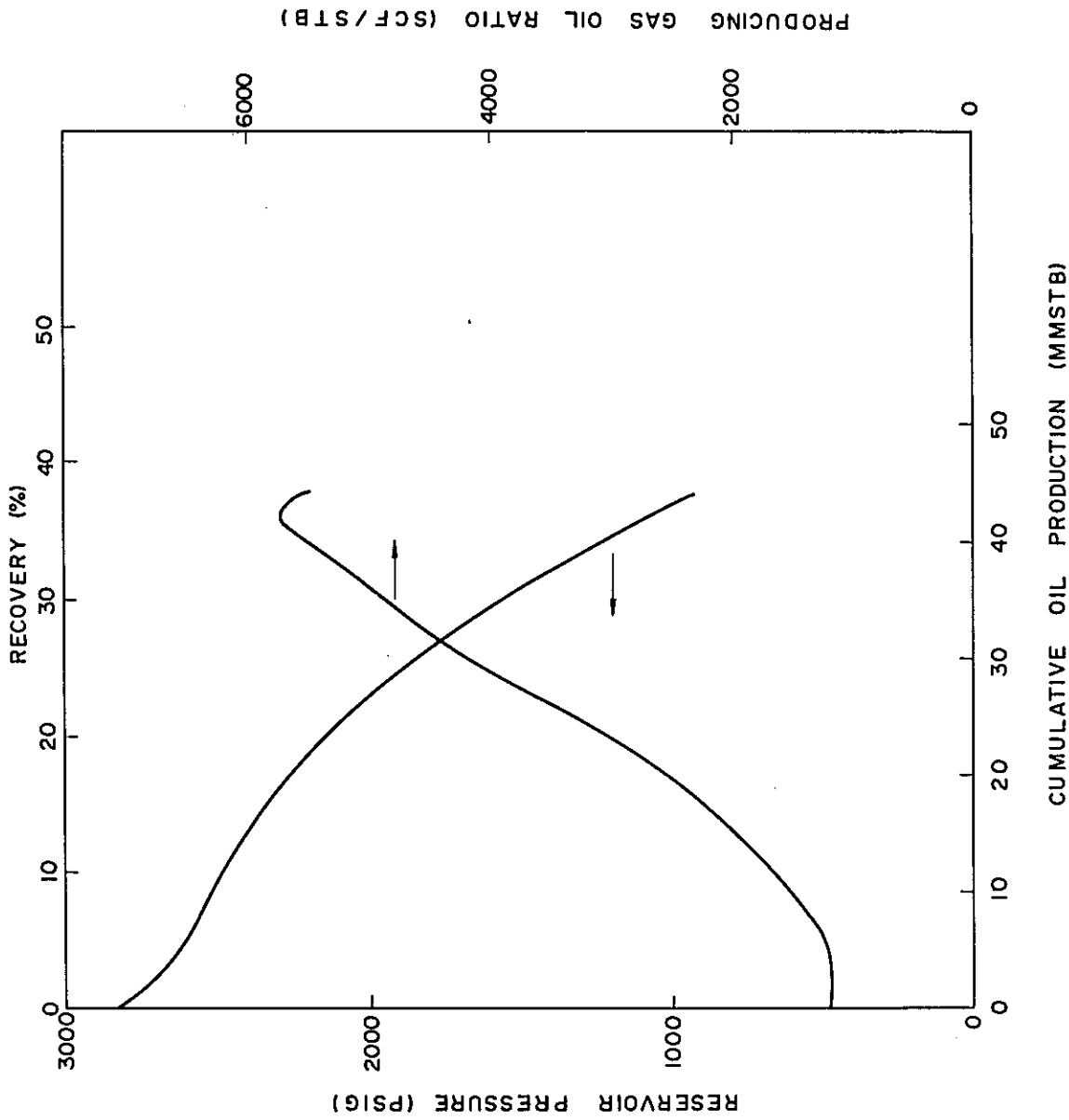


Fig. 1-3-19 CUMULATIVE OIL PRODUCTION VS. RESERVOIR PRESSURE AND PRODUCING GAS OIL RATIO OF C ZONE, SAMARANG FIELD  
Vol. III

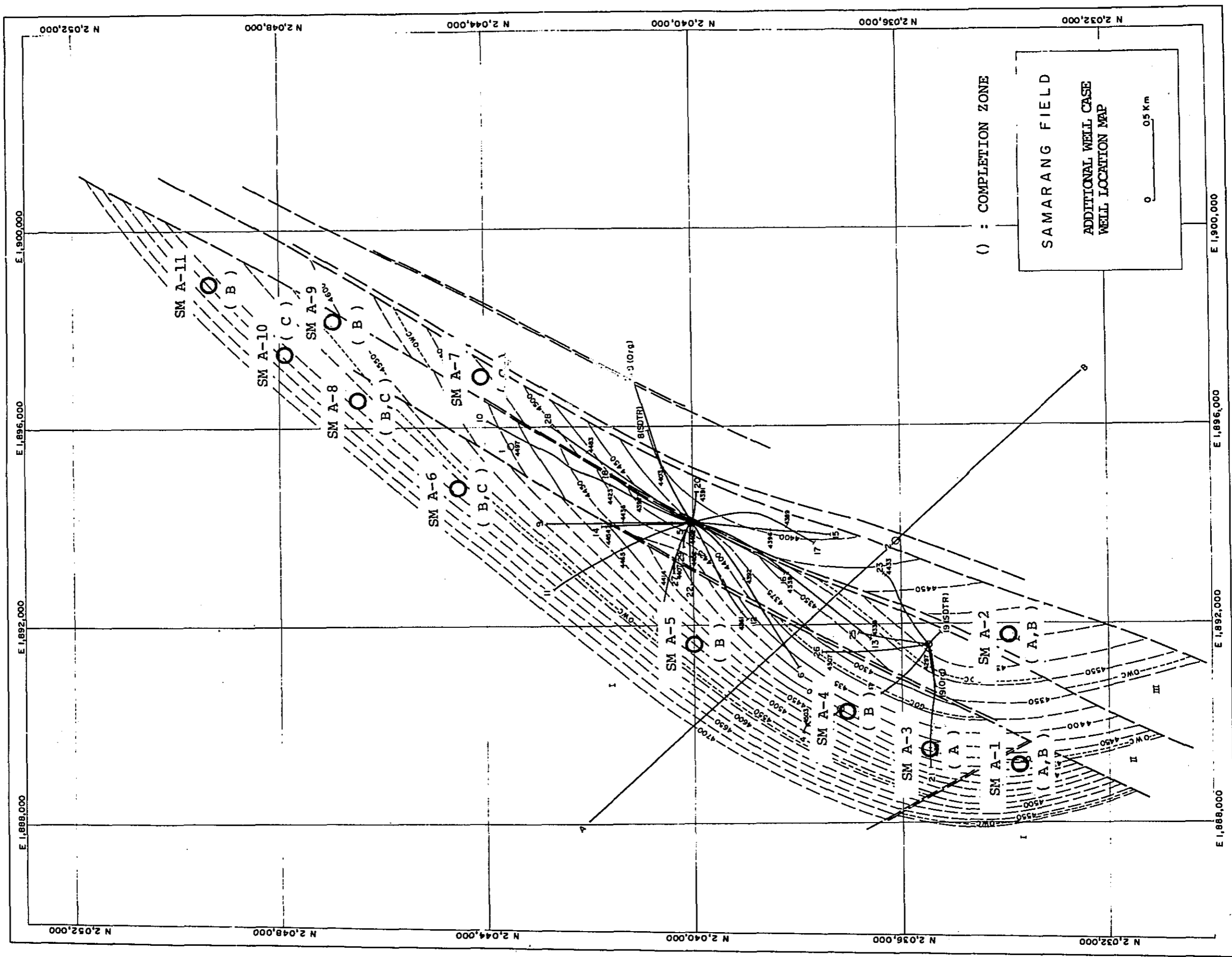


Fig. 1-3-20 ADDITIONAL WELL CASE-WELL LOCATION MAP, SAMARANG FIELD  
Vol. III

Fig. 2-1-1

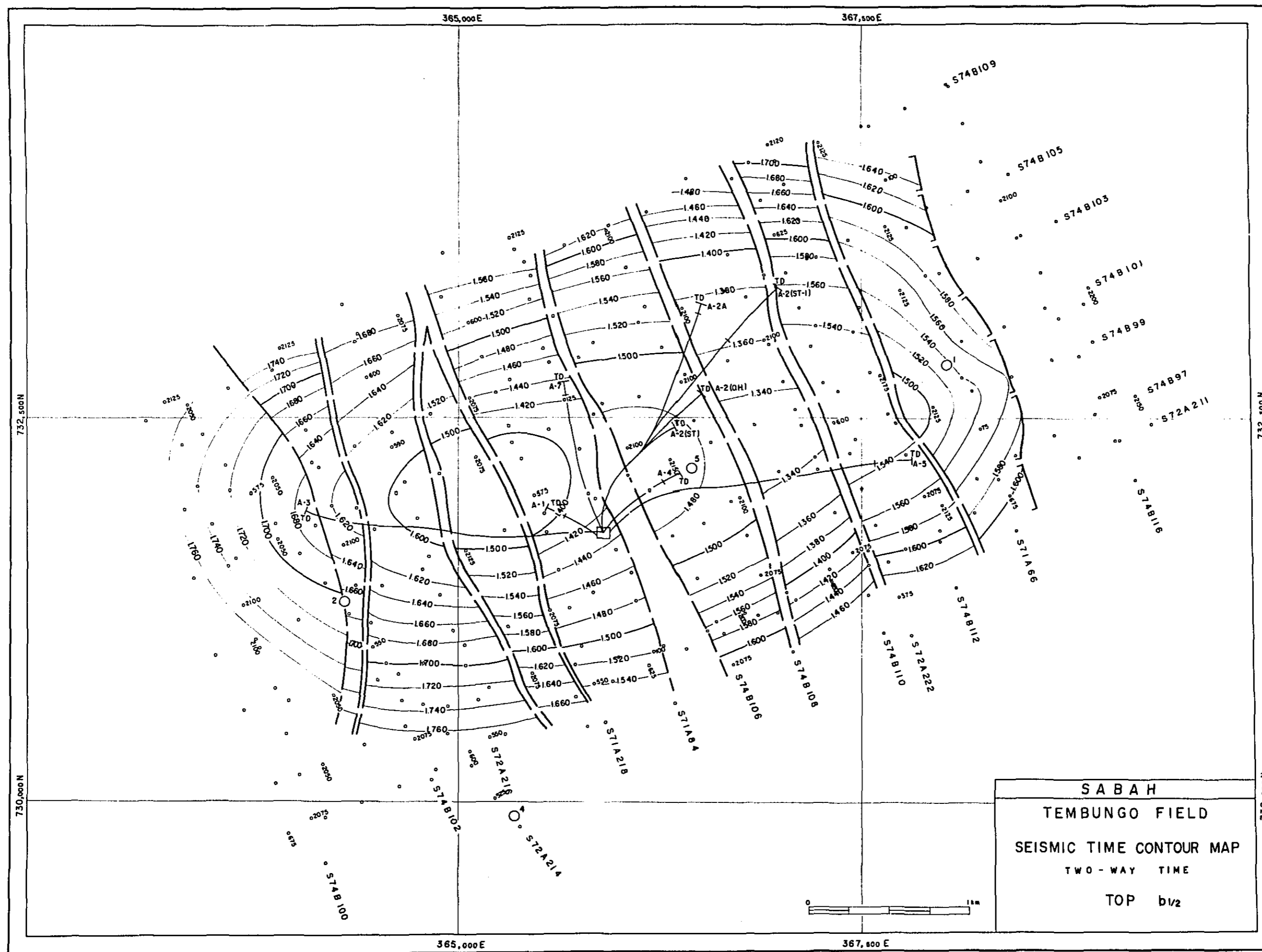


Fig. 2-1-1 TIME CONTOUR MAP, TEMBUNGO FIELD, TOP b 1/2  
Vol. III



Fig. 2-1-2 SEISMIC SECTION, TEMBUNGO FIELD, Line S74B101  
Vol. III



Fig. 2-2-1

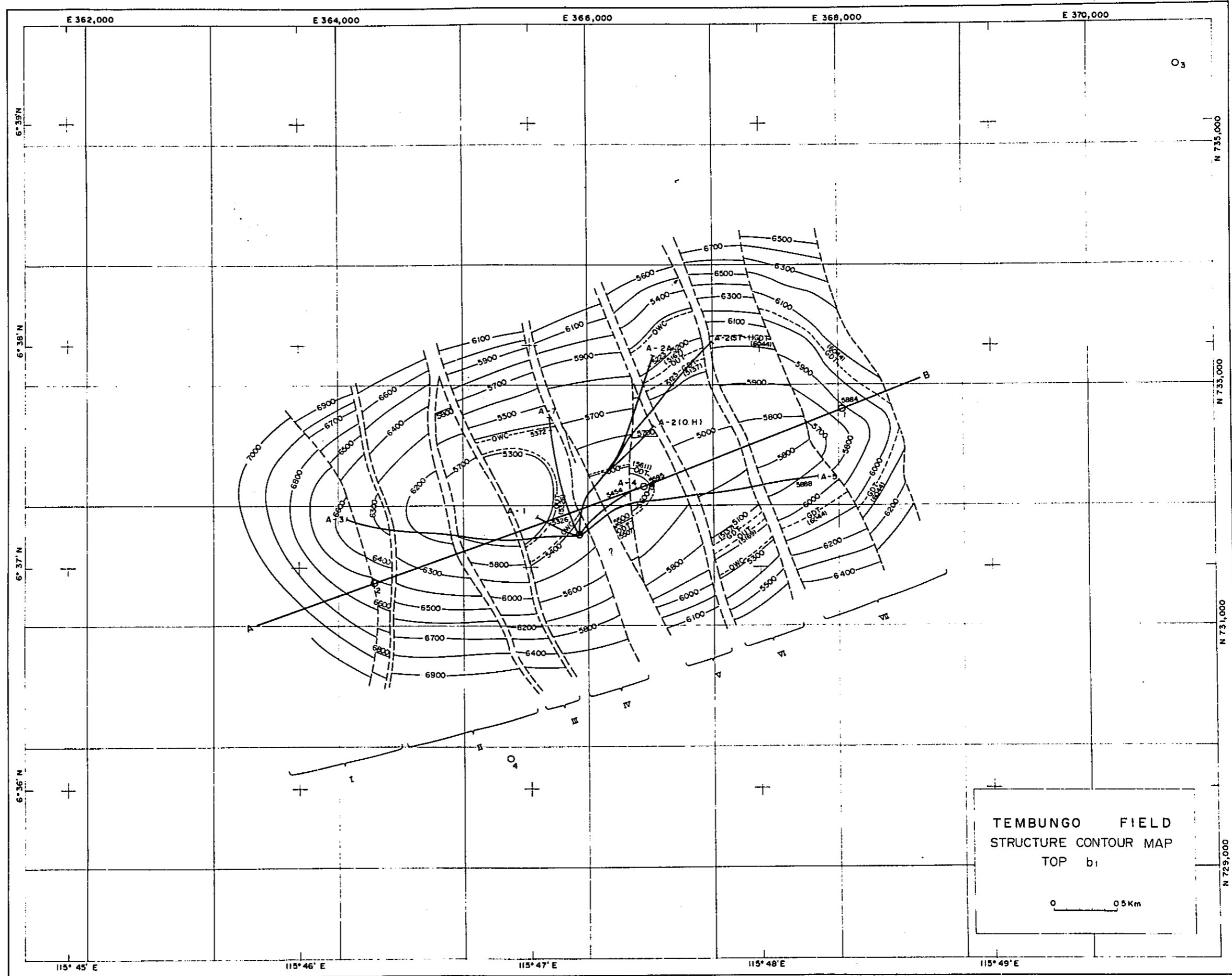


Fig. 2-2-1 STRUCTURE CONTOUR MAP, TEMBUNGO FIELD, TOP b1  
Vol. III

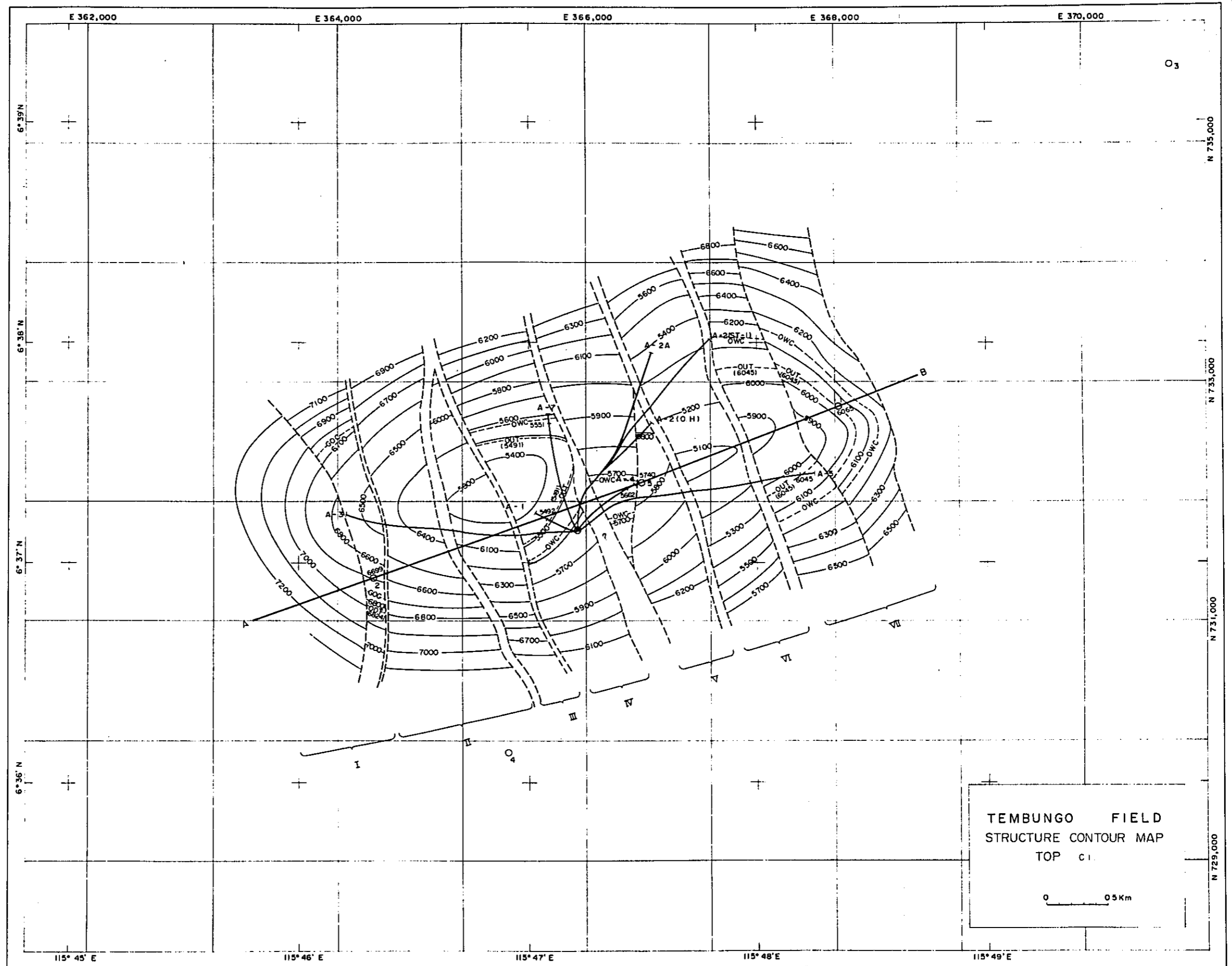


Fig. 2-2-2  
Vol. III

STRUCTURE CONTOUR MAP, TEMBUNGO FIELD, TOP c1

### STRUCTURAL CROSS-SECTION TEMBUNGO FIELD

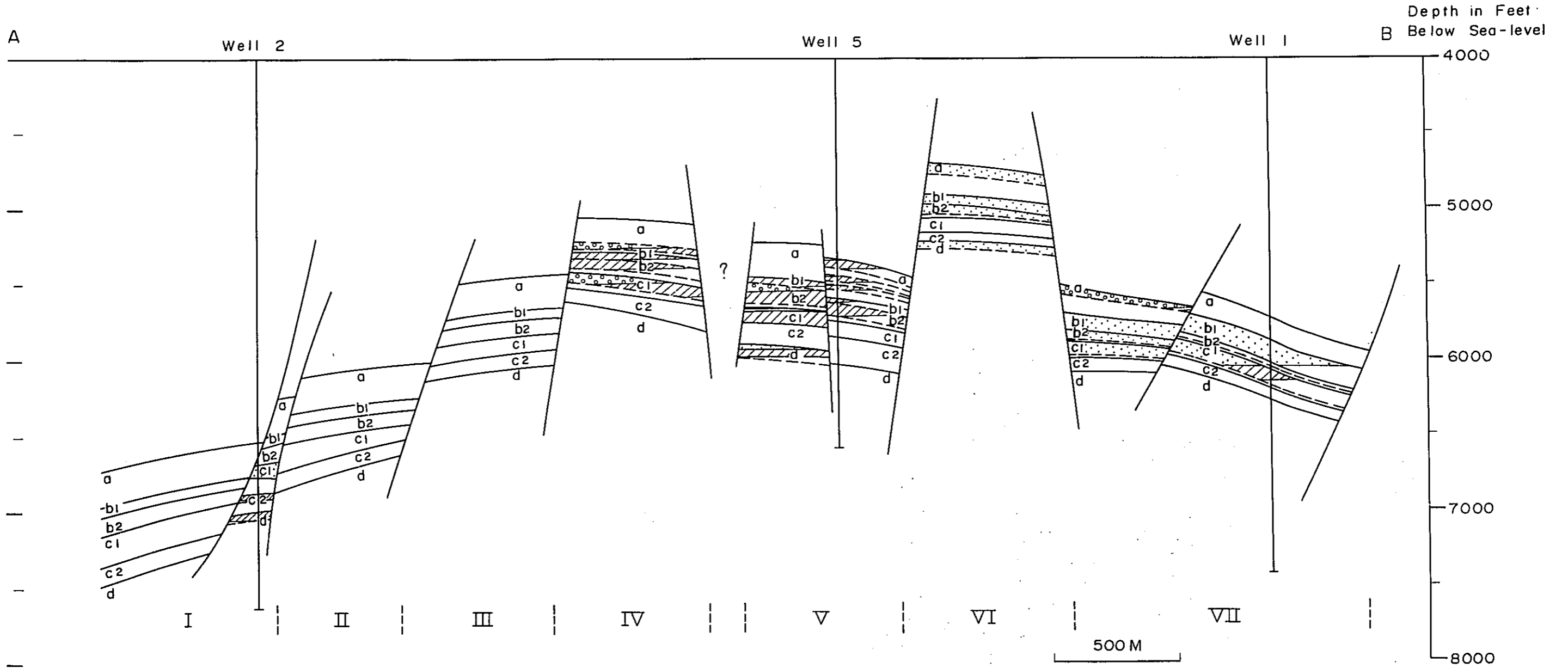


Fig. 2-2-3 STRUCTURAL CROSS-SECTION, TEMBUNGO FIELD  
Vol. III

Fig. 2-3-1

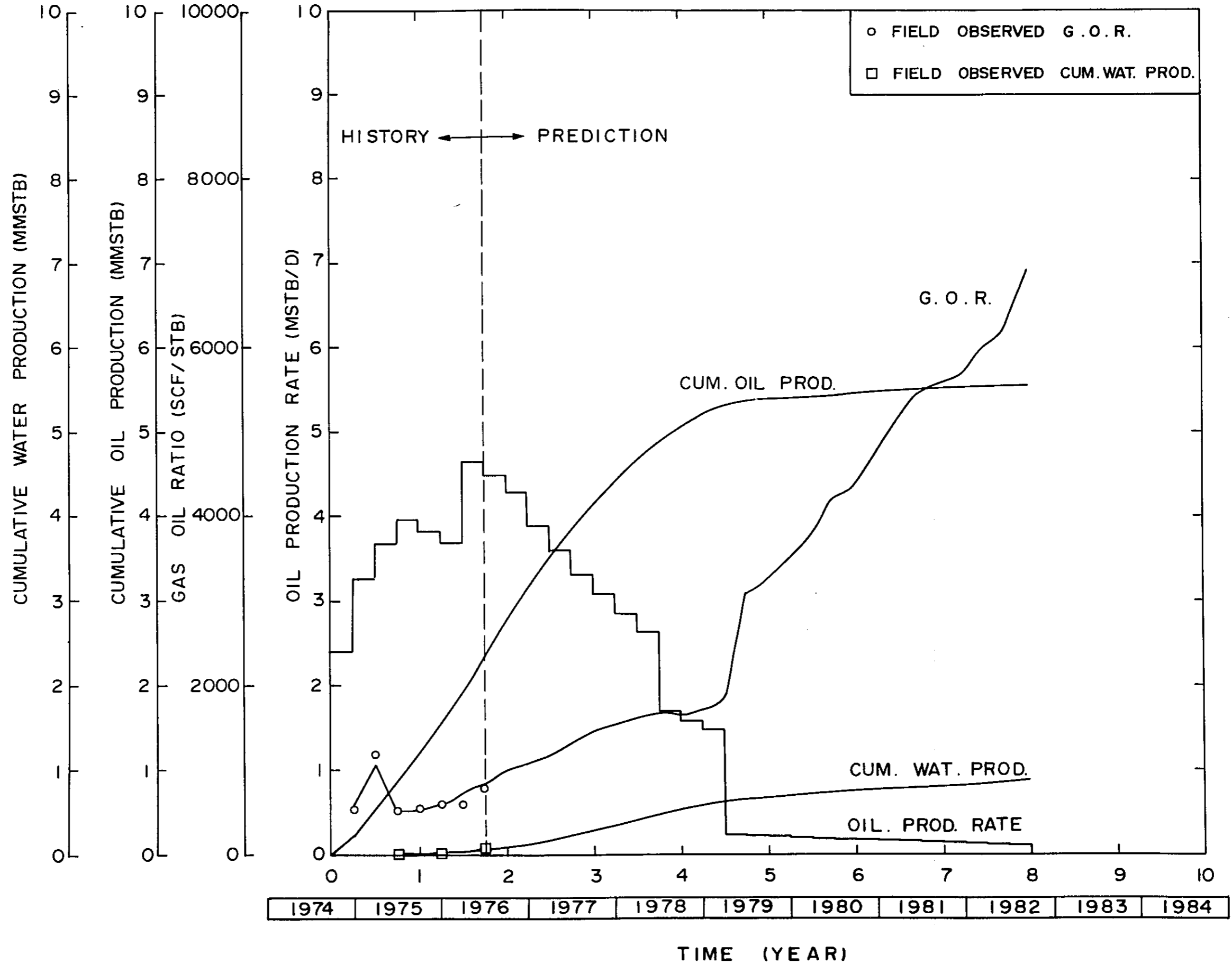


Fig. 2-3-1  
Vol. III

PREDICTED PERFORMANCE OF TEMBUNGO FIELD

Fig. 2-3-2

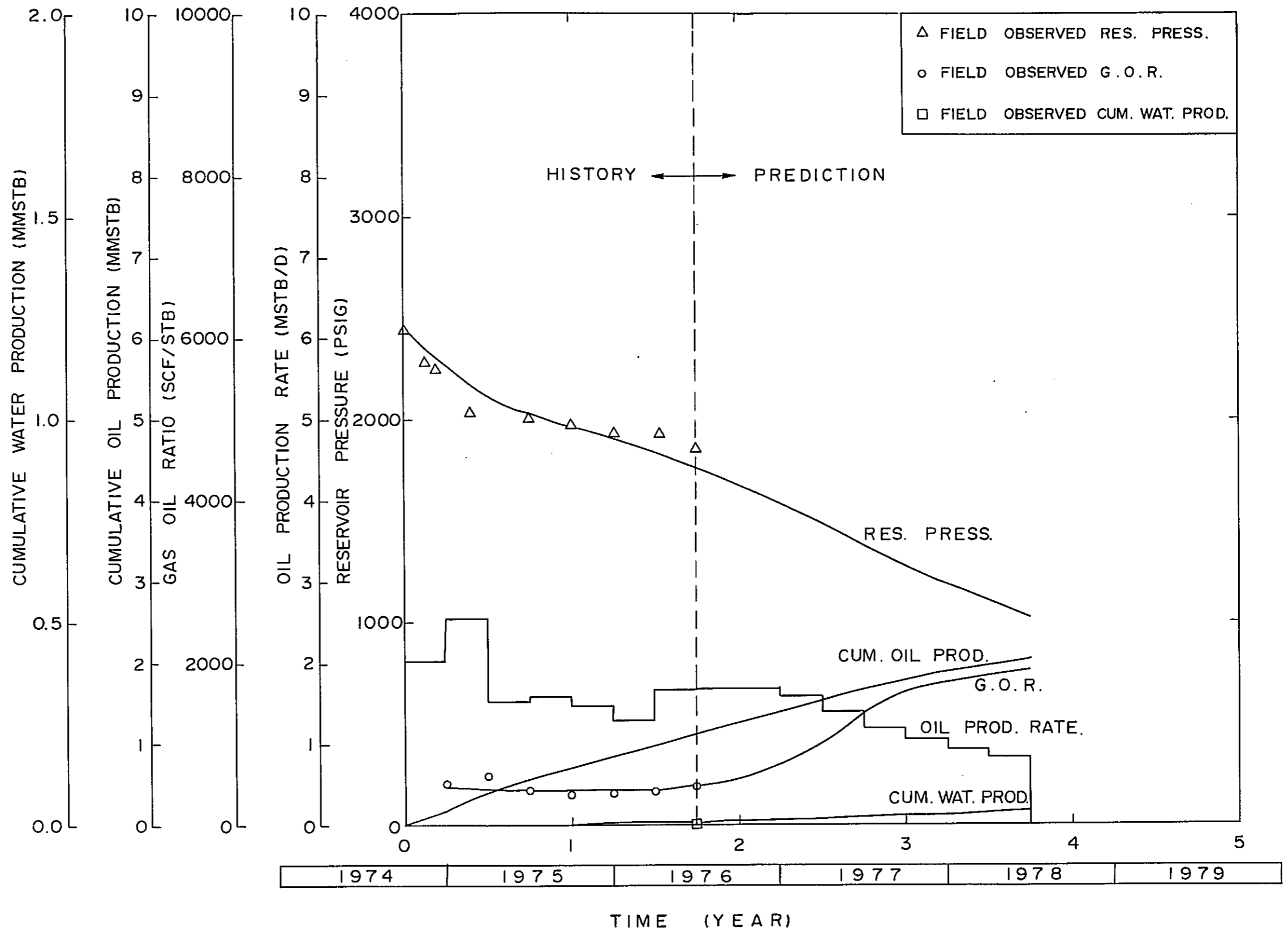


Fig. 2-3-2  
Vol. III.

PREDICTED PERFORMANCE OF MODEL-1, TEMBUNGO FIELD

Fig. 2-3-3

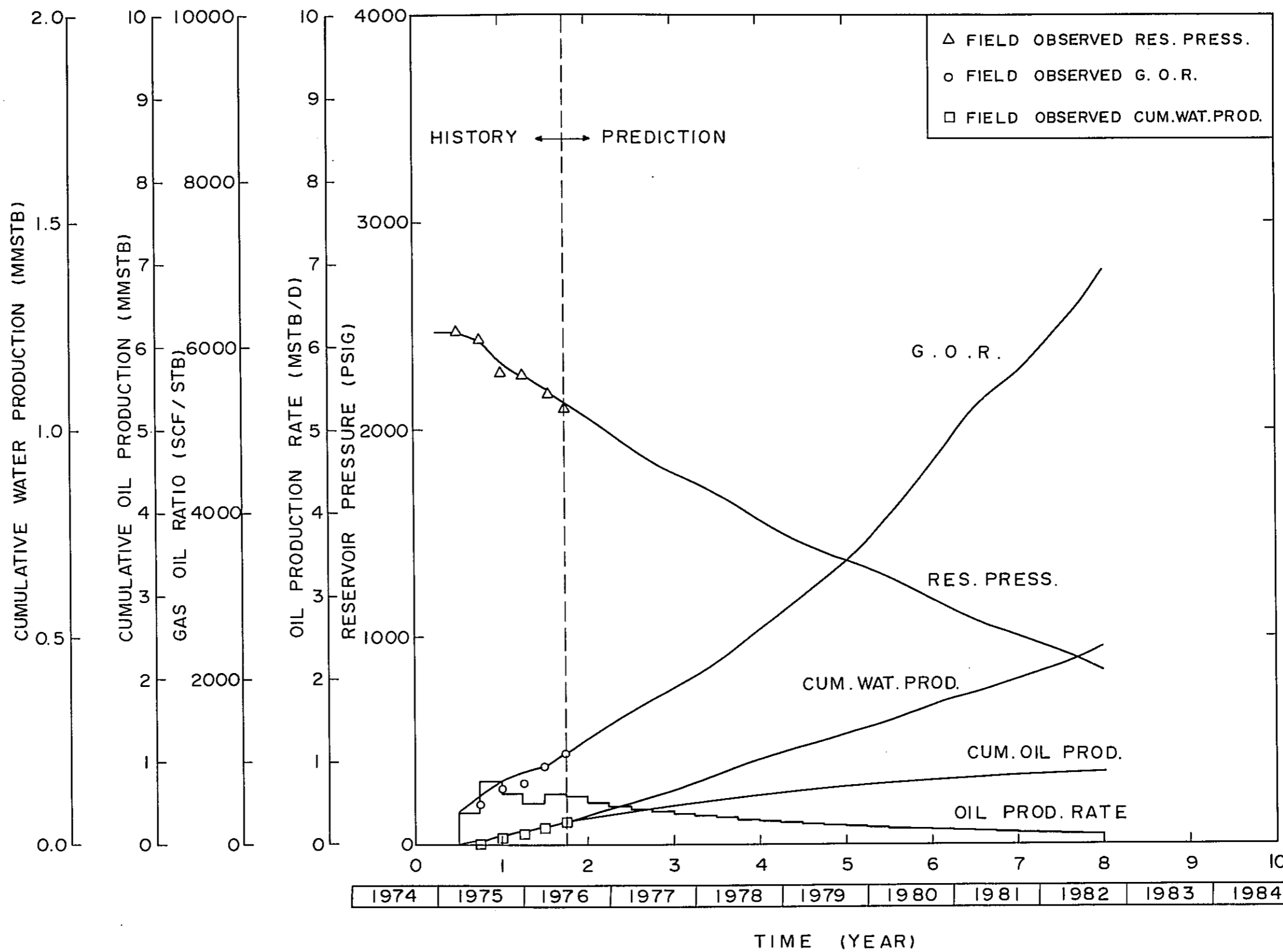


Fig. 2-3-3  
Vol. III

PREDICTED PERFORMANCE OF MODEL 2, TEMBUNGO FIELD

Fig. 2-3-4

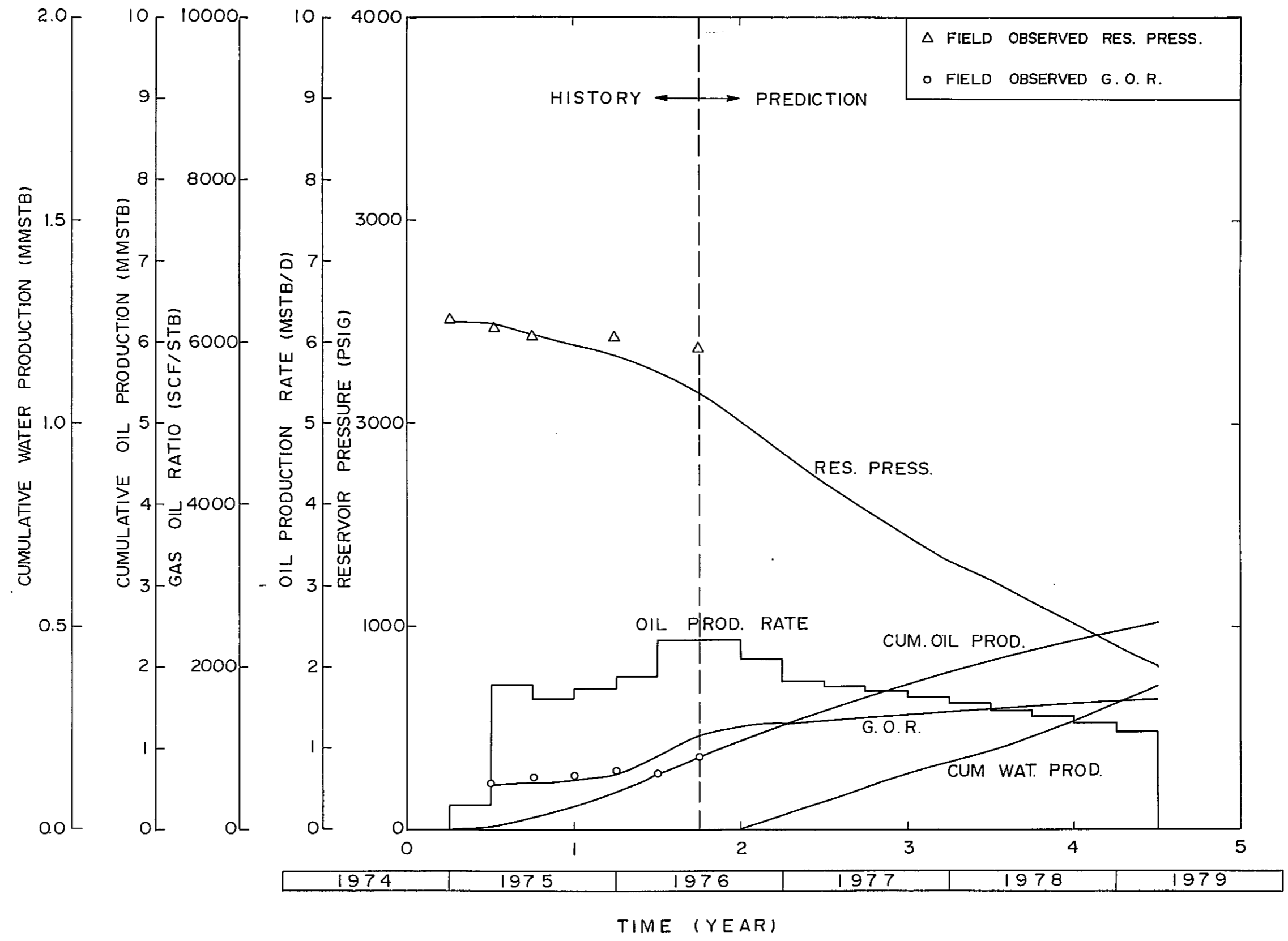


Fig. 2-3-4 PREDICTED PERFORMANCE OF MODEL 3, TEMBUNGO FIELD  
Vol. III

Fig. 2-3-5

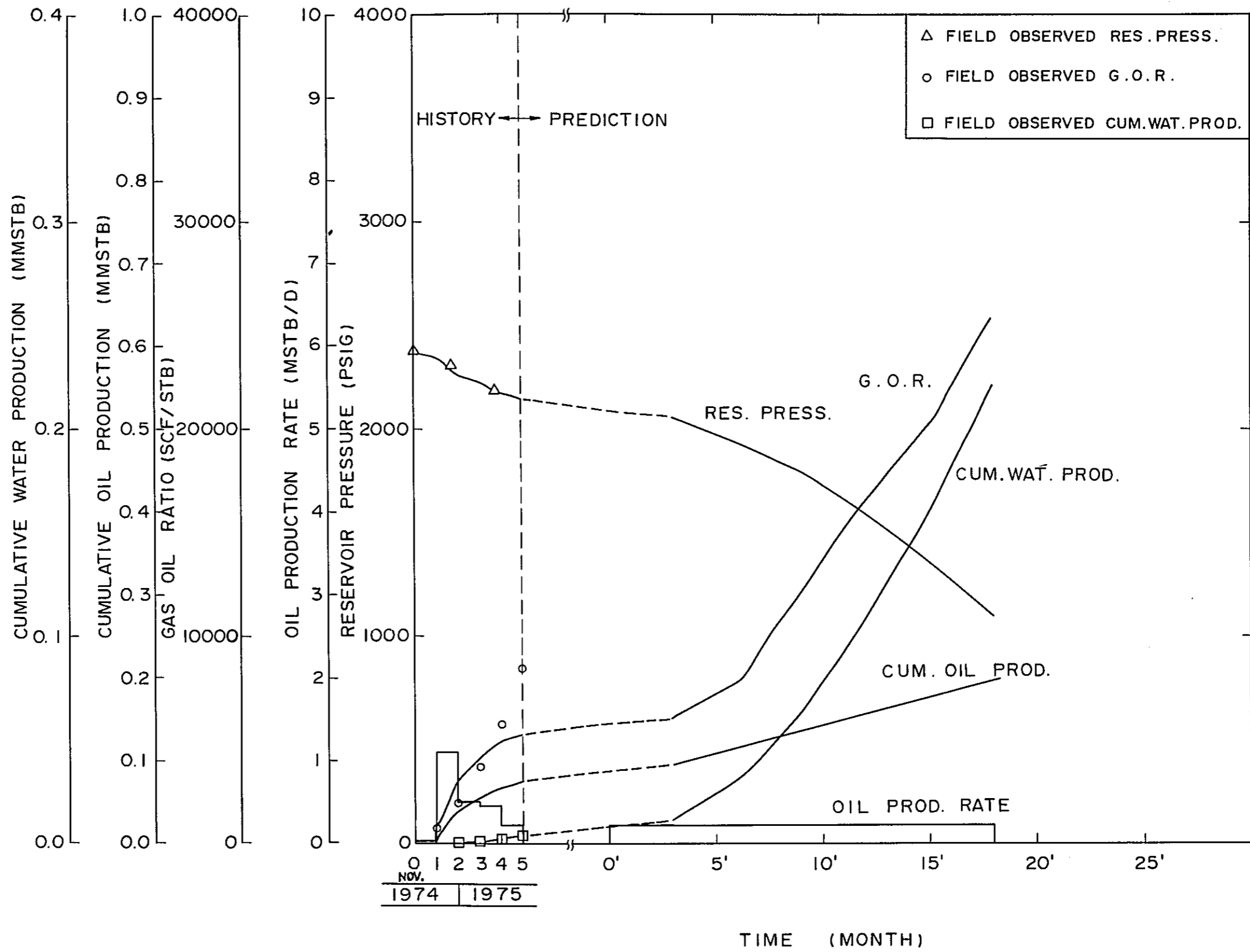


Fig. 2-3-5 PREDICTED PERFORMANCE OF MODEL 4, TEMBUNGO FIELD  
Vol. III



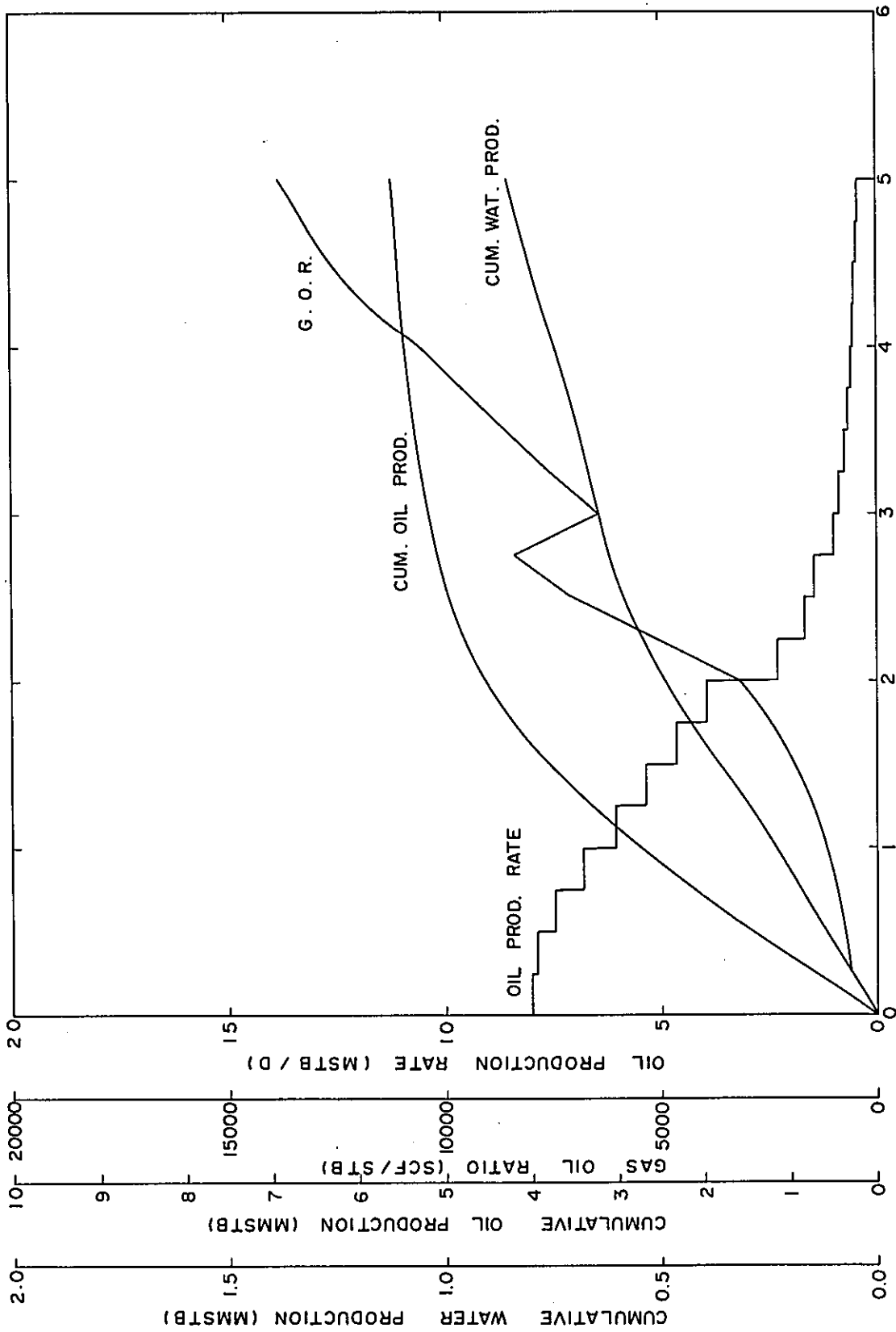


Fig. 2-3-6 PREDICTED PERFORMANCE OF ADDITIONAL WELL CASE,  
 TEMBUNGO FIELD  
 Vol. III

TIME (YEAR)

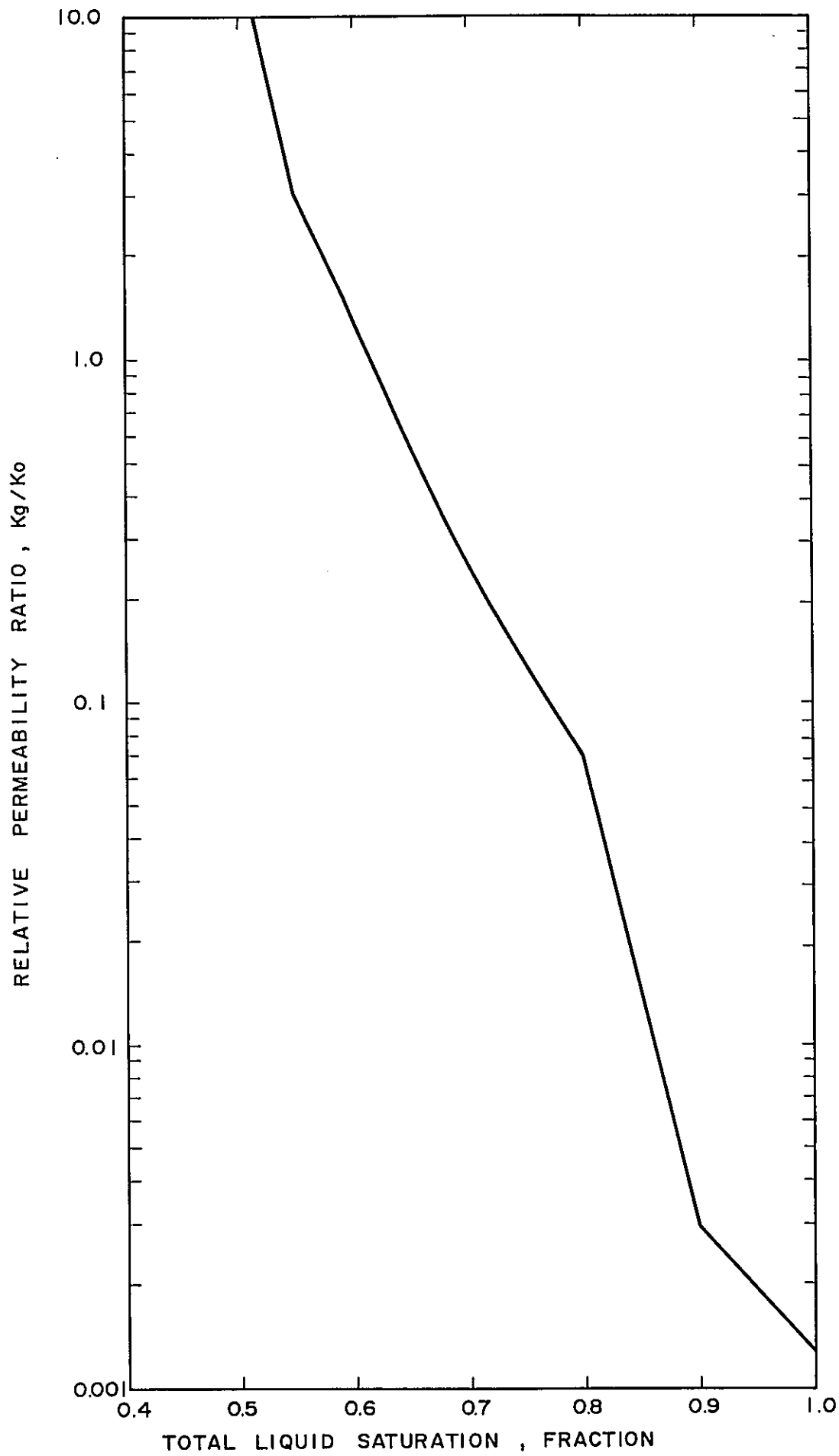


Fig. 2-3-7 GAS-OIL RELATIVE PERMEABILITY RATIO OF MODEL 1, TEMBUNGO FIELD  
VOL. III

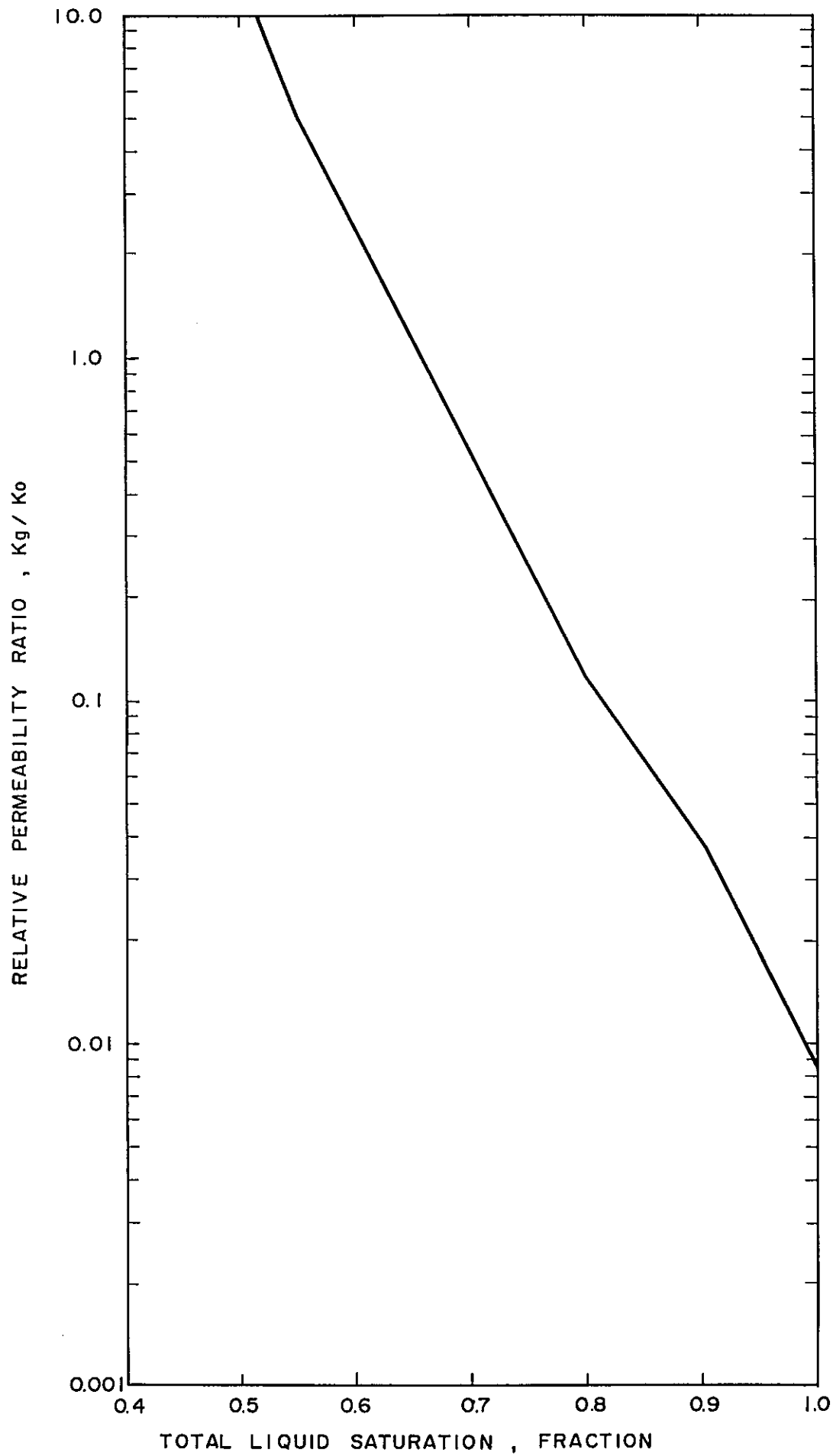


Fig. 2-3-8 GAS-OIL RELATIVE PERMEABILITY RATIO OF MODEL 2, TEMBUNGO FIELD  
Vol. III

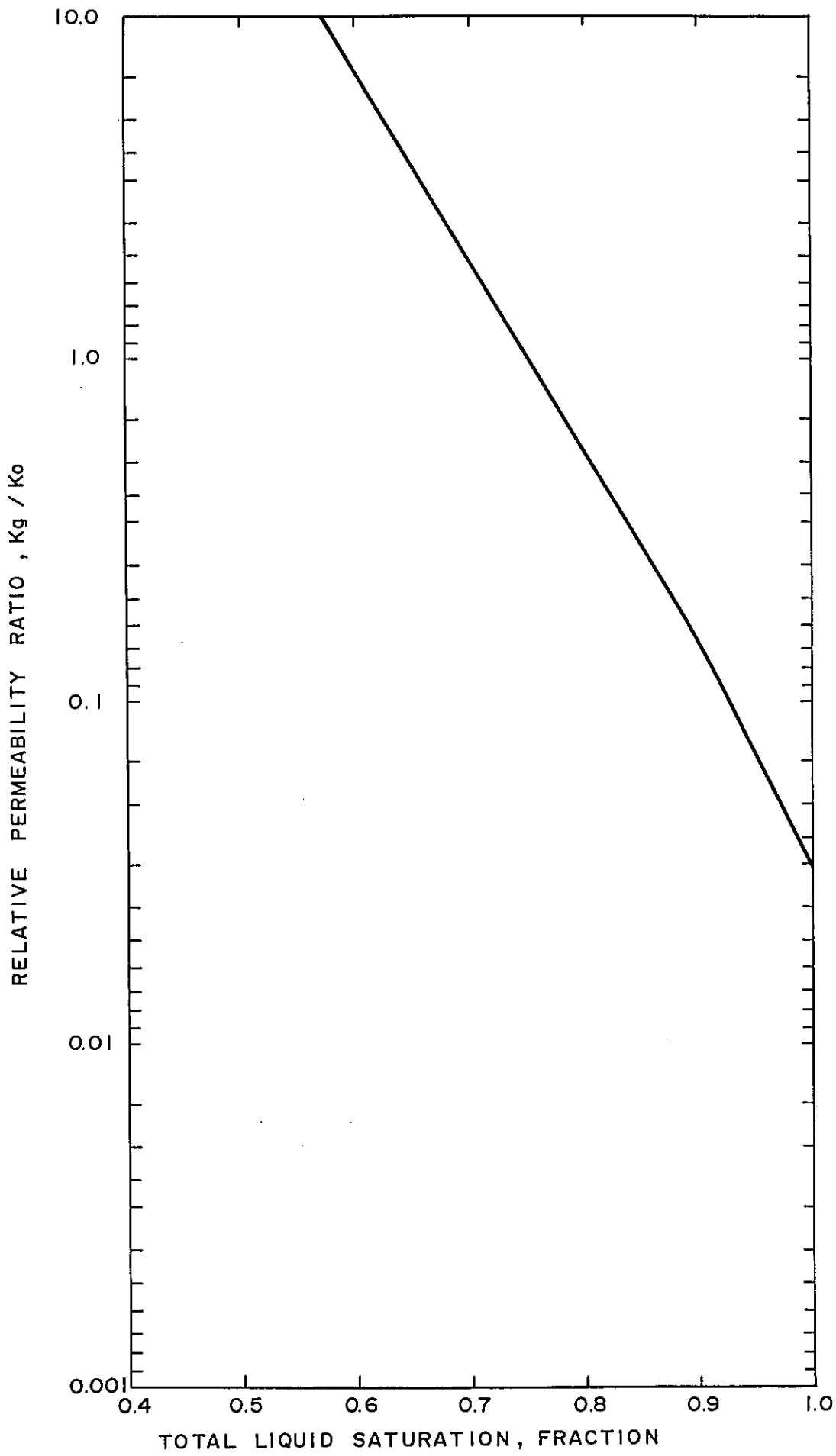


Fig. 2-3-9 GAS-OIL RELATIVE PERMEABILITY RATIO OF MODEL 3, TEMBUNGO FIELD  
Vol. III

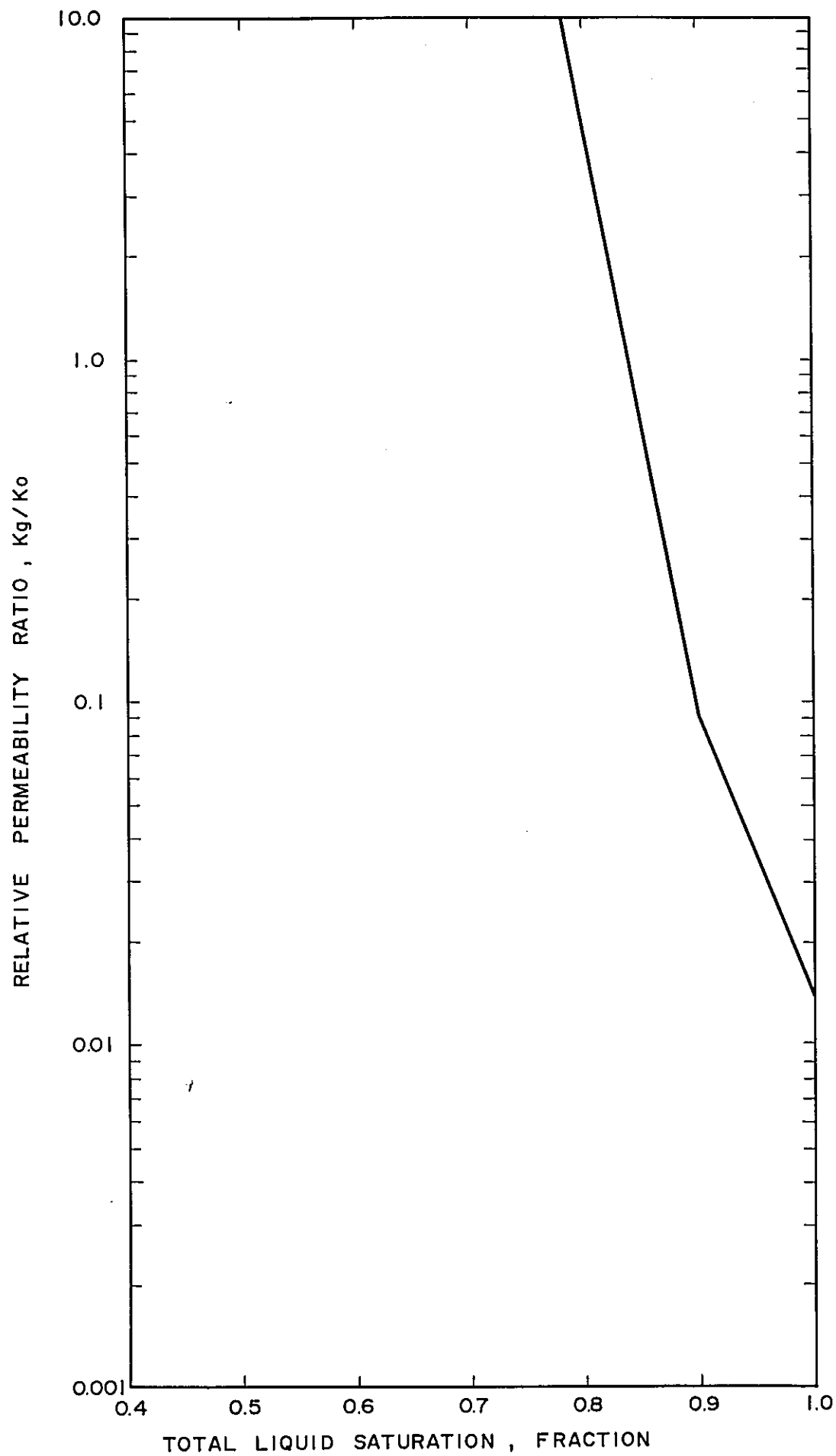


Fig. 2-3-10 GAS-OIL RELATIVE PERMEABILITY RATIO OF MODEL 4, TEMBUNGO FIELD  
Vol. III

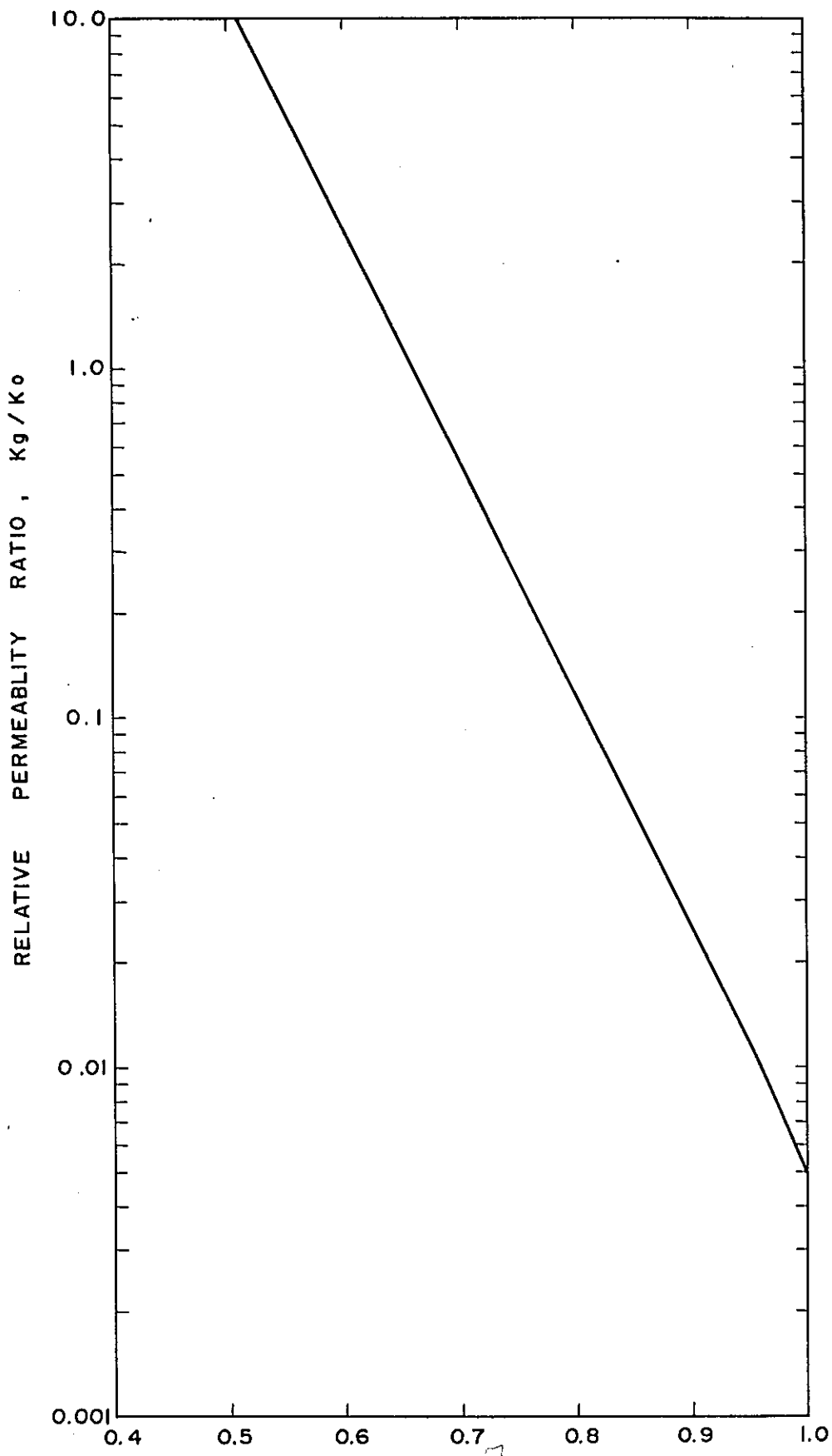


Fig. 2-3-11  
Vol. III

GAS-OIL RELATIVE PERMEABILITY RATIO - ADDITIONAL  
WELL CASE, TEMBUNGO FIELD

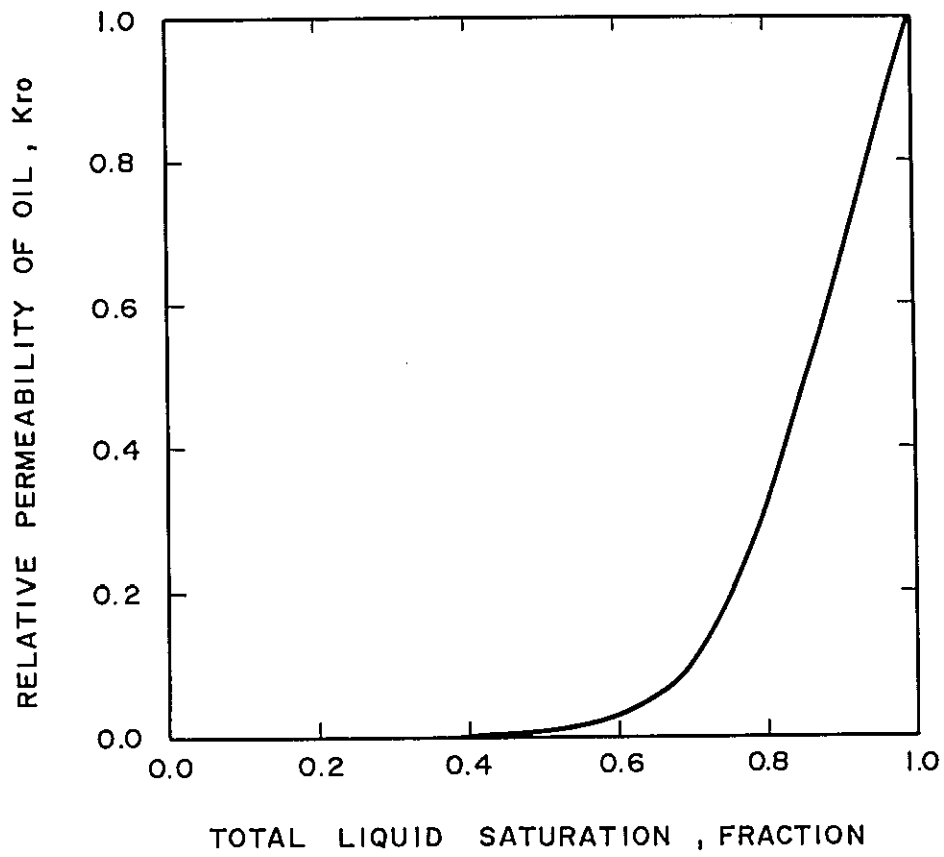


Fig. 2-3-12 OIL RELATIVE PERMEABILITY CURVE OF  
Vol. III MODEL 1, TEMBUNGO FIELD

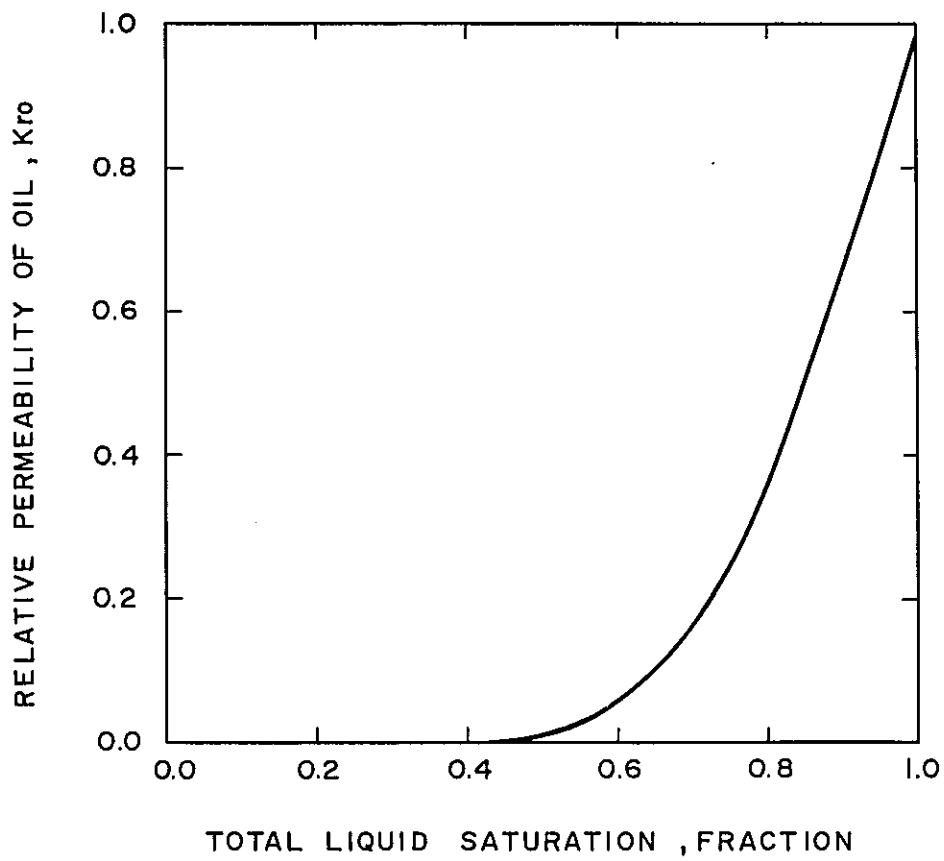


Fig. 2-3-13 OIL RELATIVE PERMEABILITY CURVE OF  
Vol. III MODEL 2, TEMBUNGO FIELD



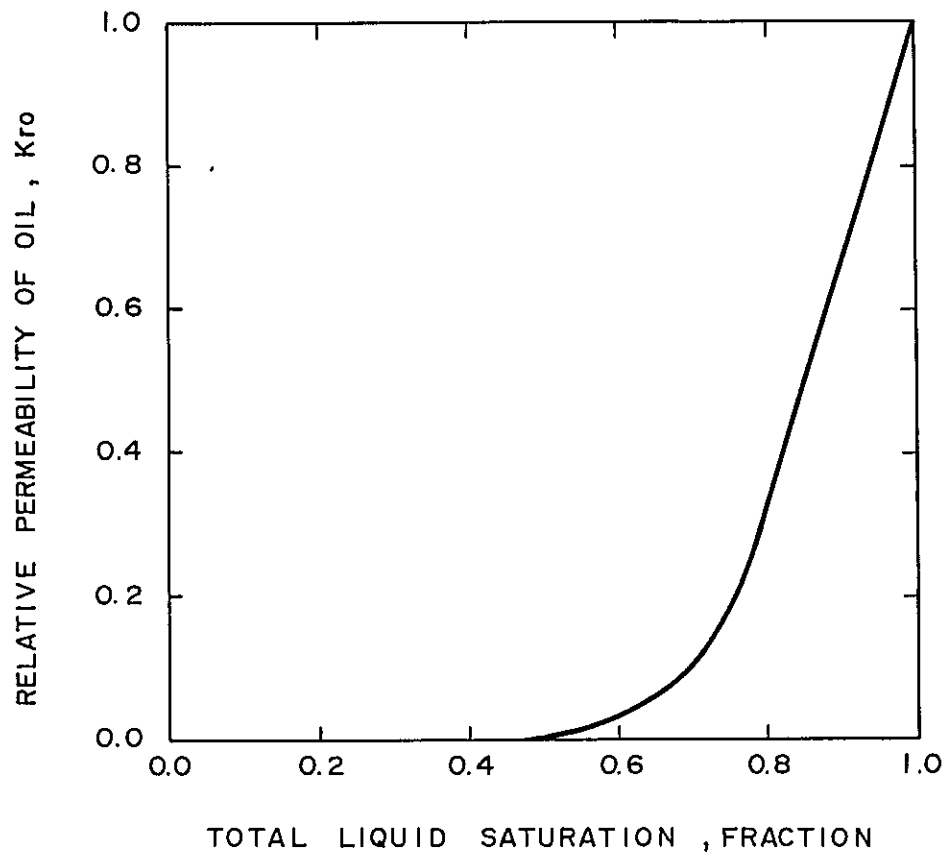


Fig. 2-3-14 OIL RELATIVE PERMEABILITY CURVE OF  
Vol. III MODEL 3, TEMBUNGO FIELD

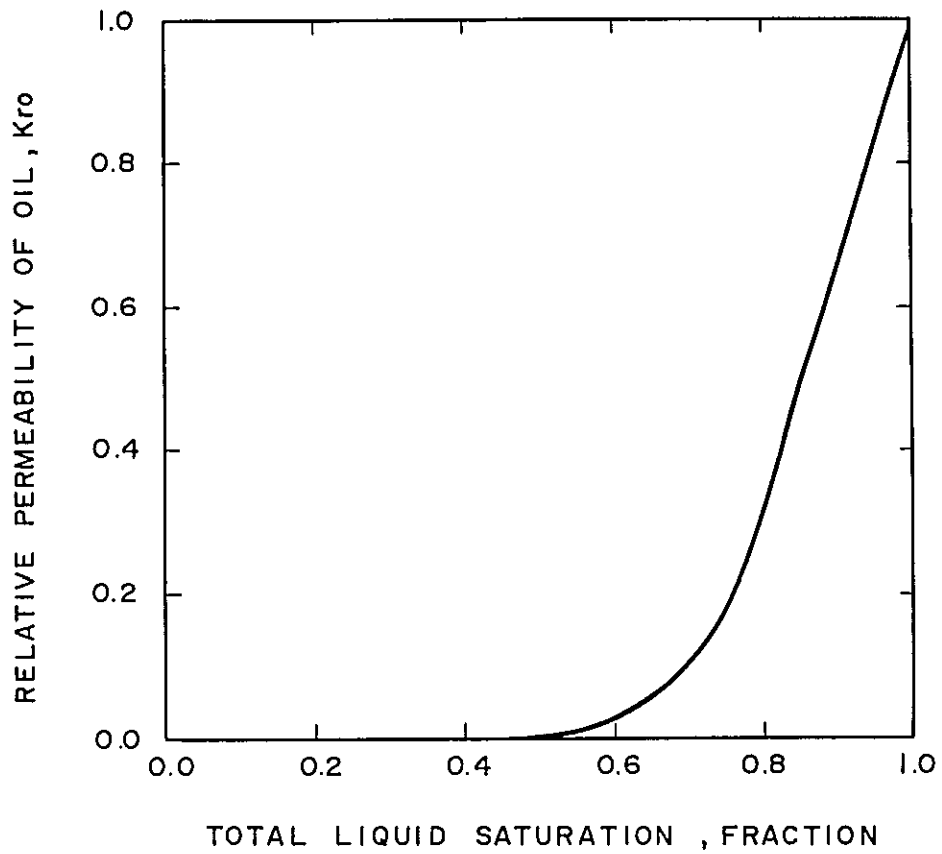


Fig. 2-3-15 OIL RELATIVE PERMEABILITY CURVE OF  
Vol. III MODEL 4, TEMBUNGO FIELD

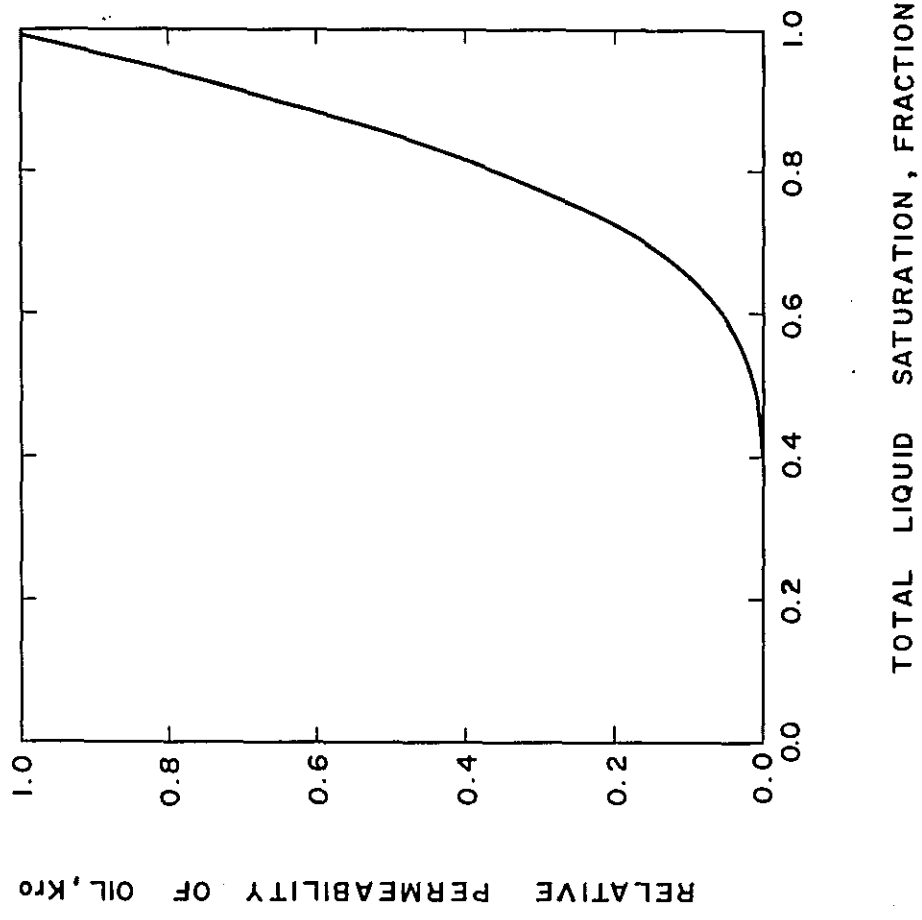


Fig. 2-3-16 OIL RELATIVE PERMEABILITY CURVE - ADDITIONAL WELL  
 Vol. III CASE, TEMBUNGO FIELD

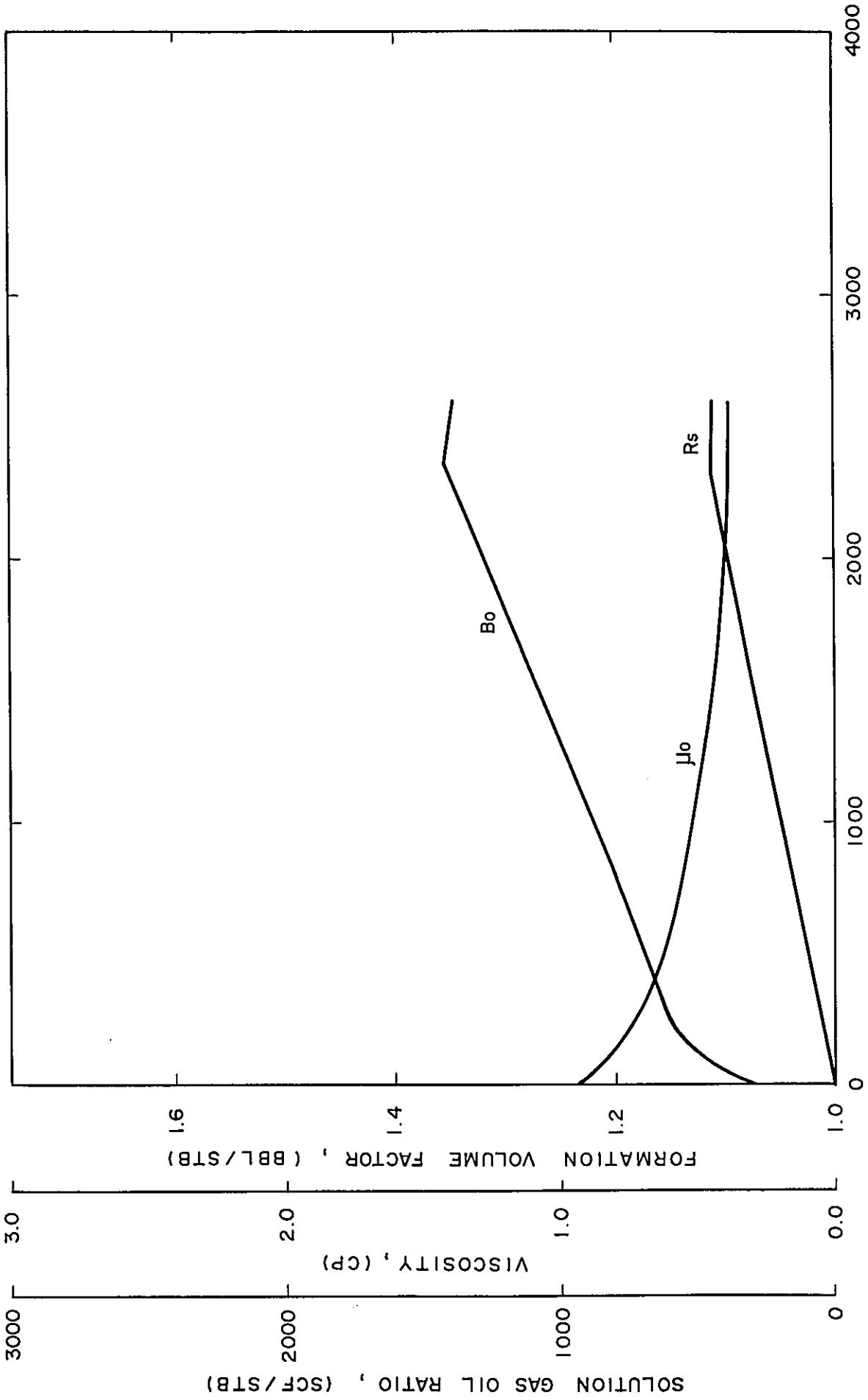


Fig. 2-3-17 OIL PROPERTIES OF MODEL 1, TEMBUNGO FIELD  
Vol. III

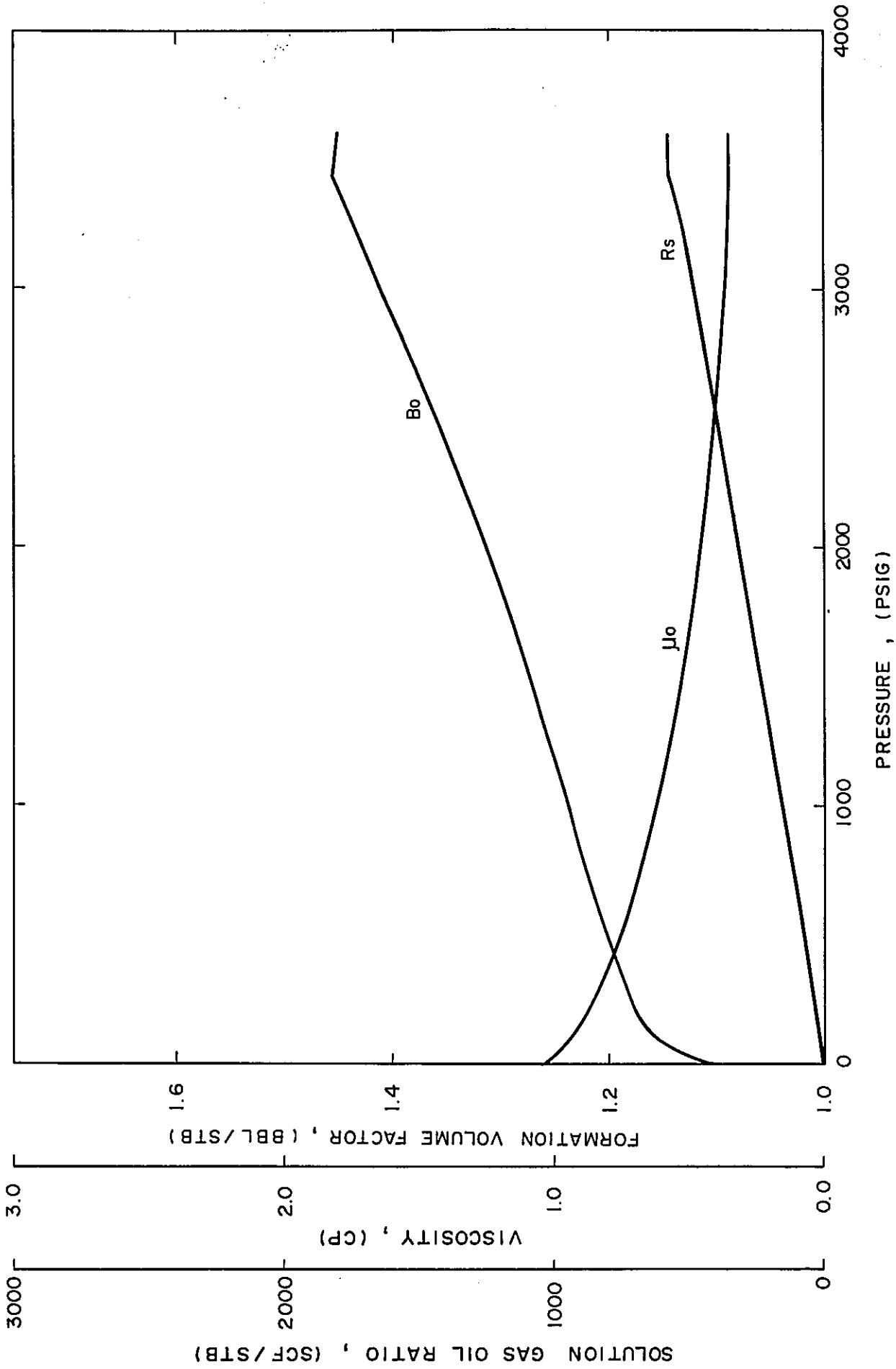


Fig. 2-3-18 OIL PROPERTIES OF MODEL 2, TEMBUNGO FIELD  
Vol. III

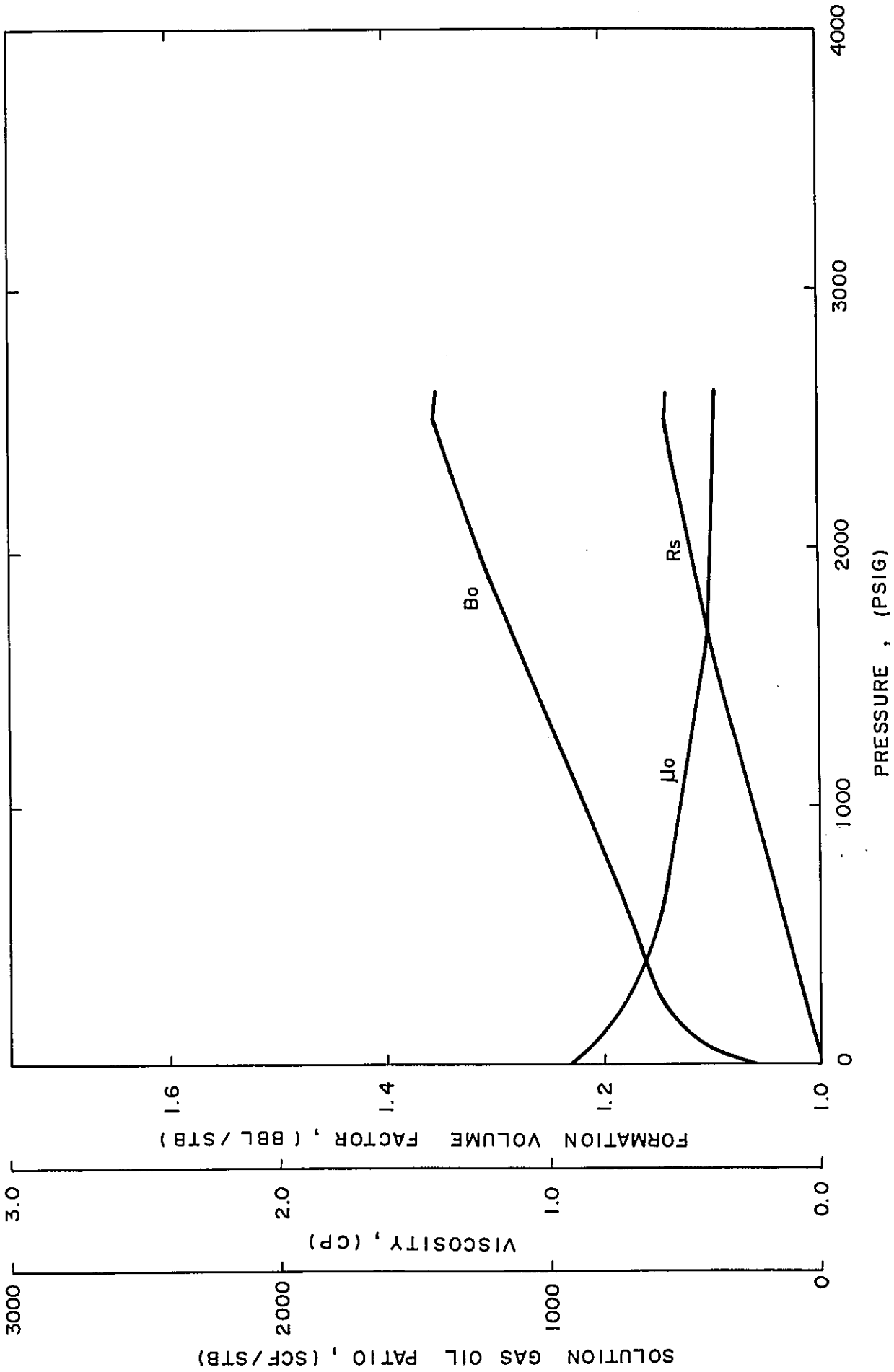


Fig. 2-3-19 OIL PROPERTIES OF MODEL 3, TEMBUNGO FIELD  
Vol. III

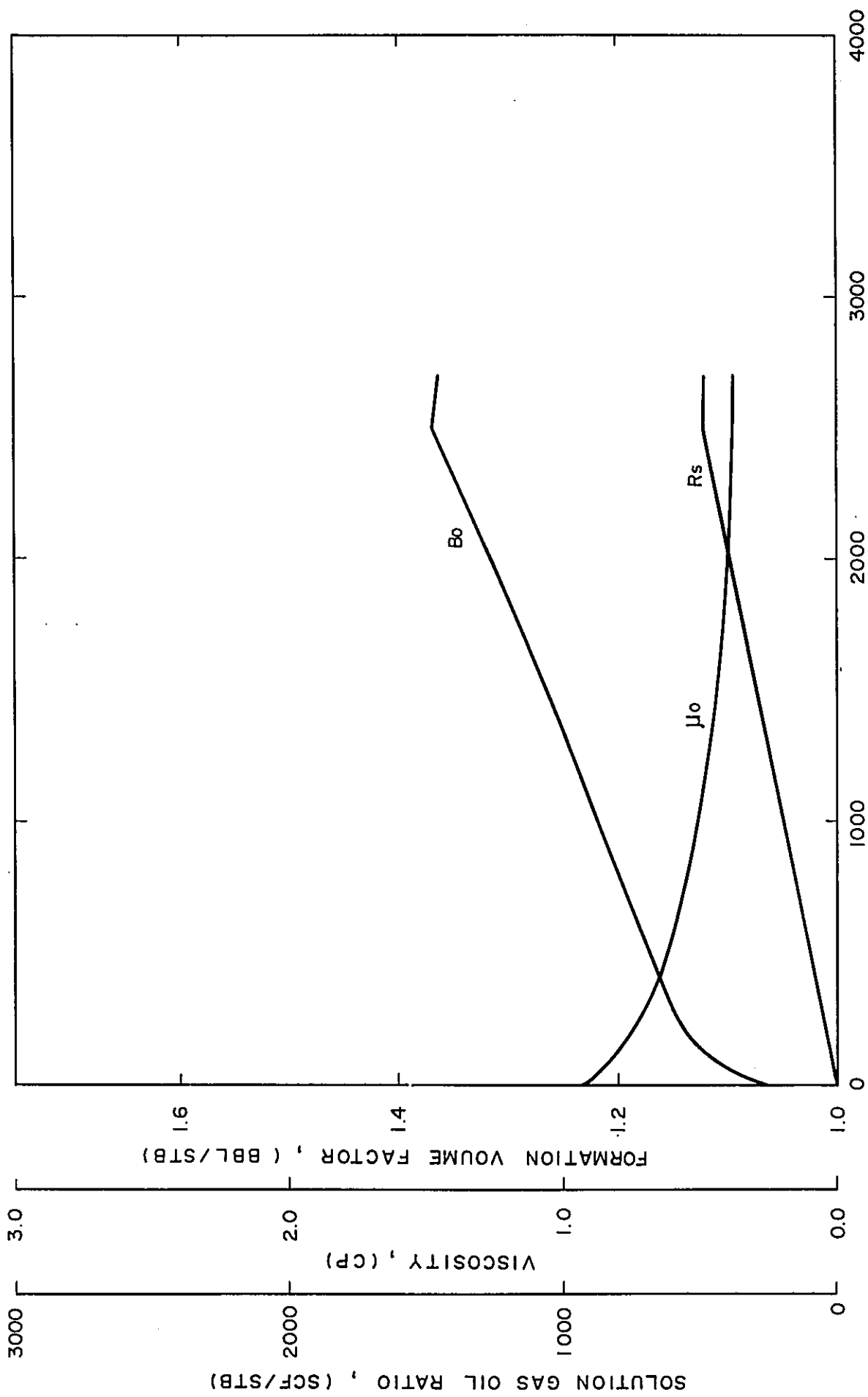


Fig. 2-3-20 OIL PROPERTIES OF MODEL 4, TEMBUNGO FIELD  
Vol. III

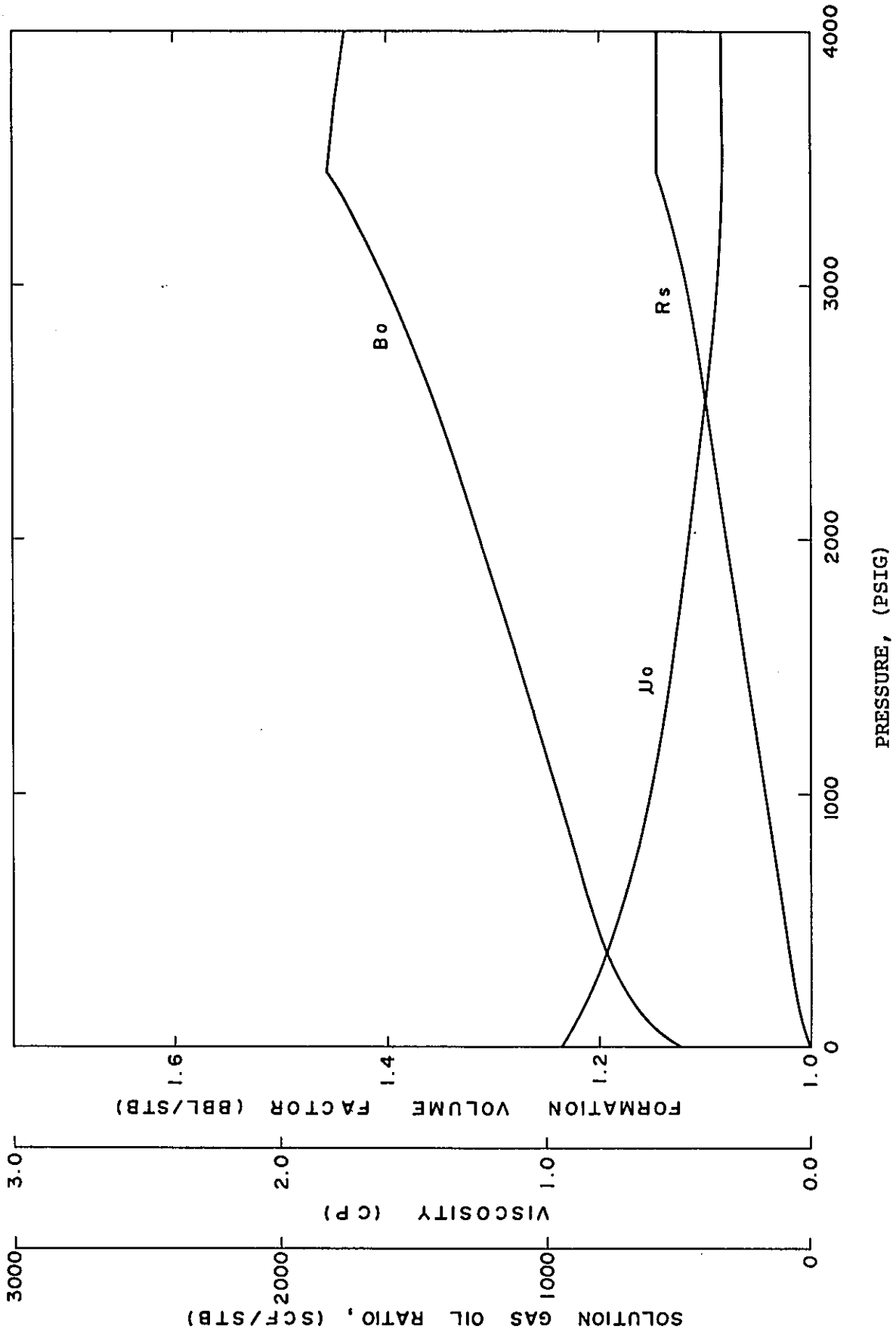


Fig. 2-3-21 OIL PROPERTIES OF WELL TM AD-1 AND AD-4, TEMBUNGO FIELD  
Vol. III



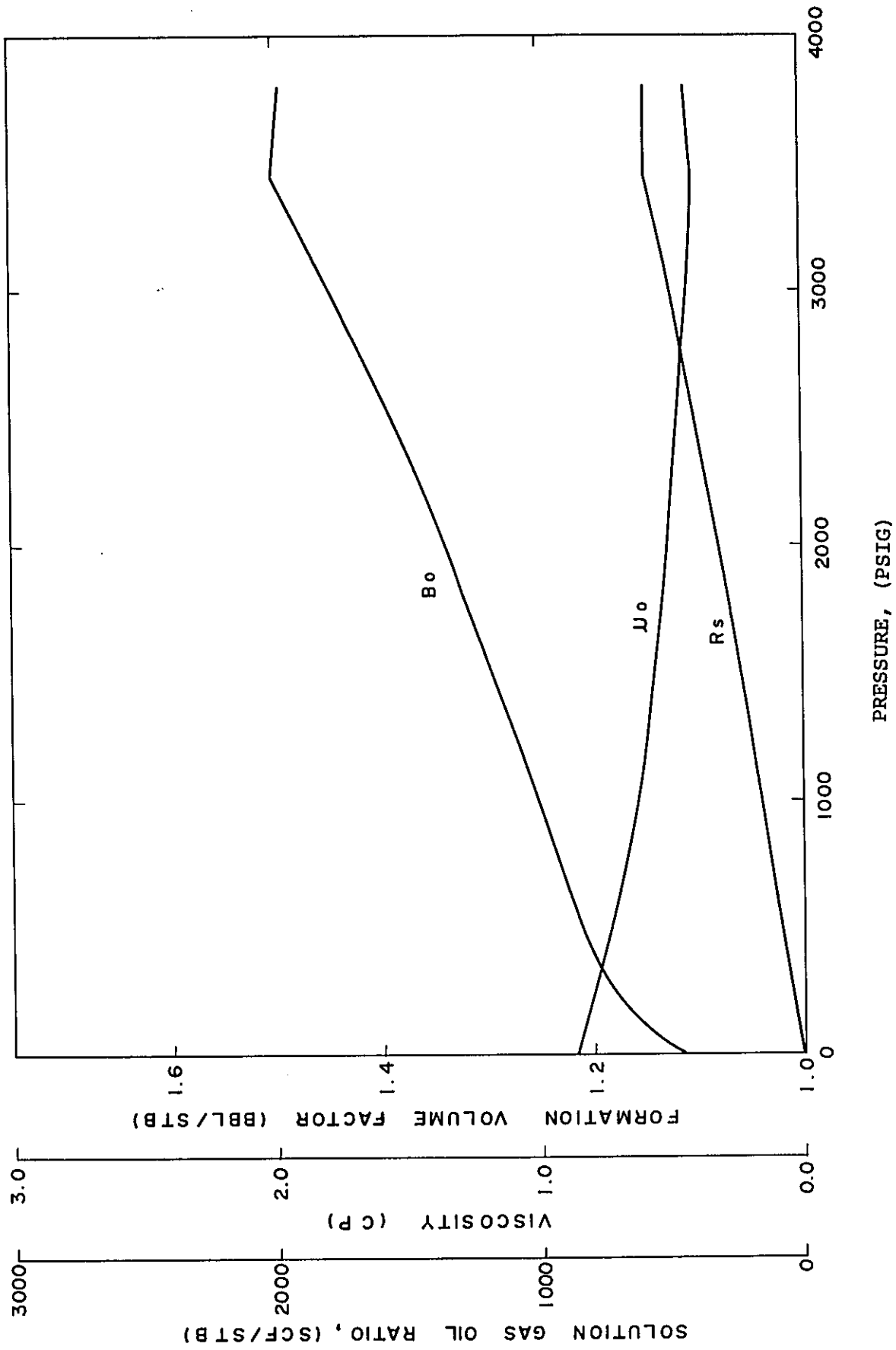


Fig. 2-3-22 OIL PROPERTIES OF WELL TM AD-2, TEMBUNGO FIELD  
VOL. III

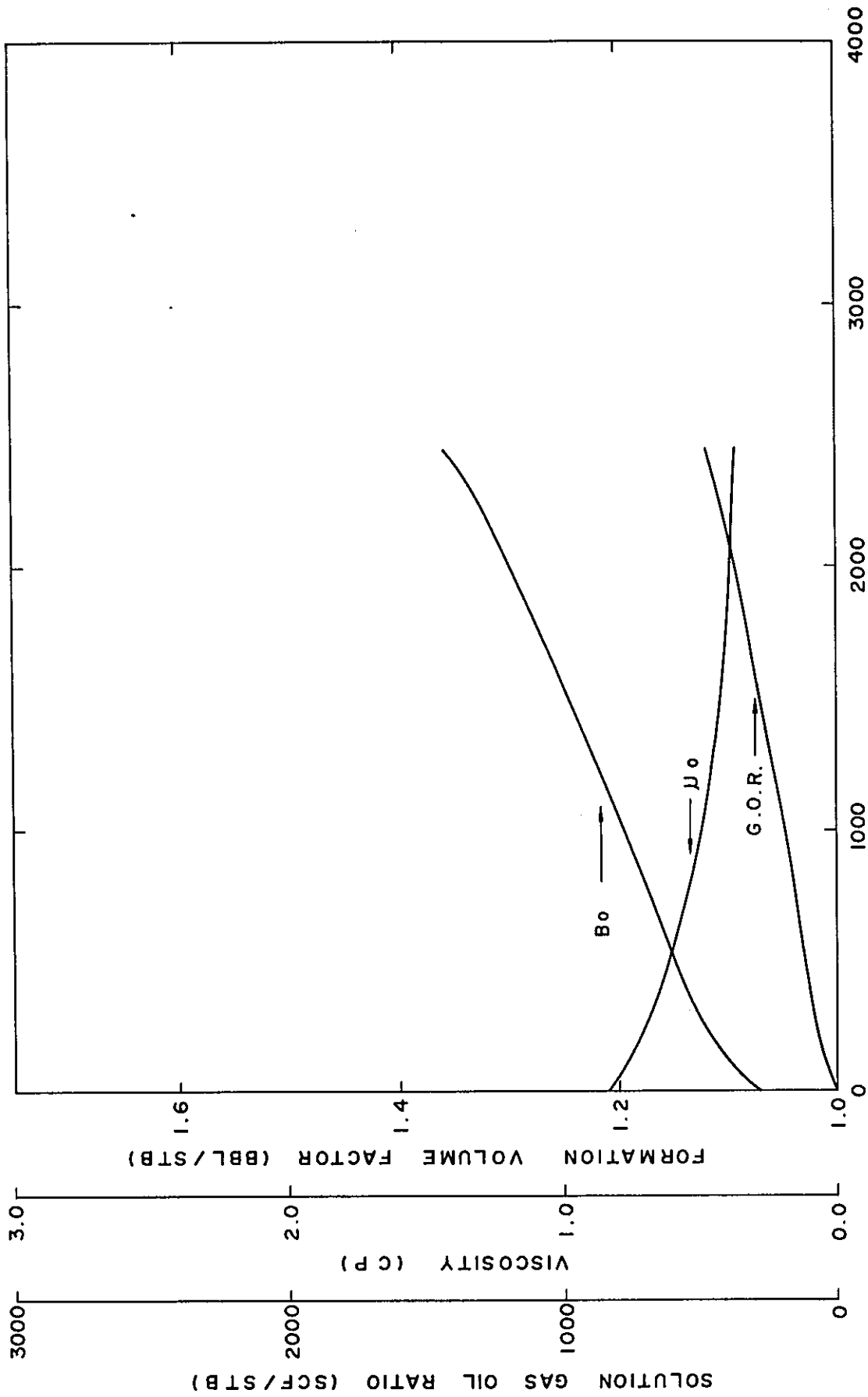


Fig. 2-3-23 OIL PROPERTIES OF WELL TM AD-3, TEMBUNGO FIELD  
VOL. III

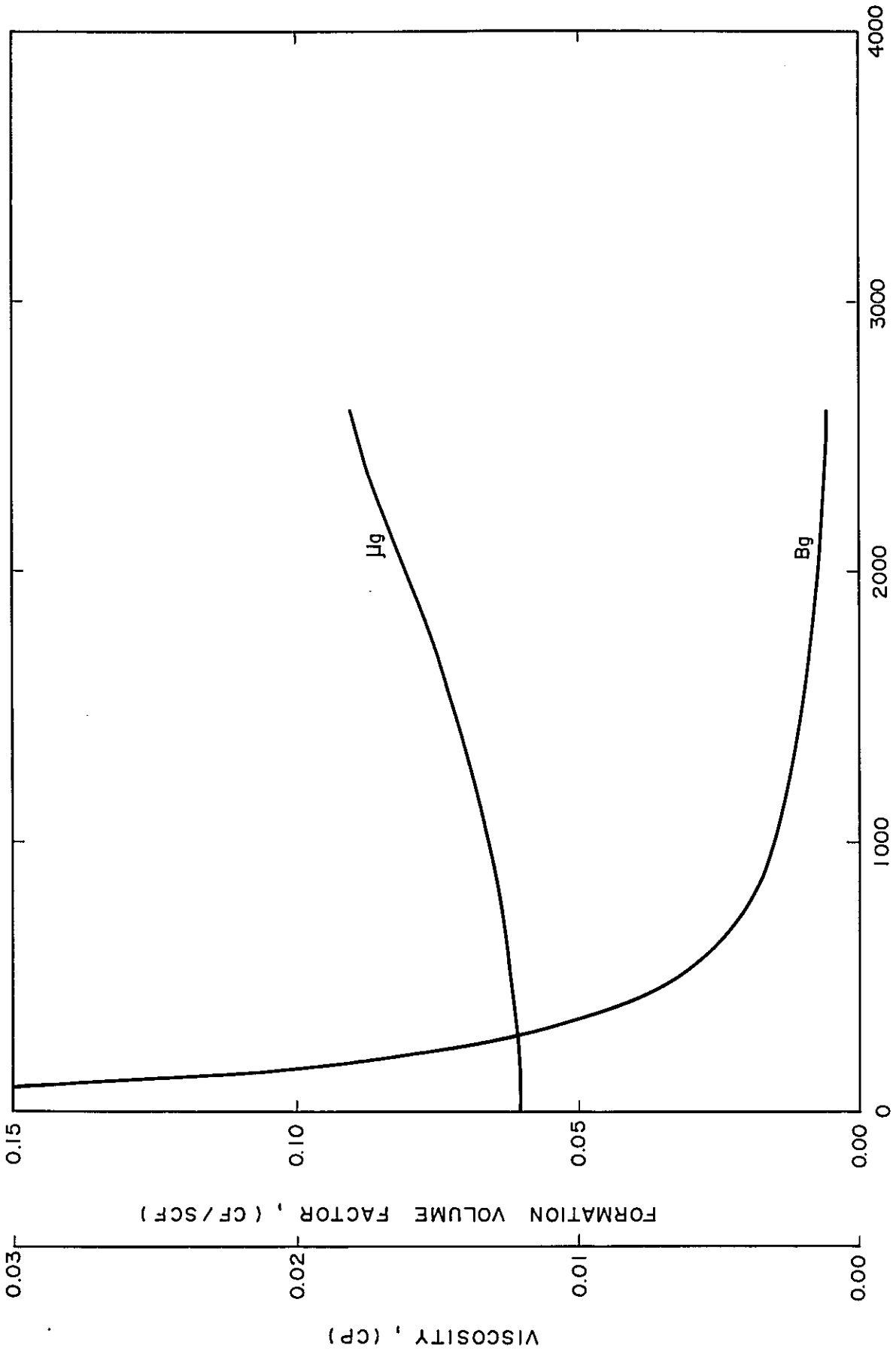


Fig. 2-3-24 GAS PROPERTIES OF MODEL 1, TEMBUNGO FIELD  
Vol. III

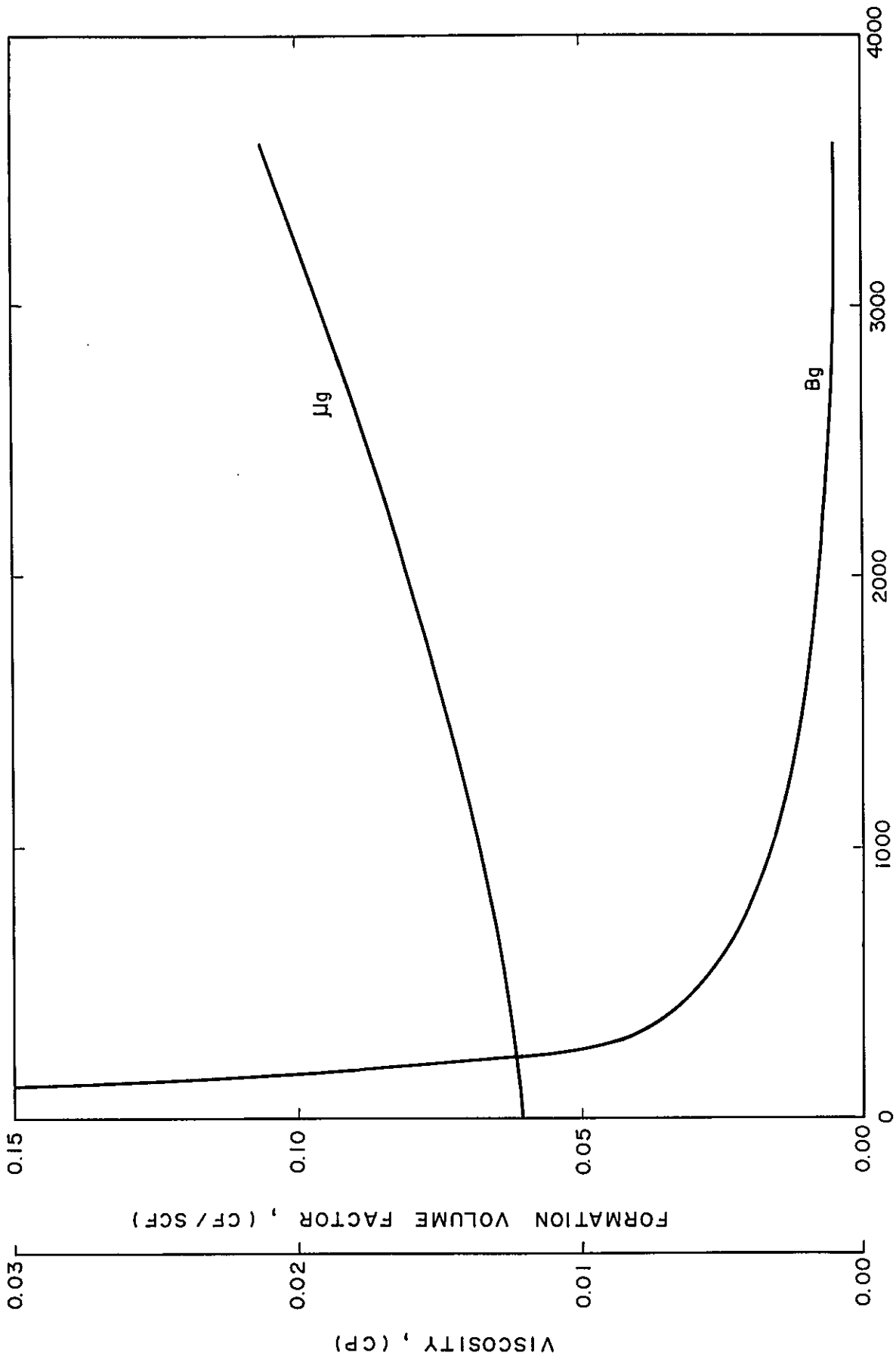


Fig. 2-3-25 GAS PROPERTIES OF MODEL 2, TEMBUNGO FIELD  
VOL. III

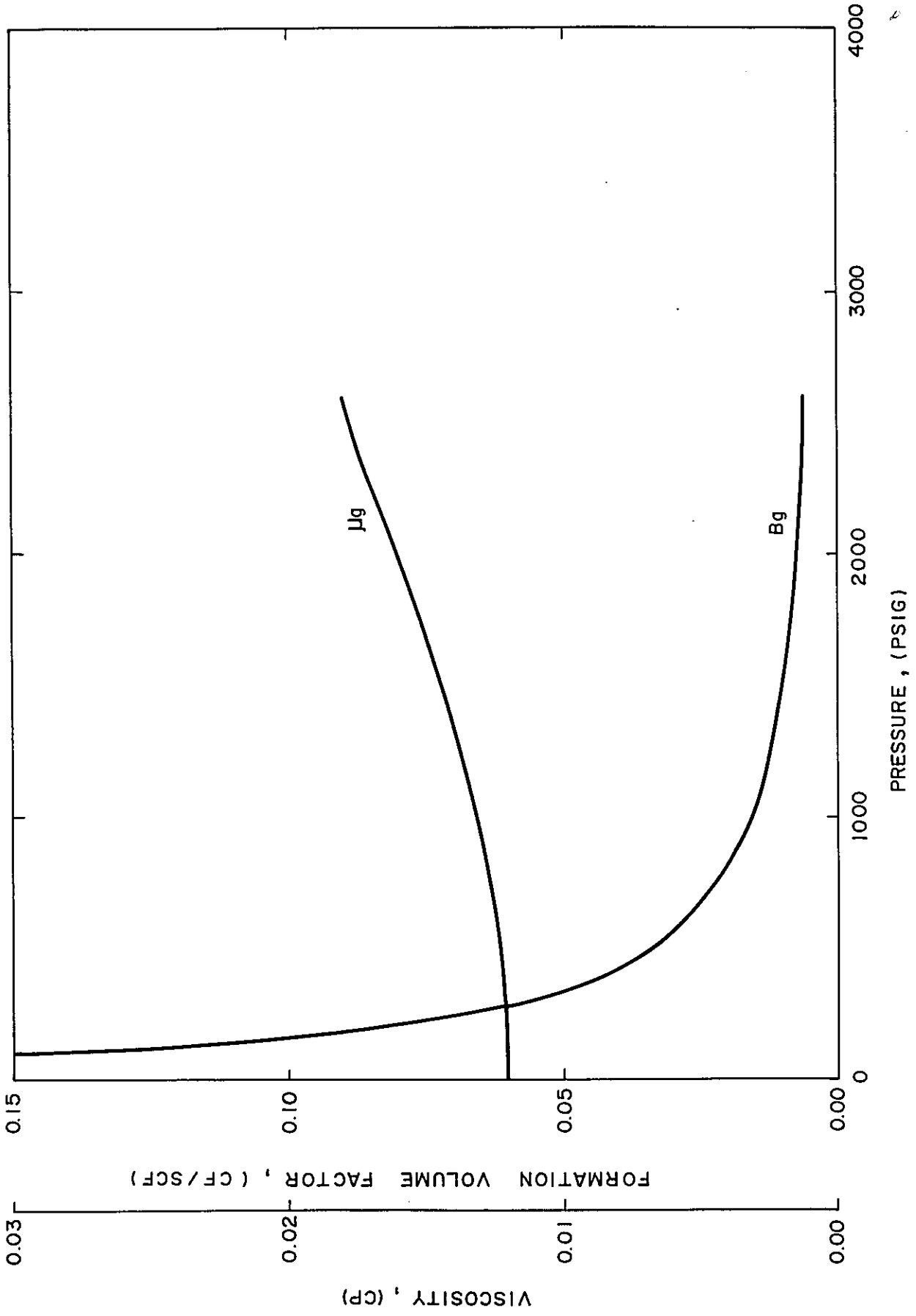


Fig. 2-3-26 GAS PROPERTIES OF MODEL 3, TEMBUNGO FIELD  
Vol. III

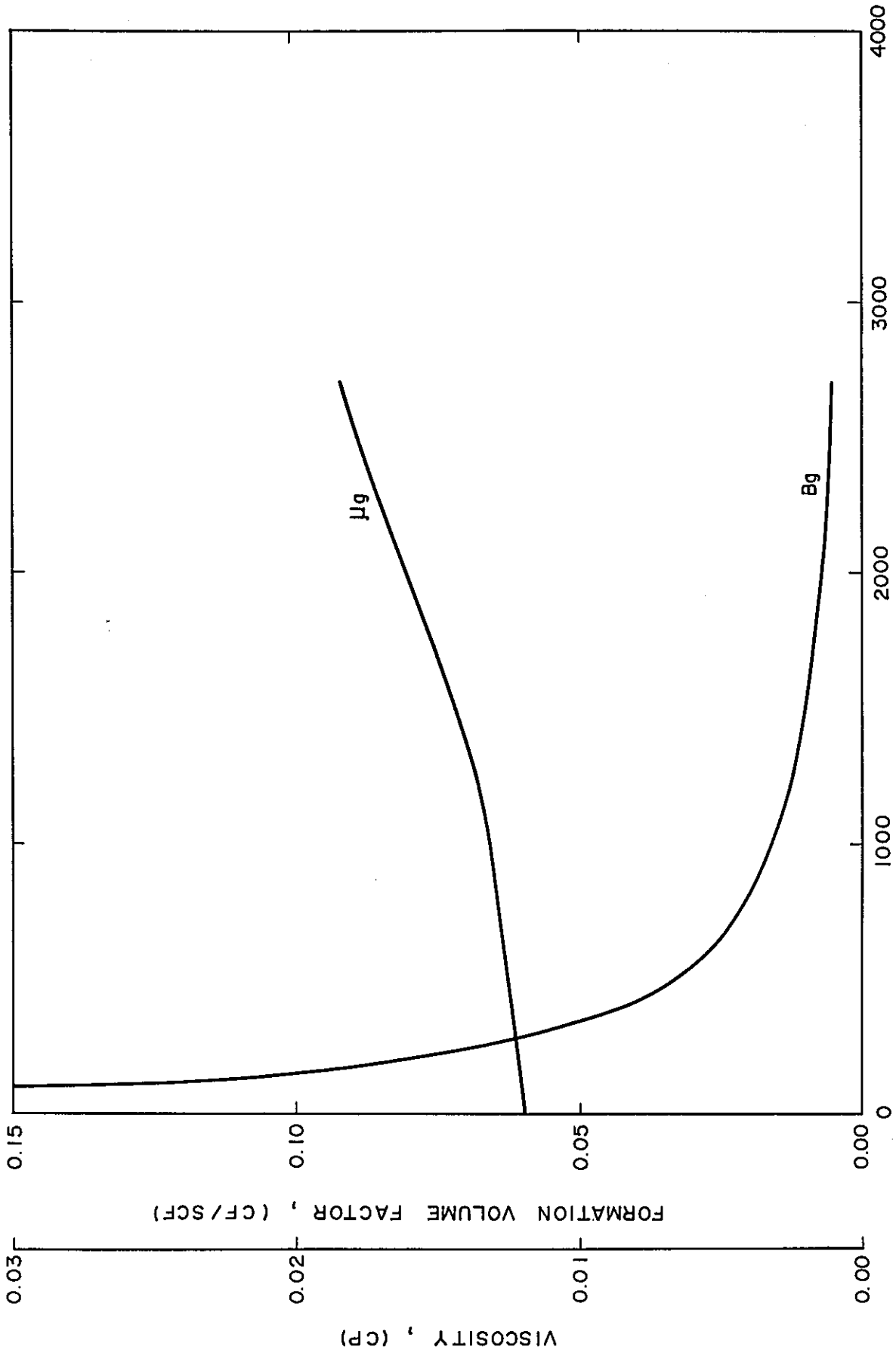


Fig. 2-3-27 GAS PROPERTIES OF MODEL 4, TEMBUNGO FIELD  
Vol. III

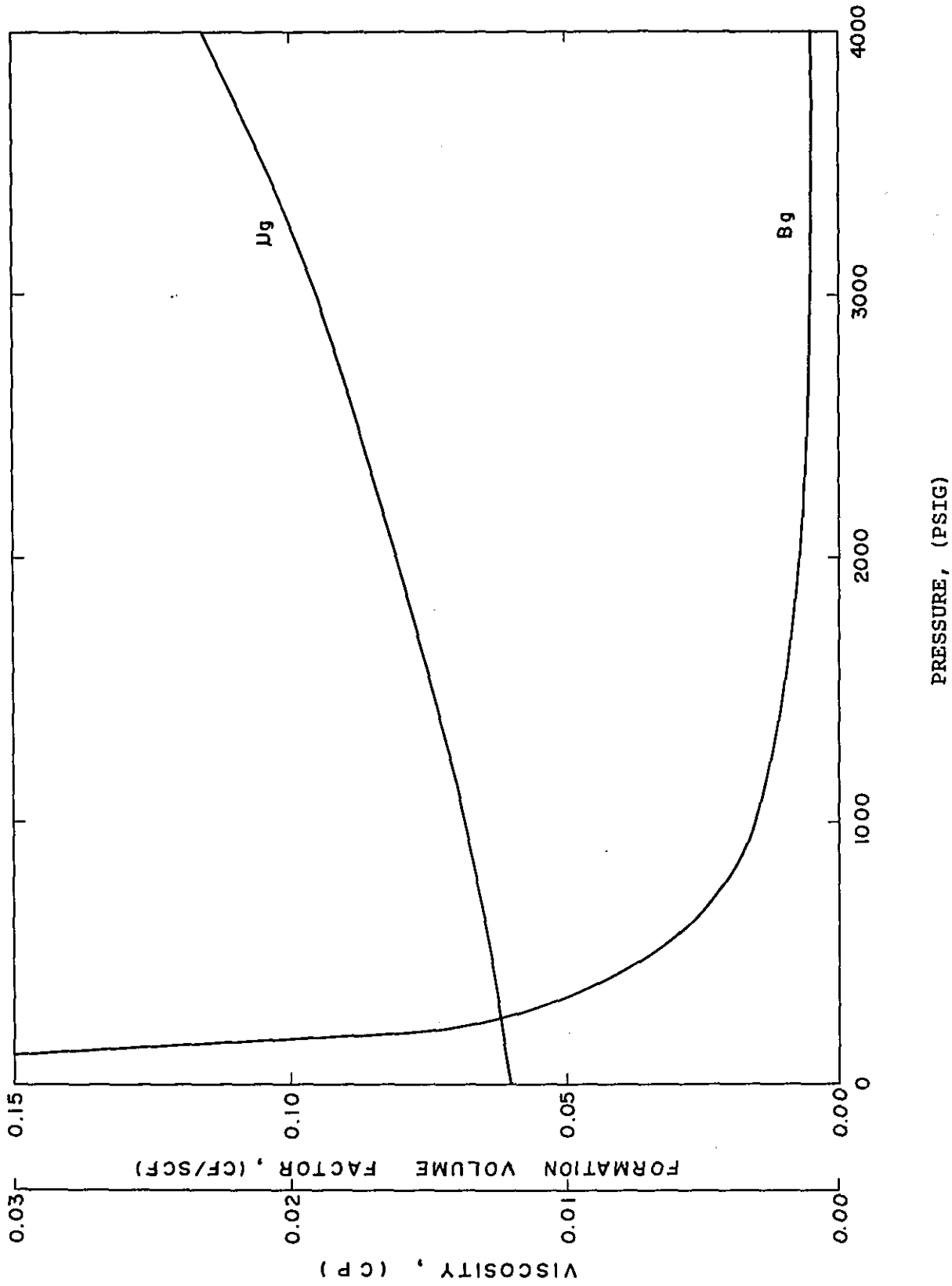
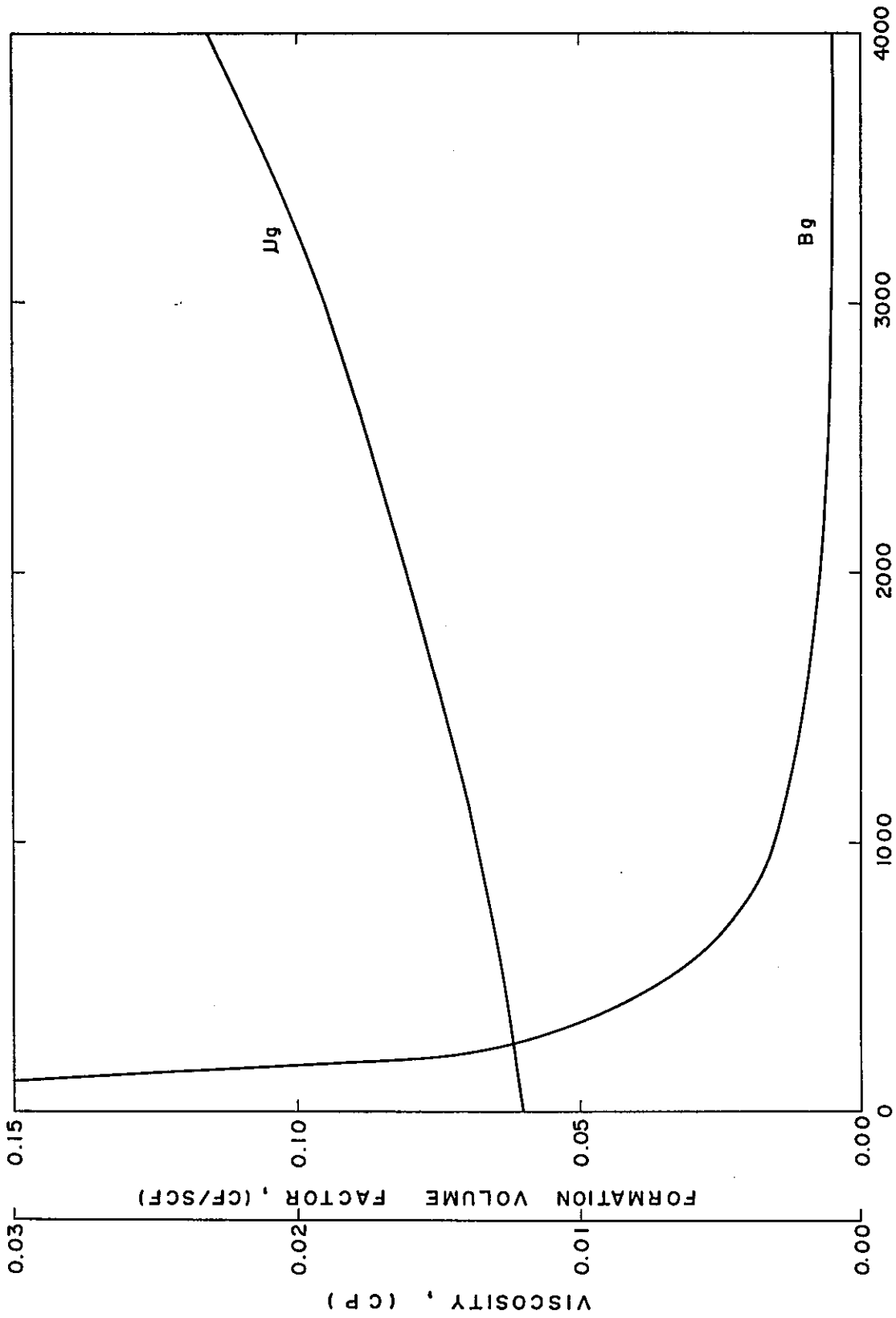


Fig. 2-3-28 GAS PROPERTIES OF WELL TM AM-1 AND AD-4, TEMBUNGO FIELD  
Vol. III



PRESSURE, (PSIG)

Fig. 2-3-28 GAS PROPERTIES OF WELL TM AM-1 AND AD-4, TEMBUNGO FIELD  
Vol. III



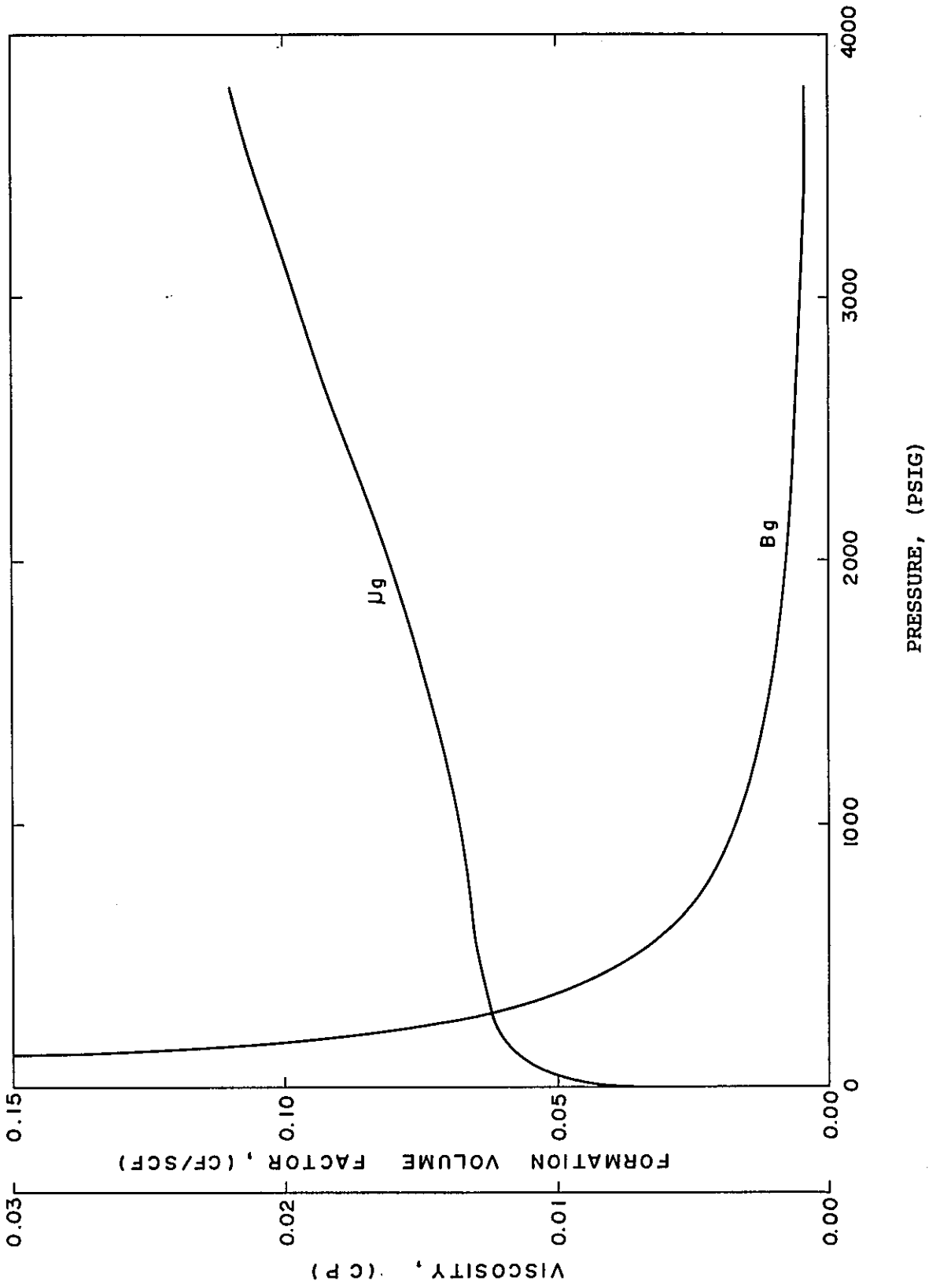


Fig. 2-3-29 GAS PROPERTIES OF WELL TM AD-2, TEMBUNGO FIELD  
Vol. III

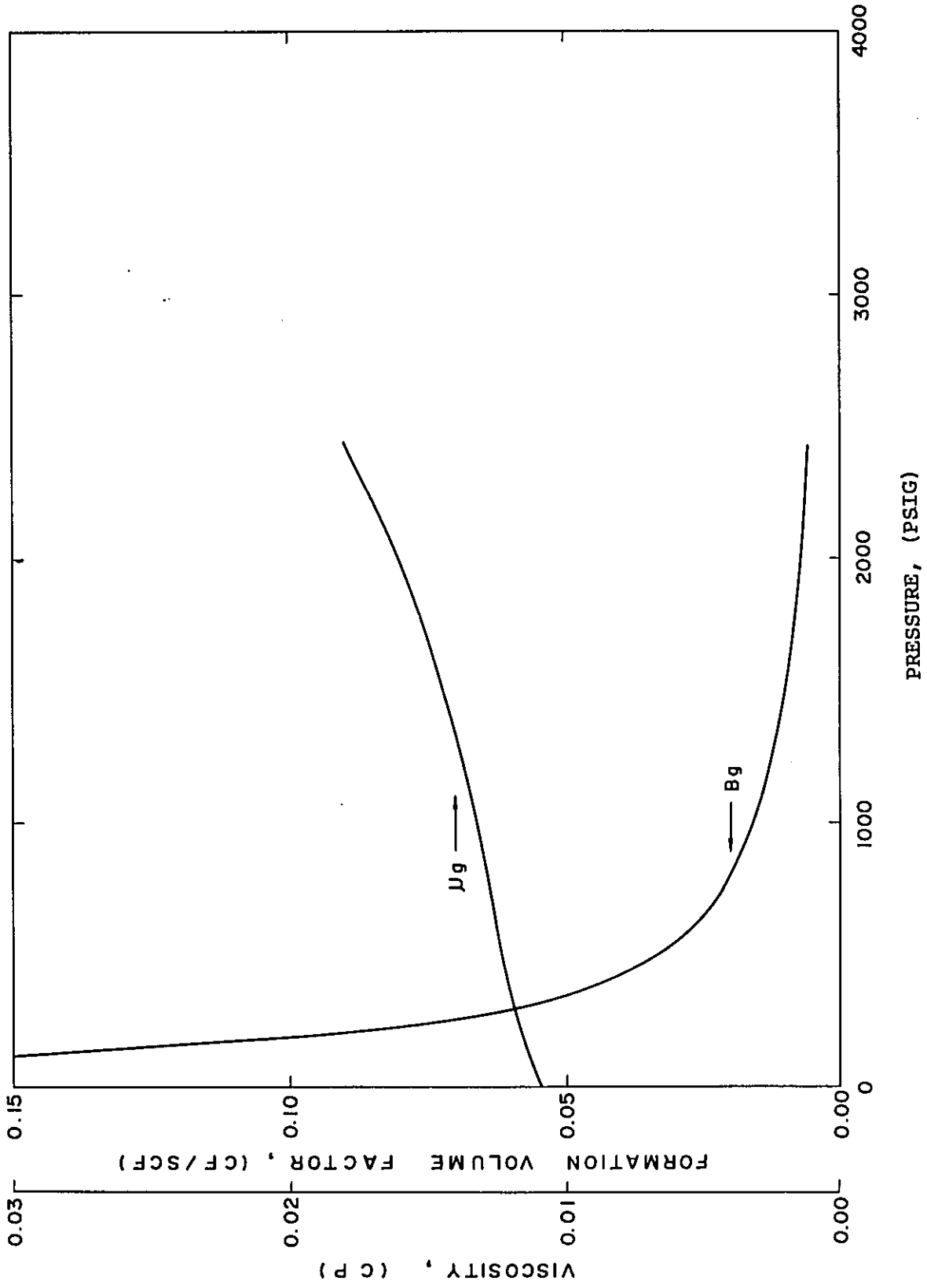


Fig. 2-3-30 GAS PROPERTIES OF WELL TM AD-3, TEMBUNGO FIELD  
Vol. III

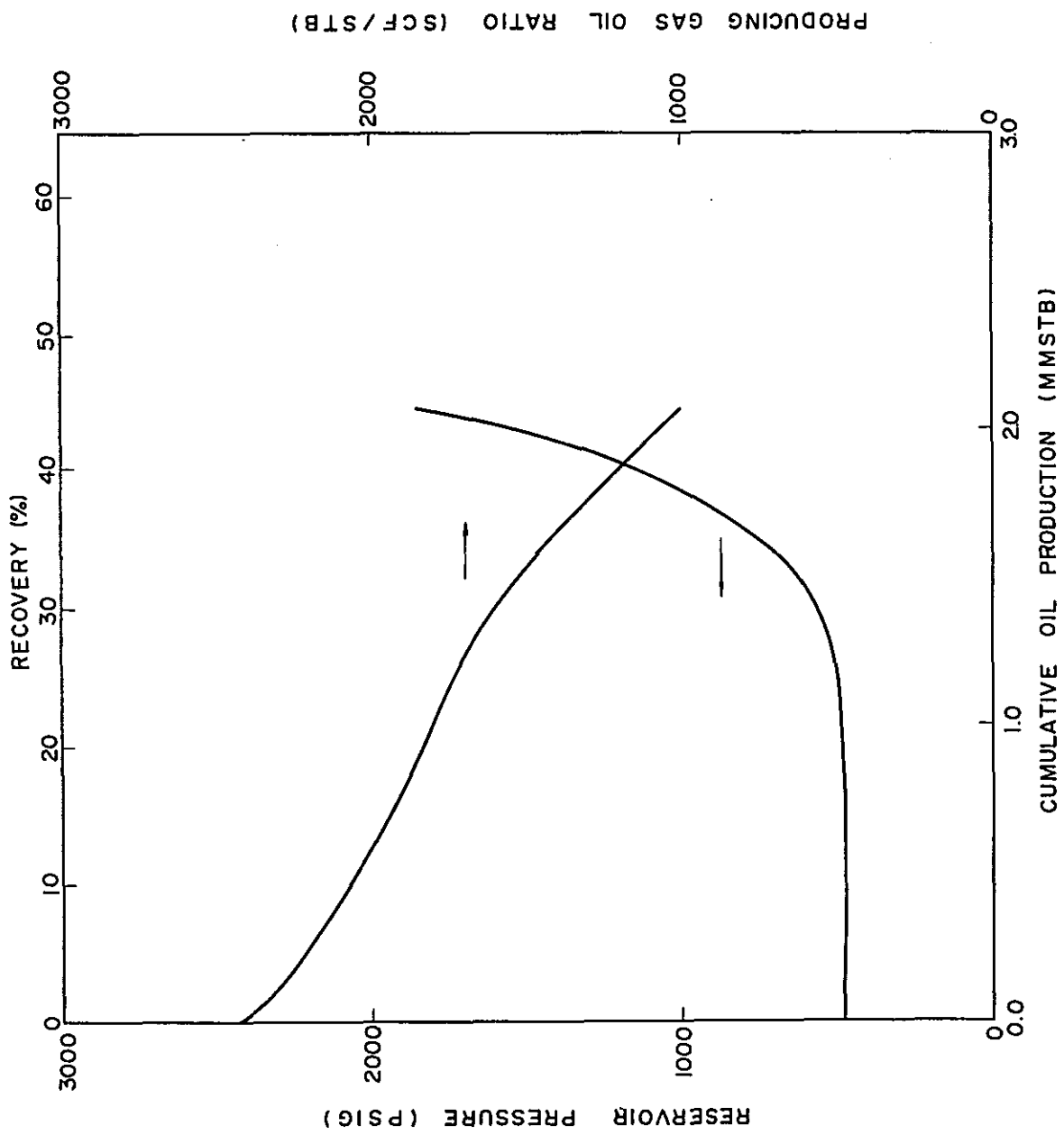


Fig. 2-3-31 CUMULATIVE OIL PRODUCTION VS. RESERVOIR PRESSURE AND PRODUCING GAS OIL RATIO OF MODEL-1, TEMBUNGO FIELD Vol. III

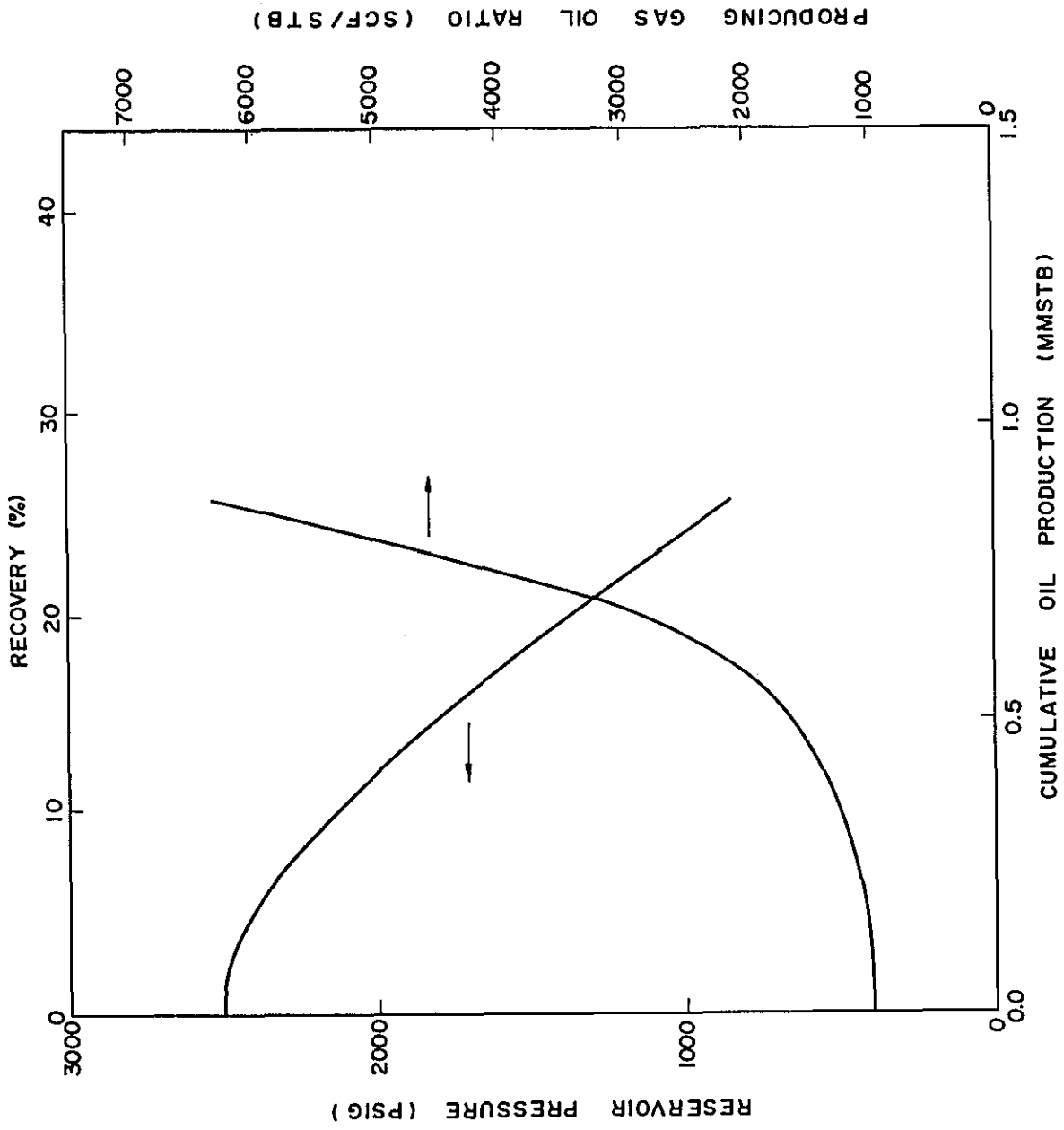


Fig. 2-3-32 CUMULATIVE OIL PRODUCTION VS. RESERVOIR PRESSURE AND PRODUCING GAS OIL RATIO OF MODEL-2, TEMBUNGO FIELD Vol. III

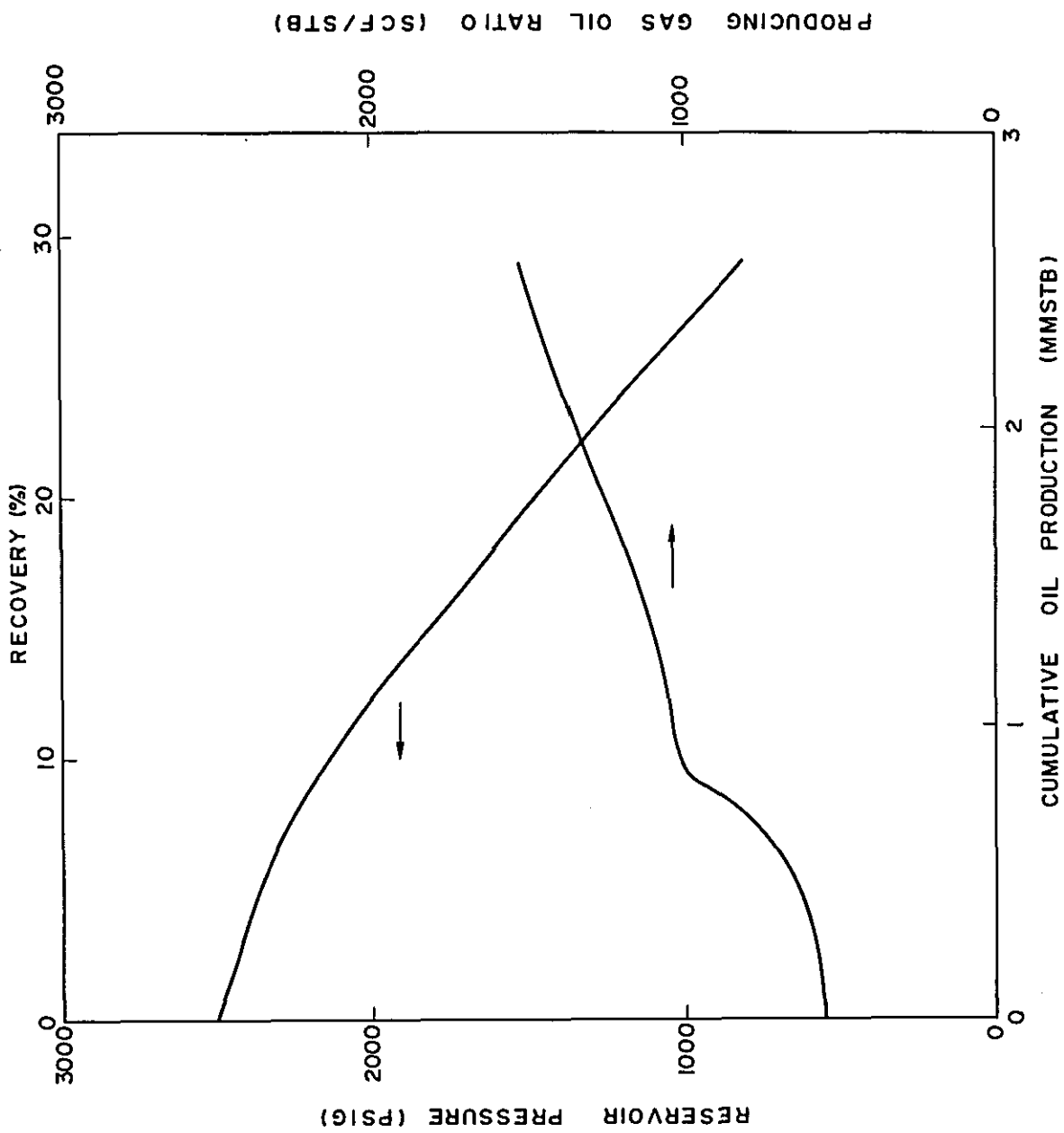


Fig. 2-3-33 CUMULATIVE OIL PRODUCTION VS. RESERVOIR PRESSURE AND PRODUCING GAS OIL RATIO OF MODEL-3, TEMBUNGO FIELD Vol. III

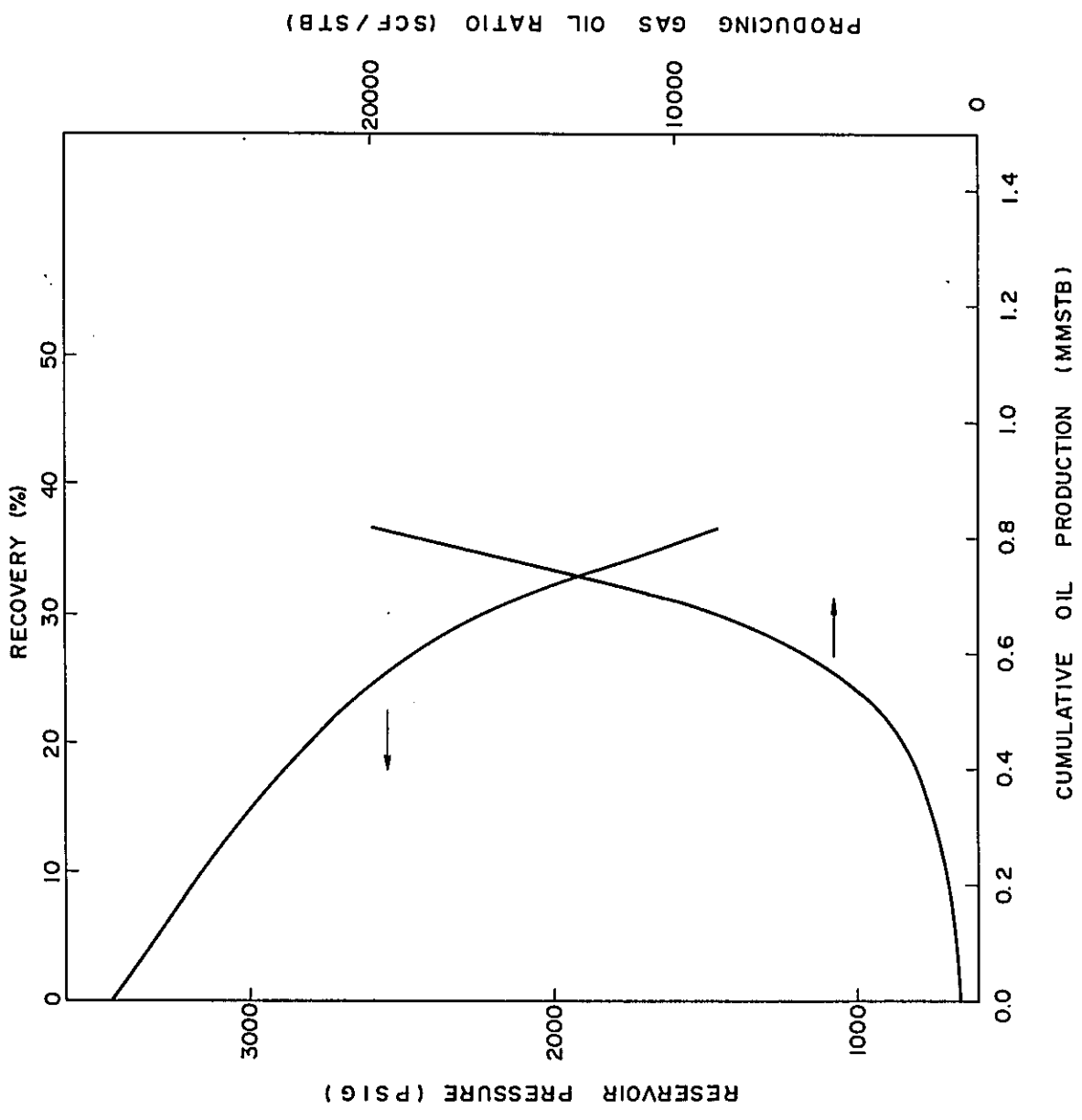


Fig. 2-3-34  
 Vol. III  
 CUMULATIVE OIL PRODUCTION VS. RESERVOIR PRESSURE  
 AND PRODUCING GAS OIL RATIO OF WELL TM AD-1, TEMBUNGO  
 FIELD

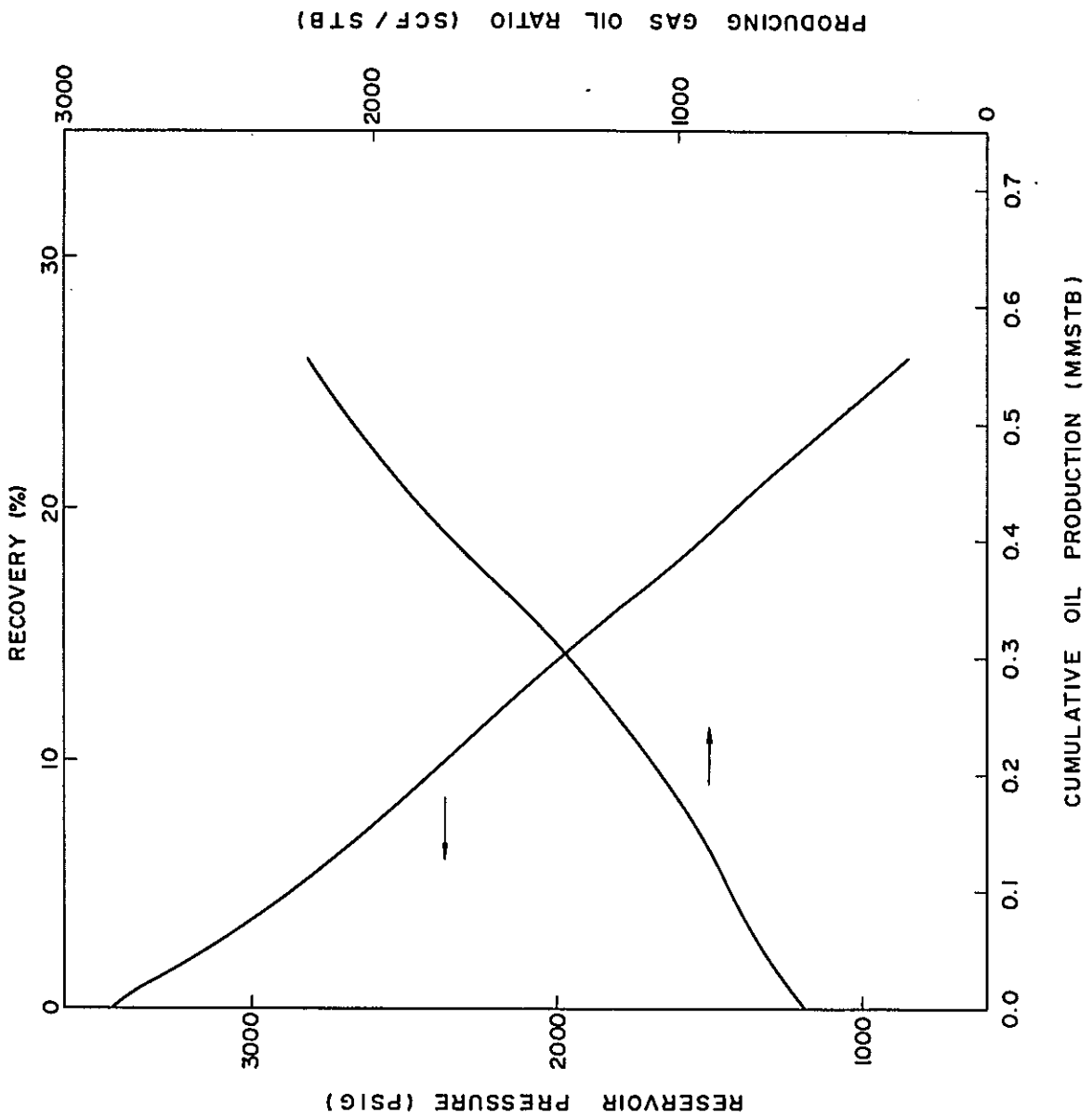


Fig. 2-3-35 CUMULATIVE OIL PRODUCTION VS. RESERVOIR PRESSURE AND PRODUCING GAS OIL RATIO OF WELL TM AD-2, TEMBUNGO FIELD

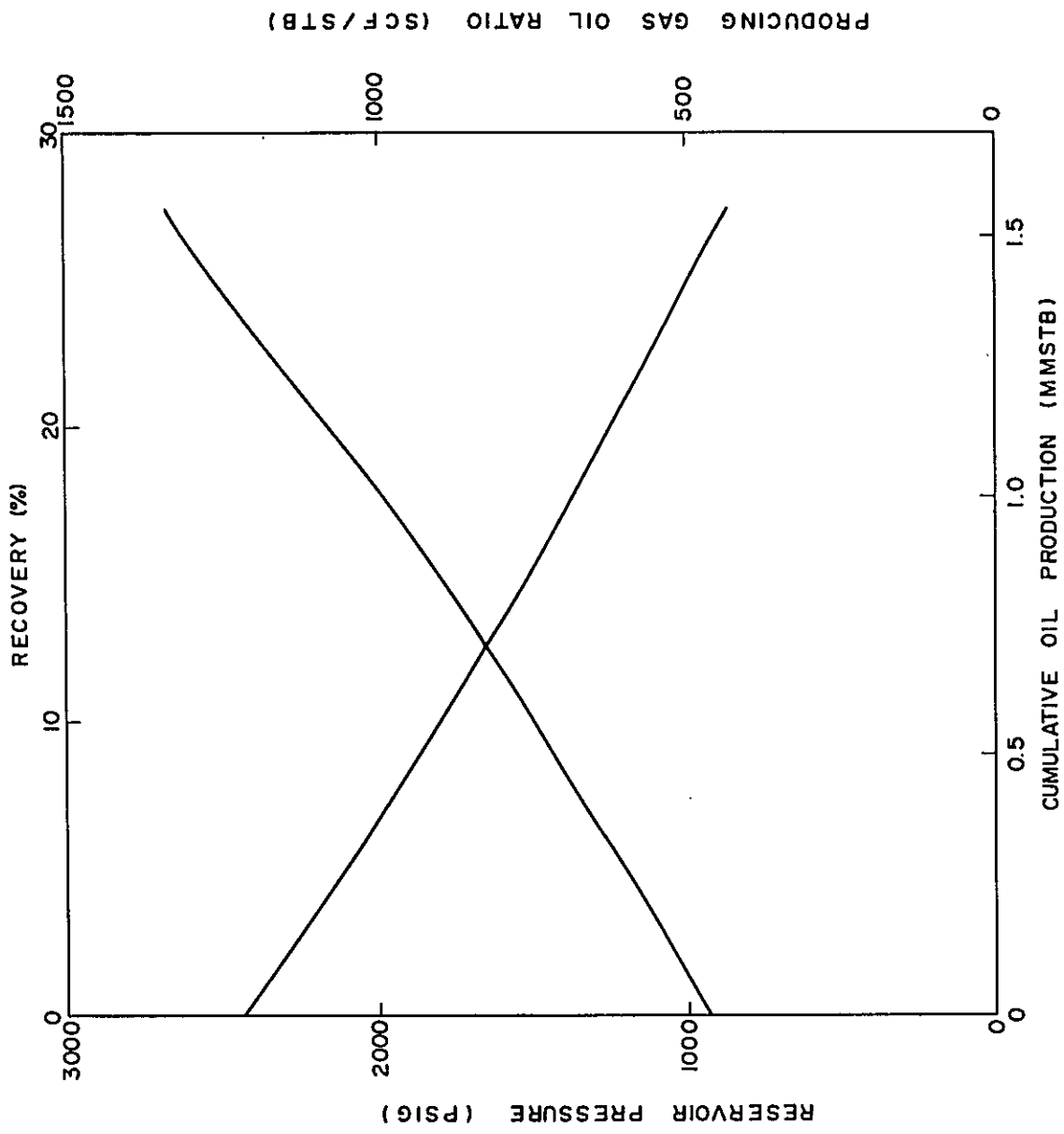


Fig. 2-3-36 CUMULATIVE OIL PRODUCTION VS. RESERVOIR PRESSURE  
 AND PRODUCING GAS OIL RATIO OF WELL TM AD-3, TEMBUNGO  
 VOL. III FIELD



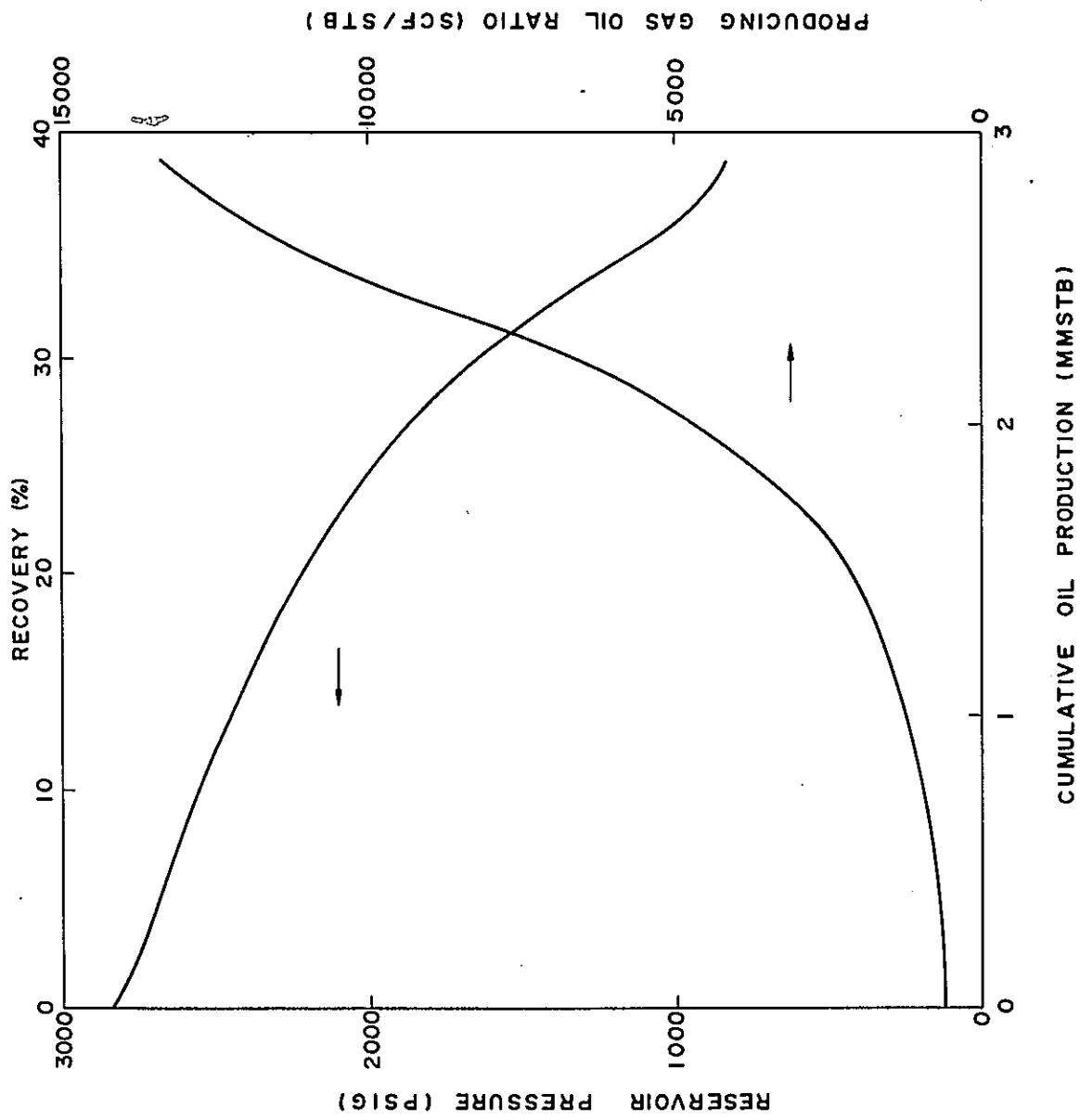


Fig. 2-3-37  
 Vol. III  
 CUMULATIVE OIL PRODUCTION VS. RESERVOIR PRESSURE  
 AND PRODUCING GAS OIL RATIO OF WELL TM AD-4,  
 TEMBUNGO FIELD

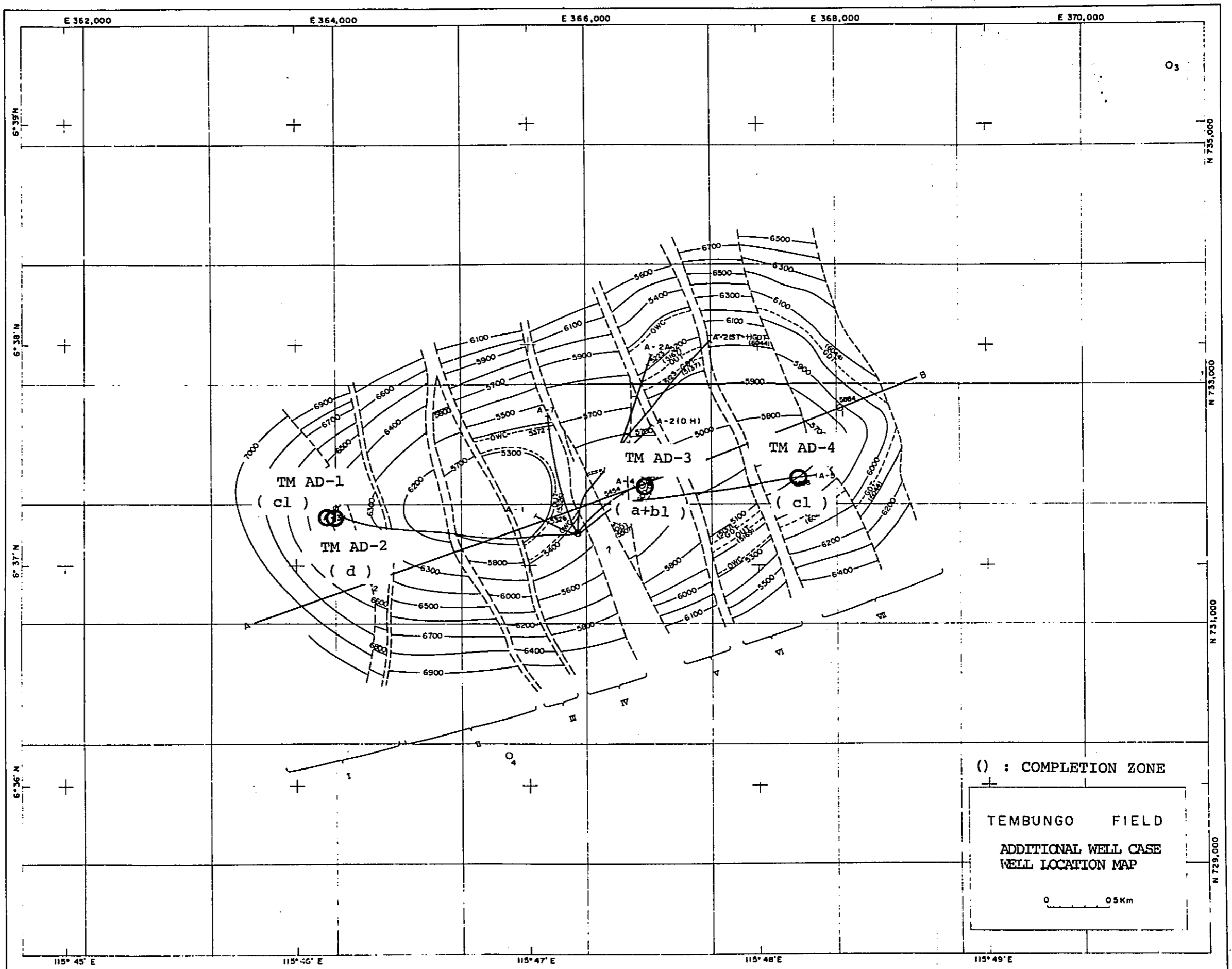


Fig. 2-3-38 ADDITIONAL WELL CASE-WELL LOCATION MAP, TEMBUNGO FIELD  
 Vol. III

Fig. 3-1-1

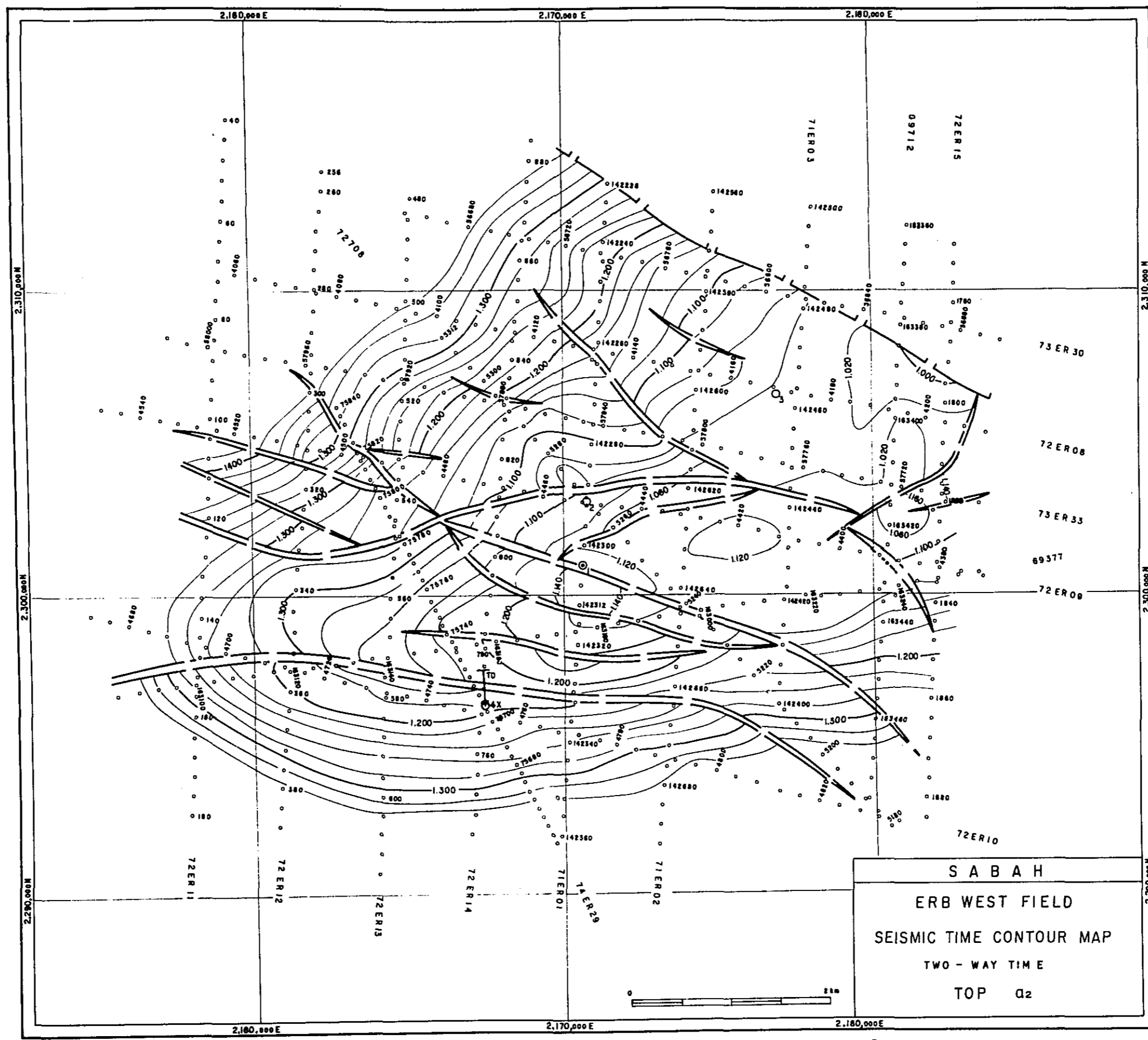


Fig. 3-1-1 TIME CONTOUR MAP, ERB WEST FIELD, TOP a2  
Vol. III



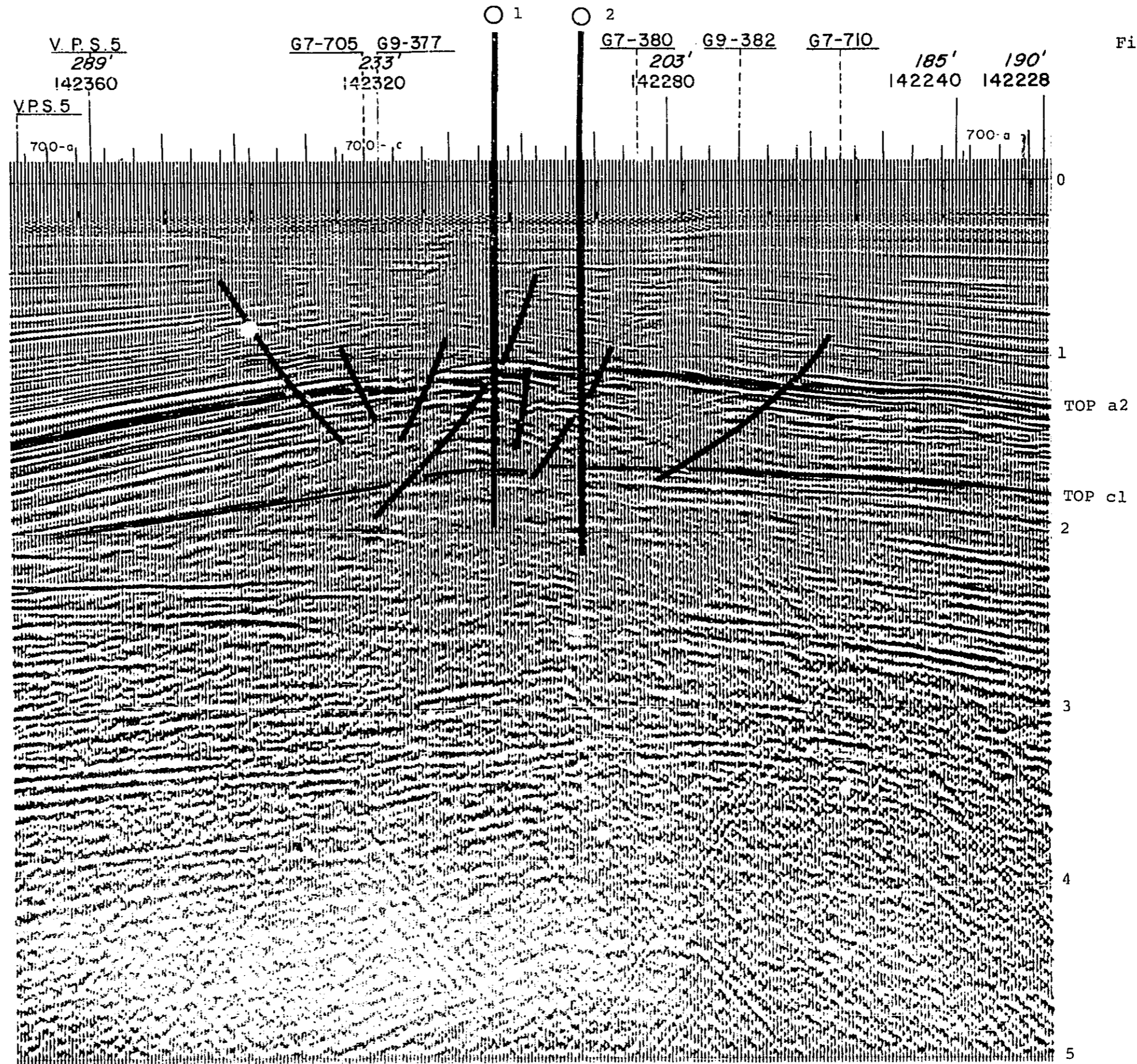


Fig. 3-1-3

Fig. 3-1-3 SEISMIC SECTION, ERB WEST FIELD, Line 71-ERB-01  
 Vol. III

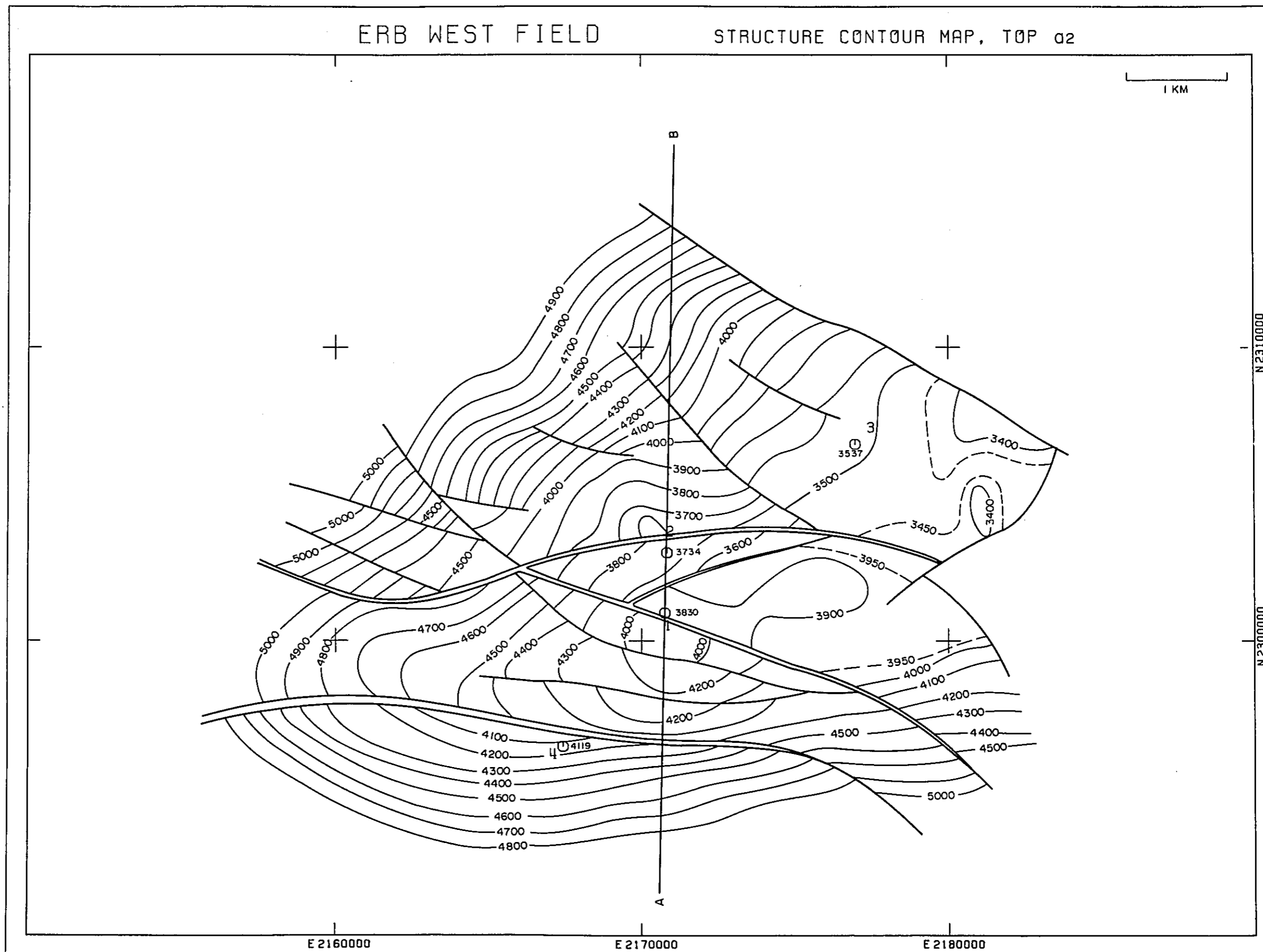


Fig. 3-2-1  
Vol. III

STRUCTURE CONTOUR MAP, ERB WEST FIELD, TOP a2

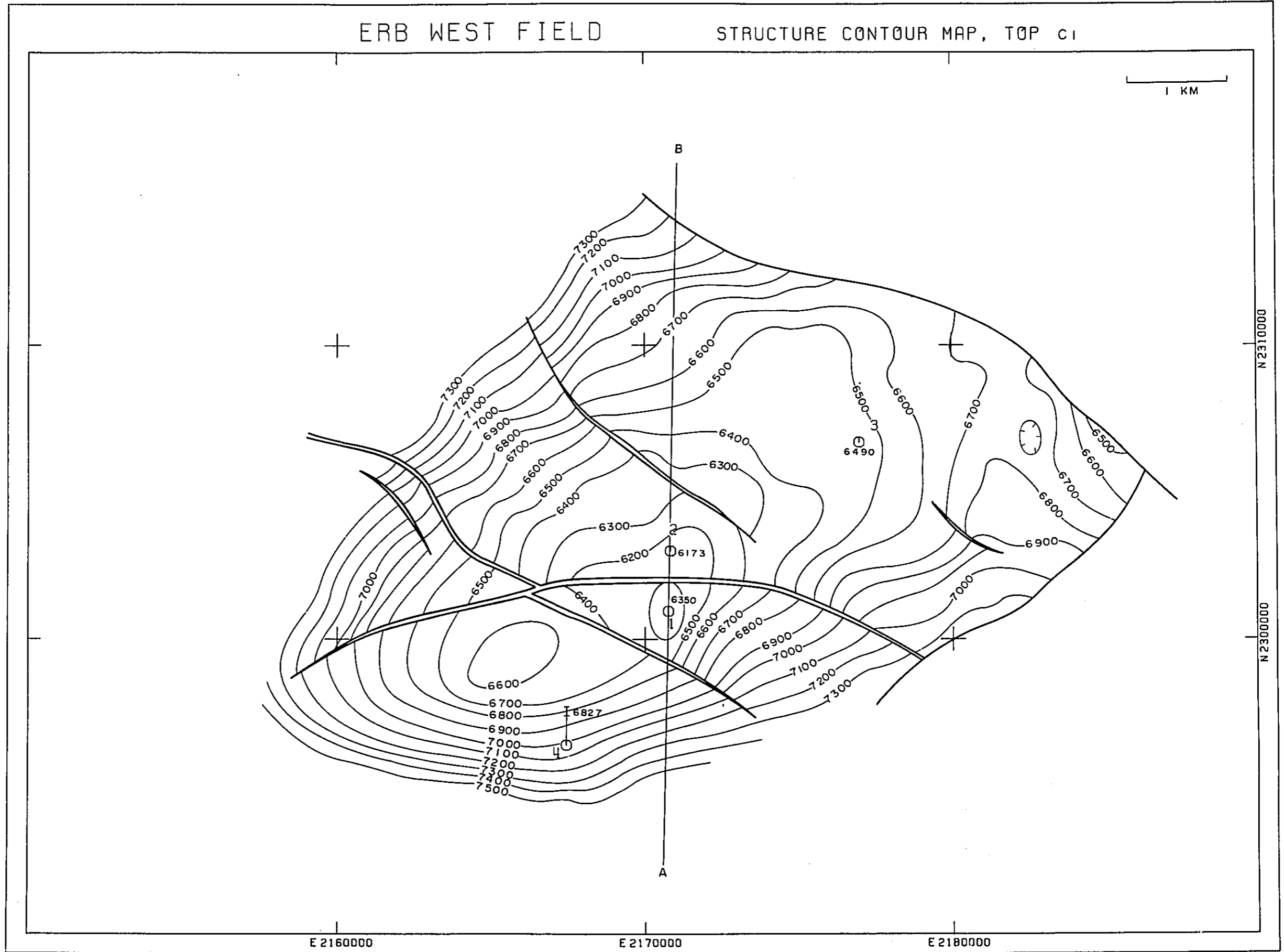


Fig. 3-2-2  
Vol. III

STRUCTURE CONTOUR MAP, ERB WEST FIELD, TOP c1

ERB WEST FIELD

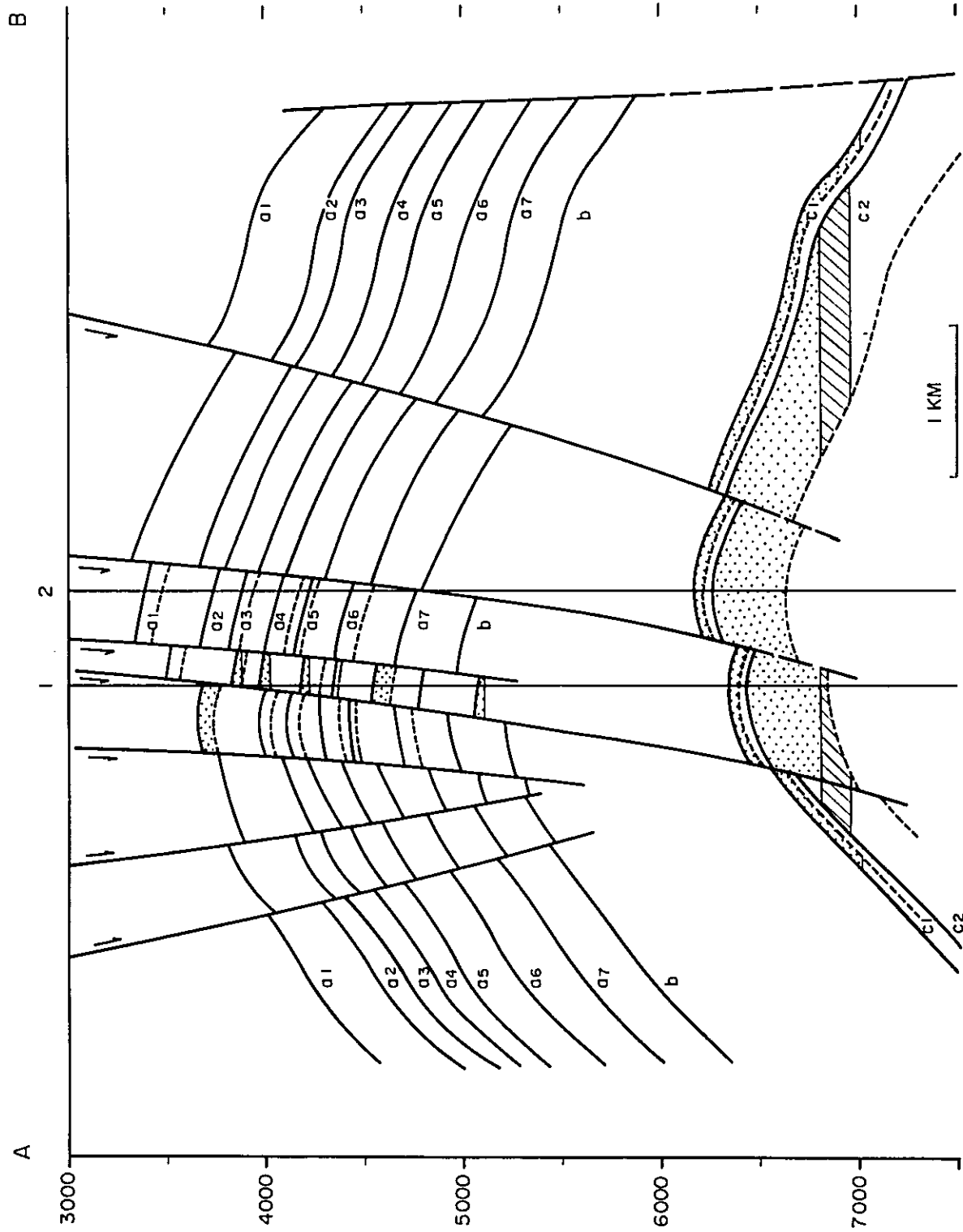


Fig. 3-2-3 STRUCTURAL CROSS-SECTION, ERB WEST FIELD  
Vol. III



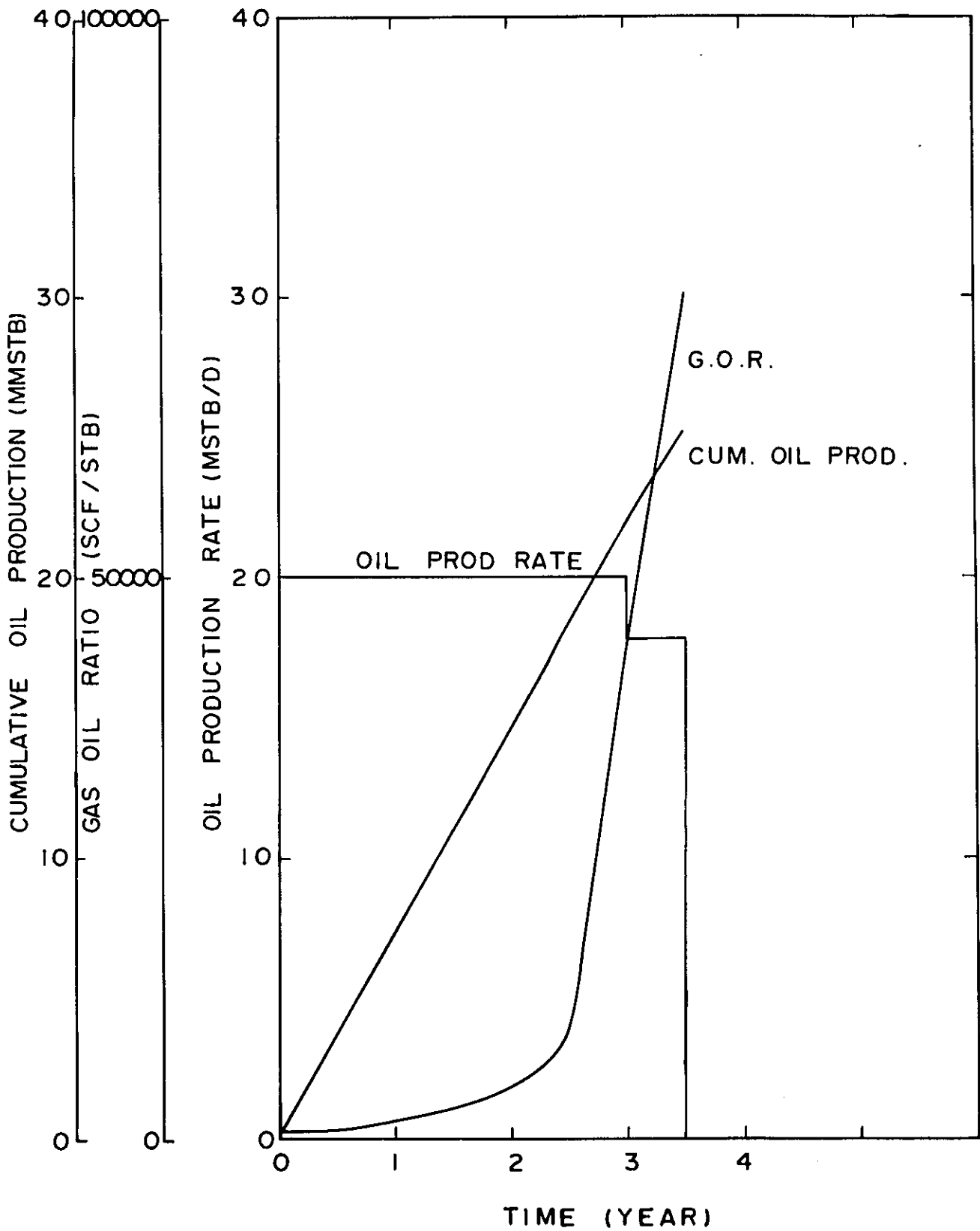


Fig. 3-3-1  
Vol. III

PREDICTED PERFORMANCE OF ERB WEST FIELD

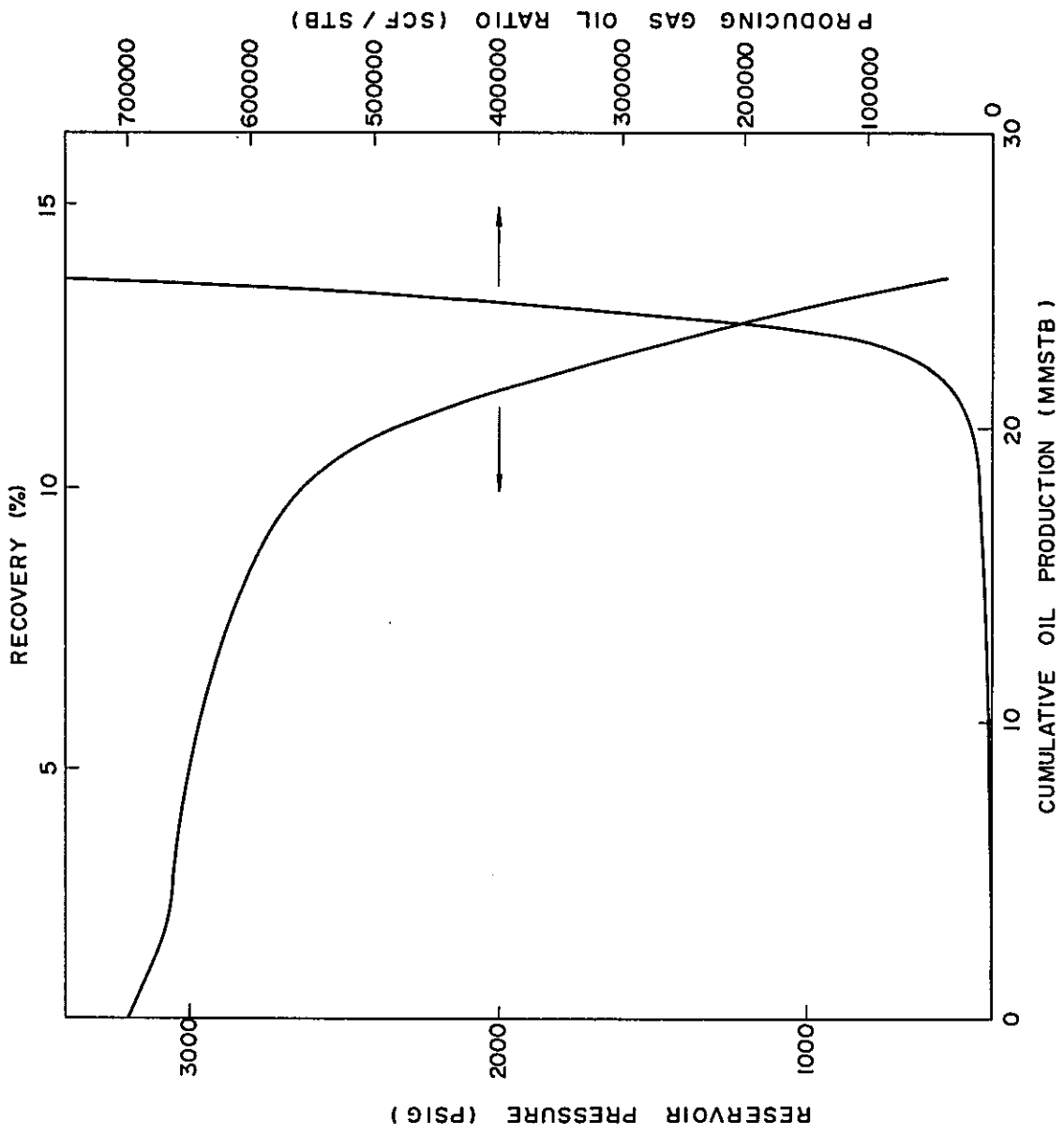


Fig. 3-3-2 CUMULATIVE OIL PRODUCTION VS. RESERVOIR PRESSURE AND PRODUCING GAS OIL RATIO OF ERB WEST FIELD Vol. III

Fig. 4-1-1

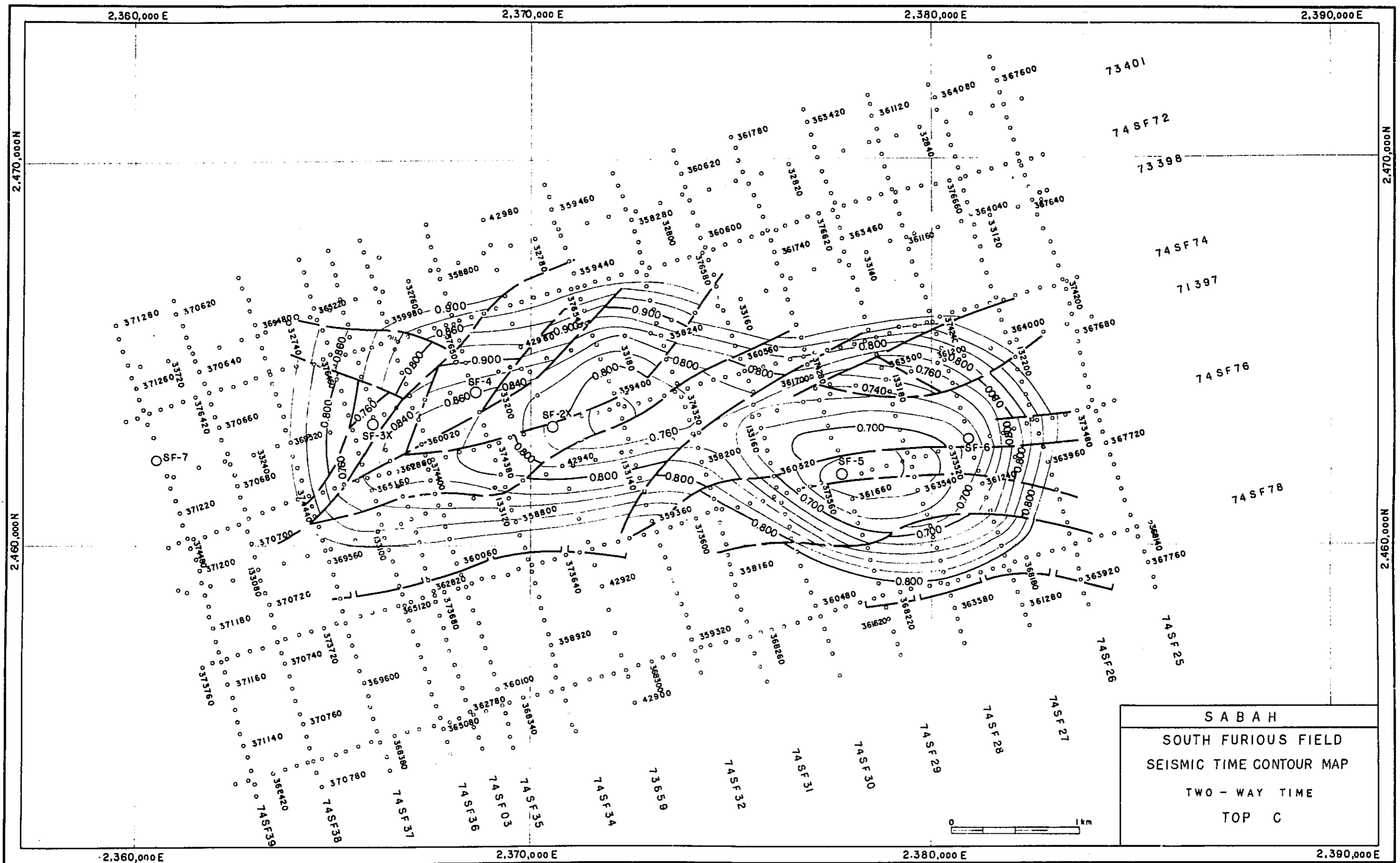


Fig. 4-1-1  
Vol. III

TIME CONTOUR MAP, SOUTH FURIOUS FIELD, TOP C

Fig. 4-1-2

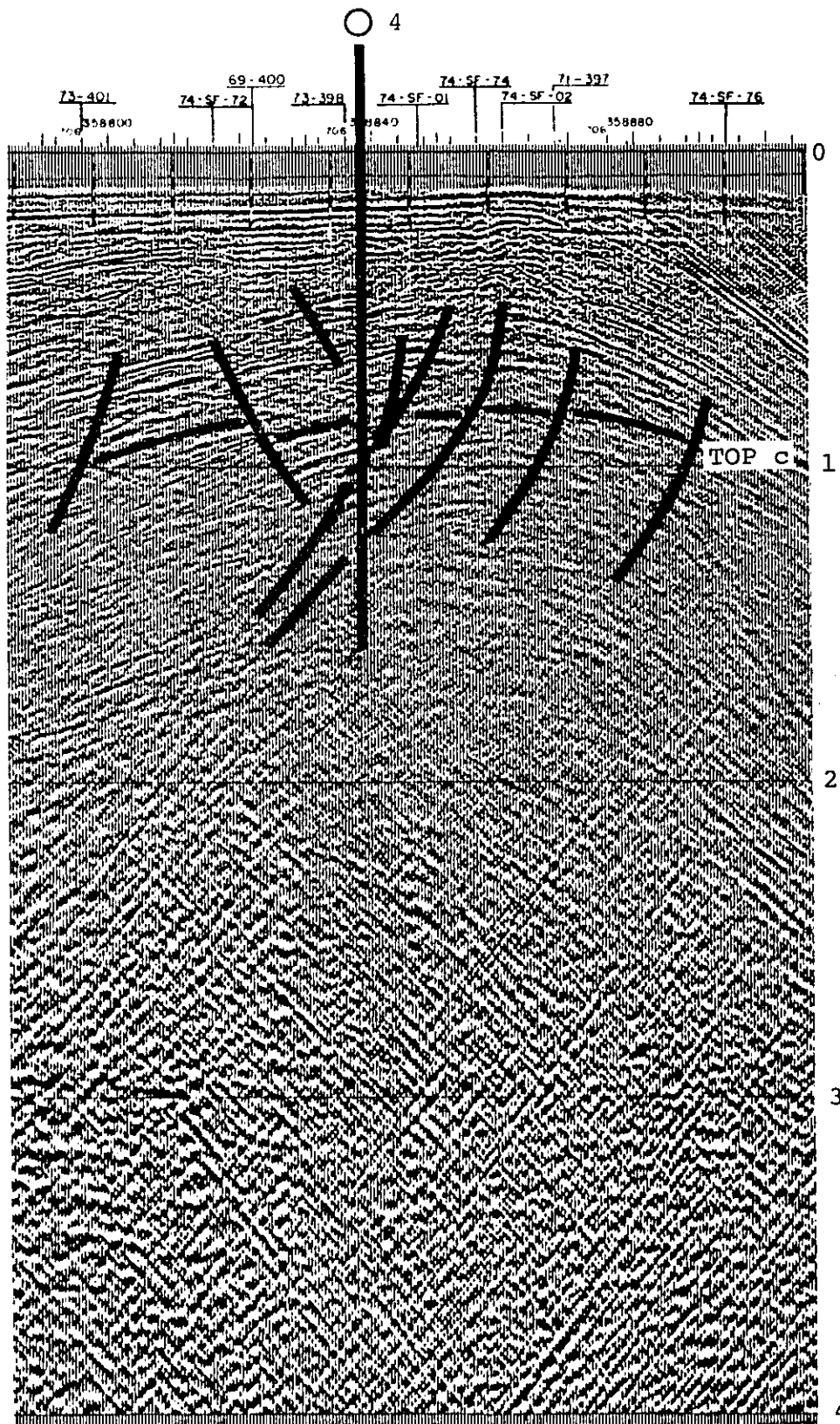


Fig. 4-1-2 SEISMIC SECTION, SOUTH FURIOUS FIELD, Line 74-SF-34  
Vol. III

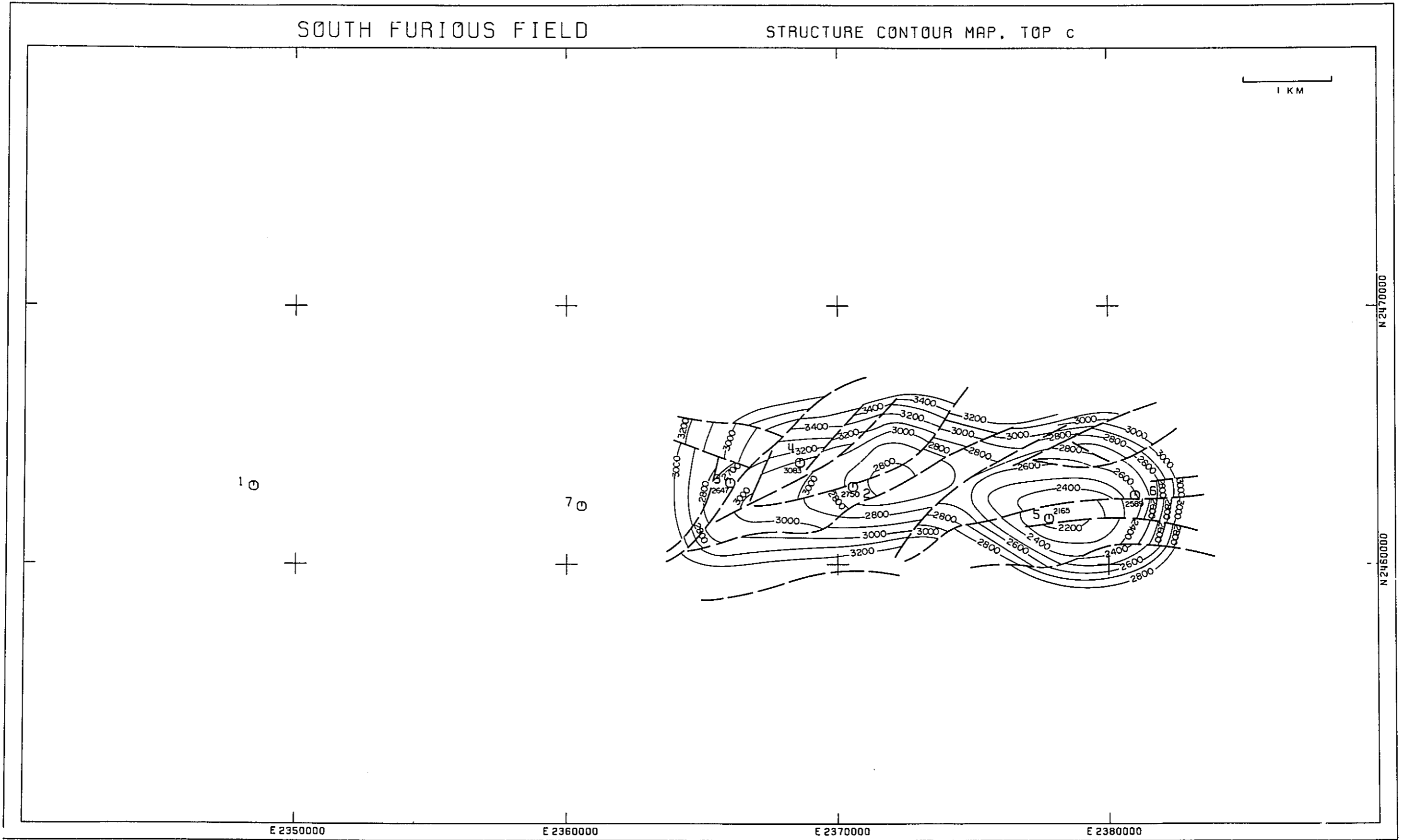


Fig. 4-2-1 STRUCTURE CONTOUR MAP, SOUTH FURIOUS FIELD, TOP c  
Vol. III

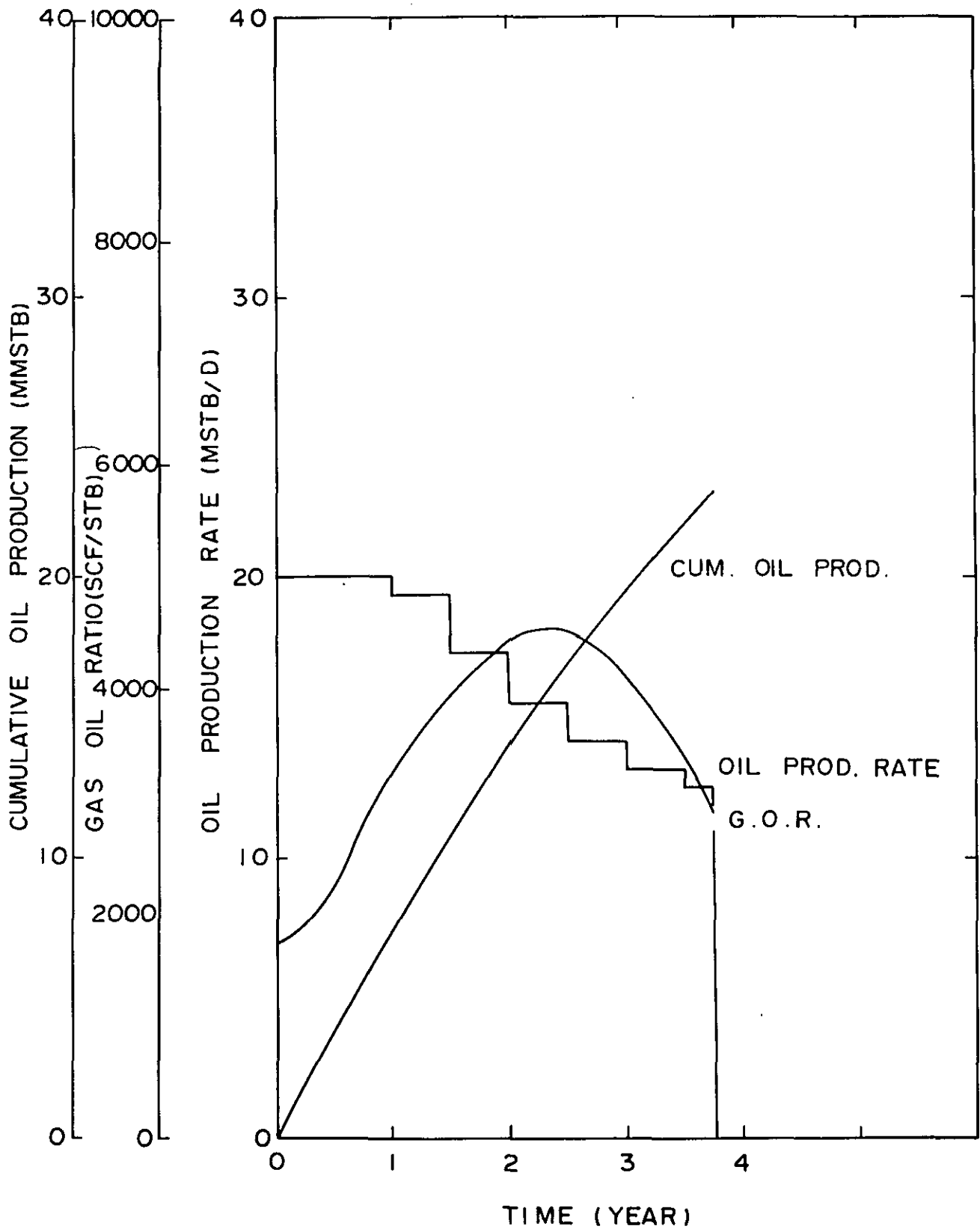


Fig. 4-3-1 PREDICTED PERFORMANCE OF SOUTH FURIOUS FIELD  
Vol. III

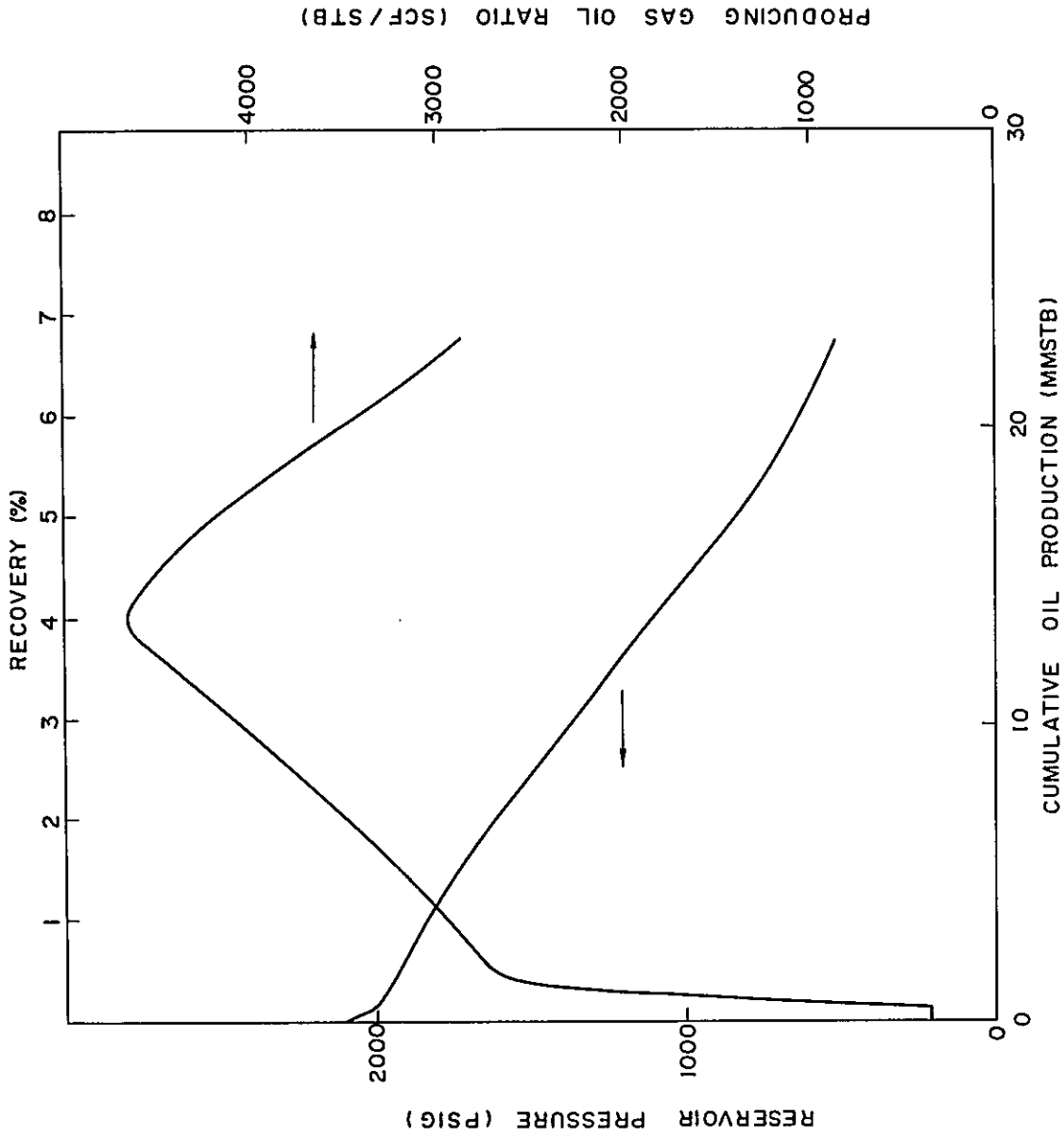


Fig. 4-3-2 CUMULATIVE OIL PRODUCTION VS. RESERVOIR PRESSURE AND PRODUCING GAS OIL RATIO OF SOUTH RURIIOUS FIELD  
Vol. III

Fig. 5-1-1

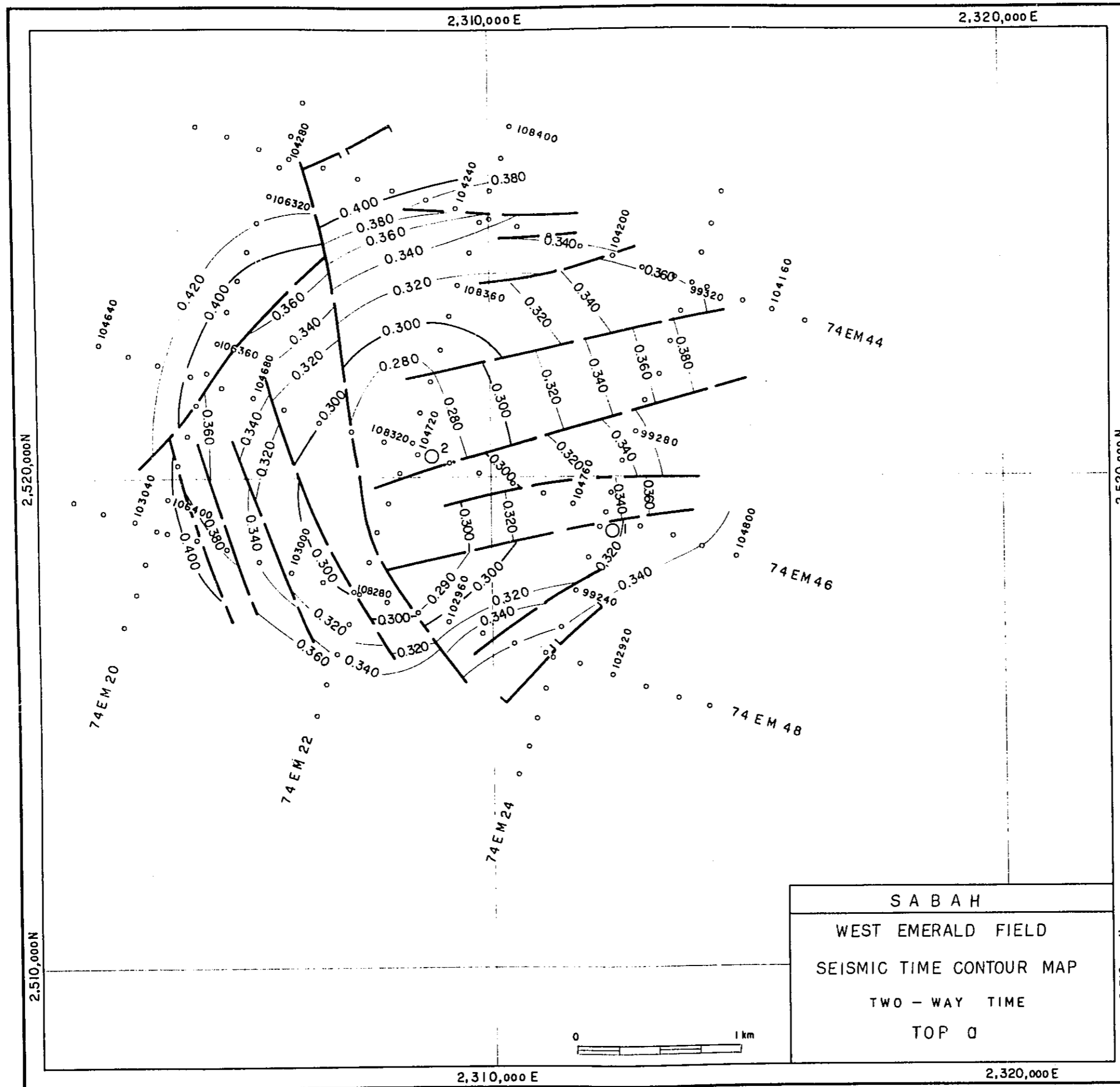


Fig. 5-1-1 TIME CONTOUR MAP, WEST EMERALD FIELD, TOP a  
Vol. III



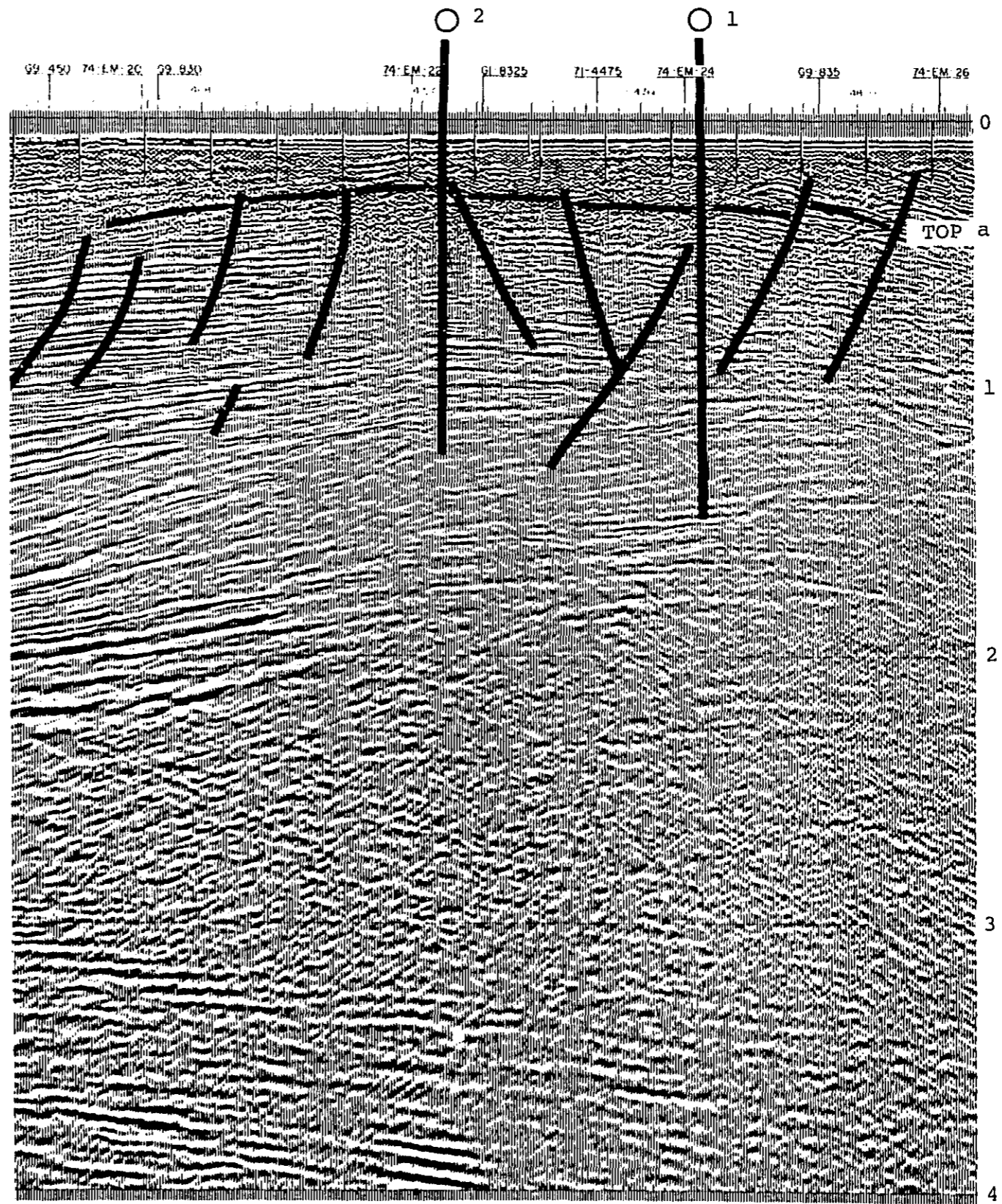


Fig. 5-1-2 SEISMIC SECTION, WEST EMERALD FIELD, Line 74-EM-46  
Vol. III

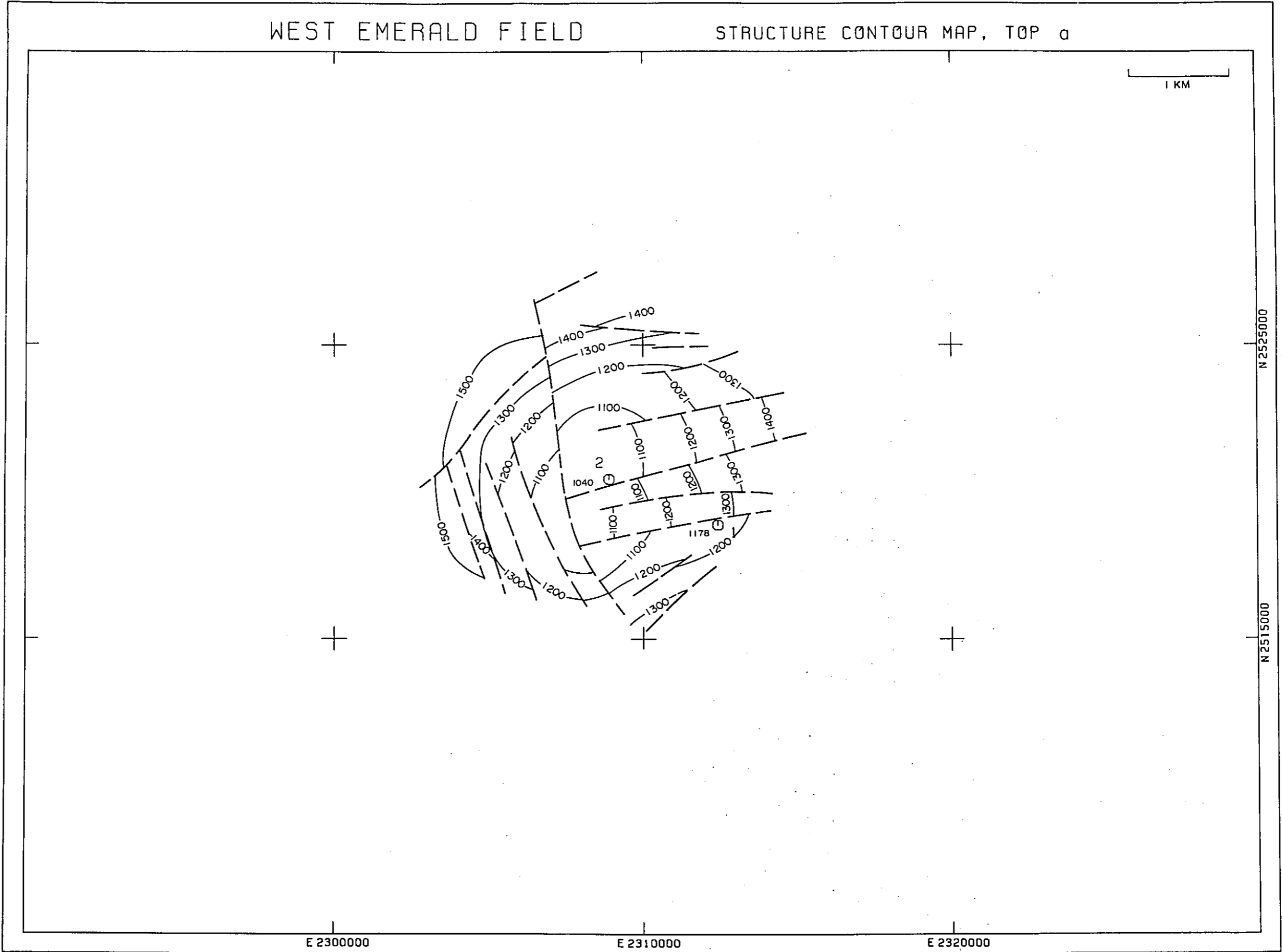


Fig. 5-2-1  
Vol. III

STRUCTURE CONTOUR MAP, WEST EMERALD FIELD, TOP a

Fig. 6-1-1

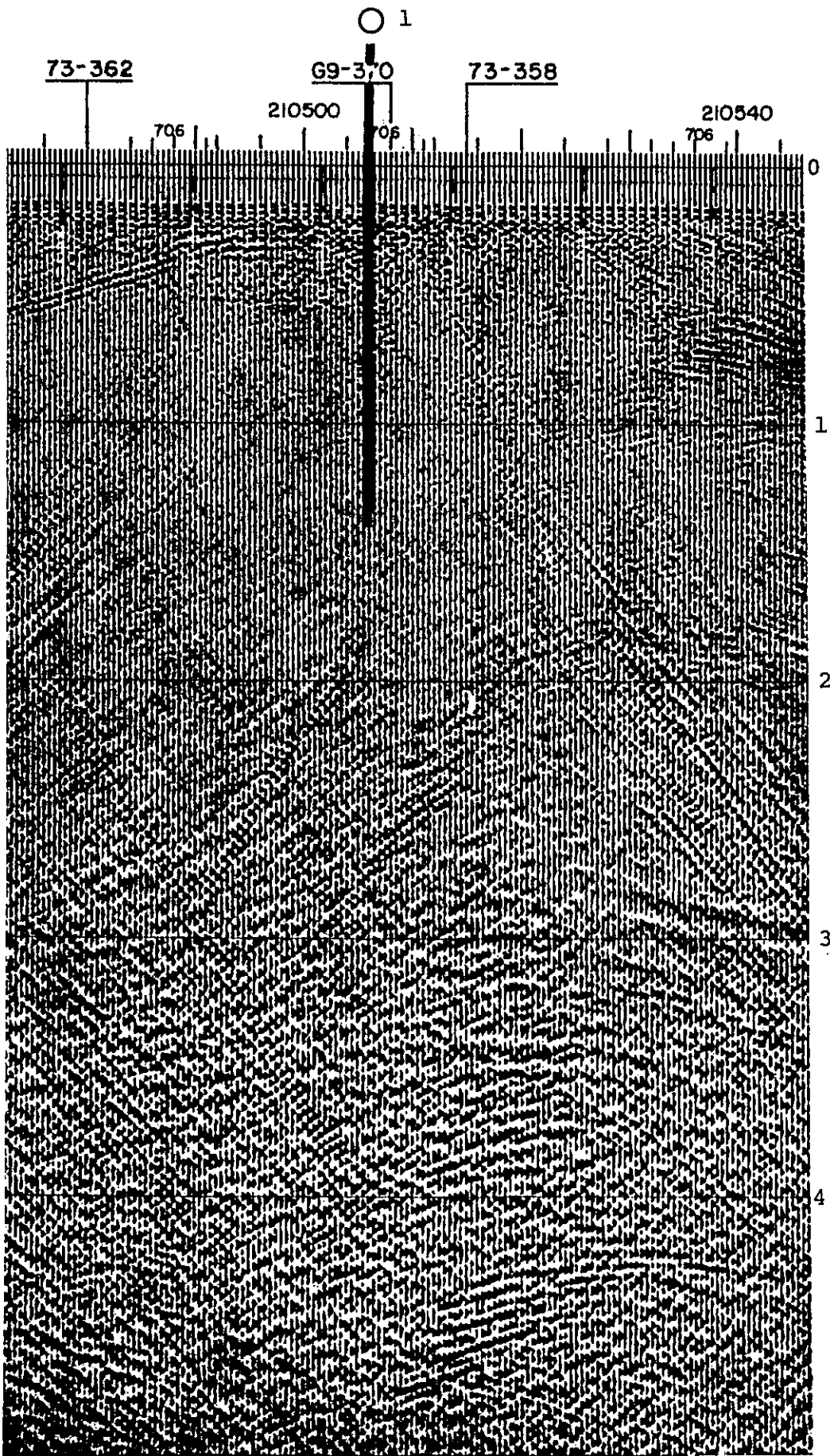


Fig. 6-1-1 SEISMIC SECTION, St. JOSEPH FIELD, Line 73-839  
Vol. III

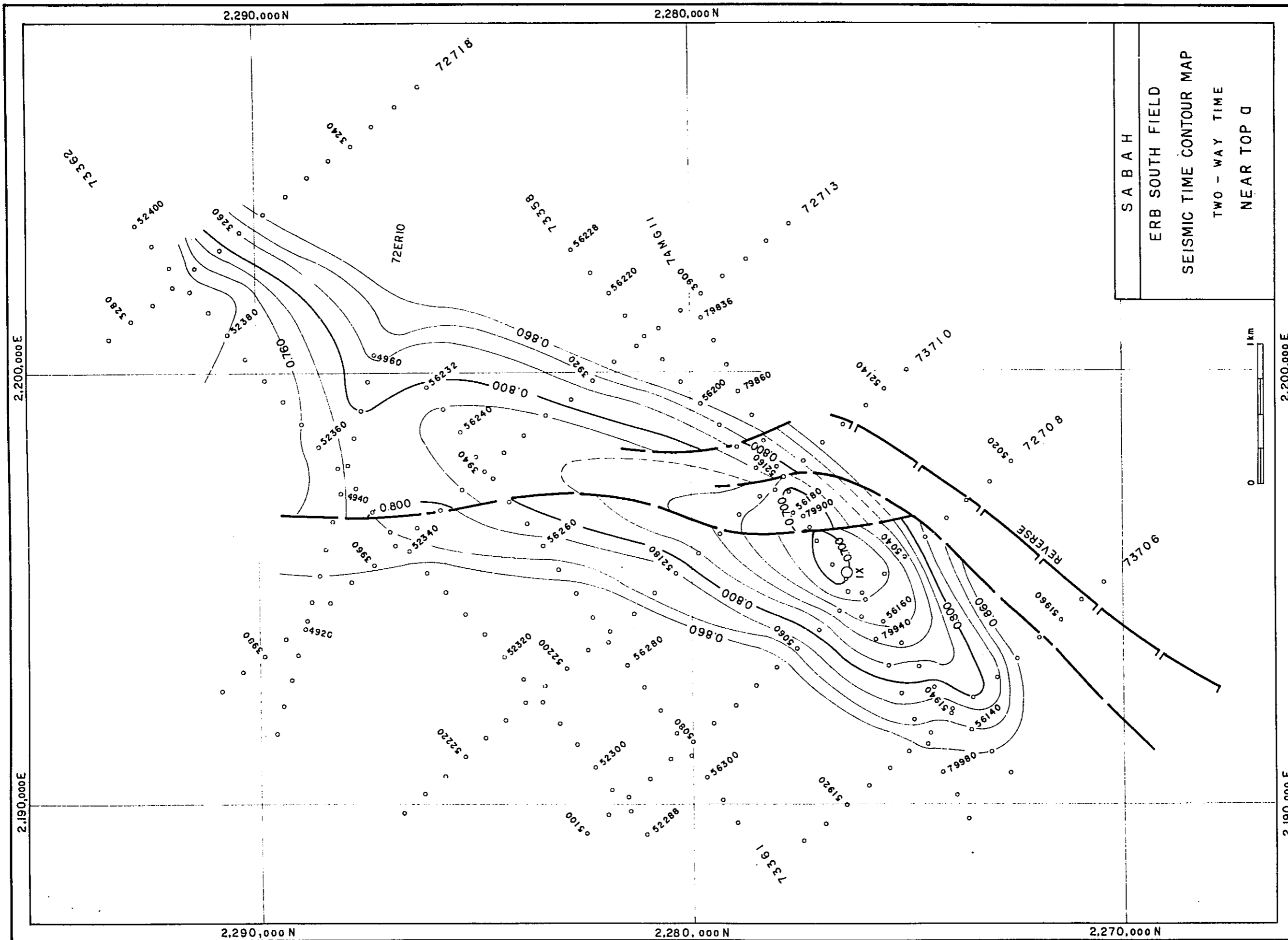


Fig.  
7-1-1

Fig. 7-1-1 TIME CONTOUR MAP, ERB SOUTH FIELD, NEAR TOP a  
Vol. III

Fig. 7-1-2

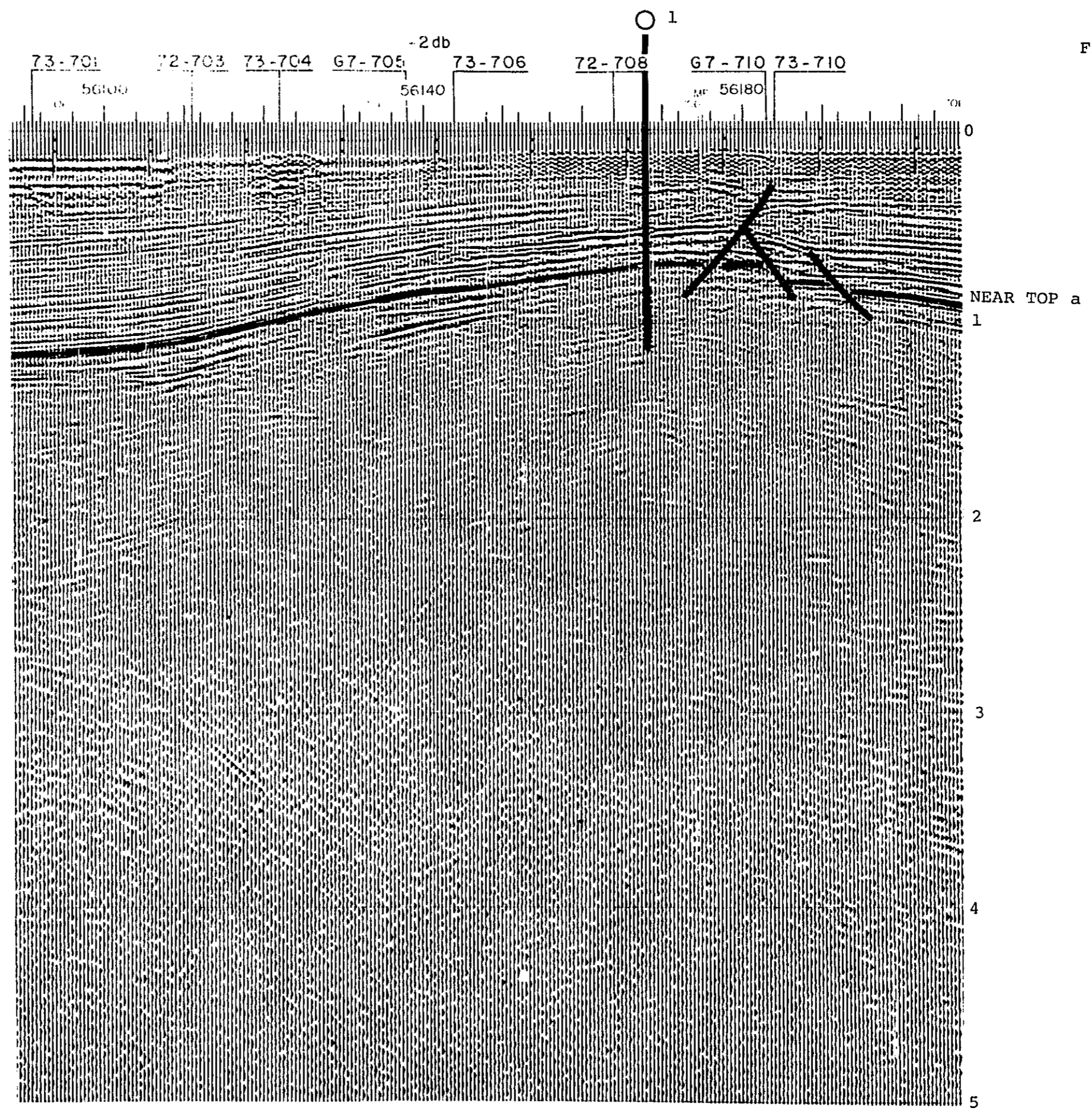


Fig. 7-1-2 SEISMIC SECTION, ERB SOUTH FIELD, Line 73-358  
Vol. III

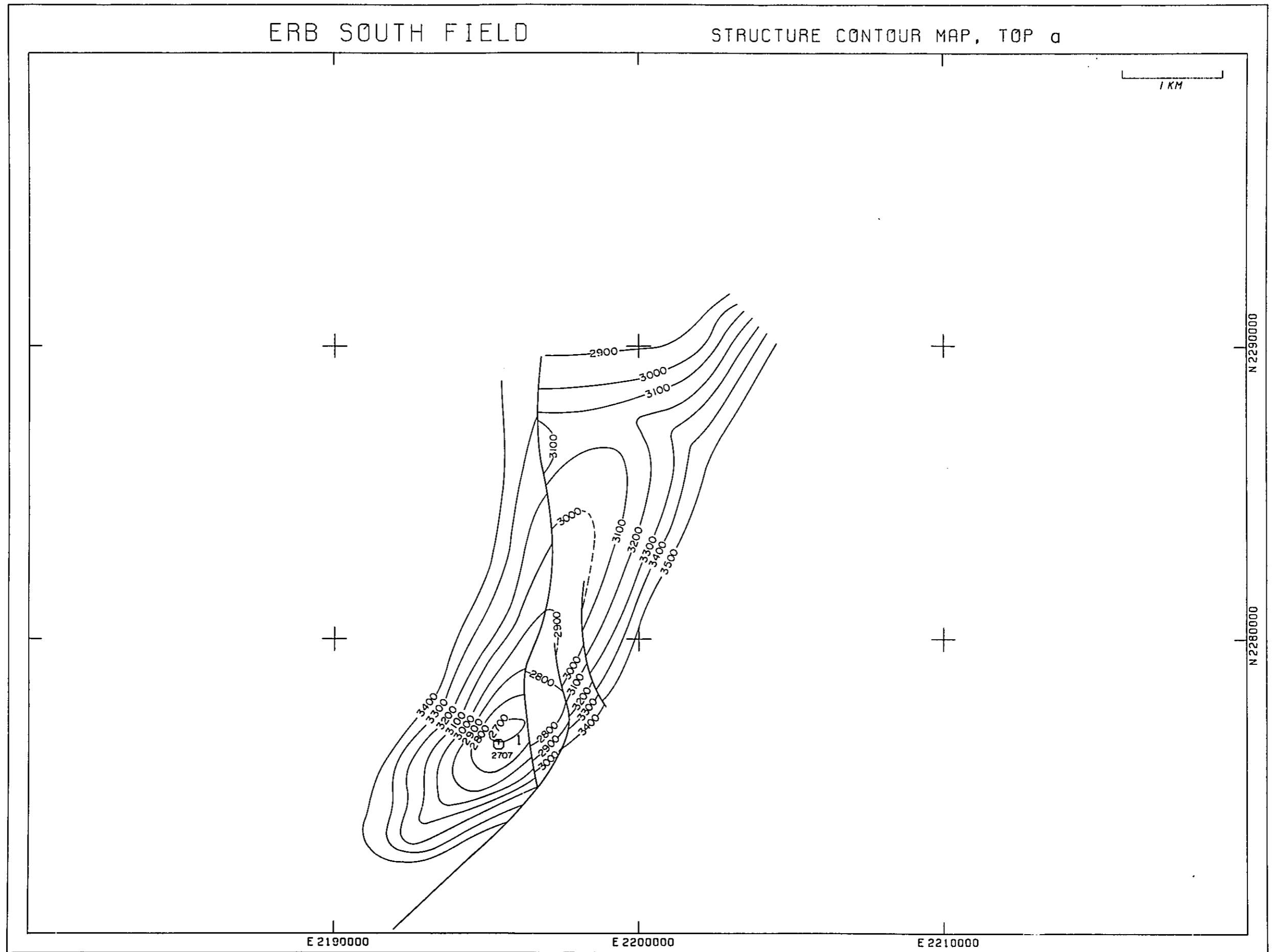
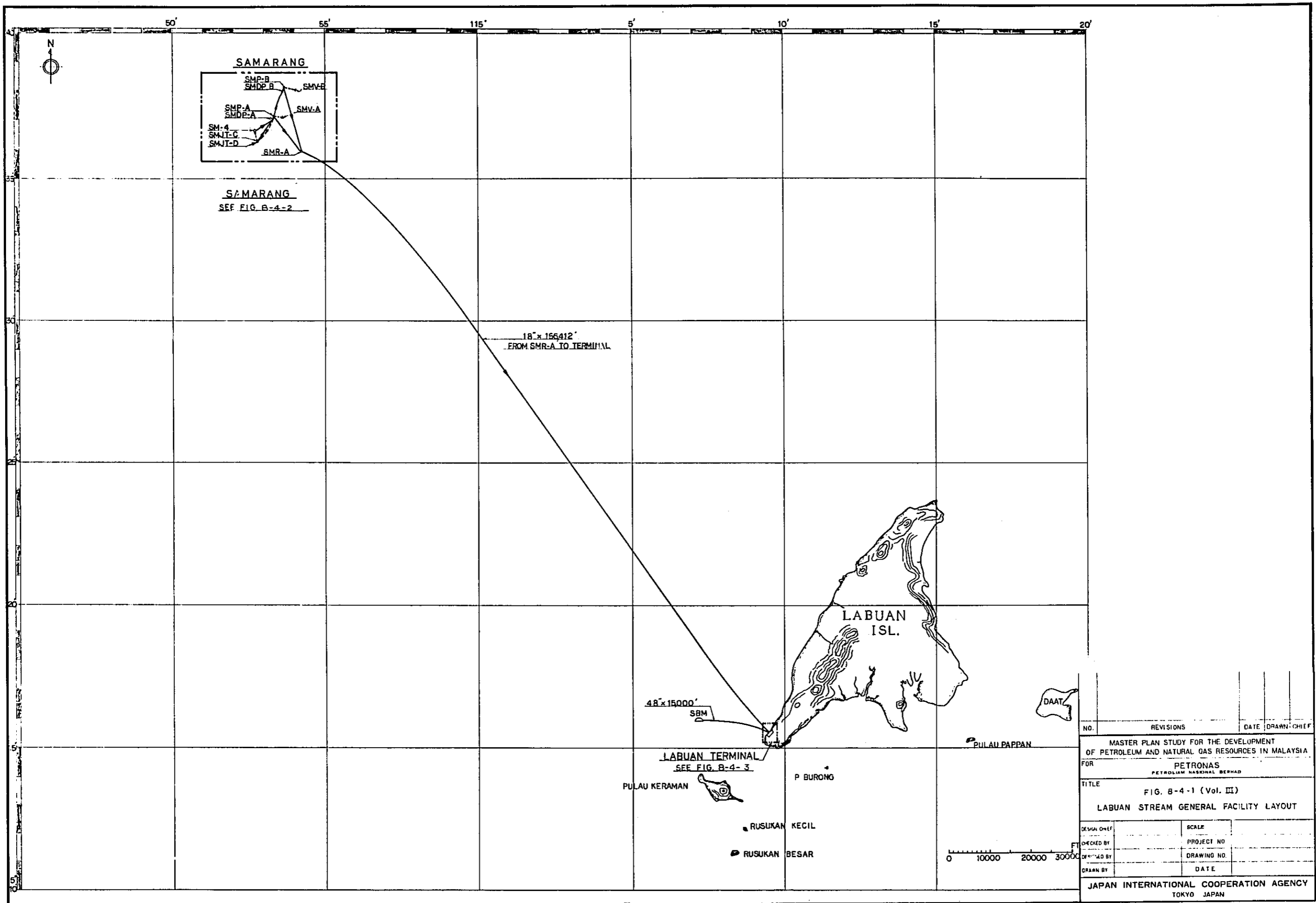
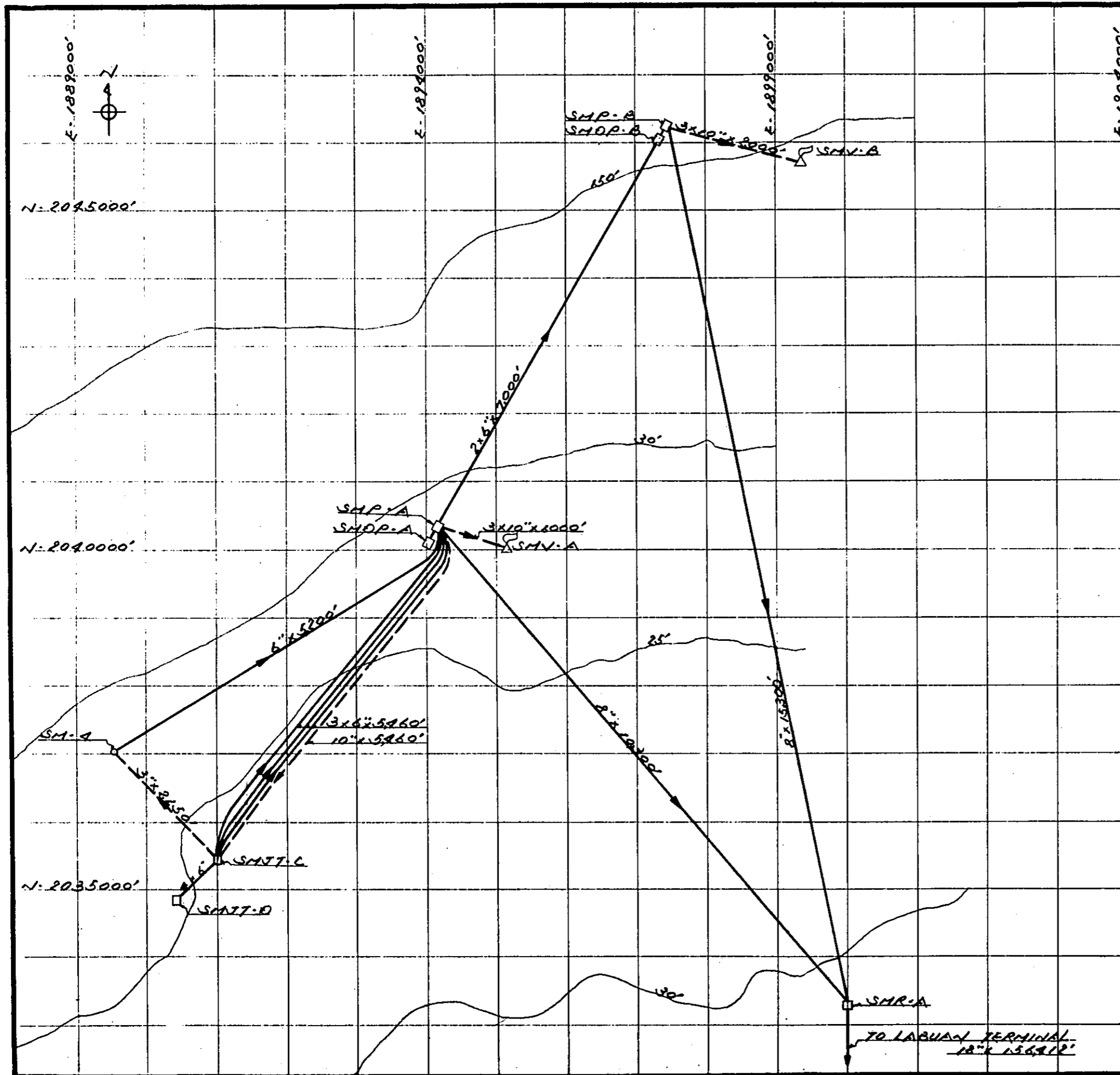


Fig. 7-2-1 STRUCTURE CONTOUR MAP, ERB SOUTH FIELD, TOP a  
Vol. III

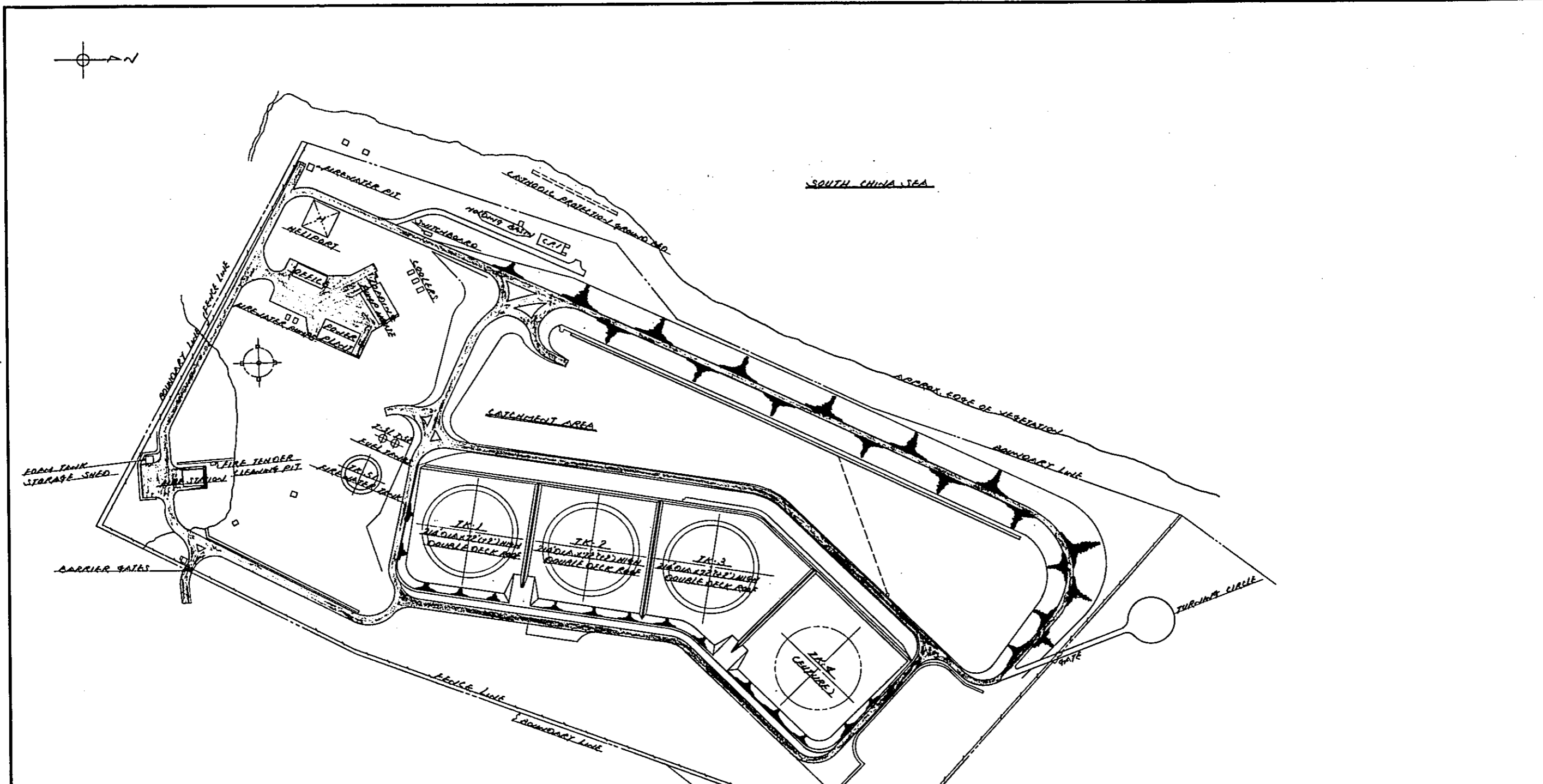


NO.	REVISIONS	DATE	DRAWN	CHIEF
MASTER PLAN STUDY FOR THE DEVELOPMENT OF PETROLEUM AND NATURAL GAS RESOURCES IN MALAYSIA FOR <b>PETRONAS</b> <small>PETROLIUM NASIONAL BERHAD</small>				
TITLE <b>FIG. 8-4-1 (Vol. III)</b> <b>LABUAN STREAM GENERAL FACILITY LAYOUT</b>				
DESIGN CHIEF	SCALE			
CHECKED BY	PROJECT NO.			
DRAWN BY	DRAWING NO.			
	DATE			
<b>JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY</b> <small>TOKYO JAPAN</small>				



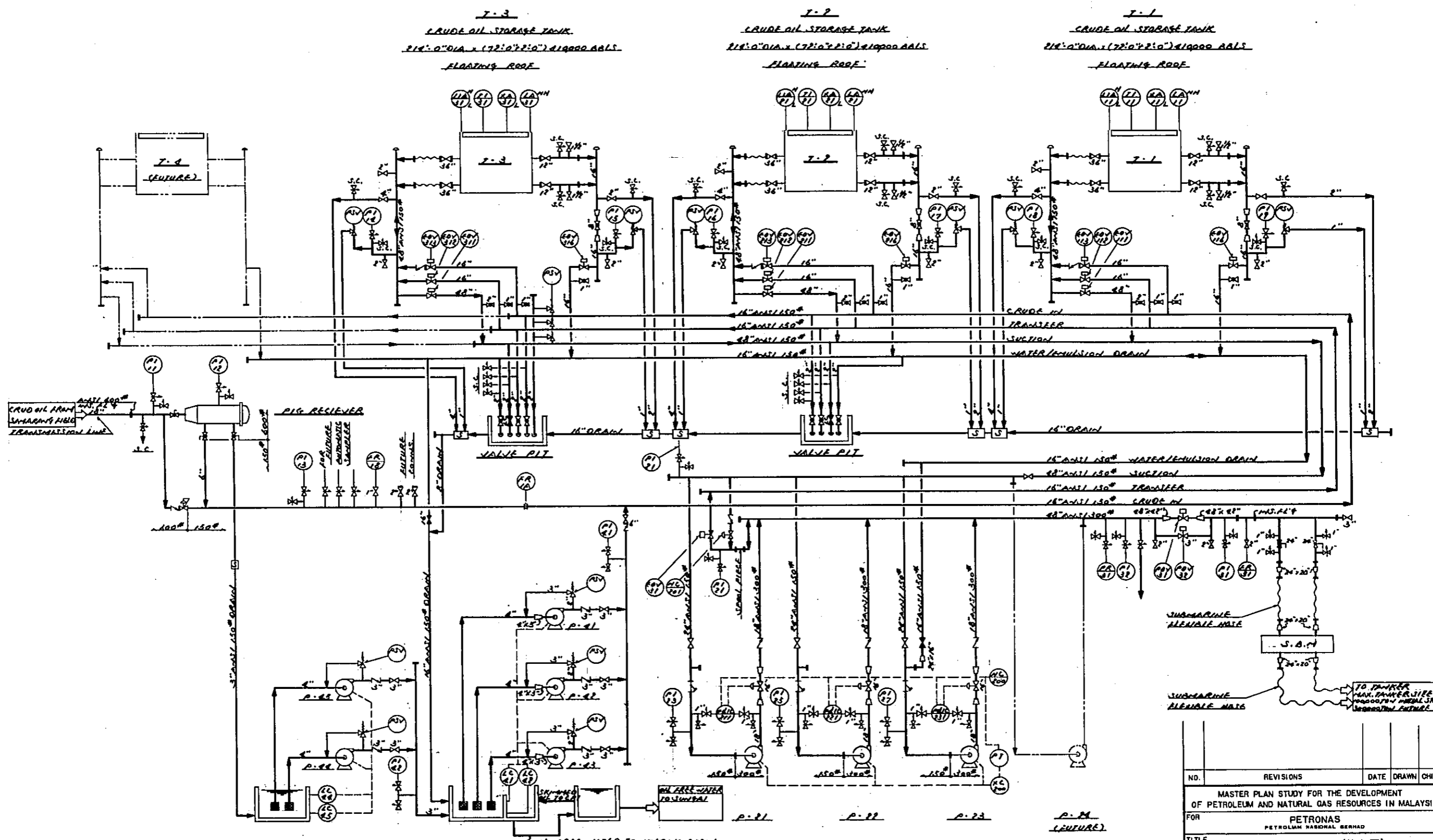
NO.	REVISIONS	DATE	DRAWN	CHIEF
MASTER PLAN STUDY FOR THE DEVELOPMENT OF PETROLEUM AND NATURAL GAS RESOURCES IN MALAYSIA FOR <b>PETRONAS</b> PETROLIUM NASIONAL BERHAD				
TITLE <b>FIG. 8-4-2 (Vol. III)</b> <b>SAMARANG FIELD FACILITY LAYOUT</b>				
DESIGN CHIEF	SCALE			
CHECKED BY	PROJECT NO.			
DESIGNED BY	DRAWING NO.			
DRAWN BY	DATE			
<b>JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY</b> TOKYO JAPAN				





PLOT PLAN

NO.	REVISIONS	DATE	DRAWN	CHIEF
MASTER PLAN STUDY FOR THE DEVELOPMENT OF PETROLEUM AND NATURAL GAS RESOURCES IN MALAYSIA FOR PETRONAS PETROLIUM NASIONAL BERHAD				
TITLE FIG. 8-4-3 (Vol. III) LABUAN TERMINAL FACILITY LAYOUT				
DESIGN CHIEF	SCALE			
CHECKED BY	PROJECT NO.			
DESIGNED BY	DRAWING NO.			
DRAWN BY	DATE			
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY TOKYO JAPAN				



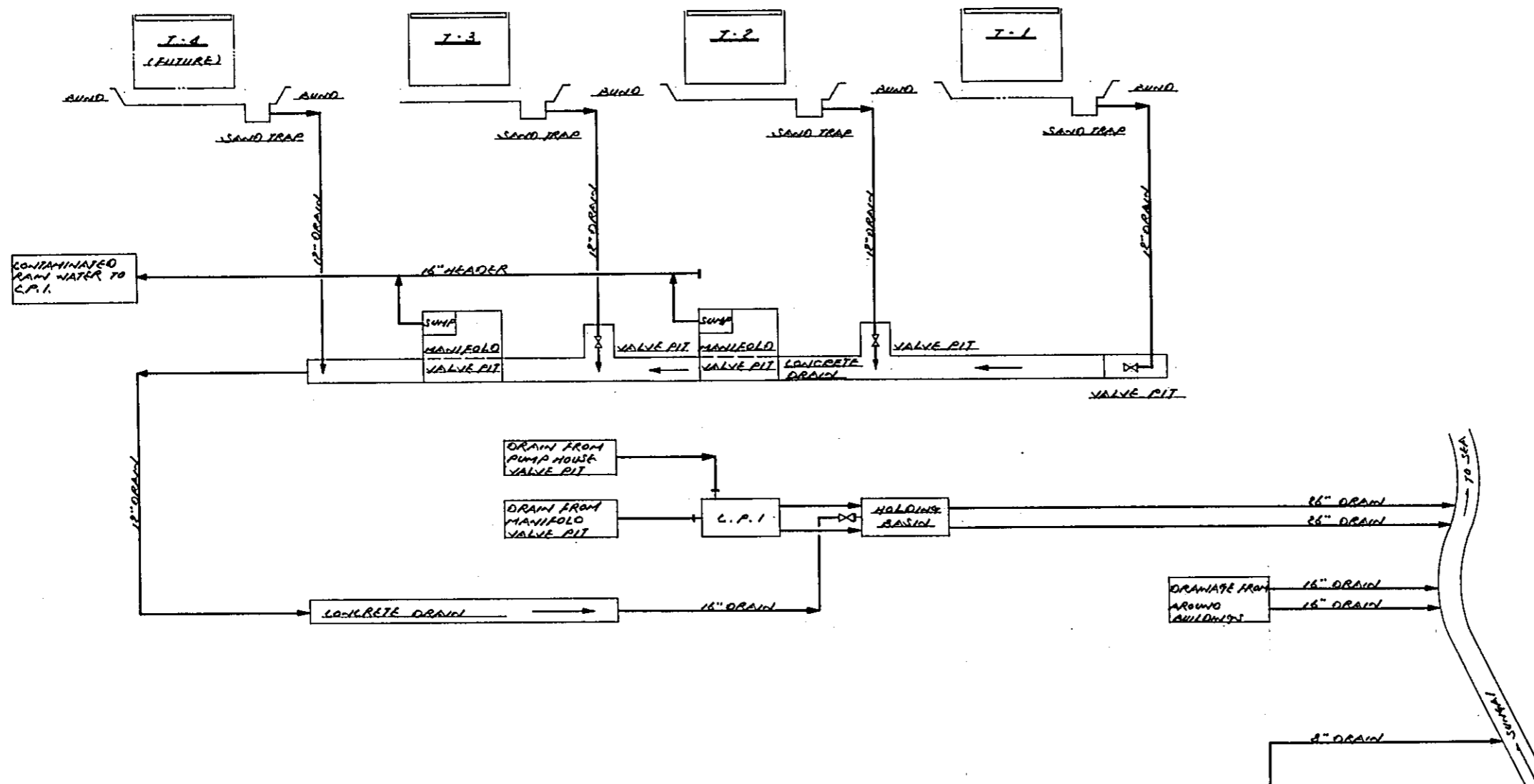
**PUMP HOUSE VALVE PIT**  
 P-14, P-15  
 VALVE PIT SUMP PUMPS  
 480.5 USGPH @ 50 FT HEAD

**C.P.1 HOLDING BASIN**  
 P-16, P-17, P-18  
 C.P.1 SUMP PUMPS  
 476.8 USGPH @ 200 FT HEAD (APPX)

**CRUDE OIL LOADING PUMPS**  
 P-21, P-22, P-23  
 CRUDE OIL LOADING PUMPS  
 1000 HP (APPX) @ 275 FT HEAD  
 1000 HP 1200 RPM (APPX)

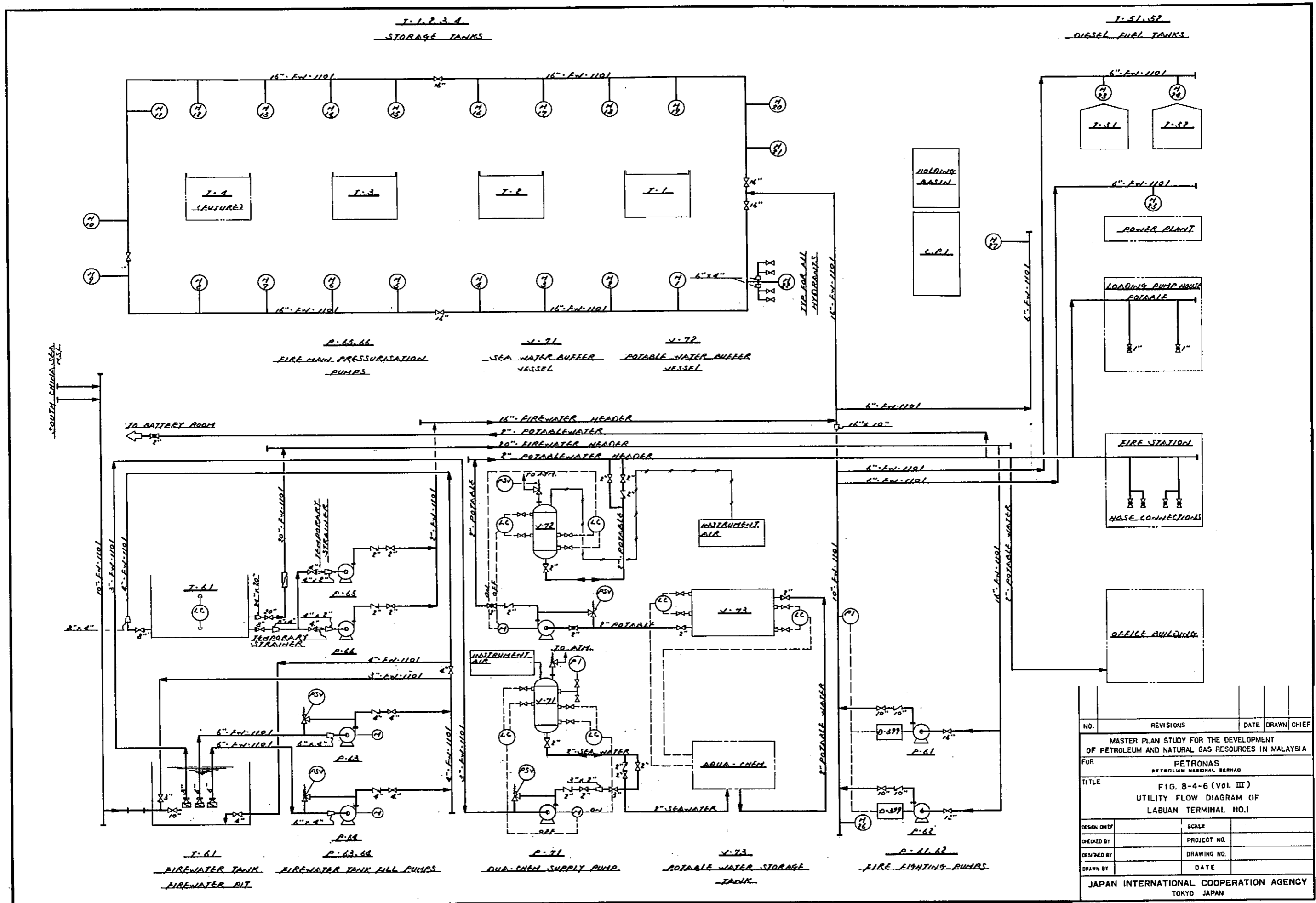
NO.	REVISIONS	DATE	DRAWN	CHIEF
MASTER PLAN STUDY FOR THE DEVELOPMENT OF PETROLEUM AND NATURAL GAS RESOURCES IN MALAYSIA FOR PETRONAS PETROLIUM NASIONAL BERHAD TITLE FIG. 8-4-4 (Vol. III) MECHANICAL FLOW DIAGRAM OF LABUAN TERMINAL				
DESIGN CHIEF	SCALE			
CHECKED BY	PROJECT NO.			
DESIGNED BY	DRAWING NO.			
DRAWN BY	DATE			
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY TOKYO JAPAN				

7-1,2,3,4  
CRUDE OIL STORAGE TANKS



7-51,52  
DIESEL FUEL TANKS

NO.	REVISIONS	DATE	DRAWN	CHIEF
MASTER PLAN STUDY FOR THE DEVELOPMENT OF PETROLEUM AND NATURAL GAS RESOURCES IN MALAYSIA FOR PETRONAS PETROLIUM NASIONAL BERHAD				
TITLE FIG. 8-4-5 (Vol. III) UTILITY FLOW DIAGRAM OF LABUAN TERMINAL NO.3				
DESIGN CHIEF	SCALE			
CHECKED BY	PROJECT NO.			
DESIGNED BY	DRAWING NO.			
DRAWN BY	DATE			
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY TOKYO JAPAN				



NO.	REVISIONS	DATE	DRAWN	CHIEF
MASTER PLAN STUDY FOR THE DEVELOPMENT OF PETROLEUM AND NATURAL GAS RESOURCES IN MALAYSIA FOR PETRONAS PETROLIUM NASIONAL BERHAD				
TITLE: FIG. 8-4-6 (Vol. III) UTILITY FLOW DIAGRAM OF LABUAN TERMINAL NO.1				
DESIGN CHIEF	SCALE			
CHECKED BY	PROJECT NO.			
DESIGNED BY	DRAWING NO.			
DRAWN BY	DATE			
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY TOKYO JAPAN				





ITEM NO.  
NAME  
SIZE  
OPERATION  
F.L. OPER. DESIGN  
RATING

V-190  
TEST SEPARATOR  
38" H.I.C.  
100-600/710  
135/180  
4000 VTBPD

V-200  
PRODUCTION SEPARATOR  
72" H.I.C.  
100-600/710  
135/180  
5000-9000 VTBPD

V-250  
BREAKWATER KNOCKOUT SURGE  
12" H.I.C.  
ADH/32  
1PS/200  
3000 BPD

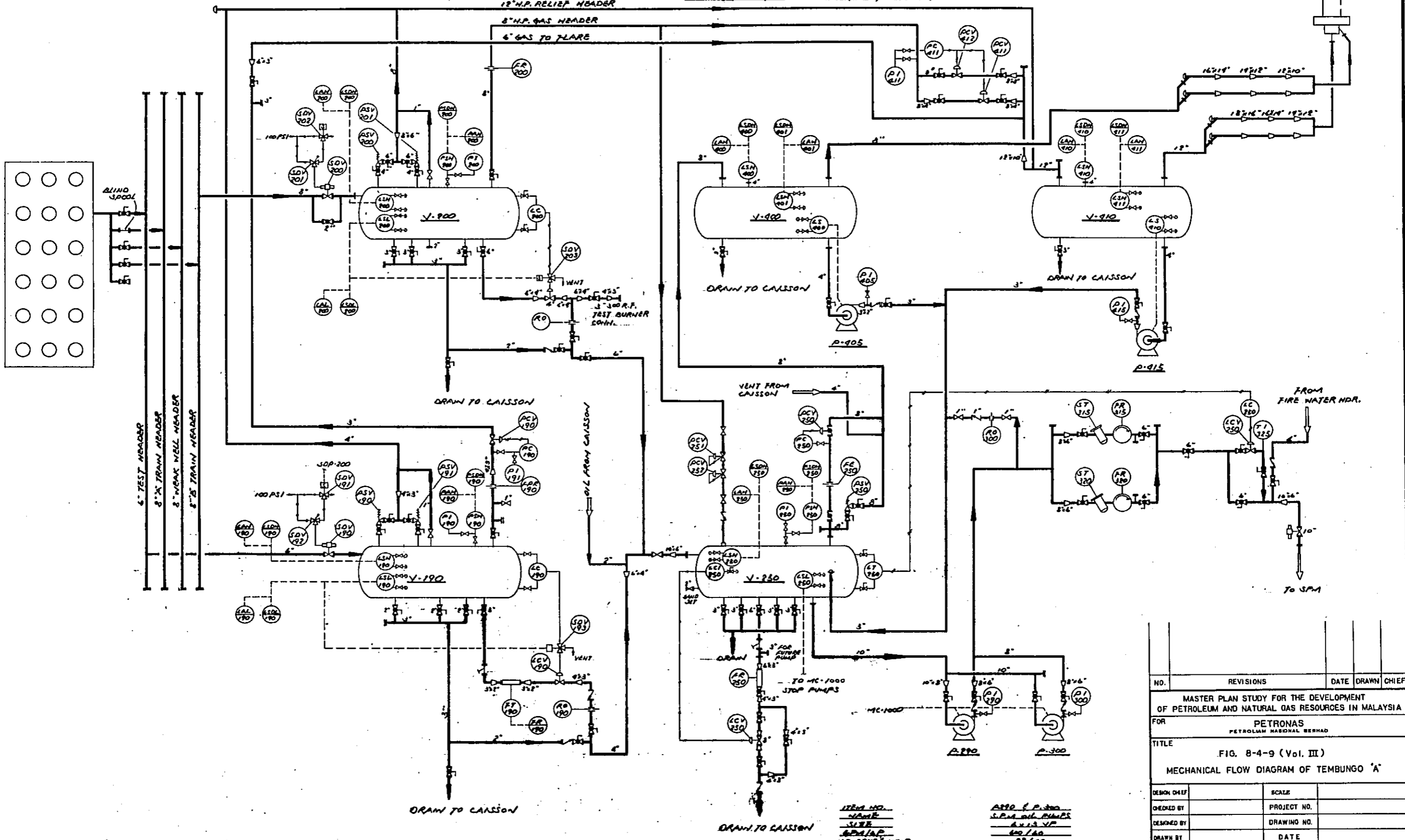
V-900  
L.P. FLARE SCRUBBER  
72" H.I.C.  
ADH/32  
1PS/200  
0.5 MMSCFD TO BPD  
0.72 MMSCFD (FUTURE)

V-910  
H.P. FLARE SCRUBBER  
72" H.I.C.  
ADH/32  
1PS/200  
16.5 MMSCFD TO BPD  
23.3 MMSCFD (FUTURE)

P-905  
L.P. FLARE TRANSFER PUMP  
H.P. 21/2  
30/16  
3 H.P.

P-915  
H.P. FLARE TRANSFER PUMP  
H.P. 21/2  
30/16  
3 H.P.

ITEM NO.  
NAME  
SIZE  
OPERATION  
H.P. RATING



NO.	REVISIONS	DATE	DRAWN	CHIEF
MASTER PLAN STUDY FOR THE DEVELOPMENT OF PETROLEUM AND NATURAL GAS RESOURCES IN MALAYSIA FOR PETRONAS PETROLIUM NASIONAL BERHAD				
TITLE FIG. 8-4-9 (Vol. III) MECHANICAL FLOW DIAGRAM OF TEMBUNGO 'A'				
DESIGN CHIEF	SCALE			
CHECKED BY	PROJECT NO.			
DESIGNED BY	DRAWING NO.			
DRAWN BY	DATE			
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY TOKYO JAPAN				

ITEM NO.  
NAME  
SIZE  
OPERATION  
H.P. RATING

P-290 & P-300  
L.P. FLARE TRANSFER PUMPS  
H.P. 21/2  
30/16  
3 H.P.

Fig. 8-4-10  
(Vol. III)

LABUAN STREAM PRESSURE BALANCE

AT PRESENT PRODUCTION RATE

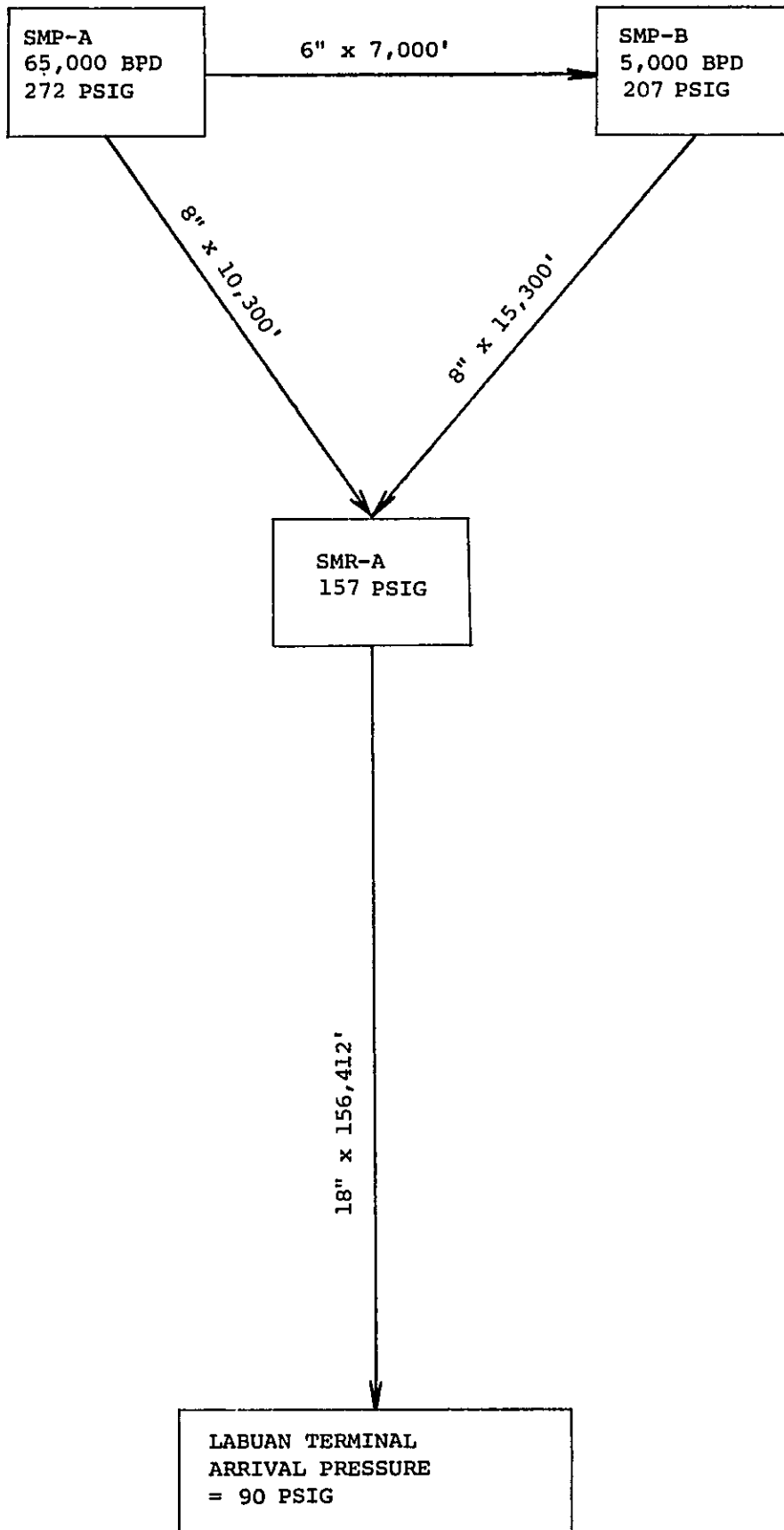




Fig. 8-4-11 LABUAN STREAM PRESSURE BALANCE  
(Vol. III)  
AT MAXIMUM HANDLING CAPACITY OF PRODUCTION PLATFORMS

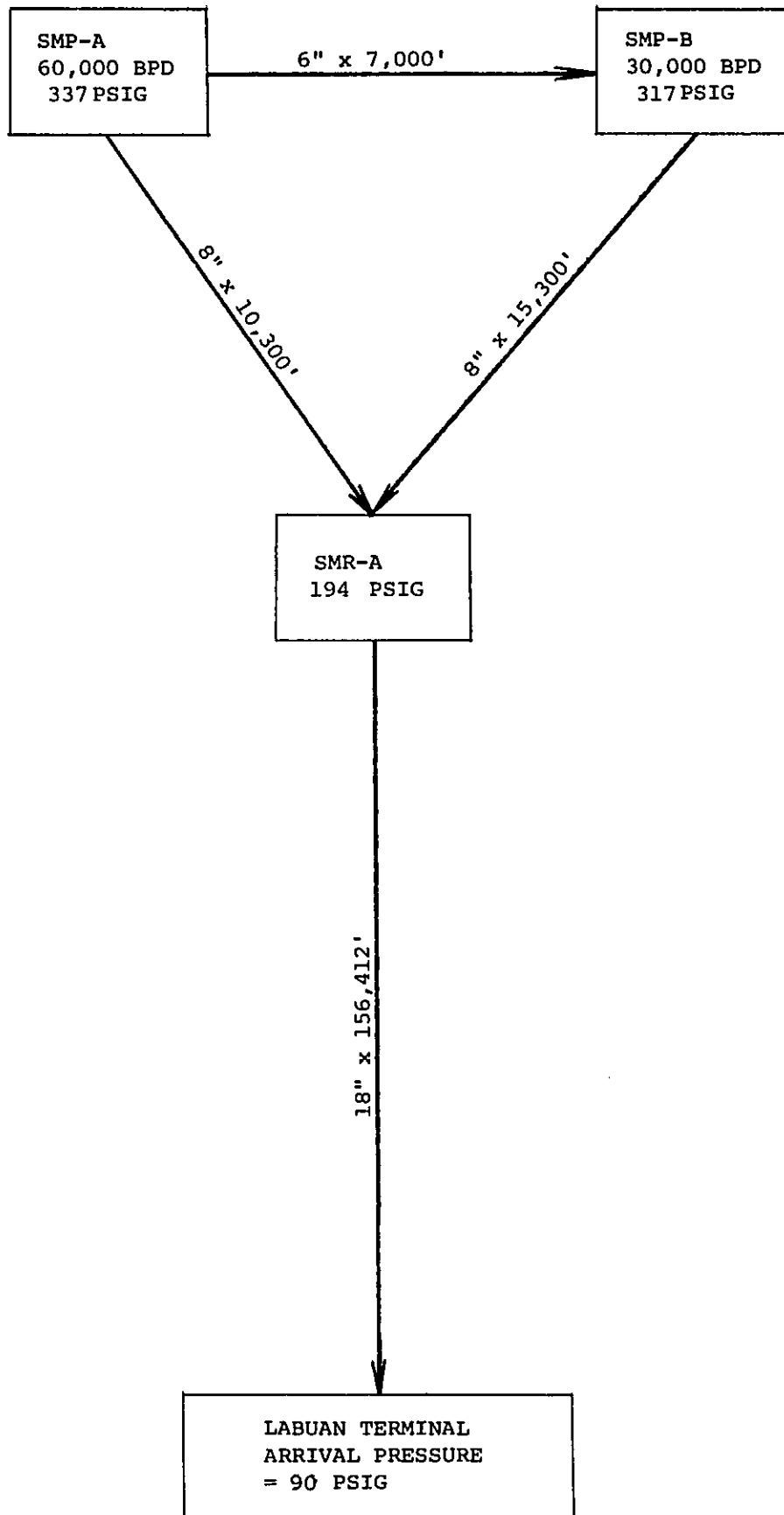
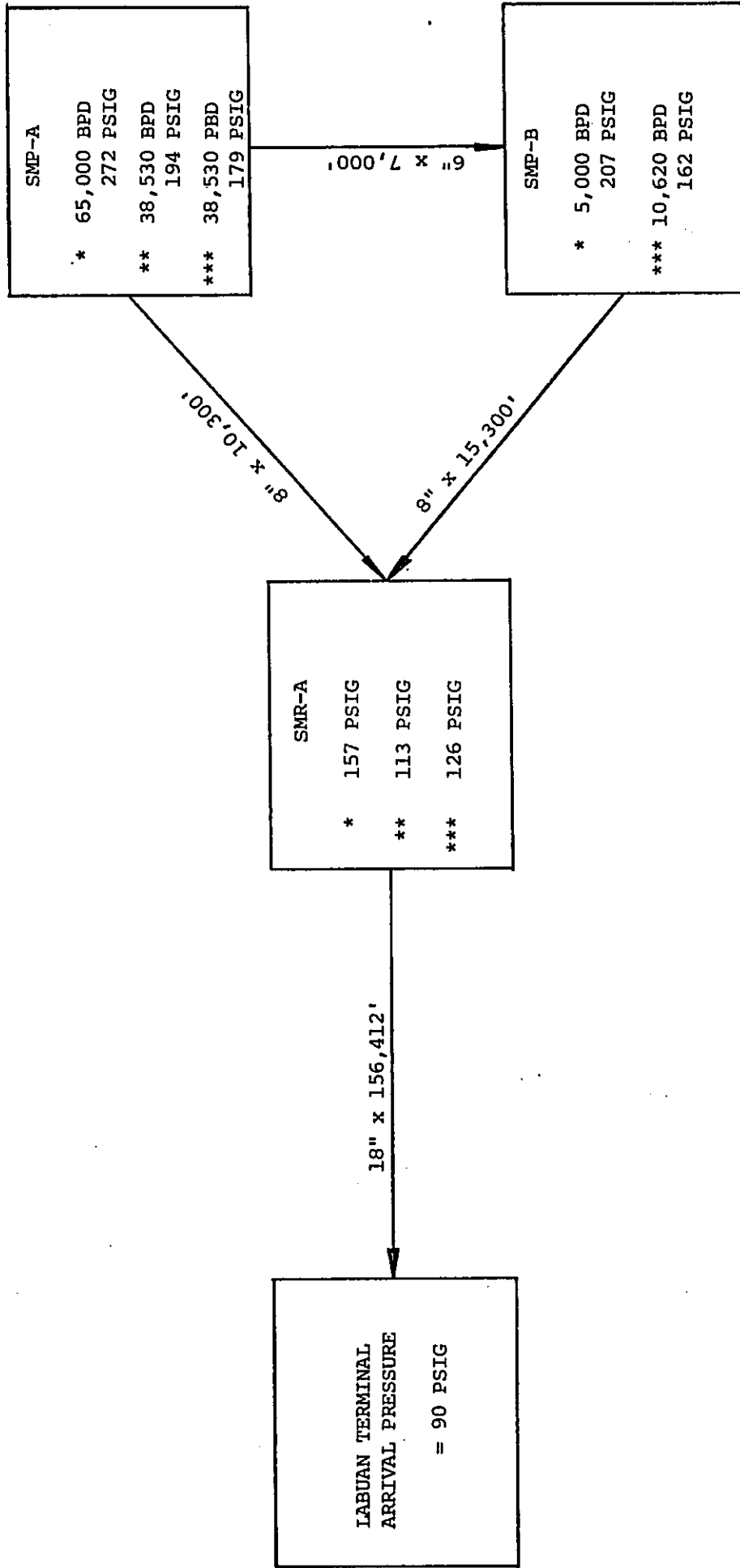


Fig. 8-4-12 PRESSURE BALANCE FOR PRESENT AND MAXIMUM  
(Vol. III) PREDICTED PRODUCTION RATE IN LABUAN STREAM



NOTE

- \* VALUE AT PRESENT PRODUCTION RATE
- \*\* VALUE AT PREDICTED PRODUCTION RATE
- \*\*\* VALUE AT PREDICTED PRODUCTION RATE OF ADDITIONAL WELL CASE

FIG. 9-5-1 (Vol. III)  
FACILITIES ARRANGEMENT  
FOR ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS - CASE I

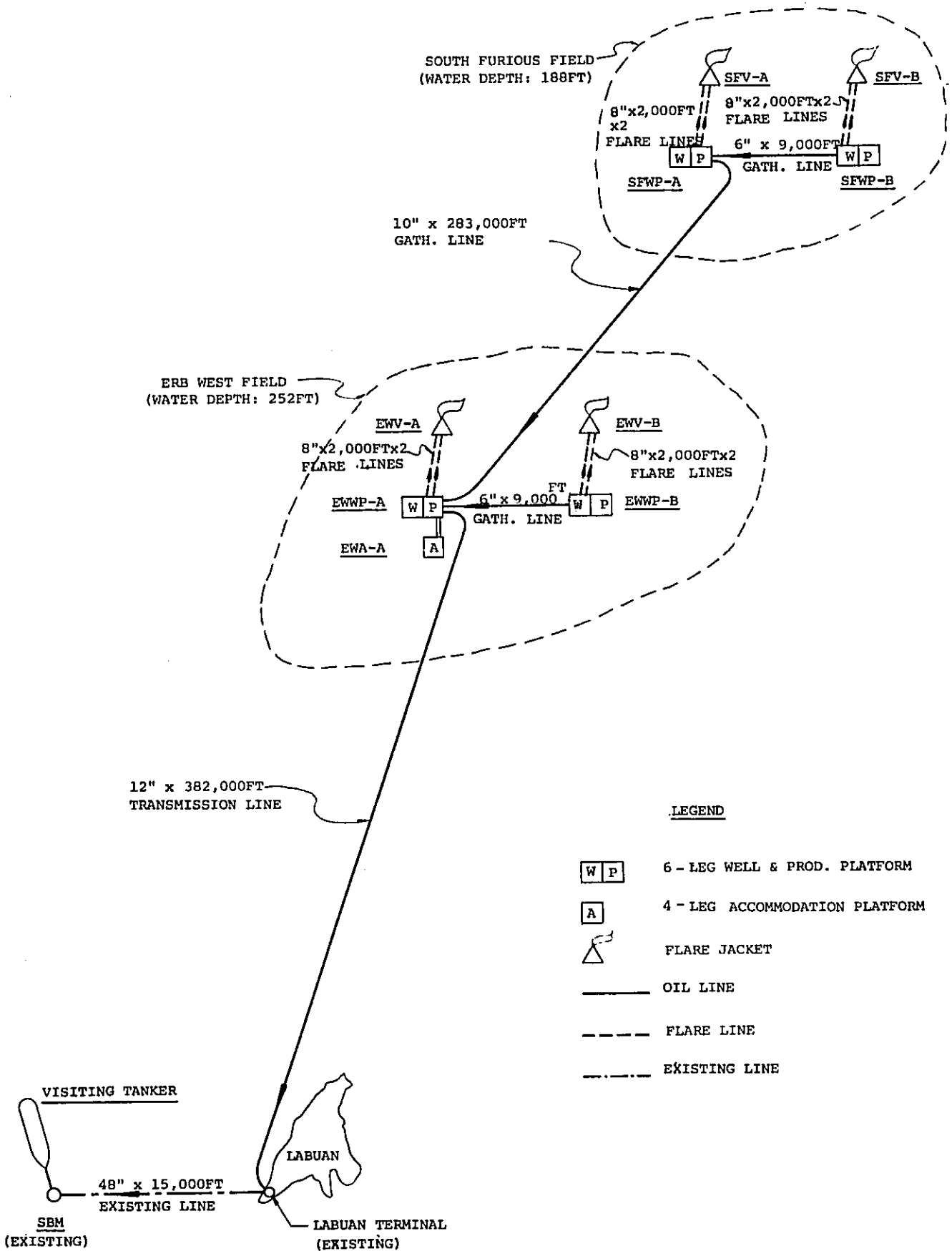


FIG. 9-5-2 (Vol. III)

BLOCK FLOW DIAGRAM

FOR ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS - CASE I

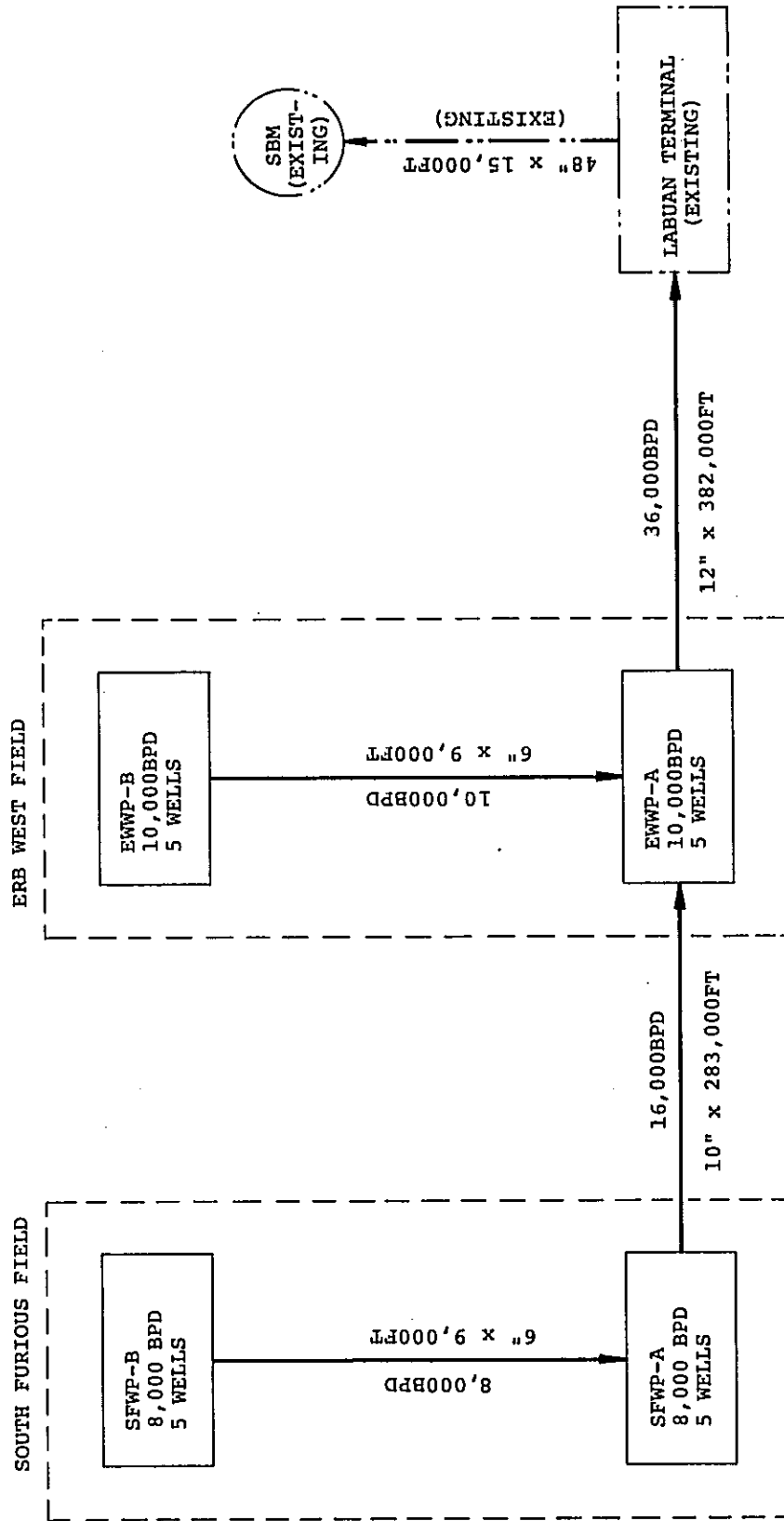


FIG. 9-5-3 (Vol. III)

FACILITIES ARRANGEMENT

FOR ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS-CASE II A

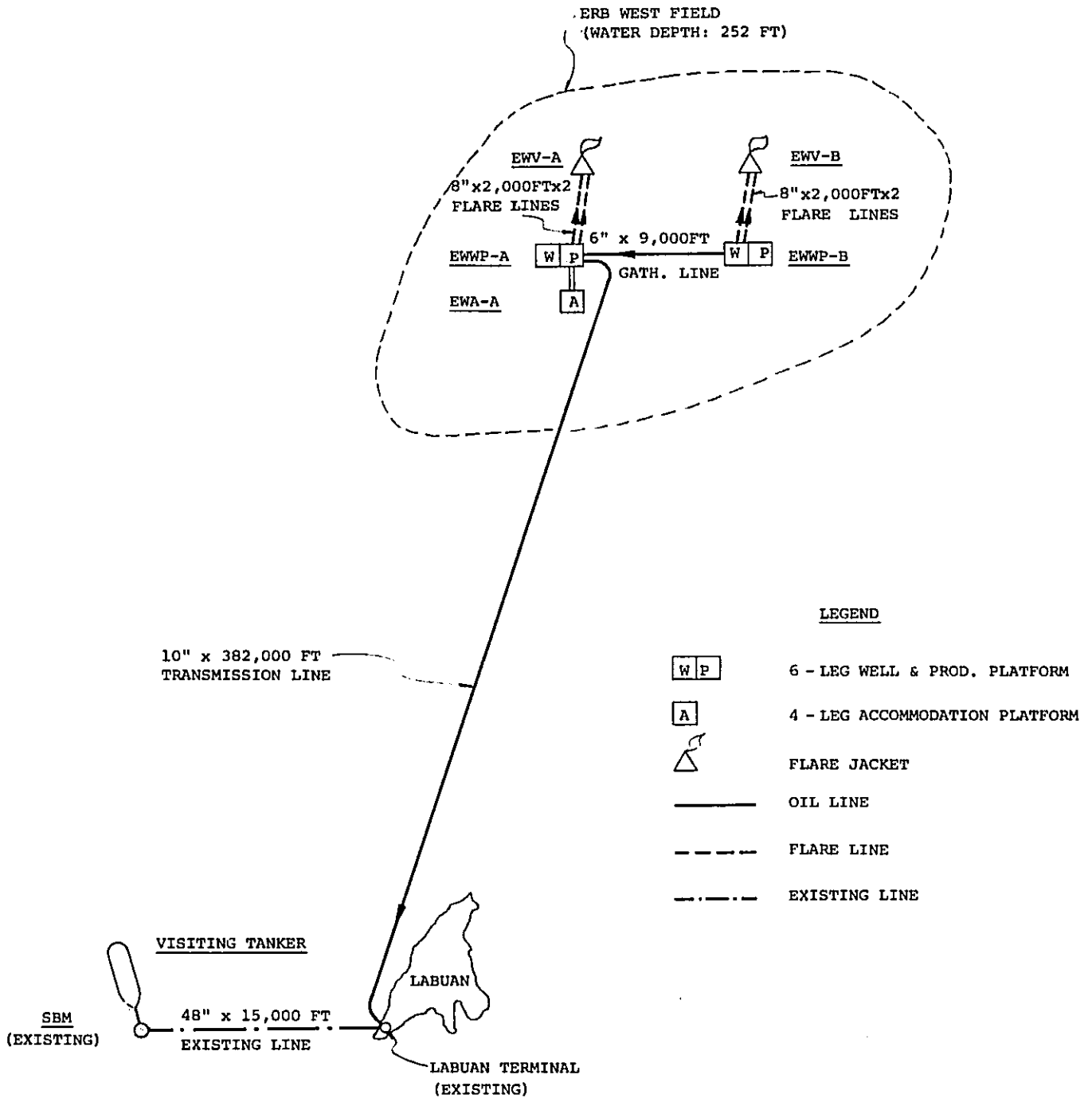


FIG. 9-5-4 (Vol. III)

BLOCK FLOW DIAGRAM

FOR ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS - CASE II A

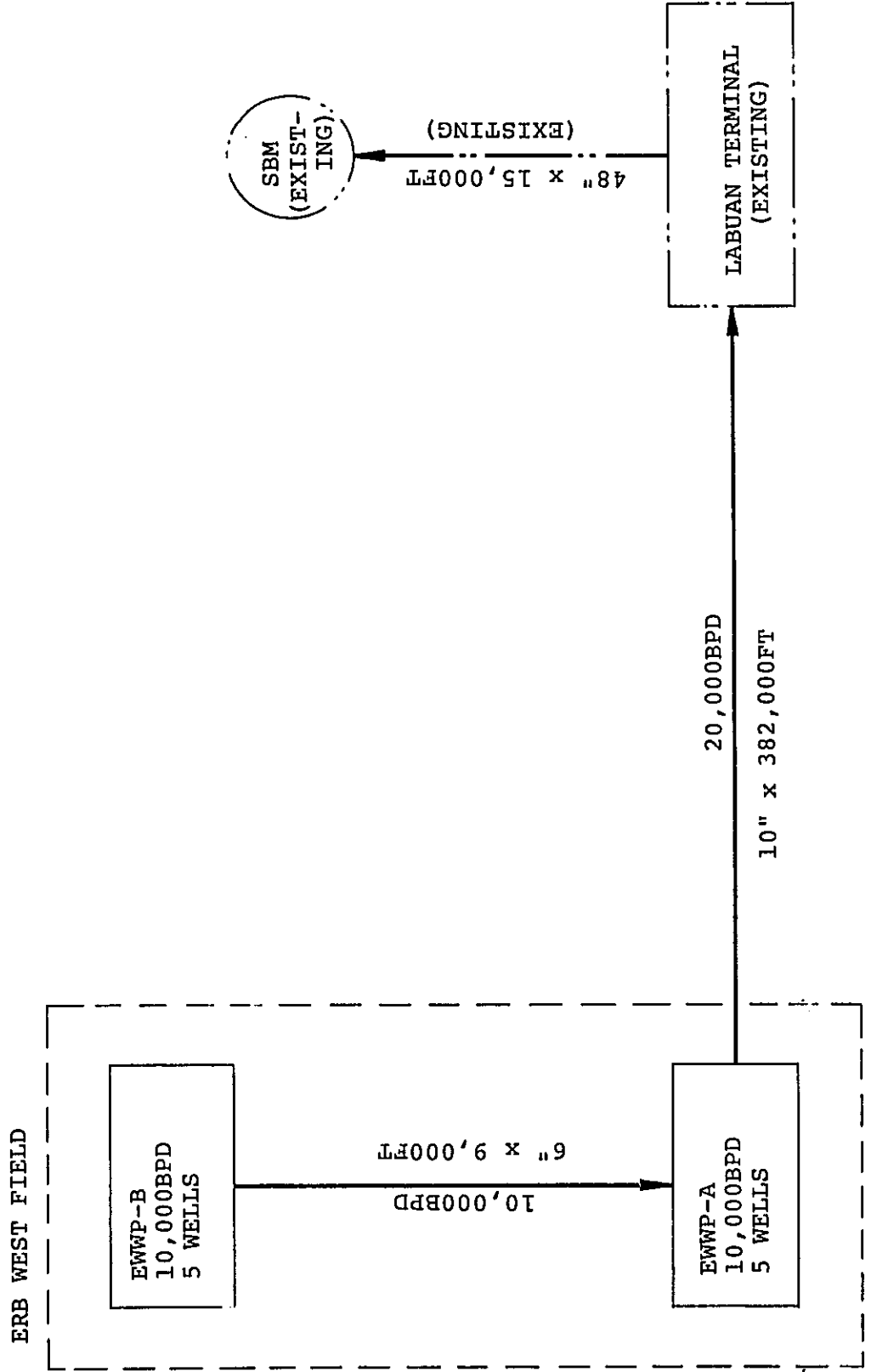
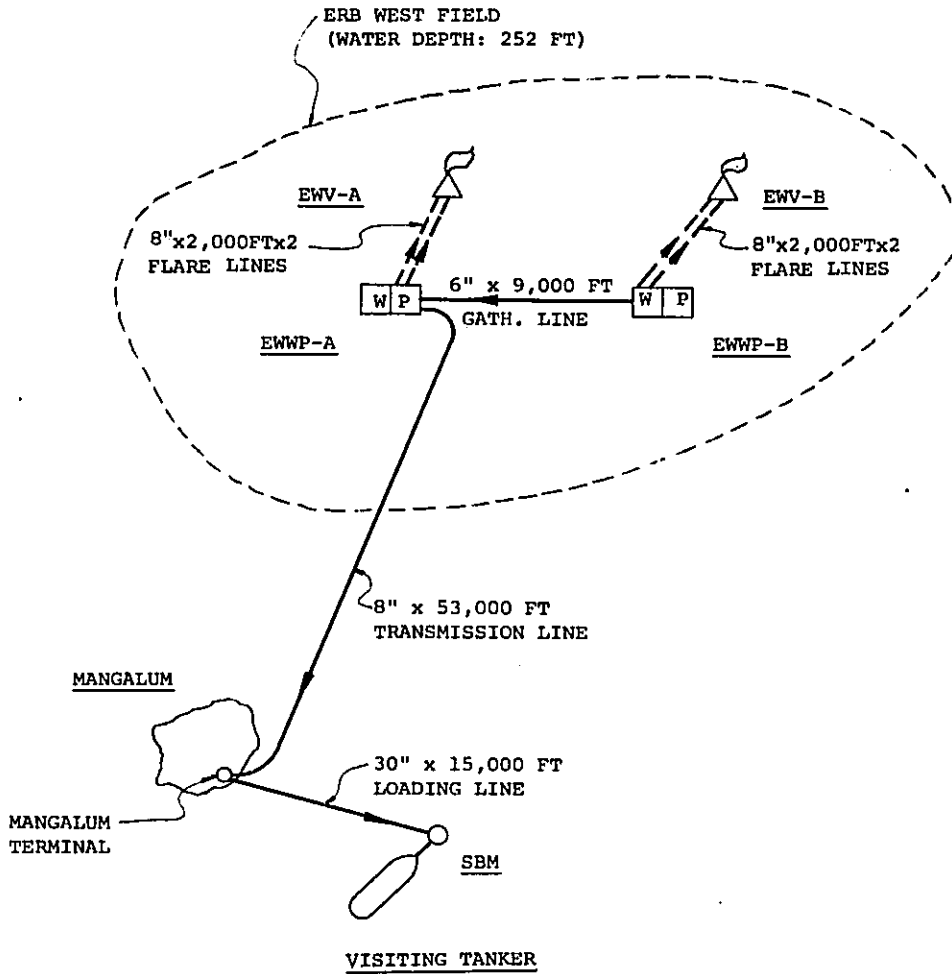


FIG. 9-5-5 (Vol. III)  
FACILITIES ARRANGEMENT  
 FOR ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS - CASE II B



LEGEND




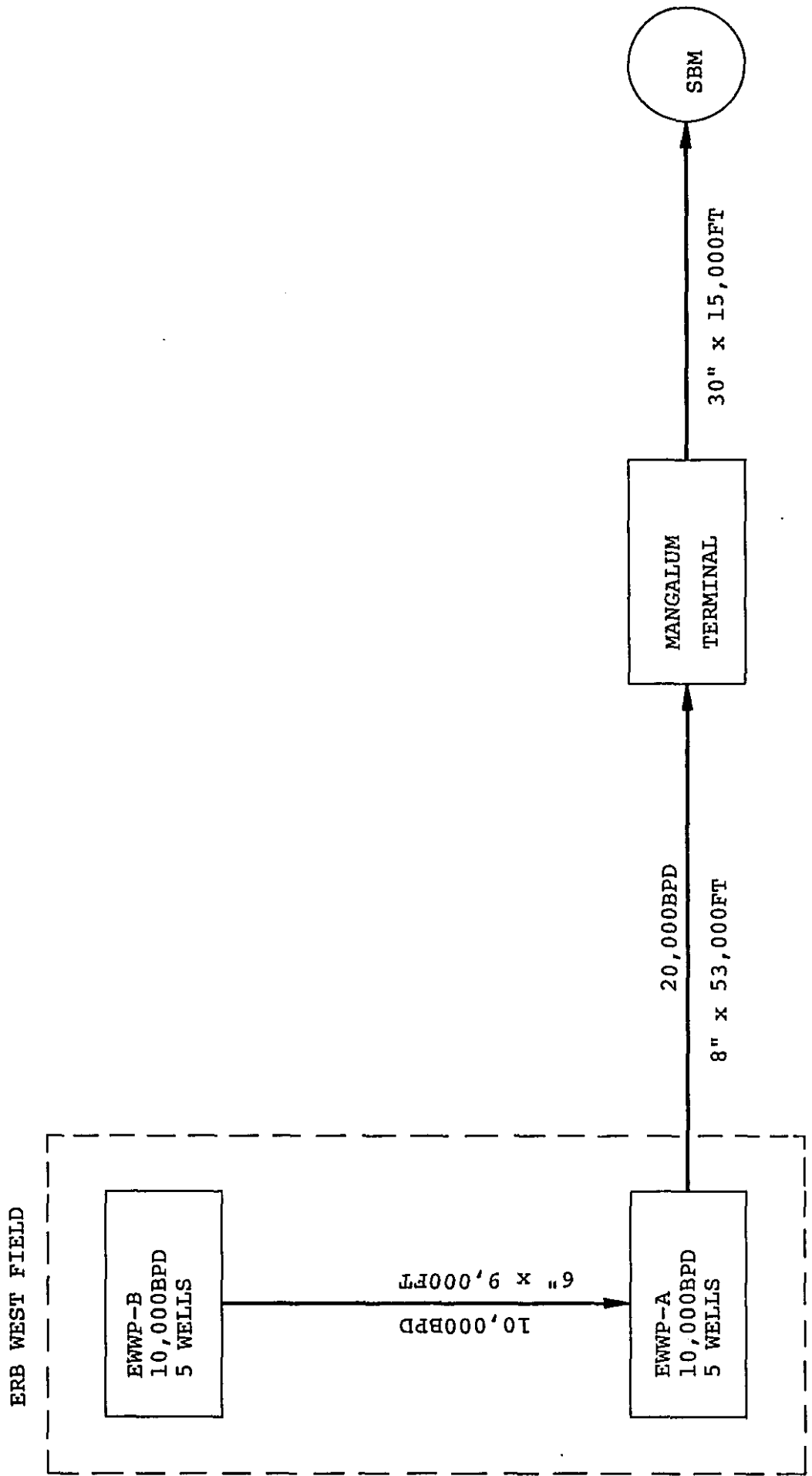
- |  |                               |
|--|-------------------------------|
| <div style="border: 1px solid black; display: inline-block; padding: 2px 5px;">W P</div> | 6 - LEG WELL & PROD. PLATFORM |
|       | FLARE JACKET                  |
|       | OIL LINE                      |
|       | FLARE LINE                    |

FIG. 9-5-6 (Vol. III)

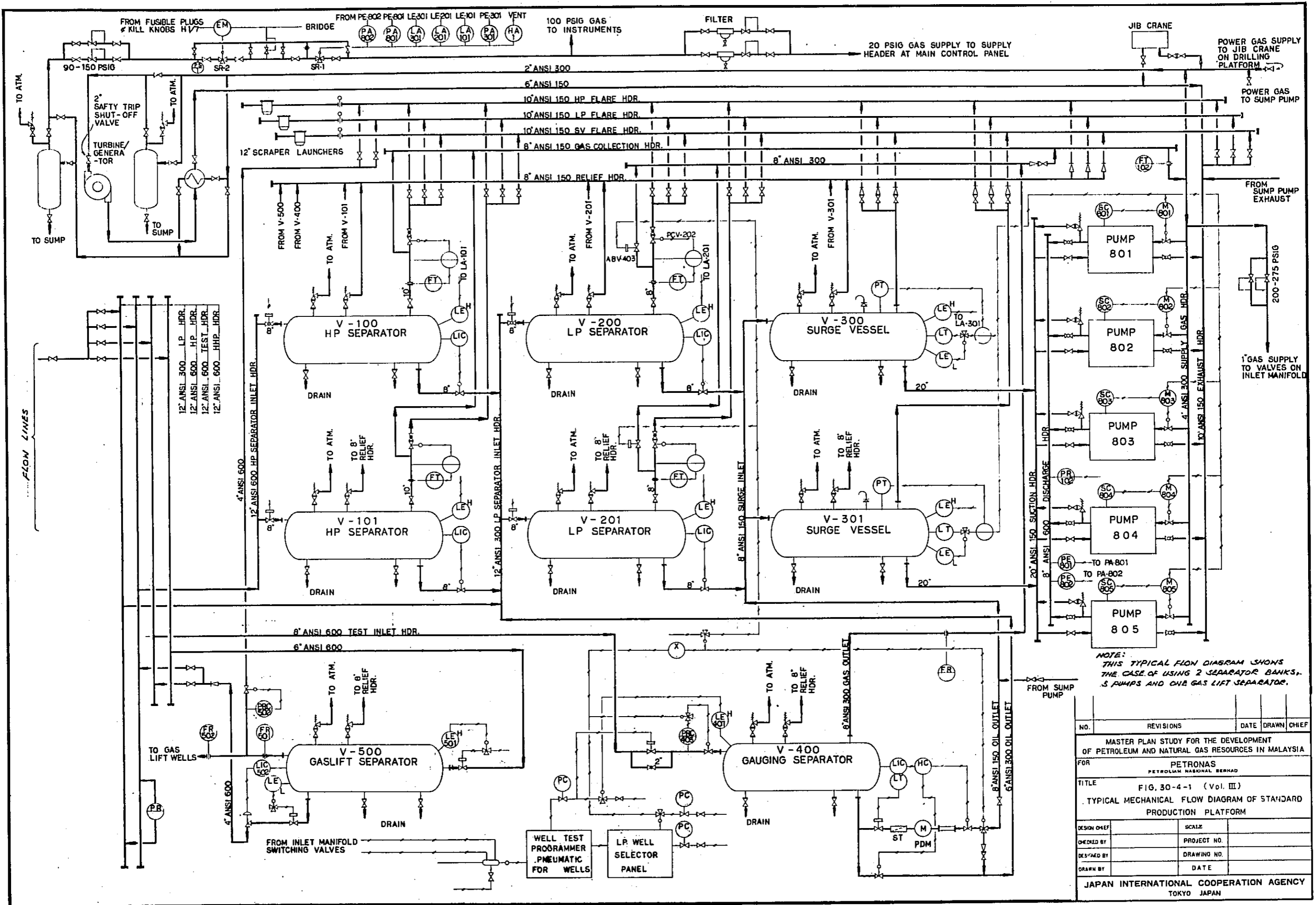
BLOCK FLOW DIAGRAM

FOR ERB WEST AND SOUTH FURIOUS OIL FIELDS-CASE II B





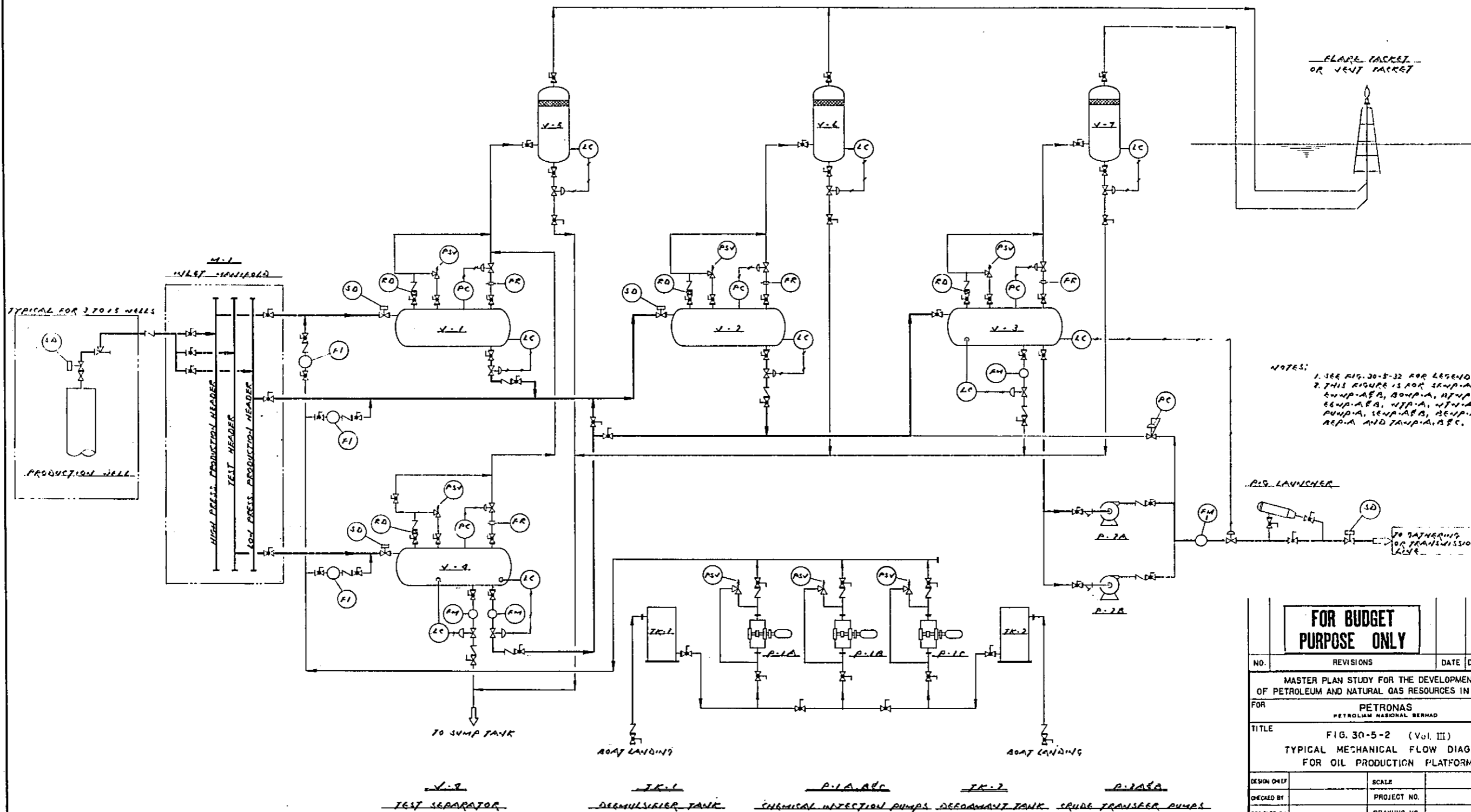




NOTE: TYPICAL FLOW DIAGRAM SHOWS THE CASE OF USING 2 SEPARATOR BANKS, 5 PUMPS AND ONE GAS LIFT SEPARATOR.

NO.	REVISIONS	DATE	DRAWN	CHIEF
MASTER PLAN STUDY FOR THE DEVELOPMENT OF PETROLEUM AND NATURAL GAS RESOURCES IN MALAYSIA FOR PETRONAS PETROLIAN NASIONAL BERHAD				
TITLE FIG. 30-4-1 (Vol. III) TYPICAL MECHANICAL FLOW DIAGRAM OF STANDARD PRODUCTION PLATFORM				
DESIGN CHIEF	SCALE			
CHECKED BY	PROJECT NO.			
DESIGNED BY	DRAWING NO.			
DRAWN BY	DATE			
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY TOKYO JAPAN				

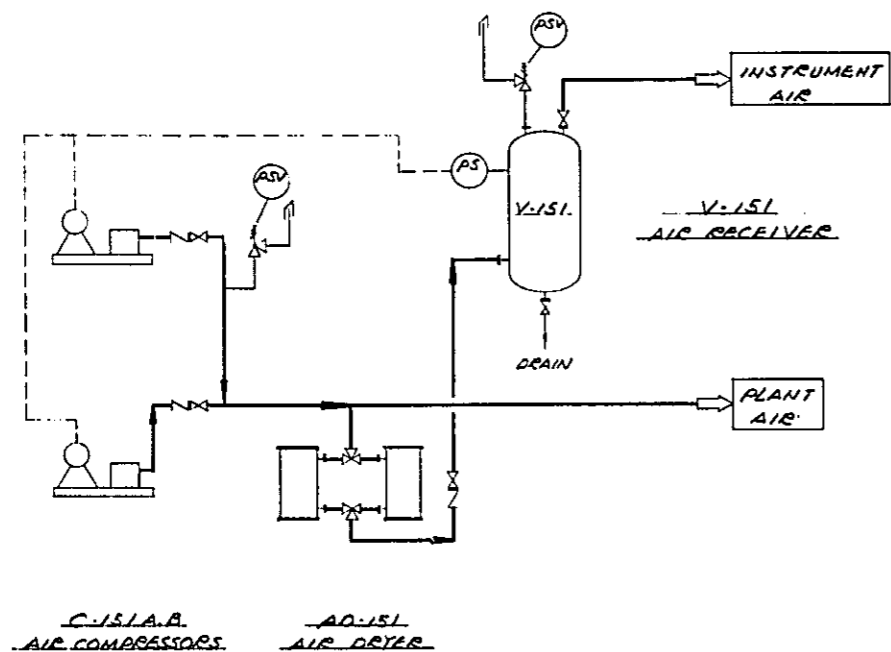
V-1                      V-5                      V-2                      V-6                      V-3                      V-7  
1ST STAGE PRODUCTION SEPARATOR    1ST STAGE FLARE SCRUBBER    2ND STAGE PRODUCTION SEPARATOR    2ND STAGE FLARE SCRUBBER    3RD STAGE PRODUCTION SEPARATOR    3RD STAGE FLARE SCRUBBER



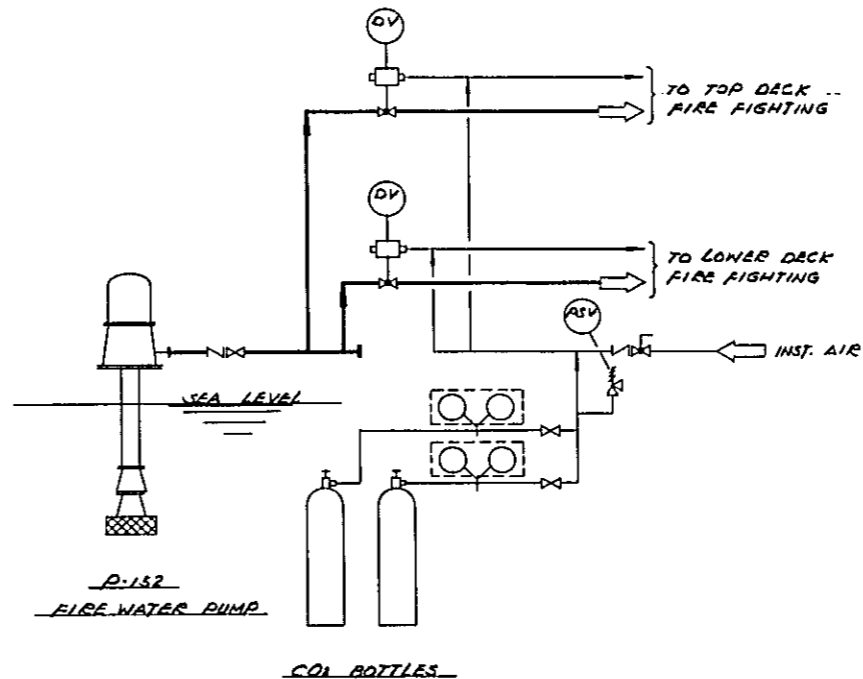
NOTES:  
 1. SEE FIG. 30-5-32 FOR LEGEND.  
 2. THIS FIGURE IS FOR SCMP-A/B, C/D, E/F, G/H, I/J, K/L, M/N, O/P, Q/R, S/T, U/V, W/X, Y/Z, AA, AB, AC, AD, AE, AF, AG, AH, AI, AJ, AK, AL, AM, AN, AO, AP, AQ, AR, AS, AT, AU, AV, AW, AX, AY, AZ, BA, BB, BC, BD, BE, BF, BG, BH, BI, BJ, BK, BL, BM, BN, BO, BP, BQ, BR, BS, BT, BU, BV, BW, BX, BY, BZ, CA, CB, CC, CD, CE, CF, CG, CH, CI, CJ, CK, CL, CM, CN, CO, CP, CQ, CR, CS, CT, CU, CV, CW, CX, CY, CZ, DA, DB, DC, DD, DE, DF, DG, DH, DI, DJ, DK, DL, DM, DN, DO, DP, DQ, DR, DS, DT, DU, DV, DW, DX, DY, DZ, EA, EB, EC, ED, EE, EF, EG, EH, EI, EJ, EK, EL, EM, EN, EO, EP, EQ, ER, ES, ET, EU, EV, EW, EX, EY, EZ, FA, FB, FC, FD, FE, FF, FG, FH, FI, FJ, FK, FL, FM, FN, FO, FP, FQ, FR, FS, FT, FU, FV, FW, FX, FY, FZ, GA, GB, GC, GD, GE, GF, GG, GH, GI, GJ, GK, GL, GM, GN, GO, GP, GQ, GR, GS, GT, GU, GV, GW, GX, GY, GZ, HA, HB, HC, HD, HE, HF, HG, HH, HI, HJ, HK, HL, HM, HN, HO, HP, HQ, HR, HS, HT, HU, HV, HW, HX, HY, HZ, IA, IB, IC, ID, IE, IF, IG, IH, II, IJ, IK, IL, IM, IN, IO, IP, IQ, IR, IS, IT, IU, IV, IW, IX, IY, IZ, JA, JB, JC, JD, JE, JF, JG, JH, JI, JJ, JK, JL, JM, JN, JO, JP, JQ, JR, JS, JT, JU, JV, JW, JX, JY, JZ, KA, KB, KC, KD, KE, KF, KG, KH, KI, KJ, KK, KL, KM, KN, KO, KP, KQ, KR, KS, KT, KU, KV, KW, KX, KY, KZ, LA, LB, LC, LD, LE, LF, LG, LH, LI, LJ, LK, LL, LM, LN, LO, LP, LQ, LR, LS, LT, LU, LV, LW, LX, LY, LZ, MA, MB, MC, MD, ME, MF, MG, MH, MI, MJ, MK, ML, MM, MN, MO, MP, MQ, MR, MS, MT, MU, MV, MW, MX, MY, MZ, NA, NB, NC, ND, NE, NF, NG, NH, NI, NJ, NK, NL, NM, NN, NO, NP, NQ, NR, NS, NT, NU, NV, NW, NX, NY, NZ, OA, OB, OC, OD, OE, OF, OG, OH, OI, OJ, OK, OL, OM, ON, OO, OP, OQ, OR, OS, OT, OU, OV, OW, OX, OY, OZ, PA, PB, PC, PD, PE, PF, PG, PH, PI, PJ, PK, PL, PM, PN, PO, PP, PQ, PR, PS, PT, PU, PV, PW, PX, PY, PZ, QA, QB, QC, QD, QE, QF, QG, QH, QI, QJ, QK, QL, QM, QN, QO, QP, QQ, QR, QS, QT, QU, QV, QW, QX, QY, QZ, RA, RB, RC, RD, RE, RF, RG, RH, RI, RJ, RK, RL, RM, RN, RO, RP, RQ, RR, RS, RT, RU, RV, RW, RX, RY, RZ, SA, SB, SC, SD, SE, SF, SG, SH, SI, SJ, SK, SL, SM, SN, SO, SP, SQ, SR, SS, ST, SU, SV, SW, SX, SY, SZ, TA, TB, TC, TD, TE, TF, TG, TH, TI, TJ, TK, TL, TM, TN, TO, TP, TQ, TR, TS, TT, TU, TV, TW, TX, TY, TZ, UA, UB, UC, UD, UE, UF, UG, UH, UI, UJ, UK, UL, UM, UN, UO, UP, UQ, UR, US, UT, UY, UZ, VA, VB, VC, VD, VE, VF, VG, VH, VI, VJ, VK, VL, VM, VN, VO, VP, VQ, VR, VS, VT, VU, VV, VW, VX, VY, VZ, WA, WB, WC, WD, WE, WF, WG, WH, WI, WJ, WK, WL, WM, WN, WO, WP, WQ, WR, WS, WT, WU, WV, WW, WX, WY, WZ, XA, XB, XC, XD, XE, XF, XG, XH, XI, XJ, XK, XL, XM, XN, XO, XP, XQ, XR, XS, XT, XU, XV, XW, XX, XY, XZ, YA, YB, YC, YD, YE, YF, YG, YH, YI, YJ, YK, YL, YM, YN, YO, YP, YQ, YR, YS, YT, YU, YV, YW, YX, YY, YZ, ZA, ZB, ZC, ZD, ZE, ZF, ZG, ZH, ZI, ZJ, ZK, ZL, ZM, ZN, ZO, ZP, ZQ, ZR, ZS, ZT, ZU, ZV, ZW, ZX, ZY, ZZ.

<b>FOR BUDGET PURPOSE ONLY</b>			
NO.	REVISIONS	DATE	DRAWN/CHIEF
MASTER PLAN STUDY FOR THE DEVELOPMENT OF PETROLEUM AND NATURAL GAS RESOURCES IN MALAYSIA FOR PETRONAS PETROLIUM NASIONAL BERHAD			
TITLE: FIG. 30-5-2 (Vol. III) TYPICAL MECHANICAL FLOW DIAGRAM FOR OIL PRODUCTION PLATFORM			
DESIGN CHIEF		SCALE	
CHECKED BY		PROJECT NO.	
DESIGNED BY		DRAWING NO.	
DRAWN BY		DATE	
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY TOKYO JAPAN			

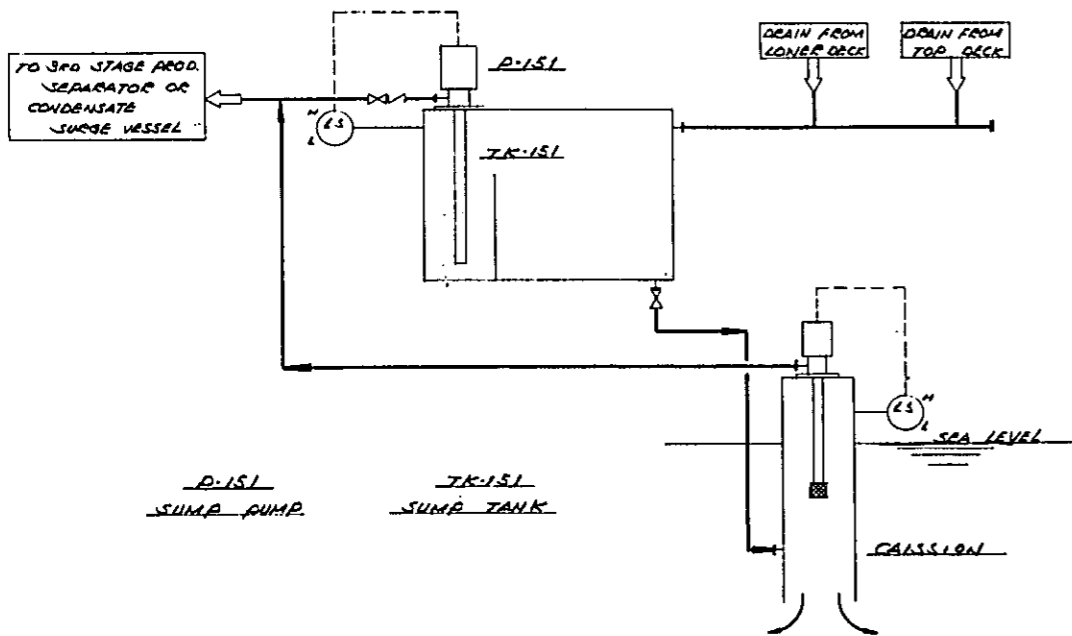
INSTRUMENT AIR SYSTEM



FIRE FIGHTING SYSTEM



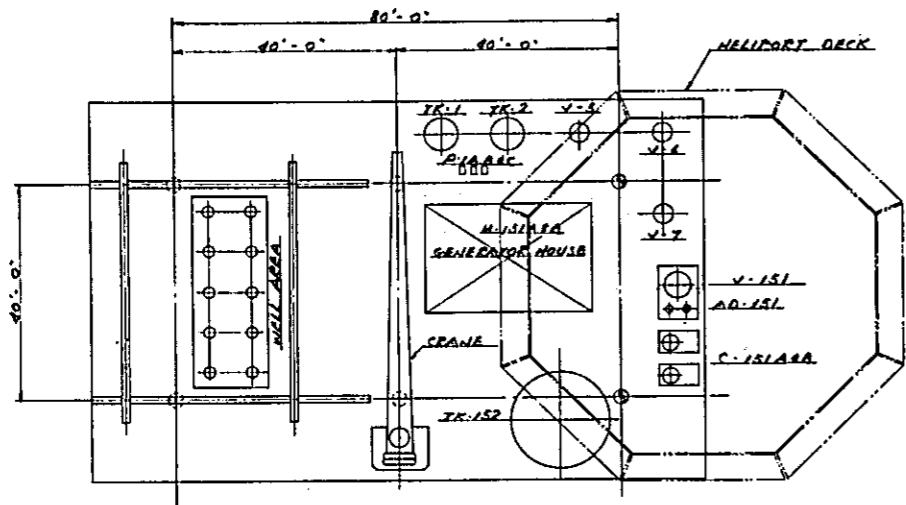
DRAIN SYSTEM



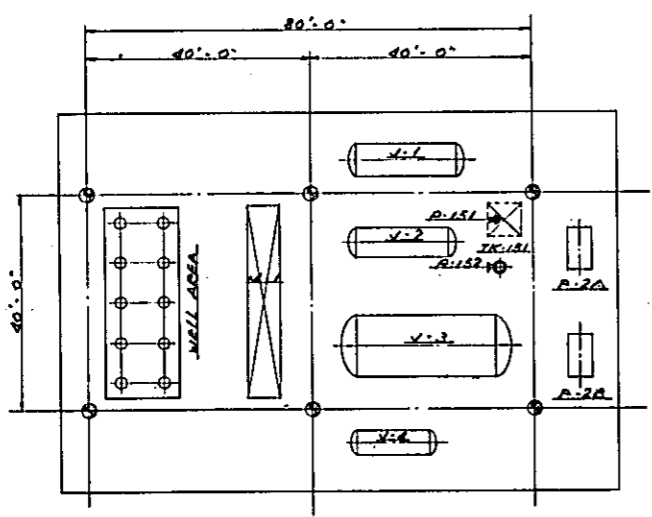
- NOTES:
1. SEE FIG. 30-5-32 FOR LEGEND.
  2. THIS FIGURE IS FOR 15MP-A, 16MP-A, 17MP-A, 18MP-A, 19MP-A, 20MP-A, 21MP-A, 22MP-A, 23MP-A, 24MP-A, 25MP-A, 26MP-A, 27MP-A, 28MP-A, 29MP-A, 30MP-A, 31MP-A, 32MP-A, 33MP-A, 34MP-A, 35MP-A, 36MP-A, 37MP-A, 38MP-A, 39MP-A, 40MP-A, 41MP-A, 42MP-A, 43MP-A, 44MP-A, 45MP-A, 46MP-A, 47MP-A, 48MP-A, 49MP-A, 50MP-A, 51MP-A, 52MP-A, 53MP-A, 54MP-A, 55MP-A, 56MP-A, 57MP-A, 58MP-A, 59MP-A, 60MP-A, 61MP-A, 62MP-A, 63MP-A, 64MP-A, 65MP-A, 66MP-A, 67MP-A, 68MP-A, 69MP-A, 70MP-A, 71MP-A, 72MP-A, 73MP-A, 74MP-A, 75MP-A, 76MP-A, 77MP-A, 78MP-A, 79MP-A, 80MP-A, 81MP-A, 82MP-A, 83MP-A, 84MP-A, 85MP-A, 86MP-A, 87MP-A, 88MP-A, 89MP-A, 90MP-A, 91MP-A, 92MP-A, 93MP-A, 94MP-A, 95MP-A, 96MP-A, 97MP-A, 98MP-A, 99MP-A, 100MP-A.

**FOR BUDGET PURPOSE ONLY**

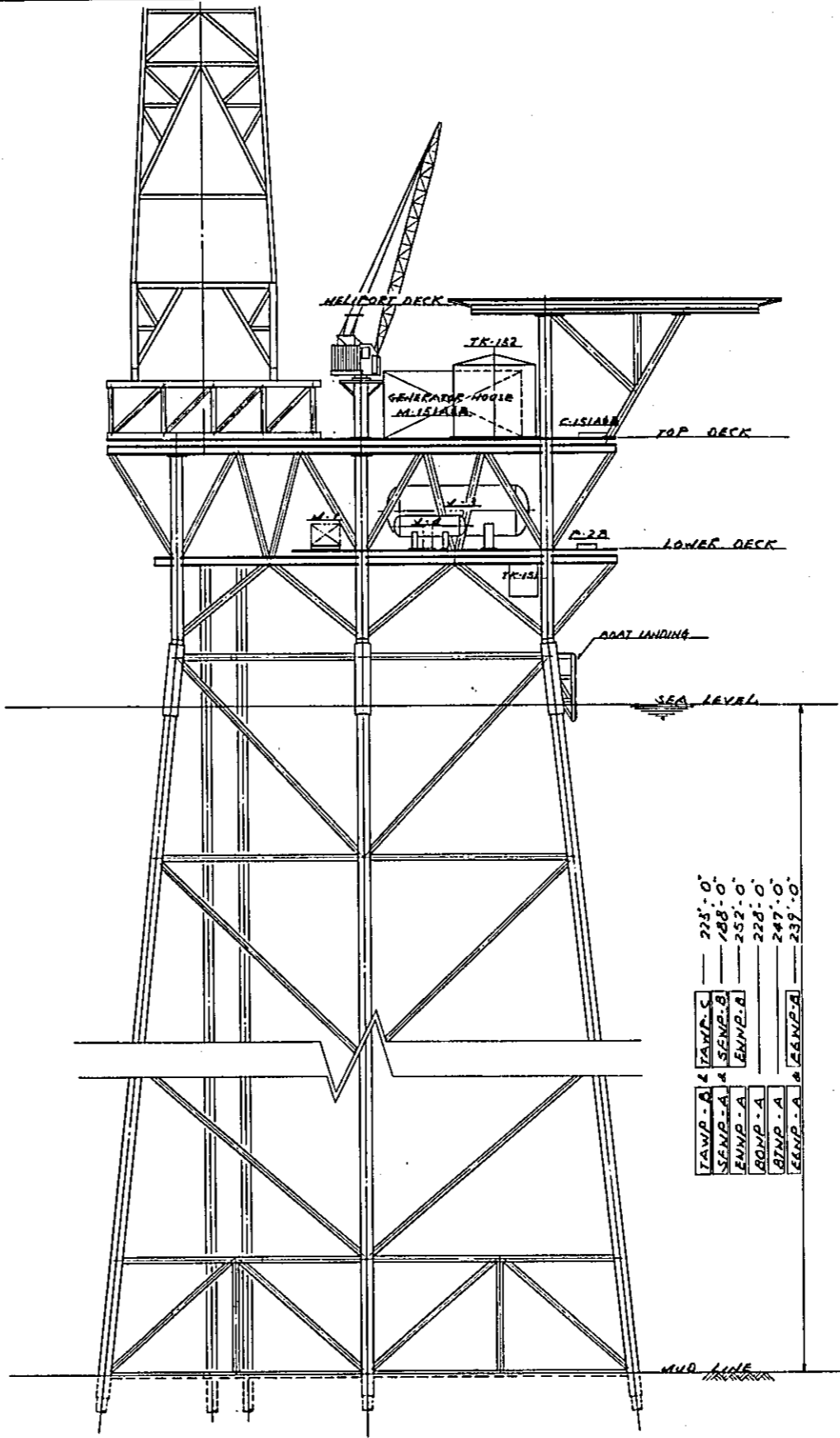
NO.	REVISIONS	DATE	DRAWN	CHIEF
MASTER PLAN STUDY FOR THE DEVELOPMENT OF PETROLEUM AND NATURAL GAS RESOURCES IN MALAYSIA FOR PETRONAS PETROLIUM NASIONAL BERHAD				
TITLE: FIG. 30-5-10 (Vol. III) TYPICAL UTILITY FLOW DIAGRAM FOR OIL & GAS PRODUCTION PLATFORM				
DESIGN CHIEF	SCALE			
CHECKED BY	PROJECT NO.			
DESIGNED BY	DRAWING NO.			
DRAWN BY	DATE			
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY TOKYO JAPAN				



TOP DECK PLAN



LOWER DECK PLAN



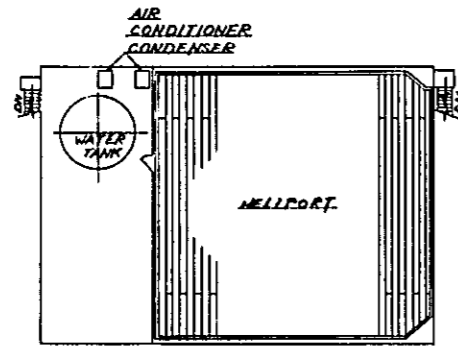
ELEVATION

EQUIPMENT LIST	
ITEM NO.	DESCRIPTION
<b>VESSEL</b>	
V-1	1ST STAGE PRODUCTION SEPARATOR
V-2	2ND STAGE PRODUCTION SEPARATOR
V-3	3RD STAGE PRODUCTION SEPARATOR
V-4	TEST SEPARATOR
V-5	1ST STAGE FLARE SCRUBBER
V-6	2ND STAGE FLARE SCRUBBER
V-7	3RD STAGE FLARE SCRUBBER
V-151	INSTRUMENT AIR RECEIVER
<b>MACHINERY</b>	
C-151A&B	INSTRUMENT AIR COMPRESSORS
AD-151	INSTRUMENT AIR DRYER
<b>PUMP</b>	
P-1A,B,C	CHEMICAL INJECTION PUMPS
P-2A&B	CRUDE TRANSFER PUMPS
P-151	SUMP PUMP
P-152	FIRE WATER PUMP
<b>TANK</b>	
TK-1	DEEMULSIFIER TANK
TK-2	DEFAMANT TANK
TK-151	SUMP TANK
TK-152	DIESEL STORAGE TANK
<b>MISCELLANEOUS</b>	
M-1	INLET MANIFOLD
M-151A&B	DIESEL DRIVEN GENERATORS

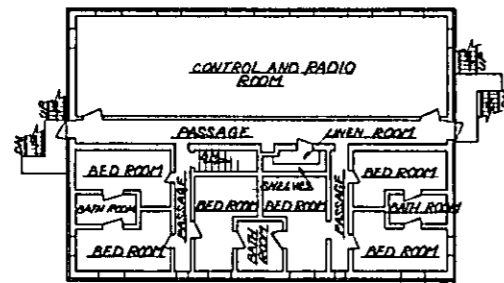
**FOR BUDGET PURPOSE ONLY**

NOTE: THIS FIGURE IS FOR SFNP-A & B, ENNP-A&B, BONP-A, BINP-A, EBNP-A&B, AND TAMP-B&C.

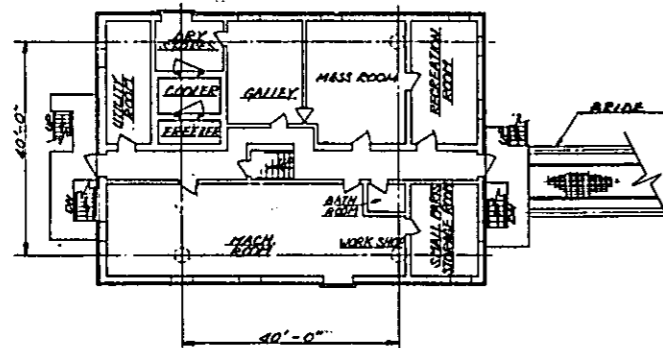
NO.	REVISIONS	DATE	DRAWN	CHIEF
MASTER PLAN STUDY FOR THE DEVELOPMENT OF PETROLEUM AND NATURAL GAS RESOURCES IN MALAYSIA FOR PETRONAS (PETROLIUM NASIONAL BERHAD) TITLE FIG 30-5-16 (Vol. III) TYPICAL PLAN AND ELEVATION FOR 6-LEG WELL & OIL PRODUCTION PLATFORM				
DESIGN CHECK	SCALE			
CHECKED BY	PROJECT NO.			
DESIGNED BY	DRAWING NO.			
DRAWN BY	DATE			
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY TOKYO JAPAN				



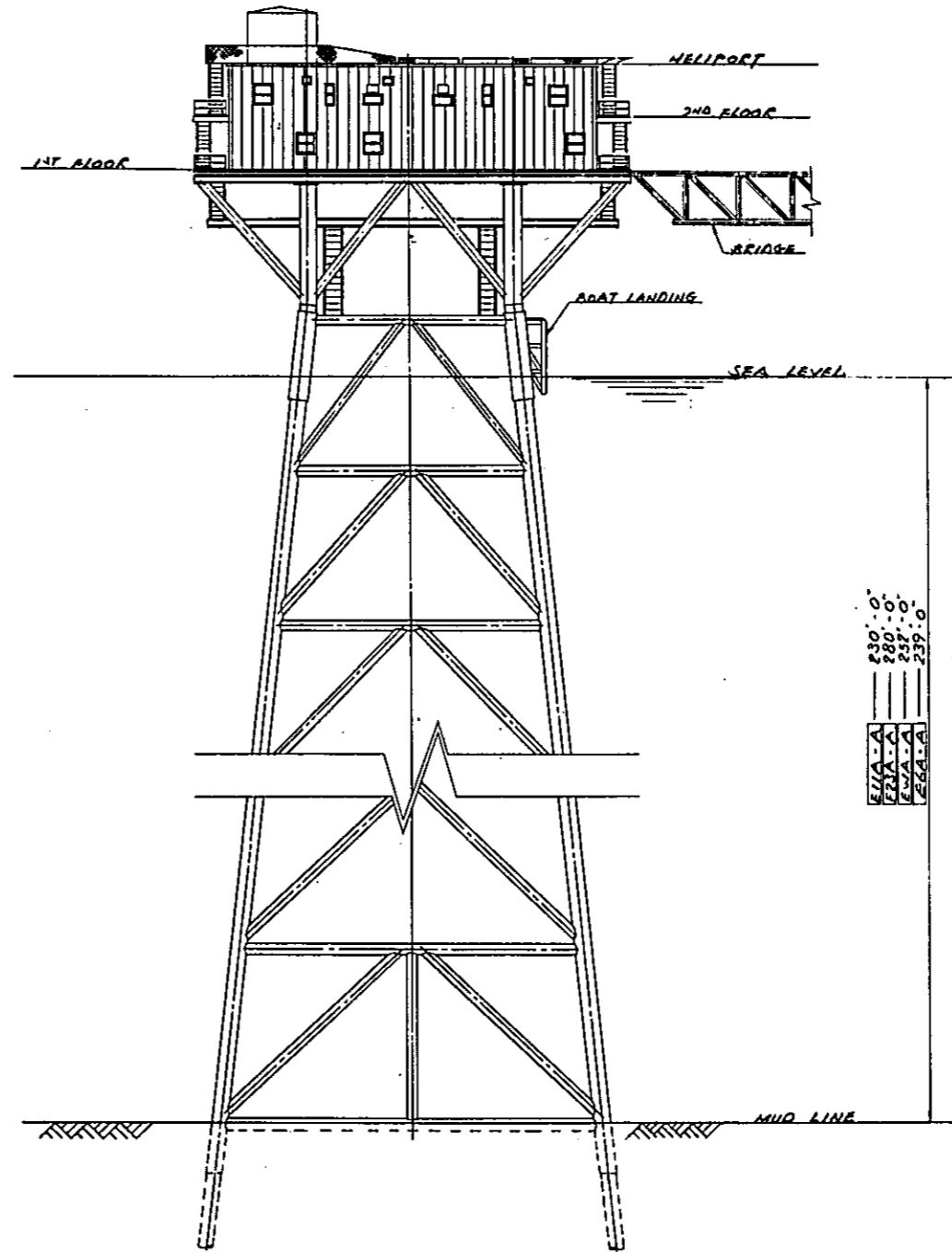
HELIPORT DECK PLAN



2ND FLOOR PLAN



1ST FLOOR PLAN



ELEVATION

230'-0"	2ND FLOOR
280'-0"	1ST FLOOR
258'-0"	SEA LEVEL
239'-0"	MUD LINE

NOTE:  
THIS FIGURE IS FOR F23A-A, E11A-A,  
EWA-A AND E6A-A.

**FOR BUDGET  
PURPOSE ONLY**

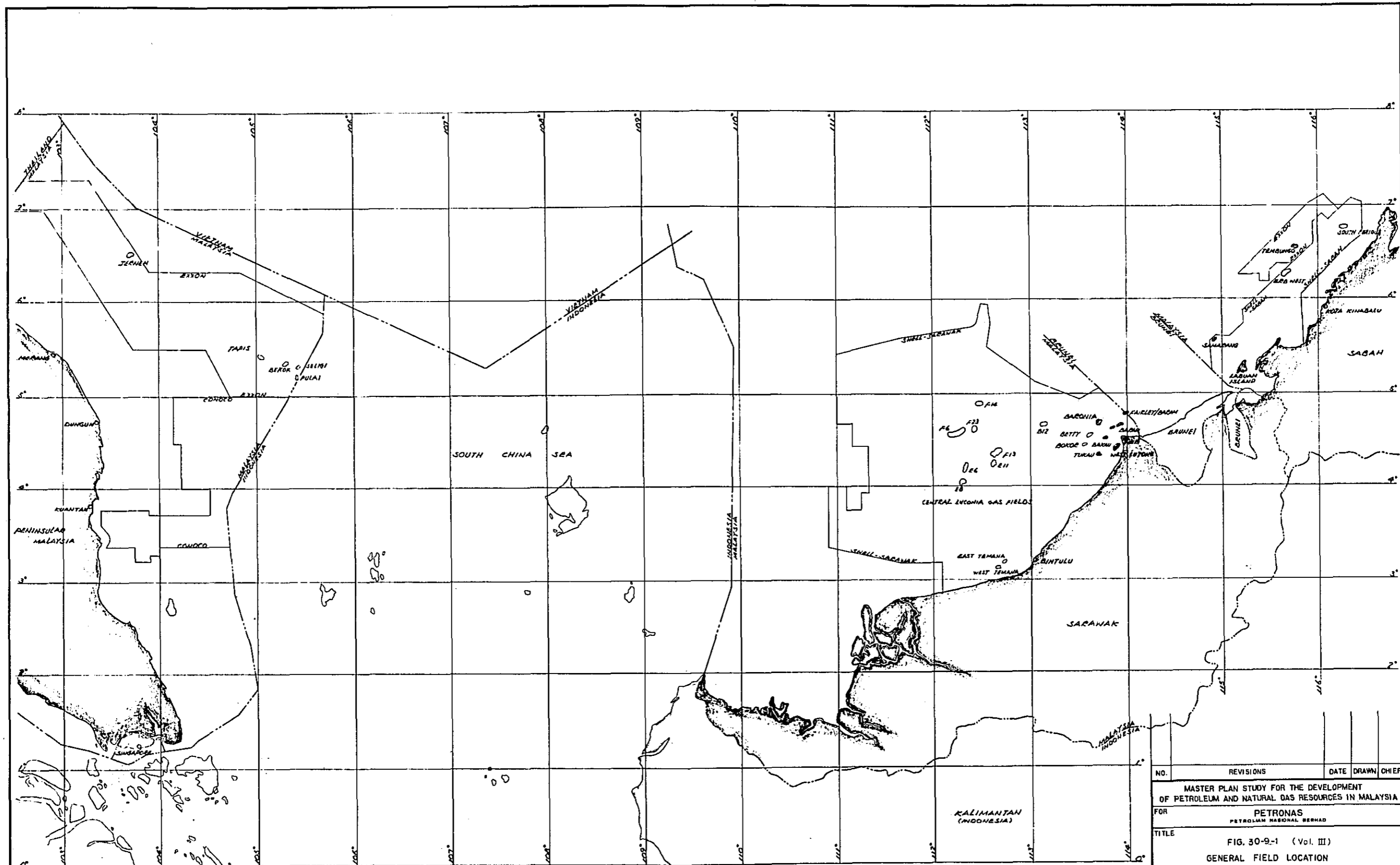
NO.	REVISIONS	DATE	DRAWN	CHIEF
MASTER PLAN STUDY FOR THE DEVELOPMENT OF PETROLEUM AND NATURAL GAS RESOURCES IN MALAYSIA FOR PETRONAS PETROLIUM NASIONAL BERHAD				
TITLE FIG. 30-5-31 (Vol. III) TYPICAL PLAN AND ELEVATION FOR 4-LEG ACCOMMODATION PLATFORM				
DESIGN CHIEF	SCALE			
CHECKED BY	PROJECT NO.			
DESIGNED BY	DRAWING NO.			
DRAWN BY	DATE			
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY TOKYO JAPAN				



Fig. 30-5-32 (Vol. III)

LEGEND FOR FLOW DIAGRAMS

PIC	PRESSURE INDICATING CONTROLLER
PC	PRESSURE CONTROLLER
PS	PRESSURE SWITCH
FRC	FLOW RECORDING CONTROLLER
FM	FLOW METER
FR	FLOW RECORDER
FI	FLOW INDICATOR
LC	LEVEL CONTROLLER
LS	LEVEL SWITCH
PSV	PRESSURE SAFETY VALVE
RD	RUPTURE DISC
DV	DELUGE VALVE
SD	SHUTDOWN VALVE
XV	MISCELLANEOUS VALVE

NOTE: PI ( PRESSURE INDICATOR ) AND TI  
( TEMPERATURE INDICATOR ) ARE NOT  
SHOWN ON THE FLOW DIAGRAMS FOR  
SIMPLIFICATION.



 EXISTING FIELD  
 DEVELOPMENT FIELD

NO.	REVISIONS	DATE	DRAWN	CHIEF
MASTER PLAN STUDY FOR THE DEVELOPMENT OF PETROLEUM AND NATURAL GAS RESOURCES IN MALAYSIA FOR PETRONAS PETROLIUM NASIONAL BERHAD				
TITLE FIG. 30-9-1 (Vol. III) GENERAL FIELD LOCATION				
DESIGN CHIEF		SCALE		
CHECKED BY		PROJECT NO.		
DESIGNED BY		DRAWING NO.		
DRAWN BY		DATE		
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY TOKYO JAPAN				



Fig. 31-6-1  
(Vol. III)

DRILLING & COMPLETION COST  
OF DEVELOPMENT WELL

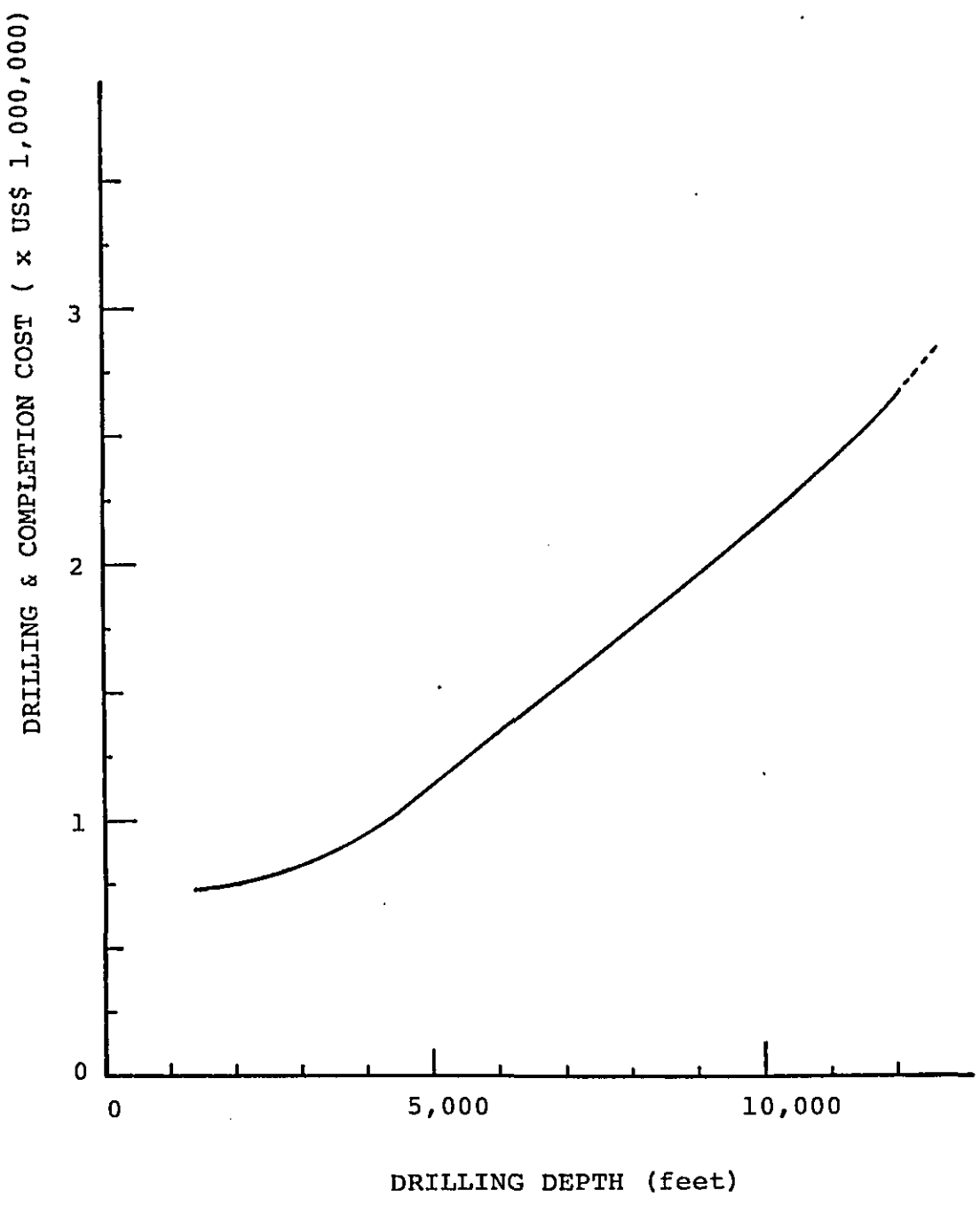


Fig. 31-6-2 (Vol. III) TENTATIVE ORGANIZATION  
FOR FIELD OPERATION

(80 Persons Case)

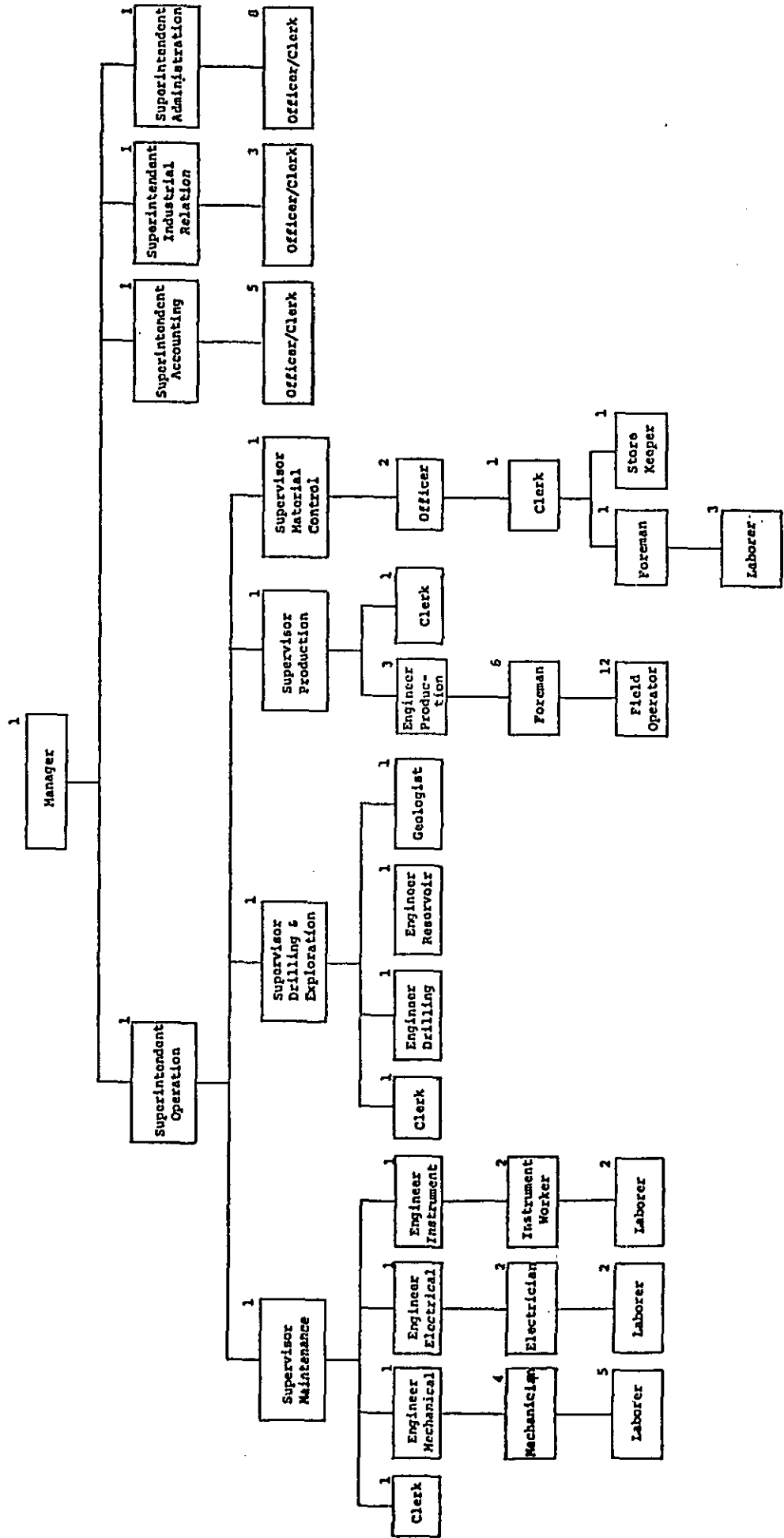


Fig. 31-6-3 (Vol. III)

TENTATIVE ORGANIZATION  
FOR FIELD OPERATION

(128 Persons Case)

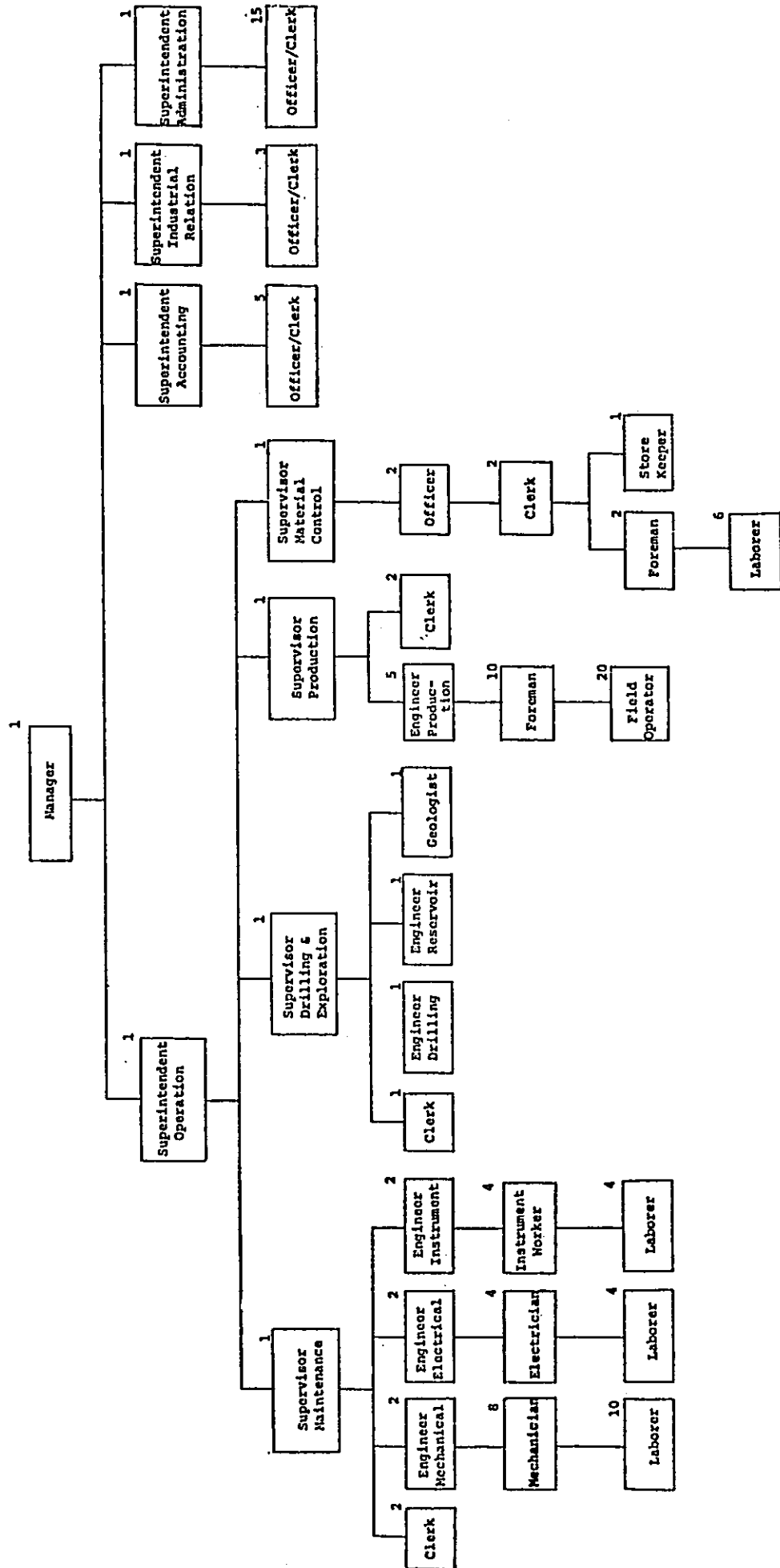


Fig. 31-6-4 (Vol. III)

TENTATIVE ORGANIZATION  
FOR FIELD OPERATION

(135 Persons Case)

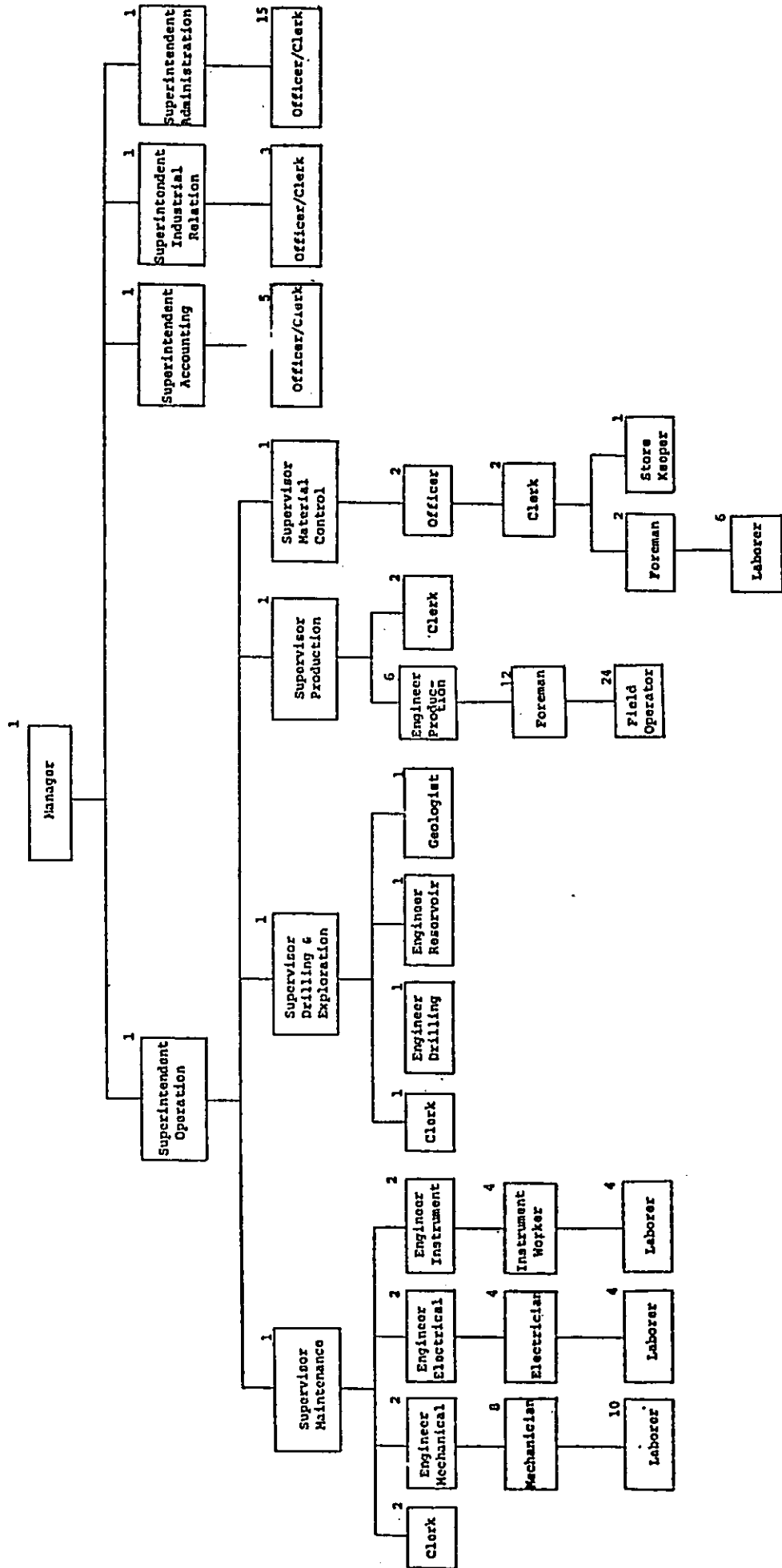


Fig. 31-6-5 (Vol. III)

TENTATIVE ORGANIZATION  
FOR FIELD OPERATION

(146 Persons Case)

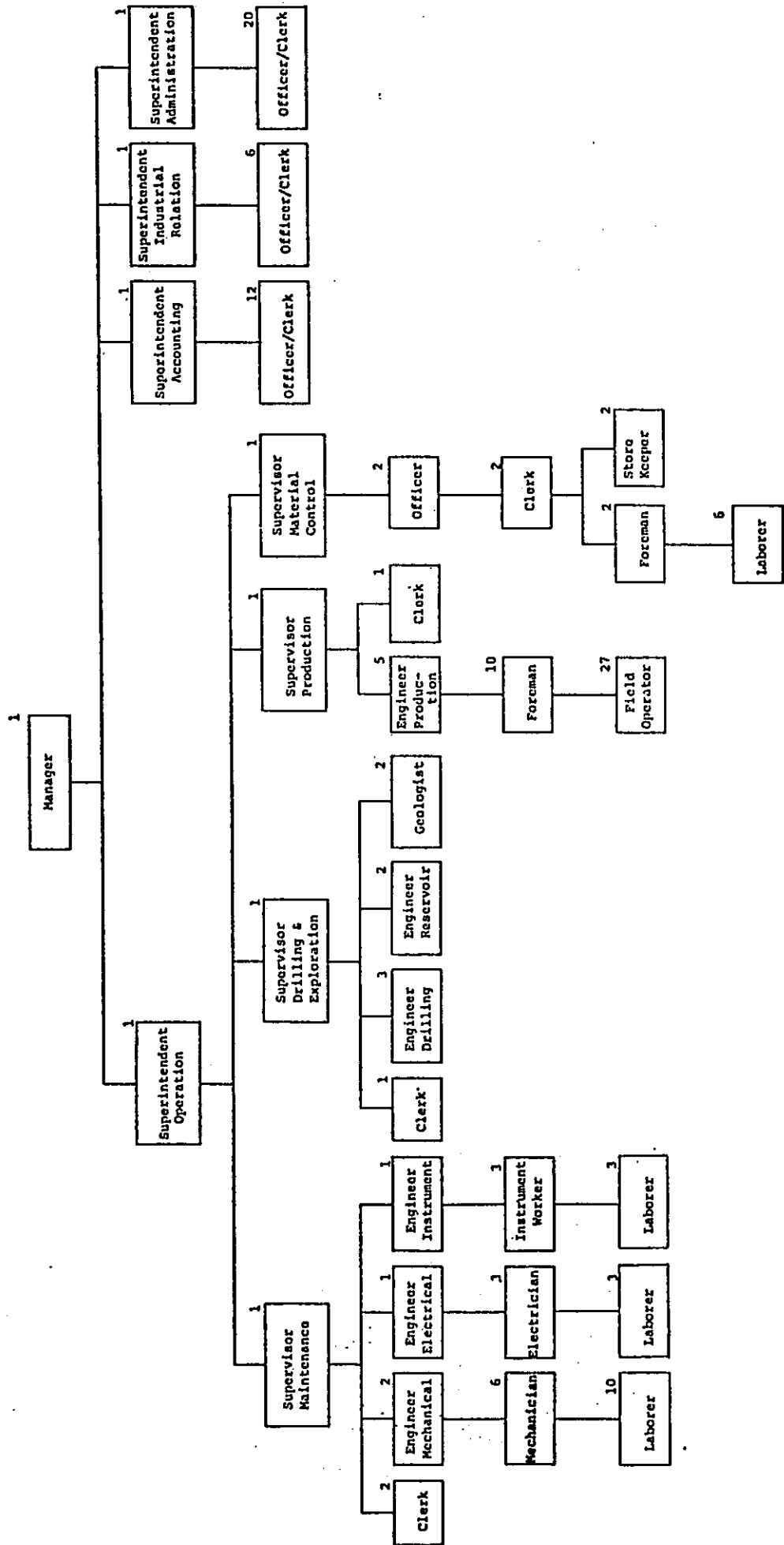
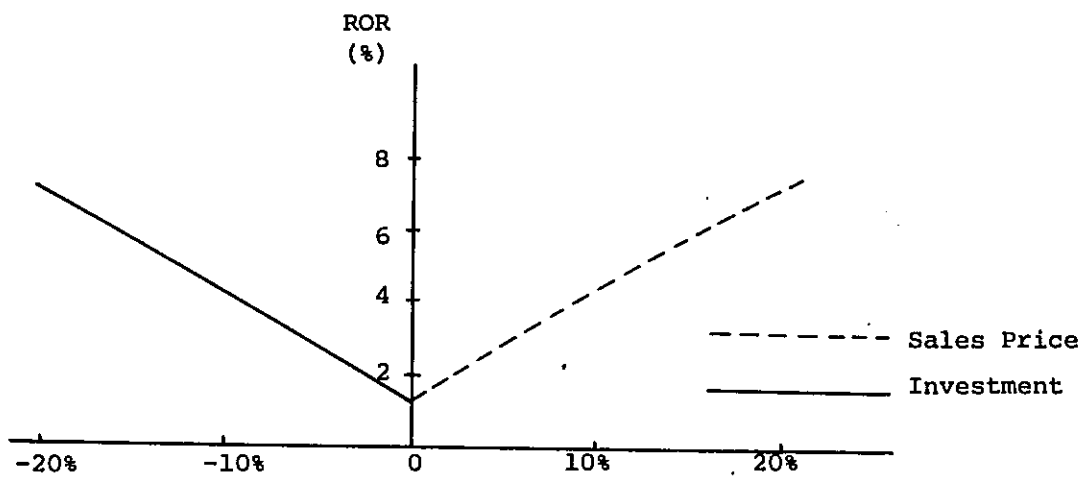


Fig. 31-6-7  
(Vol. III)

SENSITIVITY CURVE FOR SABAH AREA

Erb West & South Furious Fields

Optimum Case: Erb West, Labuan Terminal Case - CASE IIA



**APPENDIX**

**APPENDIX**



APPENDIX

檢層解析結果

## サバ地区

### Samarang Field

Core Analysis の Formation factor と Porosity のデータを使ってアーチーの式のセメンテーション ファクター及び定数を求めるとそれぞれ 2.02, 0.36 となる。しかしこの値は Saba Sarawak 地域の他のフィールドと較べて定数 a の値が低すぎると思われるので砂岩としての一般式  $F = 0.62 / \phi^{2.15}$  を使用した。

検層データのうち 2'毎に数値化されてコンピュータによって水飽和率、孔隙率が計算されたのは 2, 3, 14 ~ 29 各号井である。コンピュータによって計算されなかった坑井のうち重要な Samarang 8号井については手計算によって孔隙率、水飽和率が求められた。その結果は表に示してある。結果のコア分析との比較はコア分析データ数が十分でないと判断して行わなかった。

### Tembungo Field

Tembungo Field のログ解析は手計算によって行われた。

その結果は各炭化水素含有層毎にまとめて表に示した。

水飽和率は他の Field と同じく比較的高い値を示した。

適当なコアデータがないため、コア分析の結果とログ解析の結果の比較は実行されなかった。

### Erb West Field

Rw の値は  $0.13 \Omega m @ 145 F$  を使用した。コア分析の結果によると、フォーメーション ファクター : F と孔隙率 :  $\phi$  の関係は、 $F = 1.1 / \phi^{1.21}$  と表されるが、他のフィールドと比較して違いが大きすぎるので、今回の計算では砂岩に対して確立された式、 $F = 0.62 / \phi^{2.15}$  を使用した。水飽和率

は、20～60%程度の値を示す。コア分析のデータが不十分であり、コアとの比較はされなかった。

#### South Furious Field

Rwの値は0.22 Ωm @ 155 Fを使用した。コア分析の結果によって、 $F = 1/\phi^{1.69}$  の関係式を使用した。コア分析は2号井及び3号井でなされているが比較に使える程度に十分な量のデータがそろっているのは2号井の3513' - 3540.5'の間である。この区間で頁岩含有率20%以下の点で比較するとコアの平均孔隙率20.86%、ログ平均孔隙率19.63%となつてほとんど一致している値を示す。

#### West Emerald Field

Rwの値は0.21 Ωm @ 135 Fを使用した。フォーメーションファクターと孔隙率との関係式は砂岩の式、 $F = 0.62/\phi^{2.15}$  を使用した。

#### St. Joseph Field

Rwの値は0.25 Ωm @ 150 F、フォーメーションファクターと孔隙率との関係式として砂岩の式、 $F = 0.62/\phi^{2.15}$  を使用した。

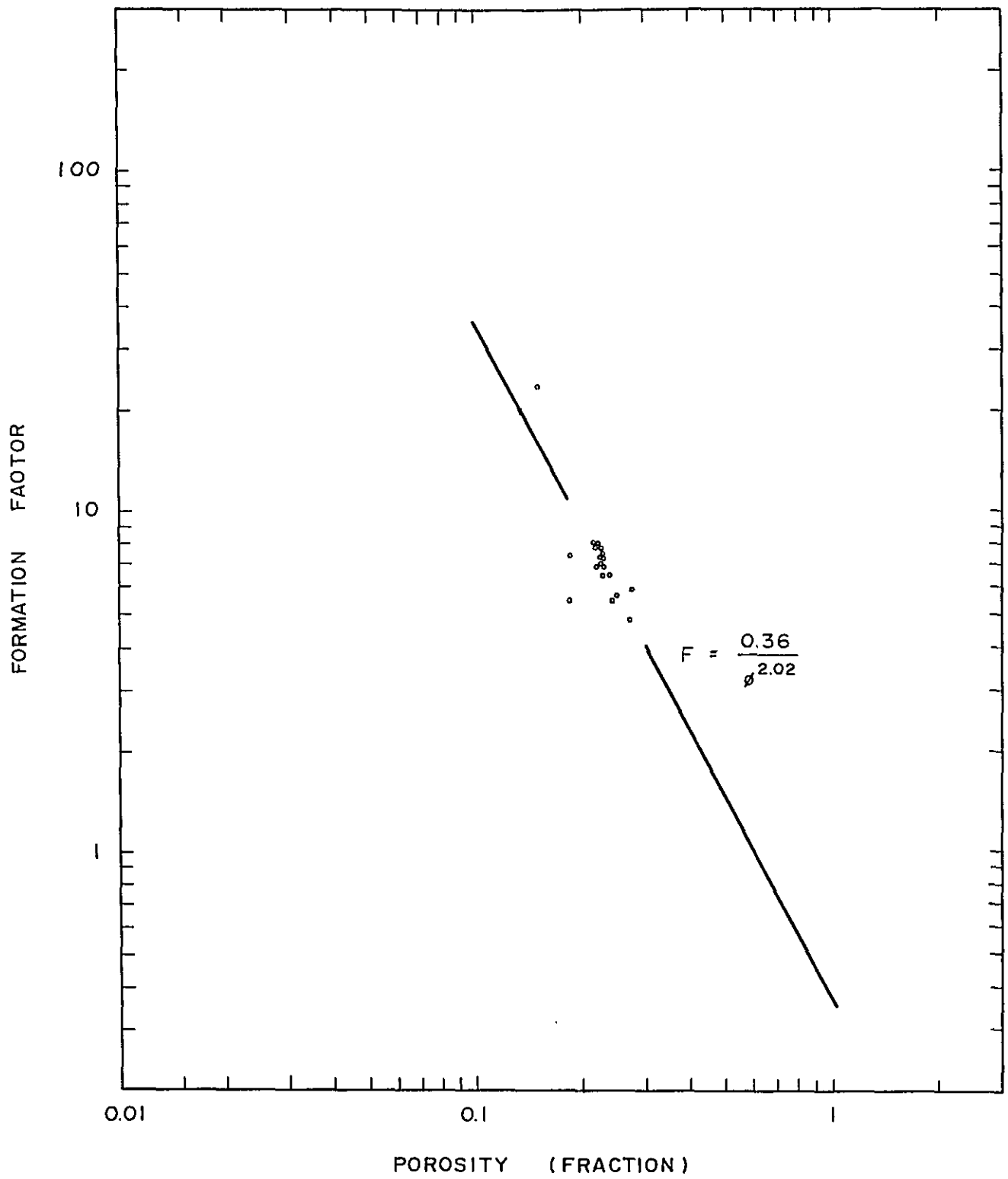
#### Erb South Field

Rwの値は0.3 Ωm @ 120 Fを使用した。この値は地域のRwの値に比べて高いがSabah Areaに属する他のフィールドSouth Furious、St. Joseph、West Emeraldも同様の値を示し、地域的特性と考えられる。コア分析は実行されていない。したがってここでは、 $F = 0.62/\phi^{2.15}$  という砂岩のための式を使用した。

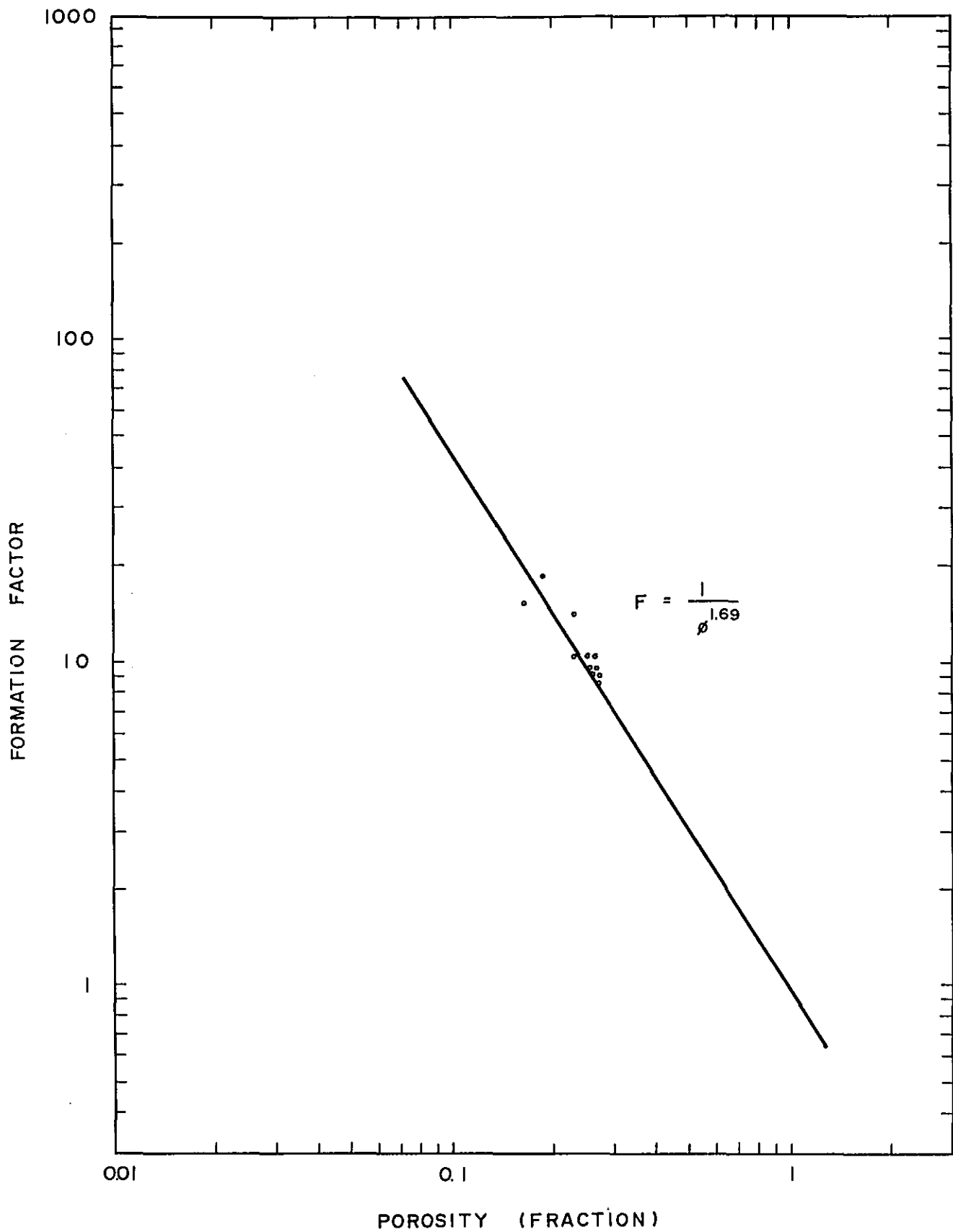
IMPORTANT PARAMETER USED FOR LOG-ANALYSIS

- SABAH AND SARAWAK -

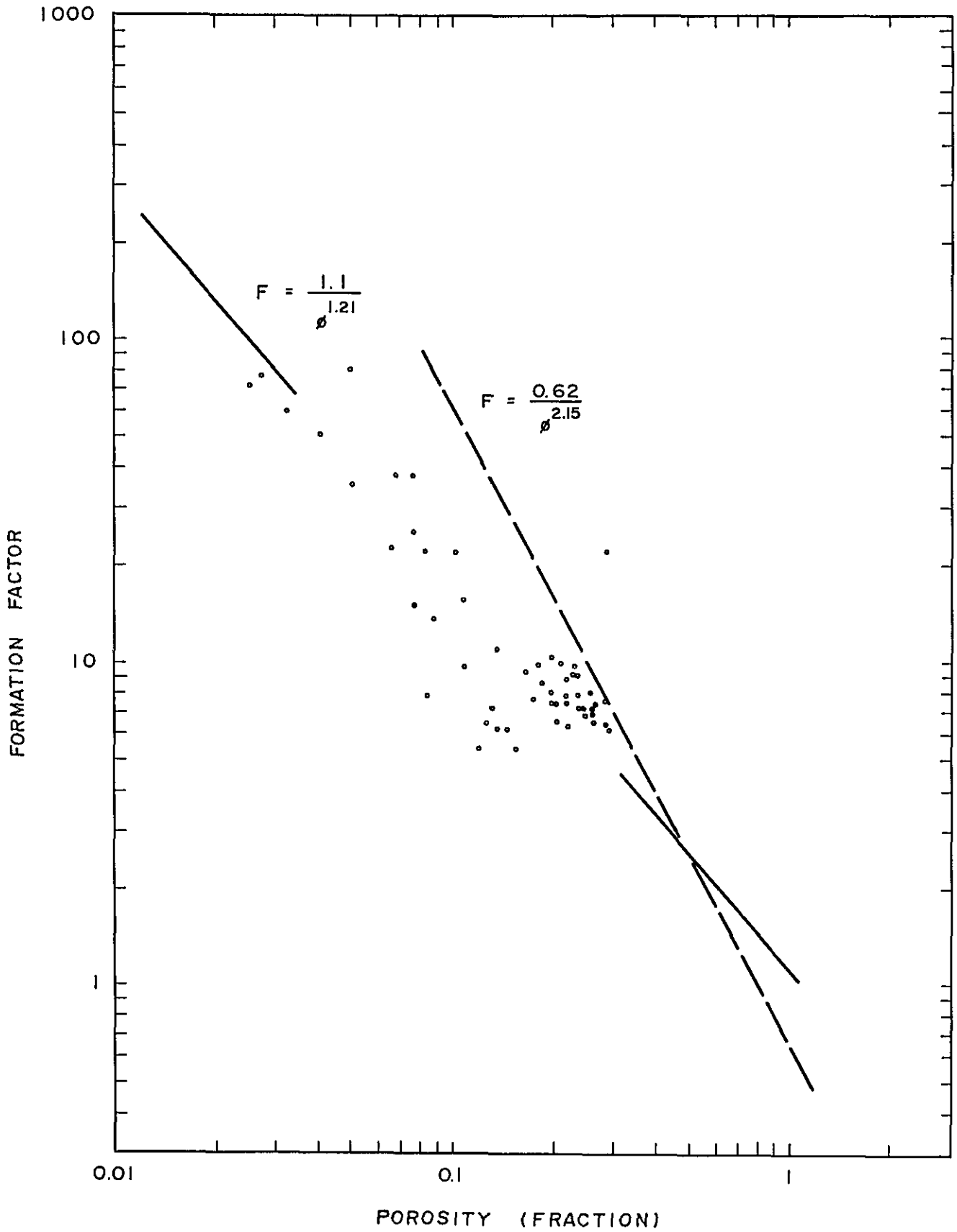
FIELD	CEMENTATION FACTOR (m)	ARCHIE FORMULA'S CONSTANT (a)	SATURATION EXPONENT (n)	WATER RESISTIVITY ( $\Omega$ -M @ F.T.)
TEMANA	2	1	2	0.15 @ 152°F
SOUTH FURIOUS	1.69	1	2	0.22 @ 155°F
BETTY	2	1	2	0.11 @ 180°F
BOKOR	2.15	0.62	2	0.16 @ 140°F
ERB WEST	2.15	0.62	2	0.13 @ 145°F
ERB SOUTH	2.15	0.62	2	0.3 @ 120°F
ST. JOSEPH	2.15	0.62	2	0.25 @ 150°F
WEST EMERALD	2.15	0.62	2	0.21 @ 135°F
BERYL	1.87	0.7	2	
SIWA	2.15	0.62	2	0.4 @ 120°F
CENTRAL LUCONIA				
B12	1.84	1.04	1.84	0.096@ 240°F
E6	1.84	1.04	1.84	0.23 @ 70°F
E8	1.84	1.04	1.84	0.102@ 148°F
E11	1.84	1.04	1.84	0.096@ 165°F
F6	1.84	1.04	1.84	0.096@ 152°F
F9	2	1	2	0.208@ 170°F
F13	1.84	1.04	0.84	0.25 @ 184°F
F14	1.84	1.04	1.84	0.124@ 148°F
F22	1.84	1.04	1.84	0.2 @ 170°F
F23	1.84	1.04	1.84	0.16 @ 204°F
K4	2	1	2	0.102@ 175°F
M1	1.84	1.04	1.84	0.11 @ 162°F
M3	1.84	1.04	0.84	0.06 @ 203°F
M5	1.84	1.04	1.84	0.06 @ 206°F
BARAM A	1.87	0.7	2	0.135@ 150°F
BARAM B	1.87	0.7	2	0.13 @ 170°F
BAKAU	2.15	0.62	2	0.11 @ 206°F
BARONIA	1.69	1	2.0	0.09 @ 150°F
RAIRLY BARAM	2.15	1	1.49	0.22 @ 70°F
SAMMARANG	1.8	1	1.8	0.111@ 142°F
TEMBUNGO	1.93	1.14	1.93	0.14 @ 150°F
TUKAU	2.15	0.62	2	0.12 @ 140°F
WEST LUTONG	1.84	0.68	2	0.205@ 100°F



FORMATION FACTOR VS POROSITY PLOT  
SAMMARANG IX



FORMATION FACTOR VS POROSITY PLOT  
SOUTH FURIOUS 2X



WELL NAME : SAMARANG 002

CUT OFF OF SW : 90.00  
 CUT OFF OF POROSITY : 0.0  
 CUT OFF OF SHALE : 50.00

INTERVAL TOP (FT)	BASE (FT)	NET THICKNESS (FT)	AVERAGE POROSITY (%)	AVERAGE SATURATION (%)	REMARKS
6444.0 -	6458.0	16	22.8	41.4	SAMARANG 02 'C2' OIL ZONE
6498.0 -	6516.0	20	17.9	59.5	SAMARANG 02 'C3' OIL ZONE



WELL NAME : SAMARANG 03

CUT OFF OF SW : 90.00  
 CUT OFF OF POROSITY : 0.0  
 CUT OFF OF SHALE : 50.00

TOP (FT)	INTERVAL BASE (FT)	NET THICKNESS (FT)	AVERAGE POROSITY (%)	AVERAGE SATURATION (%)	REMARKS
5380.0	- 5478.0	98	18.3	42.5	SAMARANG 03 'B' OIL ZONE
6184.0	- 6228.0	40	18.7	55.8	SAMARANG 03 'C1' OIL ZONE
6256.0	- 6324.0	60	17.9	40.5	SAMARANG 03 'C2' GAS ZONE
6334.0	- 6398.0	58	18.7	42.6	SAMARANG 03 'C3' GAS ZONE
6400.0	- 6410.0	8	12.4	75.0	SAMARANG 03 'C3' OIL ZONE
6424.0	- 6476.0	24	13.7	63.8	SAMARANG 03 'C4' OIL ZONE
6486.0	- 6616.0	104	19.1	44.6	SAMARANG 03 'C5' OIL ZONE
7312.0	- 7370.0	60	17.0	46.6	SAMARANG 03 'D' GAS ZONE
7372.0	- 7440.0	64	15.2	66.1	SAMARANG 03 'D' OIL ZONE

LOG INTERPRETATION RESULTS

- SAMARANG 8 -

INTERVAL	NET SAND	AVERAGE $\phi$	AVERAGE Sw	REMARKS
4742 - 4905				
5772 - 5820				
6040 - 6050				
6570 - 6630	38	19.58	48.51	C <sub>1</sub>
6704 - 6722	17	23.06	19.39	Gas C <sub>2</sub>
6760 - 6800	40	19.83	37.38	Gas C <sub>3</sub>
6800 - 6855	55	17.87	29.66	
6856 - 6954	56	18.73	46.22	
6954 - 6965	5	23	57	

WELL NAME : SAMARANG 13

CUT OFF OF SW : 90.00  
 CUT OFF OF POROSITY : 0.0  
 CUT OFF OF SHALE : 50.00

INTERVAL	NET THICKNESS (FT)	AVERAGE POROSITY (%)	AVERAGE SATURATION (%)	REMARKS
5134.0 - 5410.0	244	24.1	31.1	SAMARANG 13 'A' OIL ZONE
5370.0 - 6404.0	32	23.4	39.1	SAMARANG 13 'B' GAS ZONE
6414.0 - 6560.0	130	22.1	38.1	SAMARANG 13 'R' OIL ZONE
7546.0 - 7574.0				SAMARANG 13 'C1' OIL ZONE
7698.0 - 7762.0	44	17.5	40.3	SAMARANG 13 'C2' OIL ZONE
7802.0 - 7908.0				SAMARANG 13 'C3' OIL ZONE
7931.0 - 7984.0				SAMARANG 13 'C4' OIL ZONE

WELL NAME : SAMARANG 14 1

CUT OFF OF SW : 90.00  
 CUT OFF OF POROSITY : 0.0  
 CUT OFF OF SHALE : 50.00

INTERVAL TOP (FT)	BASE (FT)	NET THICKNESS (FT)	AVERAGE POROSITY (%)	AVERAGE SATURATION (%)	REMARKS
4920.0 -	5032.0	80	24.4	38.2	SAMARANG 14 'A' OIL ZONE
5744.0 -	5764.0	20	18.3	64.4	SAMARANG 14 'B' GAS ZONE
5772.0 -	5894.0	120	22.1	34.8	SAMARANG 14 'B' OIL ZONE

WELL NAME : SAMARANG 15

CUT OFF OF SW : 90.00  
 CUT OFF OF POROSITY : 0.0  
 CUT OFF OF SHALE : 50.00

TOP (FT)	INTERVAL BASE (FT)	NET THICKNESS (FT)	AVERAGE POROSITY (%)	AVERAGE SATURATION (%)	REMARKS
4914.0	- 5104.0	174	26.6	34.6	'A' OIL ZONE
5918.0	- 5924.0	8	24.5	37.7	'B' GAS ZONE
5930.0	- 6028.0	92	23.5	30.4	'B' OIL ZONE
7040.0	- 7102.0	50	19.8	39.1	'C2' OIL ZONE
7134.0	- 7210.0	66	20.9	42.4	'C3' OIL ZONE

WELL NAME : SAMARANG 16

CUT OFF OF SW : 90.00  
 CUT OFF OF POROSITY : 0.0  
 CUT OFF OF SHALE : 50.00

TOP (FT)	INTERVAL BASE (FT)	NET THICKNESS (FT)	AVERAGE POROSITY (%)	AVERAGE SATURATION (%)	REMARKS
3661.0	- 3683.0	192	26.1	31.1	SAMARANG 16 'A' OIL ZONE
4678.0	- 4904.0	80	21.0	50.6	SAMARANG 16 'B' OIL ZONE
5718.0	- 5833.0	42	13.9	60.6	SAMARANG 16 'C1' OIL ZONE
6590.0	- 6634.0	18	17.8	35.1	SAMARANG 16 'C2' GAS ZONE
6723.0	- 6744.0	12	13.4	46.5	SAMARANG 16 'C2' OIL ZONE
6748.0	- 6758.0	28	16.9	38.7	SAMARANG 16 'C3' GAS ZONE
6792.0	- 6818.0	32	16.0	44.5	SAMARANG 16 'C3' OIL ZONE
6842.0	- 6872.0	66	19.1	42.9	SAMARANG 16 'C4' OIL ZONE
6890.0	- 6982.0	34	21.9	60.9	SAMARANG 16 'C5' OIL ZONE
7004.0	- 7036.0				

WELL NAME : SAMARANG 17

CUT OFF OF SW : 90.00  
 CUT OFF OF POROSITY : 0.0  
 CUT OFF OF SHALE : 50.00

INTERVAL TOP (FT)	BASE (FT)	NET THICKNESS (FT)	AVERAGE POROSITY (%)	AVERAGE SATURATION (%)	REMARKS
5087.0	5294.0	184	26.2	34.8	SAMARANG 17 'A ' OIL ZONE
6106.0	6146.0	20	20.0	70.3	SAMARANG 17 'B ' GAS ZONE
6154.0	6248.0	86	24.1	33.4	SAMARANG 17 'B ' OIL ZONE

WELL NAME : SAMARANG 18

CUT OFF OF SW : 90.00  
 CUT OFF OF POROSITY : 0.0  
 CUT OFF OF SHALE : 50.00

INTERVAL	NET THICKNESS (FT)	AVERAGE POROSITY (%)	AVERAGE SATURATION (%)	REMARKS
4682.0 - 4854.0	158	26.8	29.0	SAMARANG 18 'A' OIL ZONE
5644.0 - 5748.0	88	20.4	38.0	SAMARANG 18 'B' OIL ZONE
6404.0 - 6460.0	56	19.4	31.9	SAMARANG 18 'C1' GAS ZONE
6532.0 - 6560.0	30	22.4	18.9	SAMARANG 18 'C2' GAS ZONE
6588.0 - 6662.0	76	20.5	23.8	SAMARANG 18 'C3' GAS ZONE
6682.0 - 6710.0	30	19.0	30.5	SAMARANG 18 'C4' GAS ZONE
6720.0 - 6762.0	42	13.4	46.6	SAMARANG 18 'C4' OIL ZONE
6780.0 - 6930.0	144	17.8	43.7	SAMARANG 18 'C5' OIL ZONE



WELL NAME : SAMARANG 19

CUT OFF OF SW : 90.00  
 CUT OFF OF POROSITY : 0.0  
 CUT OFF OF SHALE : 50.00

INTERVAL TOP (FT)	BASE (FT)	NET THICKNESS (FT)	AVERAGE POROSITY (%)	AVERAGE SATURATION (%)	REMARKS
4392.0 -	4436.0	46	20.7	22.3	SAMARANG 19 'A' GAS ZONE
4438.0 -	4672.0	178	20.2	34.0	SAMARANG 19 'A' OIL ZONE
5384.0 -	5444.0	56	15.4	38.9	SAMARANG 19 'B' GAS ZONE
5446.0 -	5576.0	104	18.5	39.5	SAMARANG 19 'B' OIL ZONE
6540.0 -	6580.0	36	16.1	57.4	SAMARANG 19 'C2' OIL ZONE
6618.0 -	6702.0	30	16.8	72.2	SAMARANG 19 'C3' OIL ZONE

WELL NAME : SAMARANG 21

CUT OFF OF SW : 90.00  
 CUT OFF OF POROSITY : 0.0  
 CUT OFF OF SHALE : 50.00

INTERVAL	TOP (FT)	BASE (FT)	NET THICKNESS (FT)	AVERAGE POROSITY (%)	AVERAGE SATURATION (%)	REMARKS
-	3853.0	3897.0	38	25.6	43.5	
-	3902.0	3951.0	50	29.4	30.2	
-	3953.0	3981.0	26	25.5	48.7	
-	5108.0	5298.0	160	22.7	35.4	SAMARANG 21 'A' OIL ZONE
-	6086.0	6192.0	102	23.9	33.2	SAMARANG 21 'B' OIL ZONE
-	7222.0	7226.0	6	21.2	74.7	SAMARANG 21 'C2' OIL ZONE
-	7288.0	7296.0	10	19.6	80.9	SAMARANG 21 'C3' OIL ZONE

WELL NAME : SAMARANG 22

CUT OFF OF SW : 90.00  
 CUT OFF OF POROSITY : 0.0  
 CUT OFF OF SHALE : 50.00

INTERVAL		NET THICKNESS (FT)	AVERAGE POROSITY (%)	AVERAGE SATURATION (%)	REMARKS
TOP (FT)	BASE (FT)				
4616.0	4744.0	102	25.1	46.3	SAMARANG 22 'A' OIL ZONE
5456.0	5508.0	38	19.0	63.2	SAMARANG 22 'B' GAS ZONE
5510.0	5630.0	100	24.1	29.7	SAMARANG 22 'B' OIL ZONE
6372.0	6428.0	50	16.6	52.0	SAMARANG 22 'C1' OIL ZONE
6496.0	6516.0	20	20.8	28.8	SAMARANG 22 'C2' GAS ZONE
6518.0	6526.0	10	16.4	36.0	SAMARANG 22 'C2' OIL ZONE
6550.0	6570.0	12	20.8	28.2	SAMARANG 22 'C3' GAS ZONE
6602.0	6630.0	28	18.0	37.8	SAMARANG 22 'C3' OIL ZONE
6648.0	6714.0	50	19.2	43.1	SAMARANG 22 'C4' OIL ZONE
6746.0	6782.0	34	22.9	56.4	SAMARANG 22 'C5' OIL ZONE

WELL NAME : SAMARANG 23

CUT OFF OF SW : 90.00  
 CUT OFF OF POROSITY : 0.0  
 CUT OFF OF SHALE : 50.00

INTERVAL	NET THICKNESS (FT)	AVERAGE POROSITY (%)	AVERAGE SATURATION (%)	REMARKS
TOP (FT)				
3825.0 -	28	25.0	26.9	
3860.0 -	8	20.5	44.7	
3867.0 -	36	27.8	43.3	
4956.0 -	120	22.5	39.7	SAMARANG 23 'A' OIL ZONE
5762.0 -	30	17.9	45.1	SAMARANG 23 'B' GAS ZONE
5808.0 -	90	22.9	23.2	SAMARANG 23 'B' OIL ZONE

WELL NAME : SAMARANG 24

CUT OFF OF SW : 90.00  
 CUT OFF OF POROSITY : 0.0  
 CUT OFF OF SHALE : 50.00

INTERVAL		NET THICKNESS (FT)	AVERAGE POROSITY (%)	AVERAGE SATURATION (%)	REMARKS
TOP (FT)	BASE (FT)				
3708.0	3757.0	36	24.1	41.0	
3759.0	3804.0	46	26.3	30.0	
3804.0	3841.0	36	26.4	39.2	
4948.0	5066.0	98	25.3	27.2	SAMARANG 24 'A' OIL ZONE
5872.0	5940.0	52	25.0	60.0	SAMARANG 24 'B' OIL ZONE

WELL NAME : SAMARANG 25

CUT OFF OF SW : 90.00  
 CUT OFF OF POROSITY : 0.0  
 CUT OFF OF SHALE : 50.00

INTERVAL	TOP (FT)	BASE (FT)	NET THICKNESS (FT)	AVERAGE POROSITY (%)	AVERAGE SATURATION (%)	REMARKS
-	4616.0	4624.0	10	22.7	59.4	SAMARANG 25 'A' GAS ZONE
-	4626.0	4852.0	220	26.7	28.1	SAMARANG 25 'A' OIL ZONE
-	5538.0	5630.0	70	25.5	22.6	SAMARANG 25 'B' GAS ZONE
-	5632.0	5764.0	126	25.7	23.4	SAMARANG 25 'B' OIL ZONE

WELL NAME : SAMARANG 26

CUT OFF OF SM : 90.00  
 CUT OFF OF POROSITY : 0.0  
 CUT OFF OF SHALE : 50.00

INTERVAL TOP (FT)	BASE (FT)	NET THICKNESS (FT)	AVERAGE POROSITY (%)	AVERAGE SATURATION (%)	REMARKS
3943.0 -	3986.0	32	27.3	34.5	
3989.0 -	4045.0	56	29.9	28.7	
4047.0 -	4062.0	16	30.3	49.0	
5000.0 -	5016.0	18	23.7	34.2	SAMARANG 26 'A' GAS ZONE
5018.0 -	5270.0	210	24.8	25.5	SAMARANG 26 'B' OIL ZONE

WELL NAME : SAMARANG 27

CUT OFF OF SW : 90.00  
CUT OFF OF POROSITY : 0.0  
CUT OFF OF SHALE : 50.00

INTERVAL	NET THICKNESS (FT)	AVERAGE POROSITY (%)	AVERAGE SATURATION (%)	REMARKS
TOP (FT)				
4648.0 - 4814.0	130	25.7	34.8	SAMARANG 27 'A' OIL ZONE



WELL NAME : SAMARANG 28

CUT OFF OF SW : 90.00  
 CUT OFF OF POROSITY : 0.0  
 CUT OFF OF SHALE : 50.00

TOP (FT)	INTERVAL BASE (FT)	NET THICKNESS (FT)	AVERAGE POROSITY (%)	AVERAGE SATURATION (%)	REMARKS
5374.0	- 5458.0	56	25.7	35.1	SAMARANG 28 'A' OIL ZONE
6412.0	- 6542.0	130	25.4	27.1	SAMARANG 28 'B' OIL ZONE

WELL NAME : SAMARANG 29

CUT OFF OF SW : 90.00  
 CUT OFF OF POROSITY : 0.0  
 CUT OFF OF SHALE : 50.00

TOP (FT)	INTERVAL BASE (FT)	NET THICKNESS (FT)	AVERAGE POROSITY (%)	AVERAGE SATURATION (%)	REMARKS
4512.0	- 4684.0	134	26.0	30.1	SAMARANG 29 'A' OIL ZONE
5437.0	- 5452.0	4	18.8	50.7	SAMARANG 29 'B' GAS ZONE
5458.0	- 5586.0	118	20.8	30.3	SAMARANG 29 'B' OIL ZONE

## LOG INTERPRETATION RESULTS

- TEMBUNGO 1 -

INTERVAL	NET SAND	AVERAGE $\phi$	AVERAGE Sw	REMARKS
5916 - 5934	18	27.17	24.44	
5945 - 5956	11	25.86	25.70	
5966 - 5997	28	23.96	33.68	
6045 - 6075	24	25.21	25.64	
6096 - 6060	56	21.98	27.27	
6165 - 6175	10	17.75	53.63	

LOG INTERPRETATION RESULTS  
- TEMBUNGO A-1 -

INTERVAL	NET SAND	AVERAGE $\phi$	AVERAGE Sw	REMARKS
5535 - 5550	15	16.33	38.33	Oil
5560 - 5570	5	22.0	60.0	Oil
5585 - 5560				Oil
5615 - 5655	35	26.14	26.08	Oil
5670 - 5675	5	33.0	36.0	Oil
5685 - 5730	35	28.14	27.12	Oil
5800 - 5835	35	24.83	25.52	Oil

## LOG INTERPRETATION RESULTS

- TEMBUNGO 2 -

INTERVAL	NET SAND	AVERAGE $\phi$	AVERAGE Sw	REMARKS
4415 - 4423	8	31	26	
4441 - 4466	25	28	28	
4474 - 4500	26	21	51	WUT 4508
5176 - 5187	8	16	36	
6114 - 6128				Shale
6413 - 6427				Tight
6742 - 6855	83	19	49	Gas, GOC 6800
6922 - 6933	11	19	41	Oil
7033 - 7074	22	21	43	Oil

LOG INTERPRETATION RESULTS

- TEMBUNGO A-2 -

INTERVAL	NET SAND	AVERAGE $\phi$	AVERAGE Sw	REMARKS
7324 - 7338	14	26.94	33.26	Gas
7358 - 7370	12	19.8	49.85	Gas GOC 7370
7372 - 7414	8	19.65	56.26	Oil WDT 7414
7698 - 7724	26	22.84	35.61	Gas
7784 - 7850	50	18.17	42.83	Oil
8596 - 8906				Gas
8746 - 8754				
9160 - 9178	10	18.46	54.78	Gas
9206 - 9242	4	19.65	58.04	Oil

LOG INTERPRETATION RESULTS

- TEMBUNGO A-2A -

INTERVAL	NET SAND	AVERAGE $\phi$	AVERAGE Sw	REMARKS
4094 - 4122				Tight
4192 - 4205				Oil
4296 - 4312				Tight
7858 - 7973	84	21.65	49.33	Oil (5223.4-5286.9 SS)

LOG INTERPRETATION RESULTS  
- TEMBUNGO A-3 -

INTERVAL	NET SAND	AVERAGE $\phi$	AVERAGE Sw	REMARKS
5420 - 5435				Tight
6730 - 6790	20	12	63.25	Oil
7930 - 7940	10	20	51	Gas
7965 - 7975	10	22	66	Gas



LOG INTERPRETATION RESULTS  
- TEMBUNGO A-4 -

INTERVAL	NET SAND	AVERAGE $\phi$	AVERAGE Sw	REMARKS
5510 - 5525	15	17	54	Oil
5912 - 5972	56	24.80	29.70	Oil
6020 - 6128	96	19.32	37.39	Oil
6150 - 6162	9	23.5	44	Oil, OWC 6162
6424 - 6580	134	17.40	64.68	Oil, OWC 6580

## LOG INTERPRETATION RESULTS

- TEMBUNGO 5 -

INTERVAL	NET SAND	AVERAGE $\phi$	AVERAGE Sw	REMARKS
4276 - 4322				
4687 - 4727				
5244 - 5280	26	23.82	72.52	Oil
5296 - 5306	6.0	21.33	75.28	Gas
5345 - 5427	62	22.88	66.99	Oil
5470 - 5510	4	30.0	71.0	Oil
5536 - 5565	8	19.88	75.02	Oil
5620 - 5642	22	23.66	64.29	Oil
5660 - 5688	19	25.54	64.55	Oil
5697 - 5732	31	26.44	59.71	Oil

## LOG INTERPRETATION RESULTS

- TEMBUNGO A-5 -

INTERVAL	NET SAND	AVERAGE $\phi$	AVERAGE Sw	REMARKS
4464 - 4470				Tight
4550 - 4583				Tight
4847 - 4860				Tight
5834 - 5892	51	23.24	53.54	Oil
5966 - 5978	12	25	40	Oil
7347 - 7400	9	17	47	Oil
7865 - 7874				Oil
7958 - 7963				Oil
7974 - 7979				Oil
8690 - 8703	12	24.38	39.99	Oil
9054 - 9090	32	18.37	50.77	Oil
9100 - 9138	38	22.94	34.01	Gas
9172 - 9234	58	23.12	27.24	Gas
9273 - 9279	10	28.6	44.93	Oil
9305 - 9394	92	22.11	38.42	Oil

## LOG INTERPRETATION RESULTS

- TEMBUNGO A-7 -

INTERVAL	NET SAND	AVERAGE $\phi$	AVERAGE $S_w$	REMARKS
6310 - 6318	13	4	56	
6352 - 6360	12	21	89	
6405 - 6421	18	16.33	49.29	OWC 6421
6477 - 6488	13	22	57	
6512 - 6538	26	25.5	31	
6550 - 6558	14	14	53	OWC 6558
6613 - 6640	36	24.50	28.94	OWC 6640

WELL NAME : ERBWEST\_01

CUT OFF OF SW : 80.00  
 CUT OFF OF POROSITY : 0.0  
 CUT OFF OF SHALE : 50.00

TOP (FT)	INTERVAL BASE (FT)	NET THICKNESS (FT)	AVERAGE POROSITY (%)	AVERAGE SATURATION (%)	REMARKS
3796.0	- 3833.0	26	26.5	48.6	
3851.0	- 3872.0	8	28.6	53.9	HWC 3872
3942.0	- 3990.0	26	33.1	28.5	WUT 4000
4093.0	- 4131.0	10	35.8	25.4	WHWC 4131
4196.0	- 4208.0	6	19.6	67.1	
4242.0	- 4248.0	2	40.7	18.3	
4298.0	- 4334.0	18	37.3	41.8	HWC 4334
4459.0	- 4490.0	8	37.2	28.9	
4612.0	- 4624.0	10	22.0	61.0	
4664.0	- 4684.0	20	30.9	42.4	GAS
5004.0	- 5040.0	12	20.0	69.0	
5046.0	- 5053.0	4	32.7	42.1	
5192.0	- 5216.0	18	29.8	48.3	HWC 5218
5860.0	- 5868.0				
6462.0	- 6486.0	24	15.7	34.9	
6542.0	- 6848.0	162	22.7	16.7	GAS
6926.0	- 6970.0	18	15.5	43.5	OIL
7793.0	- 7799.0				

WELL NAME : ERR WEST 02

CUT OFF OF SW : 80.00  
 CUT OFF OF POROSITY : 0.0  
 CUT OFF OF SHALE : 50.00

INTERVAL TOP (FT)	BASE (FT)	NET THICKNESS (FT)	AVERAGE POROSITY (%)	AVERAGE SATURATION (%)	REMARKS
5366.0 -	5376.0				
6278.0 -	6338.0	6	16.4	32.8	
6384.0 -	6412.0	26	23.4	15.3	
6416.0 -	6420.0	2	11.7	46.8	
6428.0 -	6484.0	52	18.7	20.4	
6500.0 -	6528.0	16	16.7	27.6	
6550.0 -	6612.0	58	19.4	19.2	
6628.0 -	6638.0	8	15.2	40.9	
6642.0 -	6736.0	90	22.0	20.7	

WELL NAME : ERR WEST 03

CUT OFF OF SW : 80.00  
 CUT OFF OF POROSITY : 0.0  
 CUT OFF OF SHALE : 50.00

INTERVAL		NET THICKNESS (FT)	AVERAGE POROSITY (%)	AVERAGE SATURATION (%)	REMARKS
TOP (FT)	BASE (FT)				
5458.0	5461.0				
5796.0	5802.0	2	17.6	38.9	GAS
6164.0	6174.0				
6342.0	6372.0	20	14.8	41.1	
6444.0	6516.0	44	15.3	34.9	
6602.0	6690.0	34	22.6	32.9	
6756.0	6794.0	66	22.4	26.4	
6816.0	6930.0	52	20.3	32.1	GAS
6930.0	7032.0				

WELL NAME : ERB WEST 04

CUT OFF OF SW : 80.00  
CUT OFF OF POROSITY : 0.0  
CUT OFF OF SHALE : 50.00

INTERVAL	NET THICKNESS (FT)	AVERAGE POROSITY (%)	AVERAGE SATURATION (%)	REMARKS
TOP (FT)				
3856.0 -	48	33.7	20.6	GAS
7100.0 -	2	15.8	73.3	
7162.0 -	34	21.3	49.0	OIL



WELL NAME : SOUTH FURIOUS 01

CUT OFF OF SW : 60.00  
CUT OFF OF POROSITY : 0.0  
CUT OFF OF SHALE : 60.00

INTERVAL		NET THICKNESS (FT)	AVERAGE POROSITY (%)	AVERAGE SATURATION (%)	REMARKS
TOP (FT)	BASE (FT)				
6634.0	6649.0	2	19.6	59.3	OIL
6684.0	6735.0				OIL
7054.0	7063.0				OIL

WELL NAME : SOUTH FURIOUS 03

CUT OFF OF SW : 60.00  
 CUT OFF OF POROSITY : 0.0  
 CUT OFF OF SHALE : 60.00

INTERVAL TOP (FT)	BASE (FT)	NET THICKNESS (FT)	AVERAGE POROSITY (%)	AVERAGE SATURATION (%)	REMARKS
1076.0 -	1080.0	4	27.0	42.5	GAS OIL
1202.0 -	1214.0				
1540.0 -	1570.0	2	20.3	46.8	GAS
1582.0 -	1692.0	38	23.9	39.3	GAS
1708.0 -	1760.0	16	27.5	36.6	OIL
1782.0 -	1846.0	40	27.5	34.9	GAS
1846.0 -	1858.0	10	26.9	46.8	OIL
2120.0 -	2126.0	6	29.8	35.9	
2164.0 -	2170.0				
2176.0 -	2184.0				
2280.0 -	2292.0	10	28.1	42.5	
2304.0 -	2311.0	4	32.4	44.2	
2326.0 -	2330.0	2	29.7	47.0	
2356.0 -	2368.0	12	31.3	39.1	
2631.0 -	2635.0	4	35.0	39.3	
2838.0 -	2845.0				
2864.0 -	2888.0	16	24.0	41.4	
2916.0 -	2926.0	6	26.5	40.8	
2931.0 -	2938.0	6	22.8	53.4	
2947.0 -	2965.0	2	25.0	56.2	
3132.0 -	3138.0	2	21.7	57.1	
3224.0 -	3247.0	20	23.6	21.7	GAS
3267.0 -	3670.0	112	23.2	36.0	OIL
3906.0 -	3954.0	4	18.5	53.2	
4128.0 -	4160.0	18	19.4	34.6	
4164.0 -	4166.0				
4204.0 -	4210.0				
4216.0 -	4230.0	4	23.2	33.0	

WELL NAME : SOUTH FURIOUS 03

CUT OFF OF SW : 60.00  
 CUT OFF OF POROSITY : 0.0  
 CUT OFF OF SHALE : 60.00

INTERVAL		NET THICKNESS (FT)	AVERAGE POROSITY (%)	AVERAGE SATURATION (%)	REMARKS
TOP (FT)	BASE (FT)				
4232.0	4252.0				
4360.0	4364.0				
4374.0	4380.0	6	21.1	41.3	GAS
4385.0	4394.0				
4698.0	5262.0	24	20.6	44.5	OIL
5795.0	5803.0	4	20.3	57.8	
5972.0	5992.0	18	19.9	37.3	
6008.0	6086.0				
6456.0	6472.0				
6640.0	6644.0				
6690.0	7668.0	8	19.3	36.6	GAS
7730.0	7814.0				OIL

WELL NAME : SOUTH FURIOUS 04

CUT OFF OF SW : 60.00  
 CUT OFF OF POROSITY : 0.0  
 CUT OFF OF SHALE : 60.00

INTERVAL		NET THICKNESS (FT)	AVERAGE POROSITY (%)	AVERAGE SATURATION (%)	REMARKS
TOP (FT)	BASE (FT)				
3123.0	3298.0	6	19.6	52.4	OIL
3504.0	3910.0	48	21.7	28.9	OIL
4014.0	4085.0	16	19.0	51.4	OIL
4107.0	4118.0	6	25.8	41.6	
4118.0	4162.0				
4200.0	4269.0	6	17.0	24.2	
4344.0	4386.0	4	19.8	46.4	
4405.0	4409.0				
4412.0	4416.0				
4434.0	4476.0	6	17.7	26.4	
4529.0	4810.0	34	18.0	43.1	OIL

WELL NAME : SOUTH FURIOUS 05

CUT OFF OF SW : 60.00  
 CUT OFF OF POROSITY : 0.0  
 CUT OFF OF SHALE : 60.00

TOP (FT)	INTERVAL BASE (FT)	NET THICKNESS (FT)	AVERAGE POROSITY (%)	AVERAGE SATURATION (%)	REMARKS
1170.0	-	24	27.4	37.0	GAS
1221.0	-	2	28.3	54.2	OIL
1348.0	-	12	28.8	48.5	OIL
1870.0	-	6	29.7	47.2	OIL
1943.0	-	8	25.6	47.9	
1992.0	-	32	24.8	37.5	
2100.0	-	4	19.1	44.6	
2120.0	-	8	17.6	47.1	
2184.0	-	4	16.3	49.5	
2205.0	-	72	23.2	35.8	OIL
2430.0	-	64	21.9	29.3	GAS
2634.0	-	10	20.5	49.8	OIL
2680.0	-	62	26.2	21.2	GAS
2810.0	-	4	18.3	32.7	OIL
2822.0	-				
2829.0	-	6	22.3	34.7	
2843.0	-	4	18.3	49.1	
2884.0	-	18	21.1	39.9	
2914.0	-	2	14.8	57.5	
2948.0	-	18	19.6	33.3	
2992.0	-	10	23.2	28.3	
3024.0	-	6	21.2	31.9	
3066.0	-	18	20.0	39.3	
3096.0	-	2	17.0	43.1	
3122.0	-	8	20.7	20.8	
3152.0	-	14	19.2	30.0	
3184.0	-	82	20.1	32.0	GAS
3665.0	-				OIL

WELL NAME : SOUTH FURIOUS 05

CUT OFF OF SW : 60.00  
 CUT OFF OF POROSITY : 0.0  
 CUT OFF OF SHALE : 60.00

INTERVAL TOP (FT)	BASE (FT)	NET THICKNESS (FT)	AVERAGE POROSITY (%)	AVERAGE SATURATION (%)	REMARKS
3707.0 -	3711.0	28	20.8	31.2	GAS
3834.0 -	3915.0	70	19.3	36.5	OIL
3919.0 -	4434.0				

WELL NAME : SOUTH FURIOUS 06

CUT OFF OF SW : 60.00  
 CUT OFF OF POROSITY : 0.0  
 CUT OFF OF SHALE : 60.00

INTERVAL TOP (FT)	BASE (FT)	NET THICKNESS (FT)	AVERAGE POROSITY (%)	AVERAGE SATURATION (%)	REMARKS
2288.0 -	2586.0	68	25.1	37.7	OIL
2610.0 -	2748.0	78	26.3	34.9	OIL

WELL NAME : WEST EMERALD B

CUT OFF OF SW : 80.00  
 CUT OFF OF POROSITY : 0.0  
 CUT OFF OF SHALE : 50.00

INTERVAL		NET THICKNESS (FT)	AVERAGE POROSITY (%)	AVERAGE SATURATION (%)	REMARKS
TOP (FT)	BASE (FT)				
1118.0	1140.0	20	33.0	19.9	GAS GDC 1140
1140.0	1174.0	32	32.6	32.6	OIL OWC 1174
4338.0	4370.0				TIGHT
4712.0	4720.0	8	16.0	72.2	GAS GDC 4720
4720.0	4728.0	6	18.3	67.7	OIL OWC 4728



WELL NAME : ST. JOSEPH

CUT OFF OF SW : 80.00  
 CUT OFF OF POROSITY : 0.0  
 CUT OFF OF SHALE : 50.00

INTERVAL	NET THICKNESS (FT)	AVERAGE POROSITY (%)	AVERAGE SATURATION (%)	REMARKS
TOP (FT)	BASE (FT)			
1426.0 -	1447.0			
1483.0 -	1493.0			
1740.0 -	1781.0	6	68.3	
1890.0 -	1914.0	18	54.6	
2108.0 -	2119.0	2	58.3	
2196.0 -	2273.0	72	38.6	
2304.0 -	2309.0	2	74.7	
2320.0 -	2360.0	28	60.7	
2396.0 -	2427.0	12	61.0	GAS
2584.0 -	2636.0	6	65.8	OIL WUT 2642
2759.0 -	2767.0	2	65.5	TIGHT
2840.0 -	2842.0			TIGHT
2938.0 -	2952.0			TIGHT
2975.0 -	2981.0	2	70.5	TIGHT
2998.0 -	3005.0			GAS
3114.0 -	3123.0			OIL
3156.0 -	3188.0	12	65.4	OIL DWC 3188
5556.0 -	5592.0	4	43.7	GAS GOC 5592
			2.3	
			23.4	

WELL NAME : ERB SOUTH (AX)

CUT OFF OF SW : 80.00  
 CUT OFF OF POROSITY : 0.0  
 CUT OFF OF SHALE : 50.00

INTERVAL	TOP (FT)	BASE (FT)	NET THICKNESS (FT)	AVERAGE POROSITY (%)	AVERAGE SATURATION (%)	REMARKS
	2122.0	2148.0				TIGHT
	2388.0	2412.0				TIGHT
	2507.0	2531.0				TIGHT
	2583.0	2594.0				TIGHT
	2606.0	2611.0				TIGHT
	2831.0	2886.0	50	26.2	47.3	OIL
	2896.0	2914.0	10	21.9	74.8	OIL
	2934.0	2941.0	6	21.5	48.1	OIL
	2952.0	2963.0	8	23.4	66.2	OIL

OMC2914

