グァテマラ共和国
製油所建設計画調査報告書
〔要約版〕

1984年8月

国際協力事業団

グァテマラ共和国
製油所建設計画調査報告書
〔要約版〕

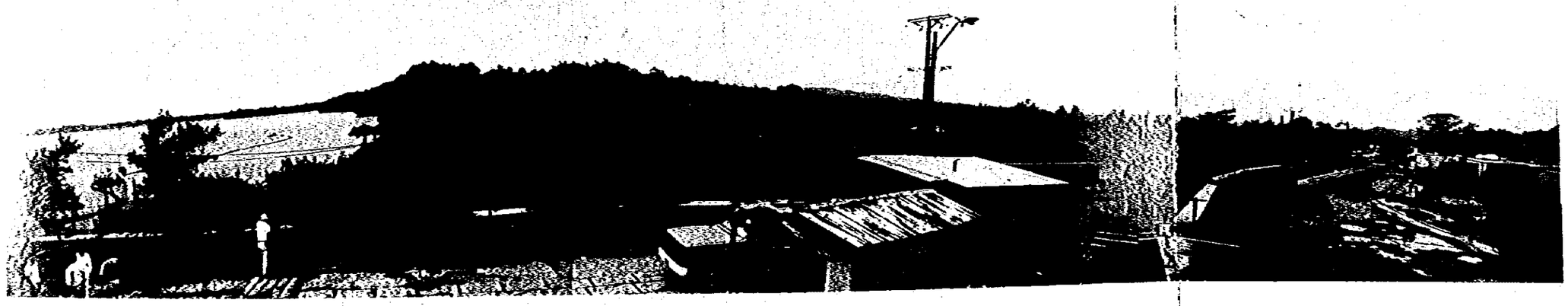
1984年8月

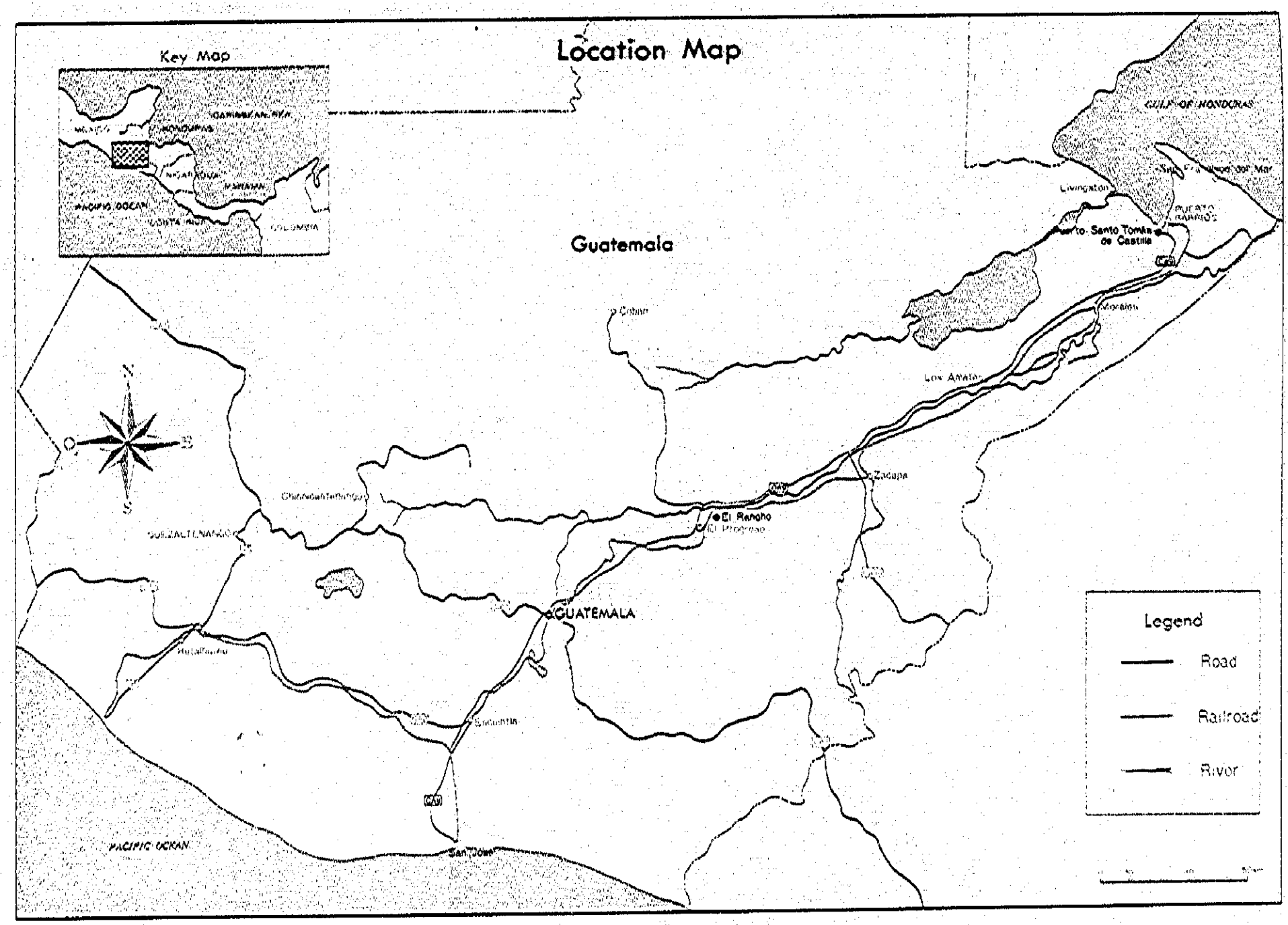
国際協力事業団

Selected Refinery Site

"Area C"

Selected Terminal Site




Location Map
Key Map
Guatemala
GULF OF HONDURAS
Livingston
Puerto Santo Tomás de Castilla
Los Amates
Zacapa
El Rancho
GUATEMALA
San José
PACIFIC OCEAN
Legend
Road
Railroad
River

大　　要

大　　要

1. 本計画の概要

(1) 全　般

1) 所要総資金

製油所，ターミナルおよびパイプラインで建設費約673百万ケッツァール，その他で約121百万ケッツァール合計約794百万ケッツァール要する。

2) 工　程

建設期間として3年間を要する。

3) 操業開始時期

1989年1月とした。

(2) 製油所設備概要

1) 原油処理能力

40,000bbl/d　（グァテマラ産原油　10,000bbl/d／メキシコ産マヤ原油　15,000bbl/d／メキシコ産イスマス原油　15,000bbl/d）

2) 採用プロセス

使用原油が重質であり，石油製品の需要が軽い製品に偏っているため重質油分解プロセスとして沸騰床式水素化分解プロセスおよび流動接触分解プロセスを採用した。

3) 立　地

El Rancho

4) 建設費

約510百万ケッツァール

(3) ターミナル設備概要

1) 貯油能力

200,000kl

2) 立　地

Puerto Santo Tomas de Castilla

3) 建設費

約69百万ケッツァール

(4) パイプライン設備概要

1) 配管長さおよび径

配管長さ　220km 配管径　16インチ

2) 建設費

約95百万ケッツァール

2. 財務評価

投下資本内部収益率は11.2%であり，本計画の収益性はそれ程高くはないが，採算の取れる計画であることを示している。また自己資本内部収益率は17.6%であり，借入れ金利の9%を上廻っている。

3. 経済評価

経済的内部収益率は8.6%であり，本計画の経済価値はそれ程高くはないが，実施しても良い経済価値を有している。

4. 総合評価

本計画の財務評価および経済評価によれば，収益性はそれ程高くはないが，実施しても良いレベルにある。

但し，財務評価の感度分析の結果によると，収益性は原料価格，石油製品価格の影響を大きく受け，例えば将来原料価格が異常に高騰し政府の決定する石油製品価格が，原料価格の上昇を吸収出来ない様な場合には本計画が魅力のない計画となるので，この点に十分留意する必要がある。

現在，グァテマラ経済は総輸出額の約40%をコーヒーと綿が占める程，農産物に大きく依存しており，天候や農産物市況に左右される経済構造であり，工業化を指向していることを考慮すると，本製油所計画は事業実施に移されることが望ましいが，一方で本計画の所要資金が約794百万ケッツァールと巨額であることから，国家経済的な見地から本計画取上げの可否についての検討が必要であろう。

要約と結論

目　　次

Ⅰ．背景と経緯

(1) グァテマラ共和国は，1976年以降原油の生産を開始し，1982年には200万bbl/yを産出している。生産原油は火力発電所用として一部を国内消費する以外は大半を国外に輸出している。

一方，石油製品の生産に関しては，既設工場が1ケ所輸入原油を使用し低稼動率で稼動しており，石油製品の約半量を輸入に頼っている現状である。

(2) 以上の背景からグァテマラ政府は国営製油所を建設したいと計画し，1982年11月に日本政府に対し製油所建設計画（パイプライン，ターミナルを含む）に関する企業化可能性調査の実施を要請した。

(3) 日本政府は本調査の基本的事項をグァテマラ政府と協議するため，1983年7月に事前調査団を派遣し，7月19日付で本調査に関するScope of Work（以下S／Wという）が相互の間で締結された。

(4) 本調査はこの1983年7月19日付のS／Wに基づき実施されたものであり，1983年11月12日から12月4日迄現地調査を実施し，この現地調査結果に基づき1983年12月から1984年5月まで国内作業を実施した。

(5) 以上の経緯から本報告書は新製油所に関する技術的・経済的企業化の可能性について総合的に検討し，その結果をまとめたものである。

II．石油製品の需要予測

石油製品の需要予測の方法としては，産業連関分析による方法と計量経済モデルによる方法が一般的に用いられている。

本調査では，２０年間の石油製品の需要予測を行なう必要があることから，巨視的な需要予測で良く用いられる計量経済モデルによる弾力性分析を採用し，弾性値算出の手段として回帰分析を使用した。

計量経済モデルによる需要予測の手順は次のとおりである。

(1) 過去の需要・価格動向

グァテマラにおける過去１０年間にわたる石油製品の需要・価格の推移を調査した。

(2) 需要構造と経済指標

各々の石油製品の需要構造からどのような経済指標と相関するか調査した。

(3) 需要動向分析

過去１０年間における石油製品の需要と経済指標との関係を分析し，石油製品別に構造式を求めた。

この結果求めた構造式は過去の需要と非常に良い相関関係を示した。

(4) 需要予測

(3)で求めた構造式の将来への適用性を考察し，必要な場合は弾性値の補正を行ない，また相関するグァテマラの経済指標については米国の経済指標等から予測式を作り，需要予測を行なった。

この結果をTable 1に示す。Table 1から1989−2008年における各石油製品の平均伸び率は次のとおりである。

- ○ＬＰＧ　3.7%/y
- ○ガソリン　4.3%/y
- ○灯　油　5.0%/y
- ○軽　油　5.4%/y
- ○重　油　6.8%/y

Table 1 Summary of Forecasted Demands for Petroleum Products

(Unit: 10^3 bbl/y)

YEAR	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
LPG	617.100	640.190	664.143	688.993	714.772	741.516	769.261	798.043	827.903	858.880	891.016	924.354
Premium G.	1535.313	1632.459	1685.269	1739.687	1792.078	1848.347	1925.087	2022.528	2125.918	2234.608	2348.045	2467.016
Regular G.	1535.313	1632.459	1685.269	1739.687	1792.078	1848.347	1925.087	2022.528	2125.918	2234.608	2348.045	2467.016
Kerosene	674.945	704.024	734.346	765.963	798.930	833.305	869.147	906.518	945.483	986.110	1028.469	1072.634
Jet Fuel	309.784	309.313	310.943	310.598	310.647	311.177	317.984	325.096	332.567	340.022	347.561	355.275
Gas Oil	4827.589	5017.854	5261.037	5499.221	5750.772	6017.291	6352.272	6706.229	7080.714	7473.138	7885.366	8319.319
Fuel Oil	2566.400	2758.427	2962.740	3180.124	3411.416	3657.507	3919.341	4197.928	4494.339	4809.713	5145.265	5502.285
Asphalt	118.111	116.373	115.198	113.534	111.993	110.590	110.718	110.883	111.094	111.264	111.415	111.568
Total	12184.560	12811.102	13418.948	14037.811	14682.690	15368.084	16188.901	17089.758	18043.939	19048.346	20105.185	21219.470
bbl/day	36922.911	38821.523	40663.480	42538.822	44493.000	46569.951	49057.278	51787.146	54678.604	57722.261	60924.804	64301.424

YEAR	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
LPG	958.940	994.819	1032.041	1070.656	1110.716	1152.275	1195.388	1240.115	1286.515	1334.651	1384.589	1436.394
Premium G.	2592.318	2724.763	2862.850	3007.529	3160.920	3321.749	3489.999	3667.884	3854.436	4049.851	4256.475	4472.621
Regular G.	2592.318	2724.763	2862.850	3007.529	3160.920	3321.749	3489.999	3667.884	3854.436	4049.851	4256.475	4472.621
Kerosene	1118.680	1166.688	1216.741	1268.925	1323.330	1380.050	1439.184	1500.833	1565.104	1632.107	1701.958	1774.777
Jet Fuel	363.246	371.548	379.565	388.096	396.877	405.697	414.668	424.163	433.463	443.214	453.251	463.219
Gas Oil	8776.976	9260.378	9763.912	10297.734	10860.362	11450.639	12071.348	12728.910	13415.607	14141.720	14907.012	15708.247
Fuel Oil	5882.147	6286.312	6716.336	7173.872	7660.680	8178.634	8729.727	9316.077	9939.942	10603.721	11309.968	12061.401
Asphalt	111.740	111.943	112.050	112.226	112.413	112.569	112.718	112.926	113.061	113.239	113.429	113.570
Total	22396.367	23641.218	24946.349	26326.569	27786.222	29323.367	30943.035	32658.796	34462.568	36368.359	38383.160	40502.852
bbl/day	67867.781	71640.055	75594.997	79777.483	84200.675	88858.688	93766.774	98966.048	104432.025	110207.149	116312.607	122735.917

III. 立　地

(1) 製油所立地

製油所立地については第1段階としてEl RanchoとPuerto Santo Tomas de Castillaを比較検討し，El Ranchoを選定した。

第2段階としてEl RanchoでA，B，C地域を候補地としての地域の比較検討を行なった。この結果，C地域のみが製油所として必要な980,000㎡を確保できるので，C地域を選定した。

Fig.1にA，B，C地域を示す。

(2) ターミナル立地

ターミナル立地については第1段階としてPuerto Santo Tomas de CastillaとSan Francisco del Marを比較検討し，Puerto Santo Tamas de Castillaを選定した。

Puerto Santo Tomas de Castillaの中で検討した結果，既設港湾地域に隣接した地域がターミナルの立地として適しているのでこの地域を選定した。

Fig.2にターミナルの立地を示す。

(3) パイプラインルート

製油所とターミナルを結ぶ220kmのパイプラインルートとして，国道CA9沿い，鉄道沿い，Motagua川沿いの3ルートを検討したが，運転および保全の面から国道CA9沿いのルートを選定した。

Fig.3にパイプラインのルートを示す。

Fig. 1 Selected Refinery Site

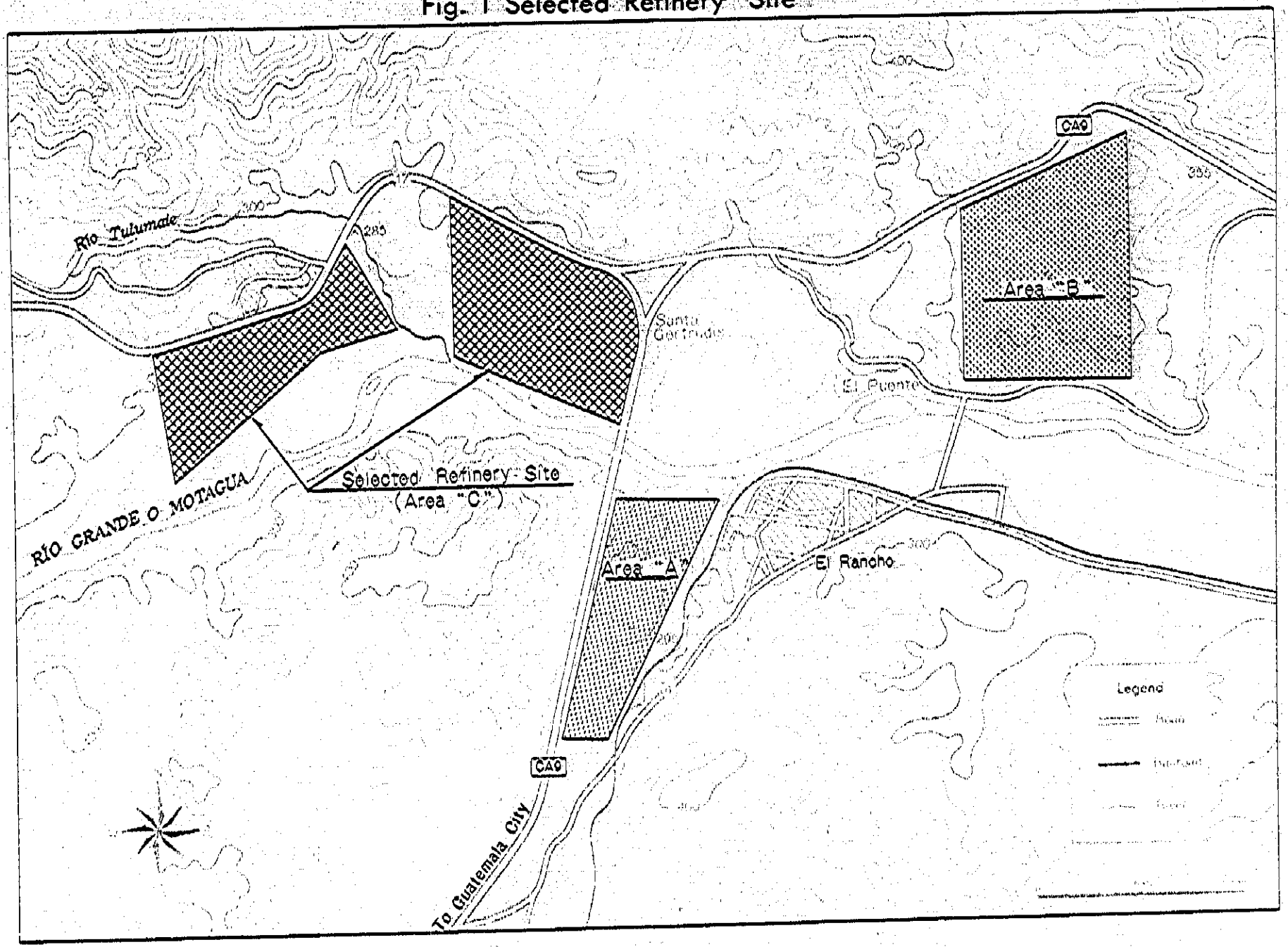


Fig. 2 Selected Terminal Site

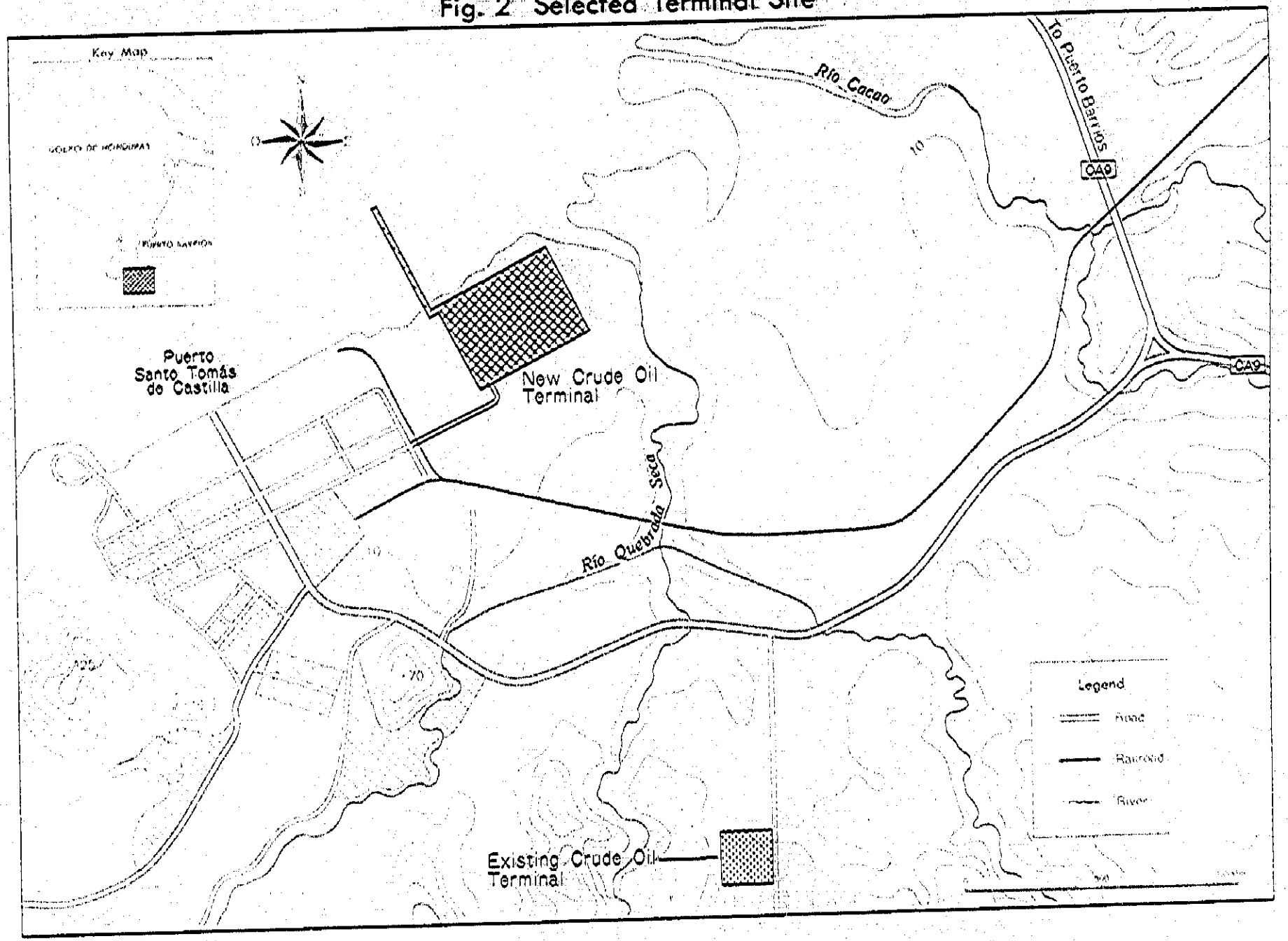
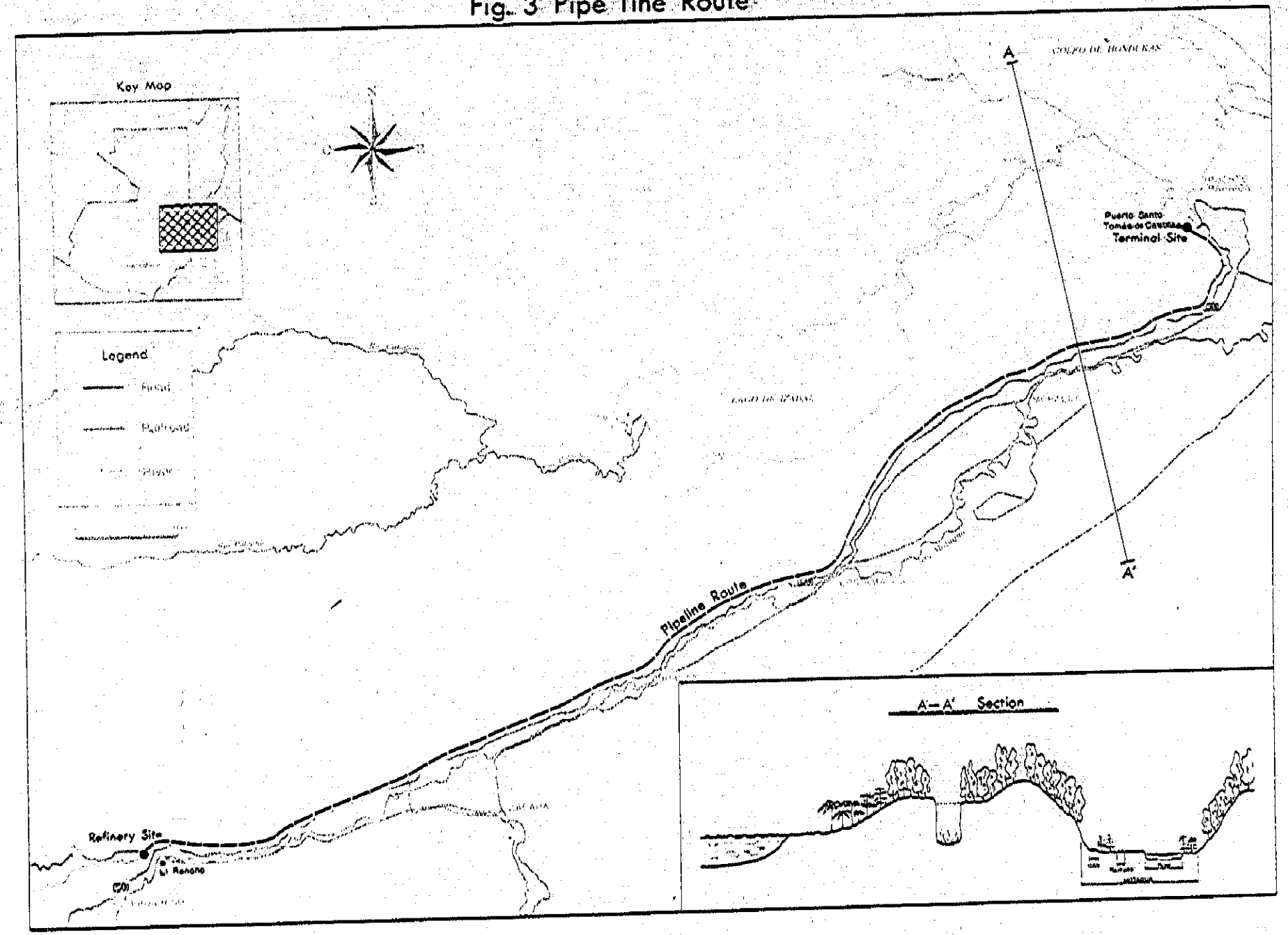


Fig. 3 Pipe line Route



Ⅳ. 設備基本計画

概念設計を行なう前提条件として設備の基本計画を策定した。

1. 全般主要前提

(1) 関連法規・規格

製油所，ターミナルおよびパイプライン設備の概念設計に際し，米国または日本の法規・規格に準拠した。

(2) 構造設計基準

地震力は米国のUniform Building Codeに準拠したが，グァテマラは地震の多い国であることを考慮し，ローカルファクターは最も厳しい1.0を採用した。また風圧力は日本のJapan Petroleum Instituteの基準に準拠した。

(3) 原油油種

グァテマラ原油の可採埋蔵量は現在約40百万bblと見込まれており，新石油法により石油開発が活性化し仮りに可採埋蔵量が2倍の80百万bblとなったとしても，プロジェクト対象期間の20年で割ると約10,000bbl/dとなる。

従って製油所能力をエネルギー・鉱山省（以下MEMという）の希望する40,000－50,000bbl/dとした場合原油が不足し，不足分を輸入する必要がある。

輸入原油として最初にMEMから提案のあったメキシコ産のマヤ原油を検討したが，マヤ原油は非常に重質の原油であり，これを処理した場合生産される石油製品は重い製品が多くなり，グァテマラの石油製品需要と合致しないこと，および現在の技術ではこのように重質の原油を分解する技術が完成されているとはいえないことから，輸入原油はメキシコ産のマヤ50%に，同じメキシコ産の軽質原油であるイスマスを50%混合して使用することとした。

(4) 自然条件

El RanchoとPuerto Santo Tomas de Castillaの自然条件をINSIVUMEHから聴取し，まとめた。

(5) 地耐力

現地調査でEl RanchoとPuerto Santo Tomas de Castillaのボーリングデータを調査したが，データが得られなかったので調査団が現地へ持参したポータブルコーンで測定し両地域の地耐力を推定した。

(6) 石油製品規格

新製油所で生産される石油製品規格としては基本的にグァテマラの石油製品規格を採用

したが，ガソリン規格とジェット燃料の規格については必らずしも実用的でない項目もあったので，日本および米国の規格を参考としてMEMの了解を得た上で一部の項目の修正を行なった。

2. 製 油 所

(1) 製油所能力

石油製品の需要予測から製油所能力を40,000bbl/dとした場合と45,000bbl/dとした場合の2ケースについて検討した。45,000bbl/dとした場合稼動当初石油製品の生産量が需要を上廻り，MEMの指摘した如く石油製品は輸出をしないとすると製油所が需要見合いの低稼動率で運転せざるを得ず，経済的ではないため，製油所能力は40,000bbl/dとした。

従って処理原油としては平均すると

- ○グァテマラ産原油　10,000bbl/d
- ○メキシコ産マヤ原油　15,000bbl/d
- ○メキシコ産イスマス原油　15,000bbl/d

となるが，製油所の運転では短期間グァテマラ産原油のみまたはメキシコ産マヤ・イスマス各50%の混合原油を処理するケースも考えられるため，製油所設備は両ケース共処理できるように計画した。

(2) 基本フローパターン

製油所で処理する原油をグァテマラ産原油または，メキシコ産マヤ・イスマス各50%の混合原油とした場合，両ケース共API度約27の高硫黄，高粘度の重質原油である。

一方グァテマラの石油製品需要は，ガソリンと軽油で総需要の60%を超え軽質の製品に需要が偏っているため，重質留分を分解し軽留分を得る分解装置の導入が不可避である。

この分解装置としてどのプロセスを採用するかで基本フローパターンが定まるため，次に述べる3ケースを設定し比較検討を実施した。

- ○コーカー＋流動接触分解
- ○沸騰床式水素化分解＋流動接触分解
- ○沸騰床式水素化分解＋固定床式水素化分解

比較検討の結果，石油製品の品質が問題なく，また石油製品の生産量が石油製品の需要パターンと比較的良く一致する，沸騰床式水素化分解と流動接触分解の組合せを採用すべきであるとの結論を得た。

この場合の工程図をFig.4（グァテマラ産原油処理のケース）とFig.5（メキシコ産マヤ・イスマス各50%の混合原油処理のケース）に示す。

Fig. 4 Process Flow Scheme
(E.B.HC-FCC Crude: Coban Blend)

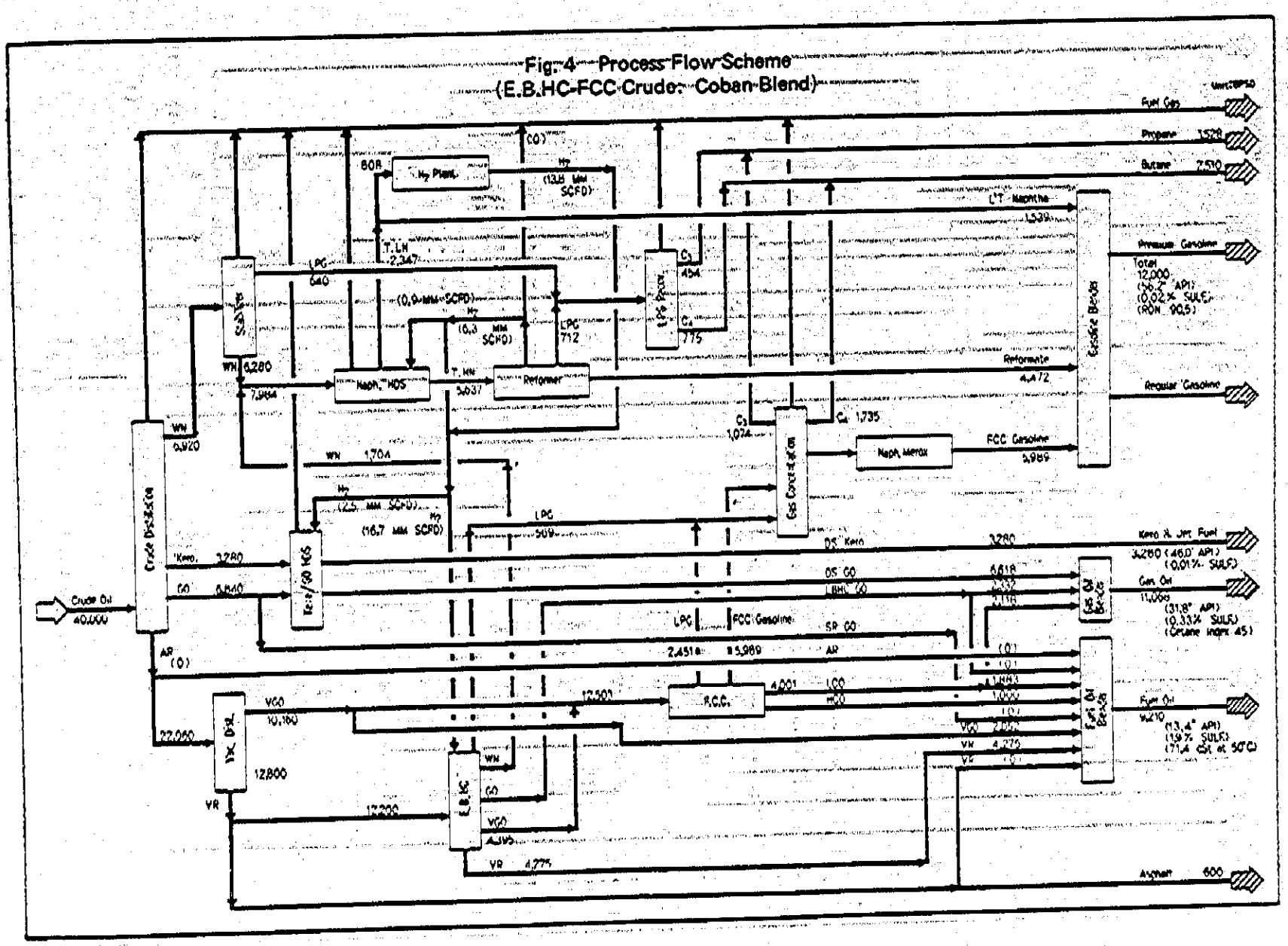
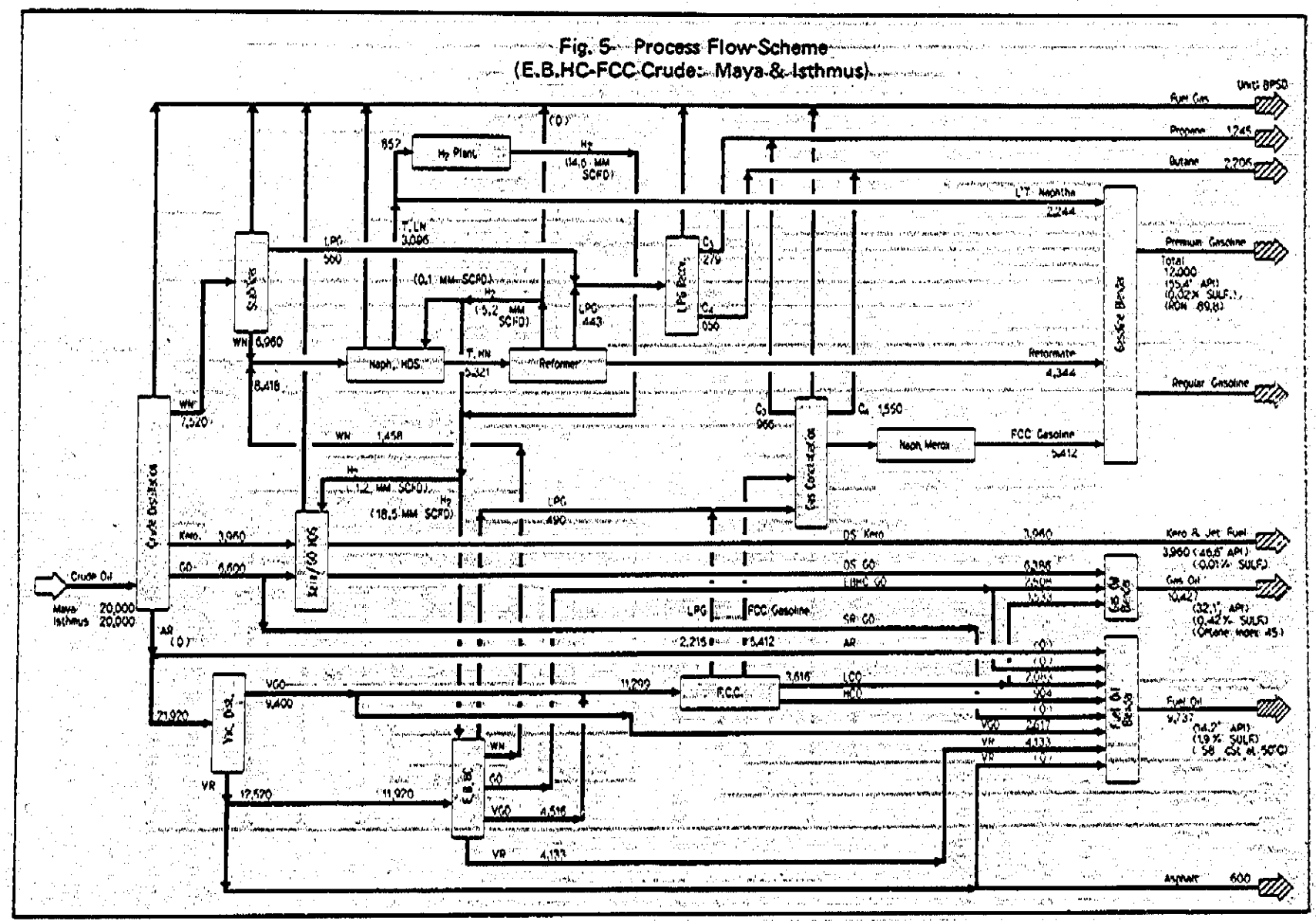


Fig. 5 Process Flow Scheme
(E.B.HC-FCC Crude: Maya & Isthmus)



(3) プロセス選定

分解装置の他，製油所設備として必要な蒸留装置，脱硫装置，接触改質装置，水素ガス製造装置の最適プロセスを選定した。

(4) 各装置の設計処理能力

今迄の検討した結果から各装置の設計処理能力を以下にまとめる。なお各装置の単位はBarrel Per Stream Day (BPSD)として記した。

○常圧蒸留装置（揮発油安定化装置を含む）		40,000BPSD
○ナフサ水添脱硫装置		8,500 〃
○接触改質装置		5,700 〃
○灯油・軽油水添脱硫装置		10,600 〃
○減圧蒸留装置		23,000 〃
○流動接触分解装置		12,500 〃
○沸騰床式水素化分解装置		12,200 〃
○LPG回収装置		1,400 〃
○Gas Concentration装置	LPG	3,100 〃
	ナフサ	7,500 〃
○ナフサMerox装置		7,500 〃
○水素ガス製造装置		16×10^6 ft^3/d
○廃水処理装置		32 t/d

(5) 製品生産量

製油所の製品生産量は次のとおりである。

○LPG	759×10^3bbl/y
○プレミアムガソリン	1,980 〃
○レギュラーガソリン	1,980 〃
○灯油・ジェット燃料油	1,251 〃
○軽　油	3,494 〃
○重　油	2,671 〃
○アスファルト	198 〃

(6) 付帯設備

1) タンク計画

○原油タンク

ターミナルで30日分の貯油能力を保有するので，製油所の原油タンクは10日分を考慮した。従ってターミナルと製油所の合計原油タンク能力は40日分とした。

○中間タンク

製油所の運転安定性を考慮して，各装置の間に中間タンクを考慮し，そのタンク能力は15日分とした。

○半製品タンク

ガソリン，軽油，重油は一旦半製品タンクに貯めブレンドされて製品タンクに入る。この半製品タンクの能力は15日分とした。

○製品タンク

製油所の定修期間および本製品タンクが需要家への直送基地であることを考慮し，製品タンクの能力は30日分とした。

2) 用役設備

各用役設備の能力は必要量に余裕を見込み次のとおりとした。

○取水および水処理設備		320	t/h
○再冷水設備		9,500	〃
○ボイラー設備		65	t/h×3基
○発電設備		9	MW×3基
○造水製造設備		1,560	t/d
○コンデンセート回収設備		120	t/h
○圧縮空気設備		4,000	Nm³/h
○窒素ガス設備		1,000	Nm³/h
○自家用燃料設備	気体燃料	20	t/h
	液体燃料	40	kl/h

(7) 保安・環境対策

1) 保安対策

製油所の消防設備については米国のNational Fire Protection Associationに準拠し計画した。また製油所の組織として保安係をおき構内巡回点検を実施させるとともに，万一火災の時には消防隊として消火活動をすることとした。

2) 環境対策

製油所の稼動に伴い，周囲の環境を阻害する要因として，大気汚染，水質汚濁，悪臭，騒音，振動等がある。これ等を防止する環境設備としては日本の法規に準拠して計画した。特に水質に関しては採水する位置がMotagua川の上流であり，下流で再度この水が使用されることを考慮し，重点的に検討した。

3. 原油受入れ基地（ターミナル）

(1) 着桟，タンカーサイズおよび着桟日数

最大タンカーサイズとしてはPuerto Santo Tomas de Castilla 港に今迄入港実績のある24,000 Dead Weight Ton（DWT）とした。また着桟日数は3日間とした。

(2) 原油タンク能力

製油所原油処理能力の30日分とし200,000kl とした。

(3) 原油タンク1基当り能力および基数

タンカーからの原油を1基で余裕を持ち受入れることができる容量とし1基40,000kl とした。従って基数は200,000kl／40,000kl で5基とした。

4. パイプライン

(1) パイプラインの径

パイプラインの径について14，16，18インチを検討した結果16インチとした。

(2) ブースターステーション設置個所

2ケ所とした。

(3) ブースターステーション運転方法

無人運転とし，2名が毎日巡回し，運転状況をチェックすることとした。

V．概念設計

第Ⅳ編で検討した設備基本計画を前提として，製油所，ターミナルおよびパイプラインの概念設計を実施した。

1. 製　油　所

(1) 製油所プロセスフロー

製油設備のプロセスフローは前述のFig.4，Fig.5の通りである。

詳細プロセスフローは詳細版を参照願い度い。タンクのフローをFig.6に示す。

(2) プロットプラン

製油所の敷地として980,000㎡必要であり，El Rancho の地形から東地区，西地区に分割して諸設備を配置した。東地区のプロットプランをFig.7に西地区のプロットプランをFig.8に示す。

(3) 主要機器リスト

主要機器リストについては省略した。詳細版を参照願い度い。

2. 原油受入れ基地（ターミナル）

(1) ターミナルプロセスフロー

ターミナルのプロセスフローをFig.9に示す。

(2) プロットプラン

ターミナルのプロットプランをFig.10に示す。

(3) 主要機器リスト

主要機器リストについては省略した。詳細版を参照願い度い。

3. パイプライン

(1) パイプラインフロー

パイプラインのフローをFig.11に示す。

(2) 主要機器リスト

主要機器リストについては省略した。詳細版を参照願い度い。

Fig. 6 Tank Flow Sheet at Refinery

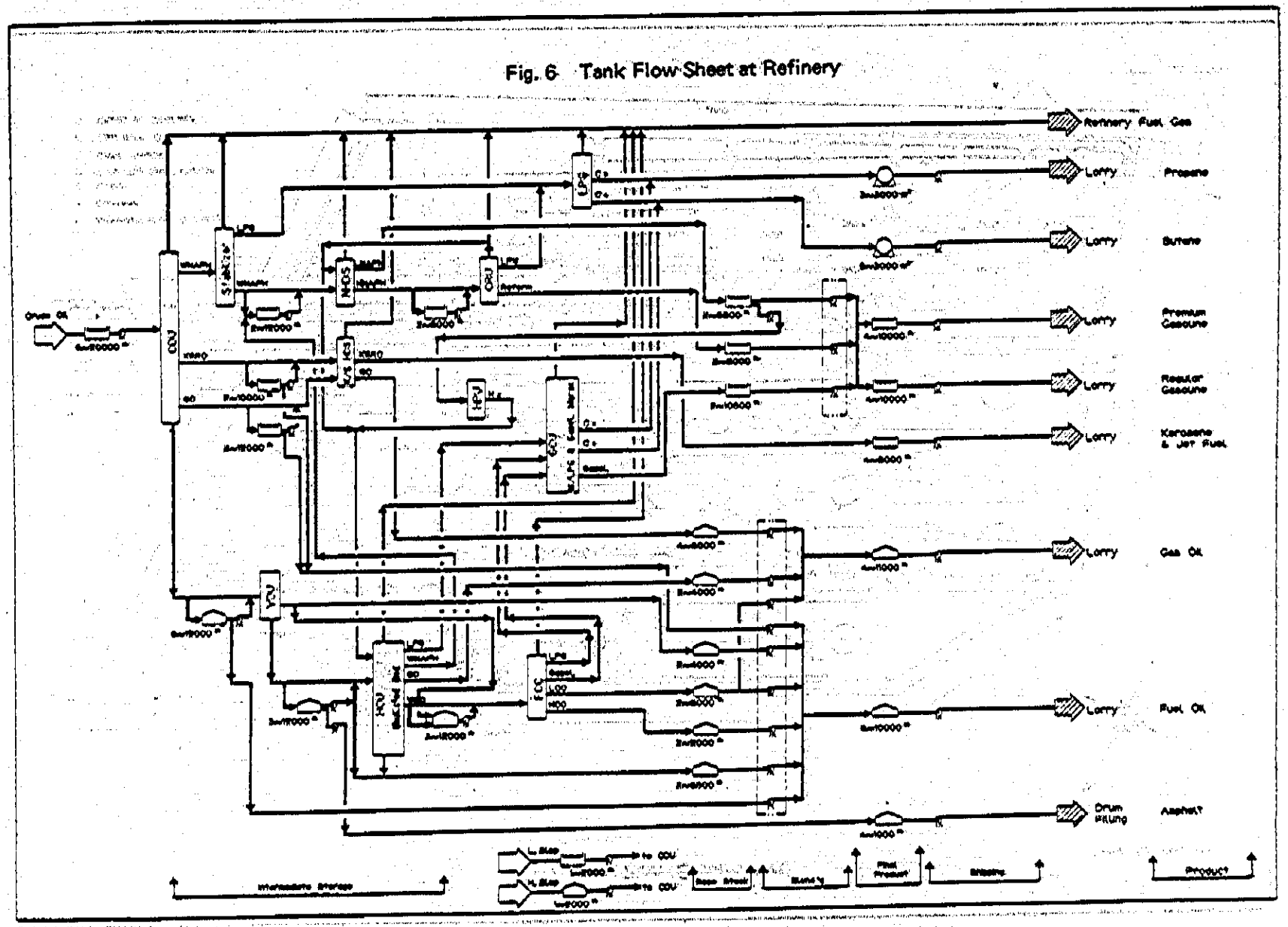


Fig. 7 Plot Plan (Eastern Part)

(Area: 574,400 m²)

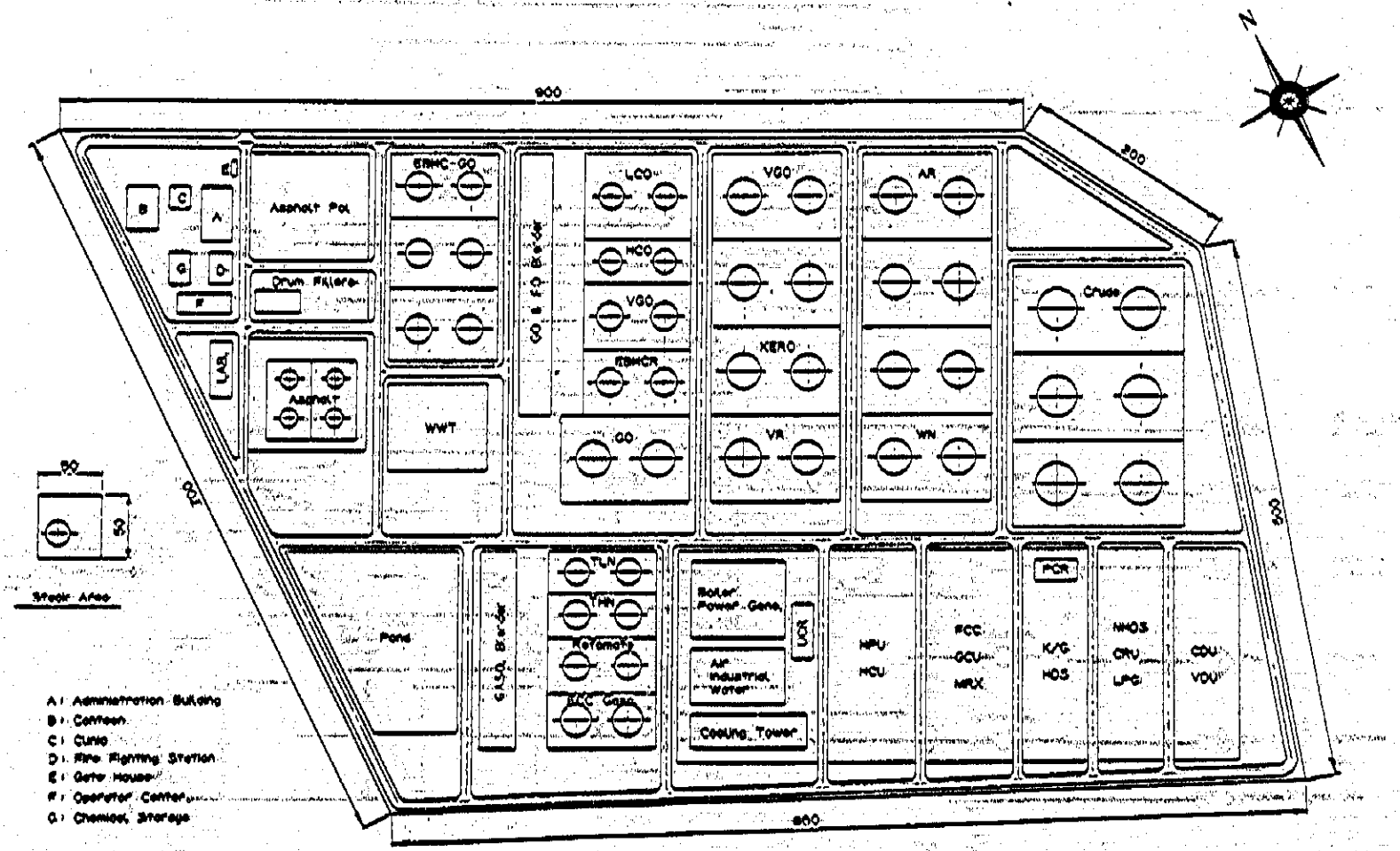


Fig. 8 Plot Plan (Western Part)

(Area: 410,900 m²)

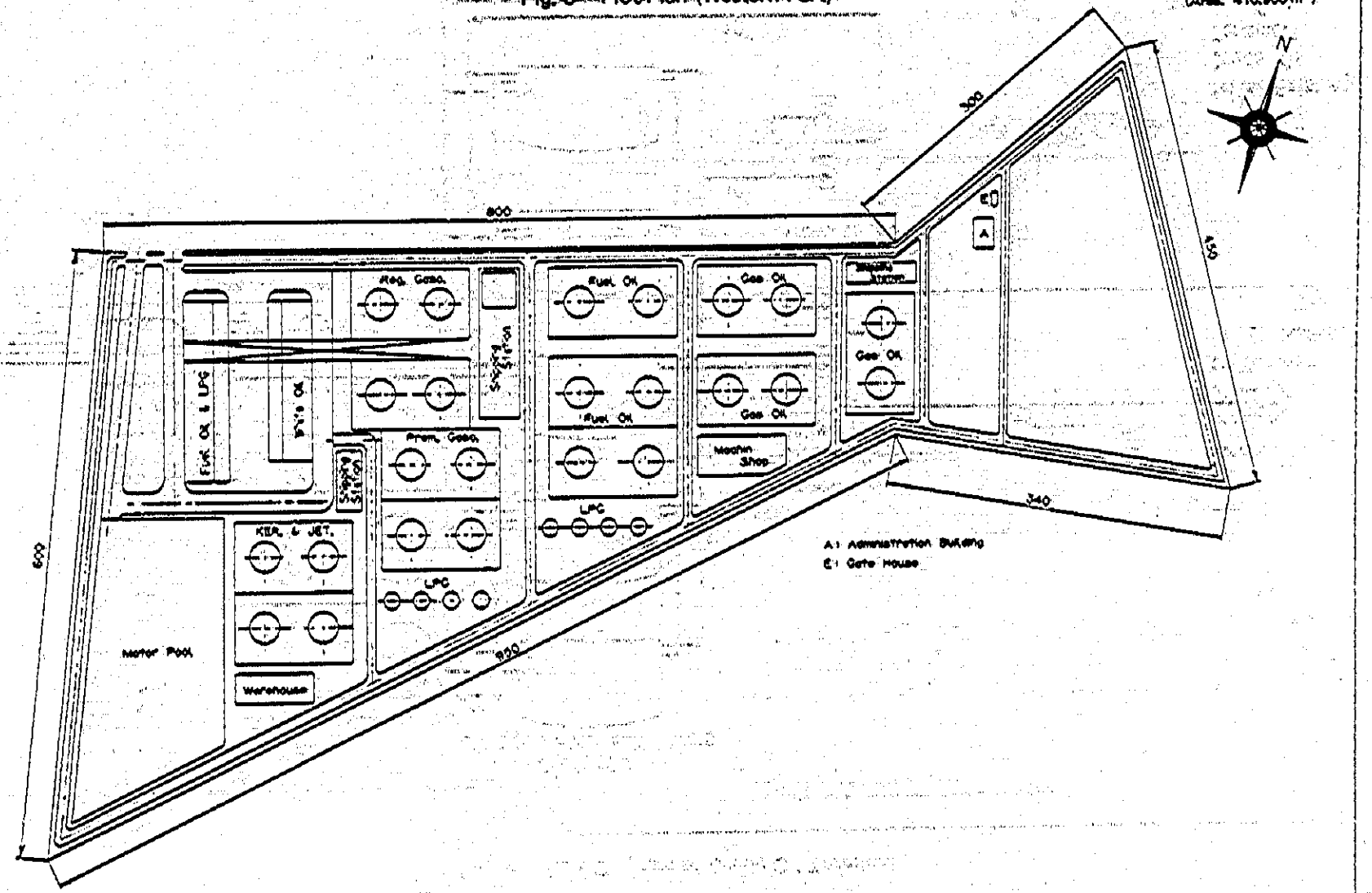


Fig. 9 Flow Diagram of Crude Oil Terminal

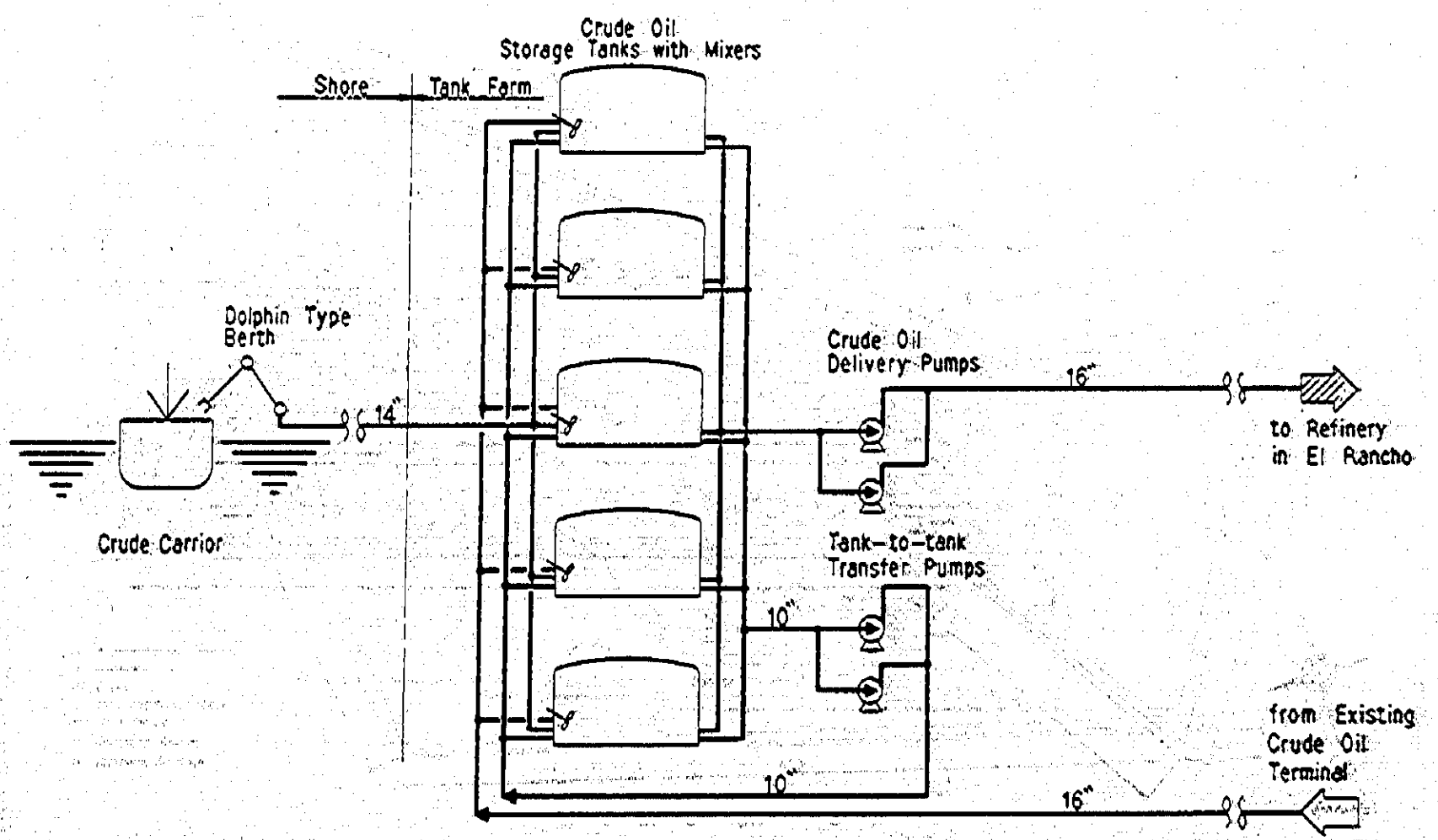


Fig. 10 Plot Plan of Crude Oil Terminal

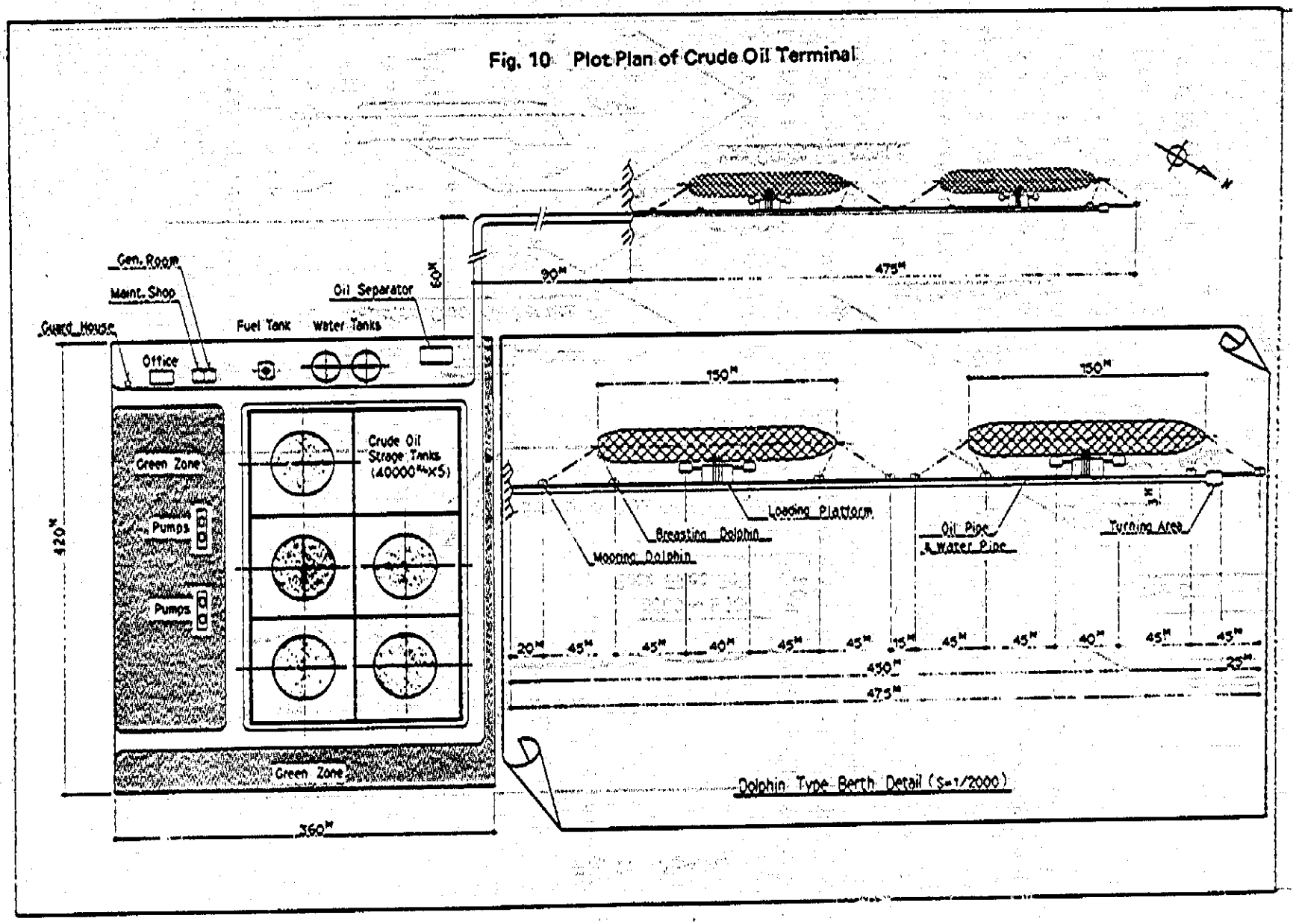
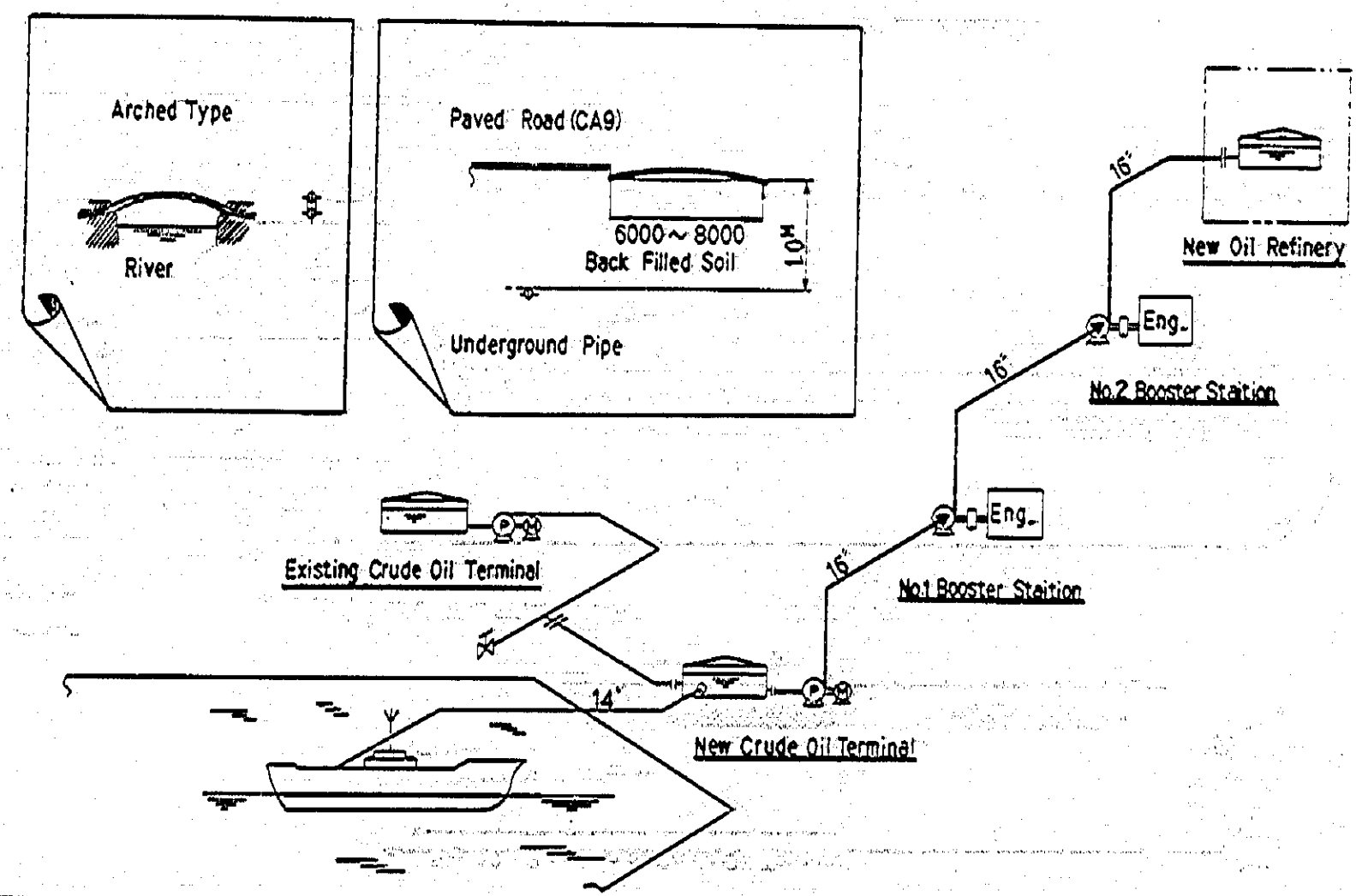


Fig. 1.1 Pipeline



VI. 建設計画

1. 重量機器の輸送

製油所の重量機器の輸送ルートとして次の2ルートを検討した。

○ルートⅠ：太平洋岸San Jose港からEl Rancho

○ルートⅡ：大西洋岸Puerto Santo Tomas de CastillaからEl Rancho

2ルートを現地調査した結果，道路の曲がり部の曲率半径および橋の状態から，大型重量機器の輸送ルートとしてはルートⅡの方が適しているとの結論を得た。

ルート図をFig. 12に示す。

2. 建設工程

製油所の基本設計開始から営業運転開始まで3年間を要する。従って1989年1月に営業運転を開始するためには1986年1月にContractorを決定し,基本設計を開始する必要がある。このためには事業主体を早期に確立し計画を推進する必要がある。

建設工程をFig. 13に示す。

3. 建設工事動員計画

製油所，ターミナルおよびパイプラインの建設工事に従事する動員は，総合計63,000人・月に達っする。

各設備別の動員計画は詳細版を参照願い度い。

4. 建設費

建設費として総額約673百万ケッツァールが見込まれる。内訳としては次のとおりである。

○製油所	約510百万ケッツァール
○ターミナル	約 69 〃
○パイプライン	約 95 〃

建設費の費目別の内訳をTable 2に示す。

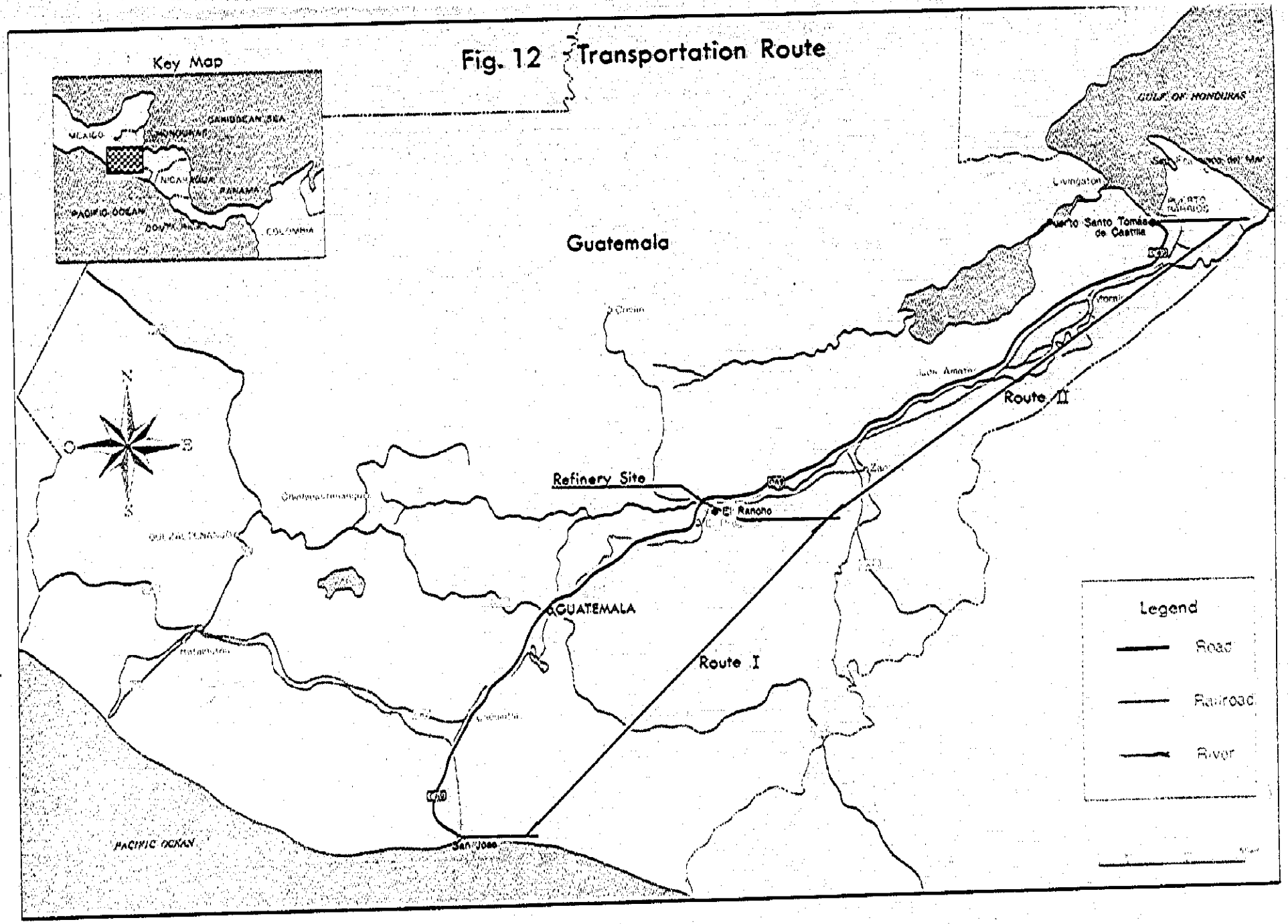


Fig. 12 Transportation Route

Fig. 13 Schedule for Guatemala Oil Refinary

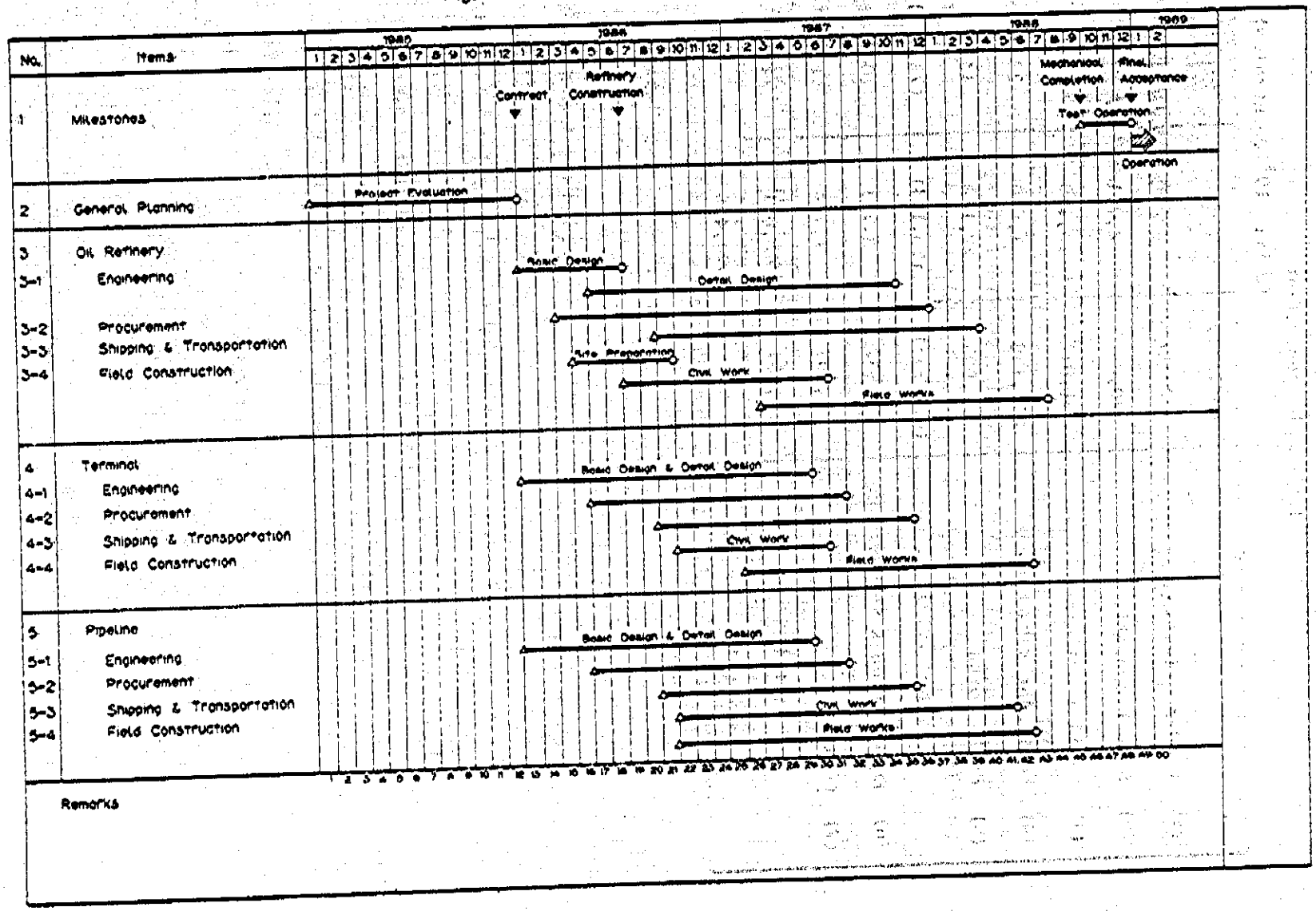


Table 2 Investment Cost

(Unit: 10^3 Quentzales)

	Refinery	Terminal	Pipeline
(1) Land Acquisition	2,106	536	—
(2) Site Preparation	20,861	2,701	—
(3) Civil & Buildings	81,012	26,119	5,690
(4) Equipment & Machinery	255,150	1,670	23,530
(5) Field Works	92,806	27,168	44,334
Sub-Total	(451,935)	(58,194)	(73,554)
(6) Engineering & Supervising	35,532	8,733	10,116
(7) Contingency	22,597	1,744	11,033
Total	510,064	68,671	94,703
Grand Total		673,438	

Ⅶ．操業計画

1. 石油製品の需要と供給

1989－2008年迄の20年間の石油製品の需要と供給の関係をTable 3に示す。Table 3から次のことが解る。

- 軽油は新製油所が稼動してもかなり不足する。
- ガソリン，灯油・ジェット燃料および重油については，新製油所稼動後5年間位若干余剰となりTexas Petroluem Co.または新製油所の稼動率を下げる必要がある。
- 稼動後13年経過した2002年頃には，次の新製油所の建設を検討する必要がある。

2. 組織・人員

(1) 製油所

製油所の必要人員は総数508名である。組織図をFig.14に示す。

(2) ターミナル・パイプライン

ターミナル・パイプラインの必要人員は総数35名である。

組織図をFig. 15に示す。

3. 操業指導・訓練計画

(1) 操業指導

操業指導として100人×3ヶ月の300人・月を見込んだ。

(2) 訓練計画

新製油所の要員に対する訓練は次のとおりとした。

- 国外訓練
  50名×3ヶ月（3グループに分け実施）
- 国内訓練
  100名×2ヶ月（5グループに分け実施）

Table 3 Demand-Supply Projection

(Unit 10^3 bbl/y)

		1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Demand																					
	LPG	715	742	769	798	828	859	891	924	959	995	1,032	1,071	1,111	1,152	1,195	1,240	1,287	1,335	1,385	1,436
	Gasoline	3,584	3,696	3,850	4,046	4,250	4,470	4,696	4,934	5,184	5,450	5,726	6,016	6,322	6,644	6,980	7,336	7,708	8,100	8,512	8,950
	Kerosene & Jet Fuel	1,110	1,144	1,187	1,232	1,278	1,326	1,376	1,428	1,482	1,539	1,597	1,657	1,720	1,786	1,854	1,925	1,998	2,075	2,155	2,238
	Gas Oil	5,751	6,017	6,352	6,706	7,081	7,473	7,885	8,319	8,777	9,260	9,764	10,298	10,860	11,451	12,071	12,729	13,416	14,142	14,907	15,708
	Fuel Oil	3,411	3,658	3,919	4,198	4,494	4,810	5,145	5,502	5,882	6,286	6,716	7,174	7,661	8,179	8,730	9,316	9,940	10,604	11,310	12,061
	Asphalt	112	111	111	111	111	111	112	112	112	112	112	112	112	113	113	113	113	113	113	114
Supply																					
New Refinery	LPG	531	683	759	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	759
	Gasoline	2,772	3,564	3,960	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	3,960
	Kerosene & Jet Fuel	876	1,126	1,251	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1,251
	Gas Oil	2,446	3,145	3,494	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	3,494
	Fuel Oil	1,870	2,404	2,671	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2,671
	Asphalt	139	178	198	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	198
Texaco	LPG	25	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	25
	Gasoline	845	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	845
	Kerosene & Jet Fuel	419	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	419
	Gas Oil	1,476	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1,476
	Fuel Oil	1,627	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1,627
Surplus (-) or Deficit (+)																					
	LPG	-159	-34	+15	-14	-44	-75	-107	-140	-175	-211	-248	-287	-327	-368	-411	-456	-503	-551	-601	-652
	Gasoline	+33	+713	+955	+759	+555	+335	+109	-129	-379	-645	-921	-1,211	-1,517	-1,839	-2,175	-2,531	-2,903	-3,293	-3,707	-4,145
	Kerosene & Jet Fuel	+185	+401	+483	+438	+392	+344	+294	+242	+188	+131	+73	+13	-50	-116	-184	-255	-328	-405	-485	-568
	Gas Oil	-1,829	-1,396	-1,382	-1,736	-2,111	-2,503	-2,915	-3,349	-3,807	-4,290	-4,794	-5,326	-5,890	-6,481	-7,101	-7,759	-8,446	-9,172	-9,937	-10,738
	Fuel Oil	+86	+373	+379	+100	-196	-512	-847	-1,204	-1,584	-1,988	-2,418	-2,876	-3,363	-3,881	-4,432	-5,018	-5,642	-6,306	-7,012	-7,763
	Asphalt	+27	+67	+87	+87	+87	+87	+86	+86	+86	+86	+86	+86	+86	+85	+85	+85	+85	+85	+85	+84

Fig. 14 Organization of Oil Refinery

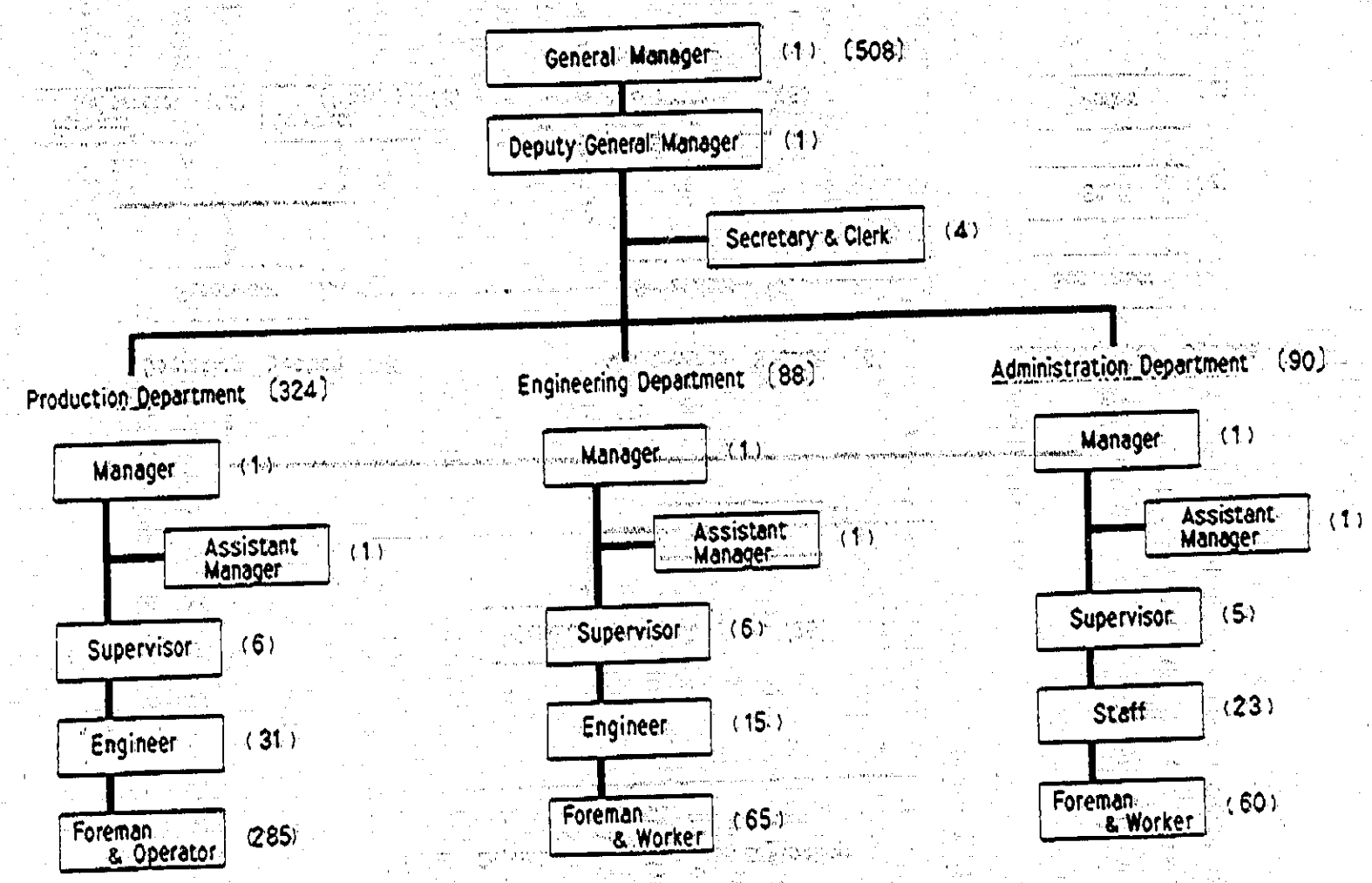
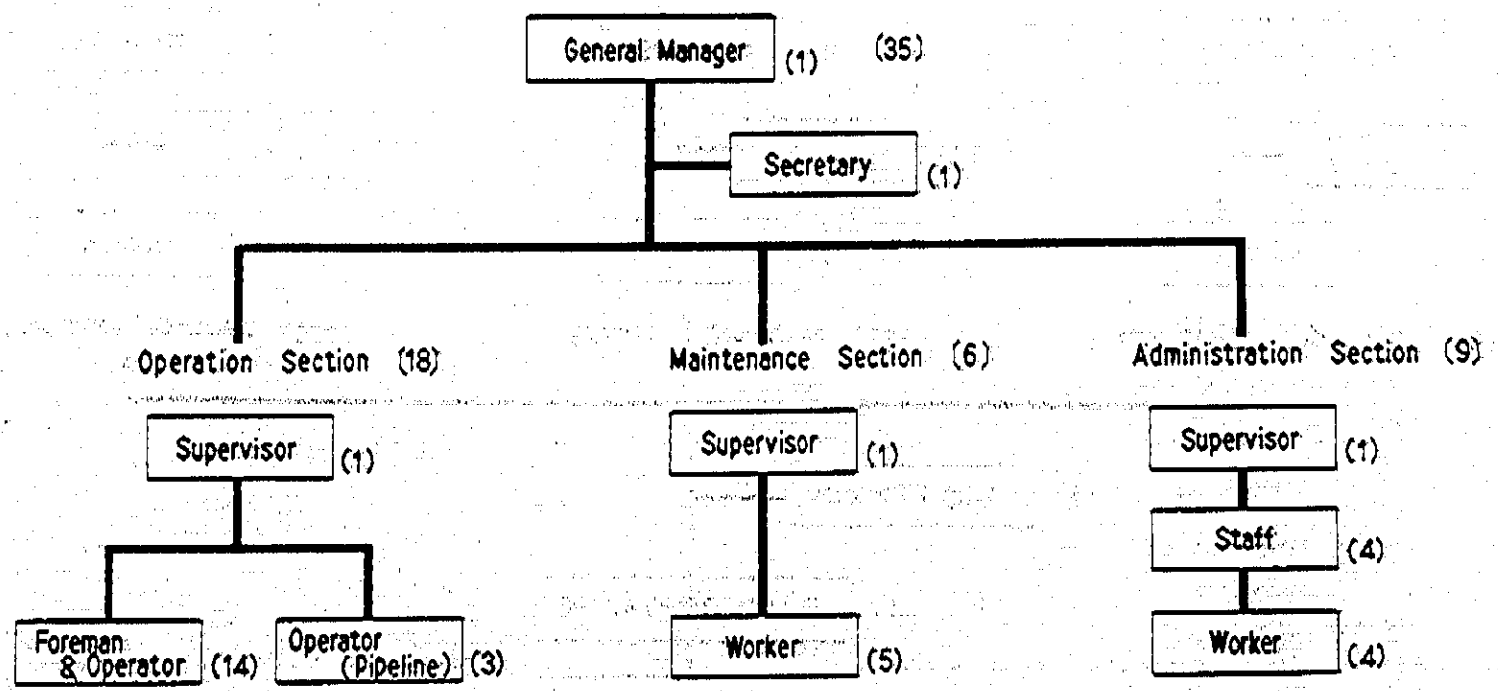


Fig. 15 Organization of Terminal & Pipeline



Ⅷ. 財務分析

1. 所要総資金

所要総資金とは，建設費，操業前費用，運転資金および建中金利の合計額である。所要総資金を内貨部分と外貨部分に分けTable 4に示す。Table 4から所要総資金としては建設費で約673百万ケッツァール，その他必要資金で約121百万ケッツァールで合計約794百万ケッツァールが見込まれる。

Table 4 Total Capital Requirement

(Unit: 10^3 Quetzales)

	Foreign Currency Portion	Domestic Currency Portion	Total
Land Acquisition and Construction Cost			
Refinery	336,307	173,757	510,064
Terminal	30,845	37,826	68,671
Pipeline	42,803	51,900	94,703
Sub-Total	409,955	263,483	673,438
Pre-operating Expense	1,236	6,662	7,898
Working Capital	0	4,711	4,711
Interest during Construction	69,638	38,331	107,969
Sub-Total	70,874	49,704	120,578
Total Capital Requirement	480,829	313,187	794,016

2. 運転費用

運転費用は変動費と固定費に大別される。また変動費としては原料費，助剤・触媒費，用役費が含まれ，固定費としては労務費，工場管理費，保全費，保険費が含まれる。

Table 5に運転費用を示す。

Table 5 Operating Cost

(Unit: 10^3 Quetzales)

Year	1y	2y	3y - 20y
Variable Cost			
Raw Material	247,932	318,770	354,189
Chemical	605	779	865
Catalyst	1,438	1,848	2,054
Utility	2,760	3,548	3,942
Fixed Cost			
Direct Labor	3,656	3,656	3,656
Plant Overhead and Others Expense	3,901	3,901	3,901
Maintenance	15,823	15,823	15,823
Insurance	4,696	4,696	4,696
Total	280,811	353,021	389,126

(Note: 1y = 1989, 2y = 1990, 3y - 20y = 1991 - 2008)

Table 5から運転費用の中で原料費の占める割合が非常に大きく，例えば3y-20yでは約90%である。

3. 財務分析

(1) 財務分析主要前提条件

○プロジェクト期間

建設期間　　3年間

操業期間　　20年間

○価格の基準

1983年末固定価格とし，エスカレーションは見込まないこととした。

○製油所稼動率

初年度　　70%

2年度　　90%

3年度以降　100%

この稼動率で新製油所が稼動した場合，当初5年間位製品の生産が需要を上廻るが，需給アンバランスのバッファーはTexas Petroleum Co.で行なうこととし，新製油所は上記稼動率で稼動するものとした。

○減価償却

定額償却とし償却期間は設備により5～15年とした。

○所得税

国営で計画されているので所得税は課せられないものとした。

(2) 販売計画

○販売量

製油所で生産される製品は全量販売されるものとした。

○販売価格

MEMとの打合せに基づき次のとおりとした。

LPG	28.548	Q/bbl	軽油	45.402	Q/bbl
プレミアムガソリン	48.132	〃	重油	27.832	〃
レギュラーガソリン	46.578	〃	アスファルト	27.832	〃
灯油・ジェット燃料	48.930	〃	(Q=Quetzal)		

販売量と販売額を初年度，2年度，3年度以降に分けTable 6に示す。

(3) 製造コスト

製造コストは運転費用と減価償却費および借入金金利の合計とした。計算結果をTable 7に示す。

(4) 財務分析手法

収益性の分析方法としてFinancial Internal Rate of Return (FIRR)を採用した。

○FIRR on I (FIRR on Investment 投下資本内部収益率)

FIRR on Iとは全投下資金を自己資金でまかなうと仮定した場合のIRRのことであり，借入金の融資条件，自己資本比率の変化などの影響を除外したプロジェクト本来の採算性を示す指標である。

○FIRR on E (FIRR on Equity 自己資本内部収益率)

FIRR on Eとは投資金に対するIRRを示し，融資分を除いた資本金のみの採算性を示す指標である。

FIRR on IとFIRR on Eを求める式については詳細版を参照願い度い。

Table 6 Sales Volume and Revenue

	LPG			Gasoline (P)			Gasoline (R)			Kerosene/Jet Fuel		
	1y	2y	3y - 20y	1y	2y	3y - 20y	1y	2y	3y - 20y	1y	2y	3y - 20y
Prod. Q'ty (bbl)	531,300	683,100	759,000	1,386,000	1,782,000	1,980,000	1,386,000	1,782,000	1,980,000	875,489	1,125,628	1,250,698
Unit Price (Quetzal/bbl)	28.548	28.548	28.548	48.132	48.132	48.132	46.578	46.578	46.578	48.930	48.930	48.930
Revenue (10^3 Quetzales/y)	15,168	19,501	21,668	66,711	85,711	95,301	64,557	83,002	92,225	42,838	55,077	61,197

	Gas Oil			Fuel Oil			Asphalt			Total		
	1y	2y	3y - 20y	1y	2y	3y - 20y	1y	2y	3y - 20y	1y	2y	3y - 20y
Prod. Q'ty (bbl)	2,445,654	3,144,413	3,493,792	1,869,427	2,403,549	2,670,610	138,600	178,200	198,000			
Unit Price (Quetzal/bbl)	45.402	45.402	45.402	27.832	27.832	27.832	27.832	27.832	27.832			
Revenue (10^3 Quetzales/y)	111,038	142,763	158,625	52,030	66,896	74,328	3,858	4,960	5,511	356,200	457,970	508,855

Note: o 1y = 1989, 2y = 1990, 3y - 20y = 1991 - 2008

o The revenue in the table is not adjusted by the changes of inventory and account receivable caused by the change of operating rate.

Table 7 Production Cost

(Unit: 10^3 Quatzales)

Year	Operating Cost			Depreci-ation	Amorti-zation	Interest	Total
	Variable Cost	Fixed Cost	Sub Total				
1	252,735	28,076	280,811	63,923	8,778	67,796	421,308
2	324,945	28,076	353,021	63,923	8,778	70,242	495,964
3	361,054	28,076	389,126	63,923	8,778	68,092	529,919
4	361,050	28,076	389,126	63,923	8,778	65,350	527,177
5	361,050	28,076	389,126	63,923	8,778	60,994	522,821
6	361,050	28,076	389,126	63,923	7,198	56,637	516,884
7	361,050	28,076	389,126	63,923	7,198	52,280	512,527
8	361,050	28,076	389,126	63,923	7,198	47,924	508,171
9	361,050	28,076	389,126	63,923	7,198	43,567	503,814
10	361,050	28,076	389,126	63,923	7,198	39,210	499,457
11	361,050	28,076	389,126	6,314	7,198	34,853	437,491
12	361,050	28,076	389,126	6,314	7,198	30,497	433,135
13	361,050	28,076	389,126	6,314	7,198	26,140	428,778
14	361,050	28,076	389,126	6,314	7,198	21,783	424,421
15	361,050	28,076	389,126	6,314	7,198	17,427	420,065
16	361,050	28,076	389,126	0	0	13,070	402,196
17	361,050	28,076	389,126	0	0	8,713	397,839
18	361,050	28,076	389,126	0	0	4,356	393,482
19	361,050	28,076	389,126	0	0	0	389,126
20	361,050	28,076	389,126	0	0	0	389,126

Note: The operating cost in the table is not adjusted by the changes of inventory and account payable caused by the operating rate.

(5) 財務分析結果

○収益性

本計画の収益性をTable 8に示す。

Table 8 FIRR for Base Case

FIRR on I (%)	FIRR on E (%)
11.2	17.6

Table 8からFIRR on Iは11.2%であり，本計画の収益性はそれ程高くはないが採算の取れる計画であることを示している。またFIRR on Eは17.6%であり，借入れ金利の9%を上廻っている。

○現金流入表

年度別資金繰りをTable 9に示す。Table 9から操業開始年のみ現金が不足し短期借入金の借入れを行なう必要が生ずるが，3年目には返済を完了する。その後現金の不足状態になることはなく財務的に健全な状態になる。

○主要財務指標

各操業年度における主要財務指標をTable 10に示す。

(6) 感度分析

基本ケースに対し，次の要因につき，数値を変化させ，感度分析を行なった。

○建設費の変化 (±10%)

○販売価格の変化 (±10%)

○原油価格の変化 (±10%)

○変動費の変化（原油を除く） (±20%)

○固定費の変化 (±20%)

○金利の変化 (金利4%，14%)

○資本金の変化 (資本金，20，30，40%)

感度分析の結果は次のとおりである。なおここでは建設費の変化，販売価格の変化，原油価格の変化について結果を述べる。他の要因の変化については詳細版を参照願い度い。

○建設費の変化

建設費が±10%増減した場合の内部収益率の変化をTable 11に示す。

Table 9 Cash Flow (After commercial operation)

(Unit: 10^3 Quetzales)

Year	Sources of Fund				Application of Fund				
	Sales*2 Income	Long Term Loan	Short Term Loan	Total	Operating*3 Cost	Interest	(For S.T.L.)	Total	Balance
1	297,507	0	40,771	338,277	270,481	67,797	(2,446)	338,277	0
2	439,176	0	-17,924	421,252	351,009	70,243	(4,893)	421,252	0
3	499,892	0	-22,846	477,045	387,919	68,092	(2,742)	456,011	21,035
4	508,566	-48,408	0	460,158	389,260	65,350	0	454,611	5,547
5	508,855	-48,408	0	460,447	389,126	60,994	0	450,120	10,327
6	508,855	-48,408	0	460,447	389,126	56,637	0	445,763	14,683
7	508,855	-48,408	0	460,447	389,126	52,280	0	441,407	19,040
8	508,855	-48,408	0	460,447	389,126	47,924	0	437,050	23,397
9	508,855	-48,408	0	460,447	389,126	43,567	0	432,693	27,753
10	508,855	-48,408	0	460,447	389,126	39,210	0	428,336	32,110
11	508,855	-48,408	0	460,447	389,126	34,853	0	423,980	36,467
12	508,855	-48,408	0	460,447	389,126	30,497	0	419,623	40,824
13	508,855	-48,408	0	460,447	389,126	26,140	0	415,266	45,180
14	508,855	-48,408	0	460,447	389,126	21,783	0	410,910	49,537
15	508,855	-48,408	0	460,447	389,126	17,427	0	406,553	53,894
16	508,855	-48,408	0	460,447	389,126	13,070	0	402,196	58,251
17	508,855	-48,408	0	460,447	389,126	8,713	0	397,839	62,607
18	508,855	-48,408	0	460,447	389,126	4,356	0	393,483	66,964
19	508,855	0	0	508,855	389,126	0	0	389,126	119,729
20	508,855	0	0	508,855	389,126	0	0	389,126	119,729

Note: 1. The last figures in each number are not adjusted, since this table is summary of cash flow from computer output.

2. The figures of sales income are the adjusted numerals by the changes of inventory and account receivable.

3. The figures of operating cost are the adjusted numerals by the changes of inventory and account payable.

Table 10 Major Financial Indices

Year	Profitability Indices			Stability Indices	
	Profit on Sales (%)	Profit on Capital (%)	Profit on Equity (%)	Net Worth Ratio	Currency Ratio
-3	—	—	—	45.0	—
-2	—	—	—	13.9	—
-1	—	—	—	8.6	—
1	-19.3	-9.0	-96.7	0.3	1.2
2	-8.7	-5.3	-57.9	-5.0	1.9
3	-4.3	-2.9	-32.0	-8.4	4.2
4	-3.6	-2.4	-27.0	-12.2	4.5
5	-2.7	-1.9	-26.0	-16.1	4.8
6	-1.6	-1.1	-11.8	-19.4	5.3
7	-0.7	-0.4	-5.4	-22.4	6.0
8	0.1	0.1	1.0	-24.8	6.7
9	1.0	0.7	7.4	-26.4	7.7
10	1.9	1.3	13.8	-26.6	8.8
11	13.5	9.2	100.1	-5.4	9.9
12	14.9	10.1	111.5	15.1	11.3
13	15.7	10.7	117.9	33.5	12.8
14	16.6	11.3	124.4	49.8	14.5
15	17.5	11.9	130.8	64.0	16.3
16	20.9	14.2	156.7	76.7	18.3
17	21.8	14.8	163.5	87.1	20.4
18	22.7	15.4	169.5	95.6	22.7
19	23.5	16.0	176.3	96.3	26.8
20	23.5	16.0	176.3	96.8	30.8

Table 11 FIRR Changes on Investment Cost

(Unit: %)

	+10%	Base Case	-10%
FIRR on I	10.2	11.2	12.4
FIRR on E	13.6	17.6	22.2

Table 11から建設費を10%減らした場合FIRR on Iは1.2%，FIRR on Eは4.6%高くなる。

○販売価格の変化

石油製品価格が±10%増減した場合の内部収益率の変化をTable 12に示す。

Table 12 FIRR Changes on Product Sales

(Unit: %)

	+10%	Base Case	-10%
FIRR on I	15.7	11.2	5.4
FIRR on E	33.8	17.6	Minus

Table 12から石油製品価格の変化は内部収益率に大きな影響を与える。たとえば価格が10%上昇した場合FIRR on Iは4.5%，FIRR on Eは16.2%高くなる。

○原油価格の変化

原油価格が±10%増減した場合の内部収益率の変化をTable 13に示す。

Table 13 FIRR Changes on Crude Cost

(Unit: %)

	+10%	Base Case	-10%
FIRR on I	7.4	11.2	14.5
FIRR on E	Minus	17.6	30.0

Table 13から原油価格の変化は内部収益率にかなり大きな影響を与える。もし原油価格が10%安くなればFIRR on Iは3.3%，FIRR on Eは12.4%高くなる。

感度分析の結果をFig. 16とFig. 17にまとめる。

Fig. 16 Summary of Sensitivity Analysis
(FIRR on I to Variation of Financial Parameters)

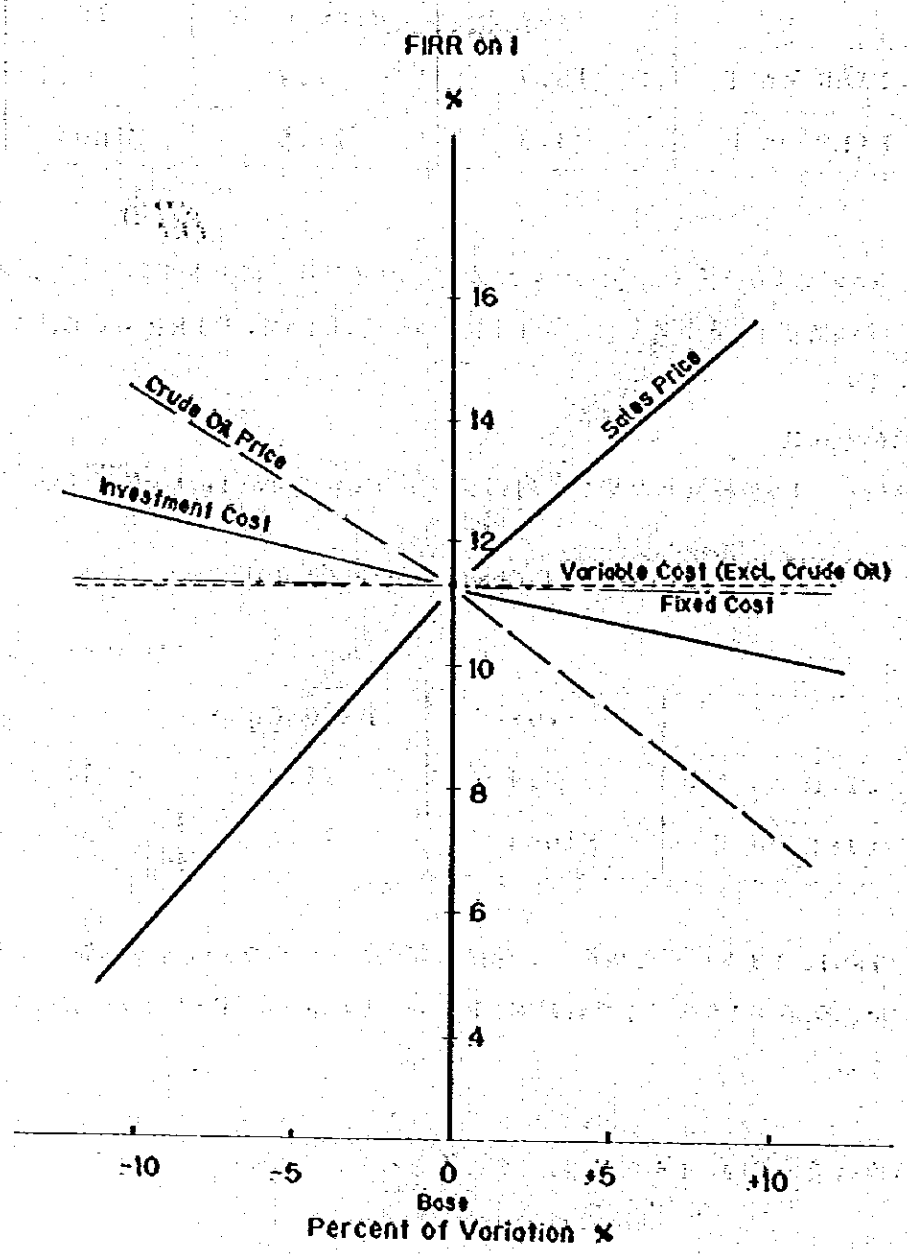
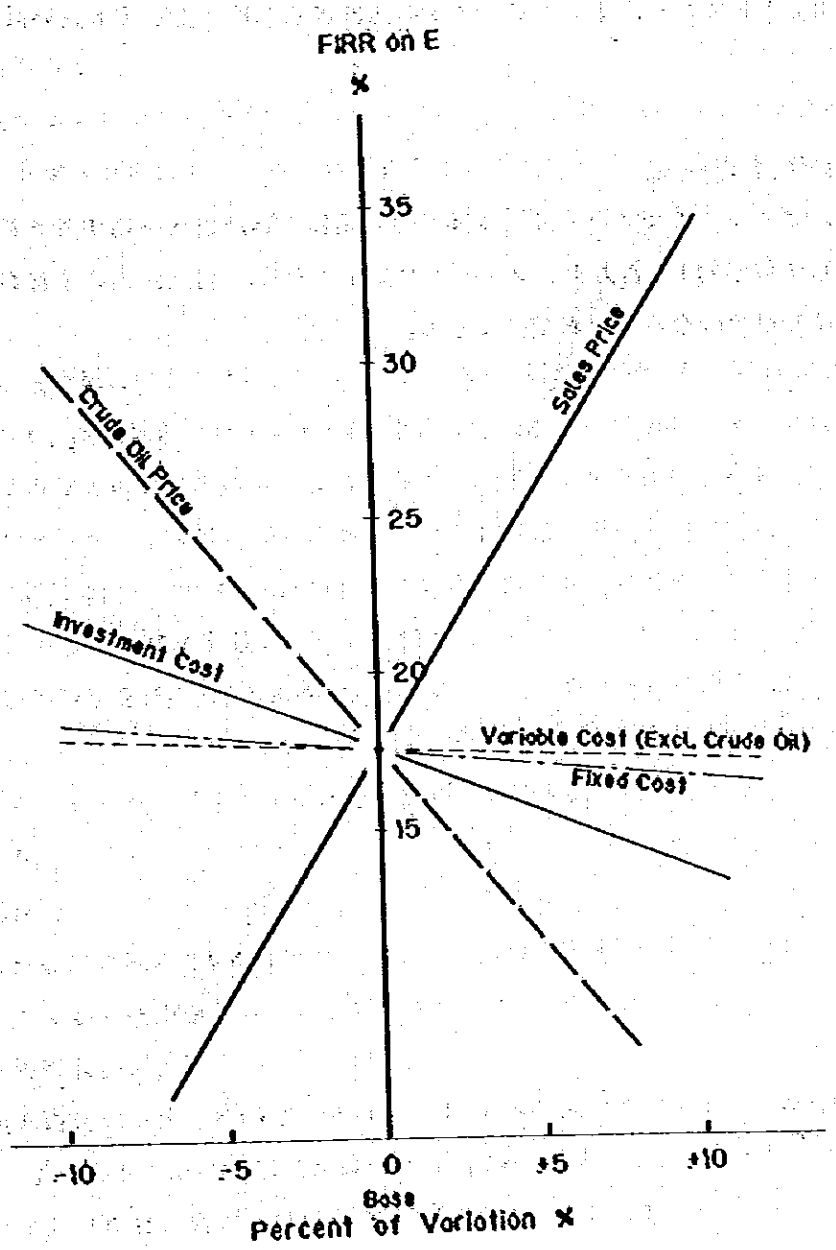


Fig. 17 Summary of Sensitivity Analysis
(FIRR on E to Variation of Fianncial Parameters)



IX. 社会経済分析

1. 経済的内部収益率

経済的便益と経済的費用から経済的内部収益率（EIRR： Economic Internal Rate of Return）を算出した結果EIRRは8.6%であった。

各種国際機関のガイドラインでは，経済的内部収益率に対するプロジェクト実施の判定基準を8%－12%としており，本プロジェクトの内部収益率は実施しても良い計画であることを示している。

2. その他の経済便益

新製油所，ターミナルおよびパイプラインの操業に伴い，直接雇用する543人に加え，設備の保全費として毎年約16百万ケッツァール発生するため，関連産業の業務が増大し，この関連産業における雇用機会の増大が期待できる。

X. 総合評価および勧告

本調査の終了に当り本編で総合評価を行なう。本計画が財務的に成り立つ条件としては，輸入機器類への関税が免除されること，事業主体への所得税が免除されることおよびグァテマラ原油が20年間平均して10,000bbl/d使用できること等が重要な鍵となる。以上の機器の関税および所得税の免除については，事業主体が国営で行なわれることをMEMに確認しており特に問題はないが，グァテマラ原油の採掘量については，新石油法による効果を十分把握しながら今後の推移を注目する必要がある。

新製油所で採用するプロセスは商業的に実証済であり，サイトの状況，インフラストラクチャーの整備状況，グァテマラの技術レベル等いずれも本計画を実施する上で妨げる要因とはならない。また石油製品の需要予測結果は，新製油所の石油製品生産規模が適正であることを裏付けている。

(1) 技術評価

新製油所の原油処理能力は40,000bbl/dであり，石油製品需要との関係から重質油分解プロセスとして，流動接触分解プロセスおよび沸騰床式水素化分解プロセスを採用した。この両プロセスは商業的に実証済のプロセスであるが，グァテマラには現存していないプロセスである。但しグァテマラでは，現在既設製油所が低稼動率ではあるが順調に稼動しており，本計画の実施に当り，グァテマラでは経験していない両プロセスに対して製油所要員の訓練，操業指導を行なうことにより技術移転が可能である。

すなわち，新製油所を具体化するに当り技術面で特に問題ないと判断される。

(2) 財務評価

製油所，ターミナル，パイプラインを対象とし財務分析を実施した結果を要約すると次のとおりである。

1) 所要総資金

所要総資金は総額約794百万ケッツァール必要である。内訳は建設費が約673百万ケッツァールであり建中金利等他の必要資金が約121百万ケッツァールである。

2) 財務的内部収益率

投下資本内部収益率（FIRR on I）は1983年末の原油価格，石油製品価格を適用すると11.2%であり本計画の収益性はそれ程高くはないが，採算の取れる計画であることを示している。また自己資本内部収益率（FIRR on E）は17.6%であり，借入れ金利の9%を上廻っている。

また感度分析を実施した結果，石油製品の販売価格，原料価格の変化は収益率に大きな影

響を与え，建設費も収益率にかなり影響を与える。

代表的な指標である投下資本内部収益率（FIRR on I）に対する収益率の変化は次のとおりである。

○石油製品の販売価格	10% up	+4.5%
○原料価格	10% down	+3.3%
○建設費	10% down	+1.2%

(3) 経済評価

社会・経済分析を実施した結果を要約すると次のとおりである。

1) 経済的内部収益率

経済的内部収益率（EIRR）は86%であった。各種国際機関のEIRRに対するプロジェクト実施の判定基準が8－12%であることを考慮すると，実施しても良い計画であることを示している。

2) その他の経済便益

新製油所，ターミナルおよびパイプラインの操業に伴い直接雇用する543人に加え，設備の保全費として毎年約16百万ケッツァール発生するため，関連産業の業務が増大しこの関連産業における雇用機会の増大が期待できる。

(4) 総合評価

本計画の財務分析結果によれば，財務的内部収益率（FIRR on I）は11.2%でありそれ程収益性は高くはないが，採算の取れる計画であることを示している。また経済分析結果によれば経済的内部収益率（EIRR）は86%で実施しても良い計画であることを示し，またその他の経済便益として雇用機会の増大が期待できる。

現在グァテマラ経済がコーヒー，綿等の農産物に大きく依存し，天候や農産物の市況に左右される経済構造であり，工業化を指向していることを考慮すると本製油所計画は事業実施に移されることが望ましいが，一方で本計画の所要資金が約794百万ケッツァールと巨額であることから，国家経済的な見地から本計画取上げの可否についての検討が必要であろう。

(5) 勧告

1) 事業主体の確立

新製油所のContractorを1986年初めには決定する必要があり，このためには事業主体を早期に確立し計画を推進する必要がある。

2) 石油開発への刺激策

本計画はグァテマラ国産原油を毎年3,300,000bbl/y処理することで計画されている。従って1983年施行された新石油法によるグァテマラ原油の採掘量を常に把握し，必要な場合には石油開発業者の意欲を更に刺激する必要がある。

3) 原油価格，製品価格が本計画の収益性に与える影響

財務分析の中で原油価格，製品価格が収益性に与える影響を感度分析した結果，両価格が収益性に非常に大きな影響を与えることが判明した。

例えば原油価格が10%上がるとFIRR on Iは11.2%から7.4%と低くなり，石油製品価格が10%下がるとFIRR on Iは11.2%から5.4%に低下し，どちらの場合も本計画が財務面で魅力のない計画となる。

従って1983年末の原油価格，石油製品価格を前提とした場合本計画は採算がとれるが，両価格の推移によっては魅力のない計画に変わる可能性があり，今後の原油価格の推移，石油製品価格の推移に十分留意する必要がある。

JICA