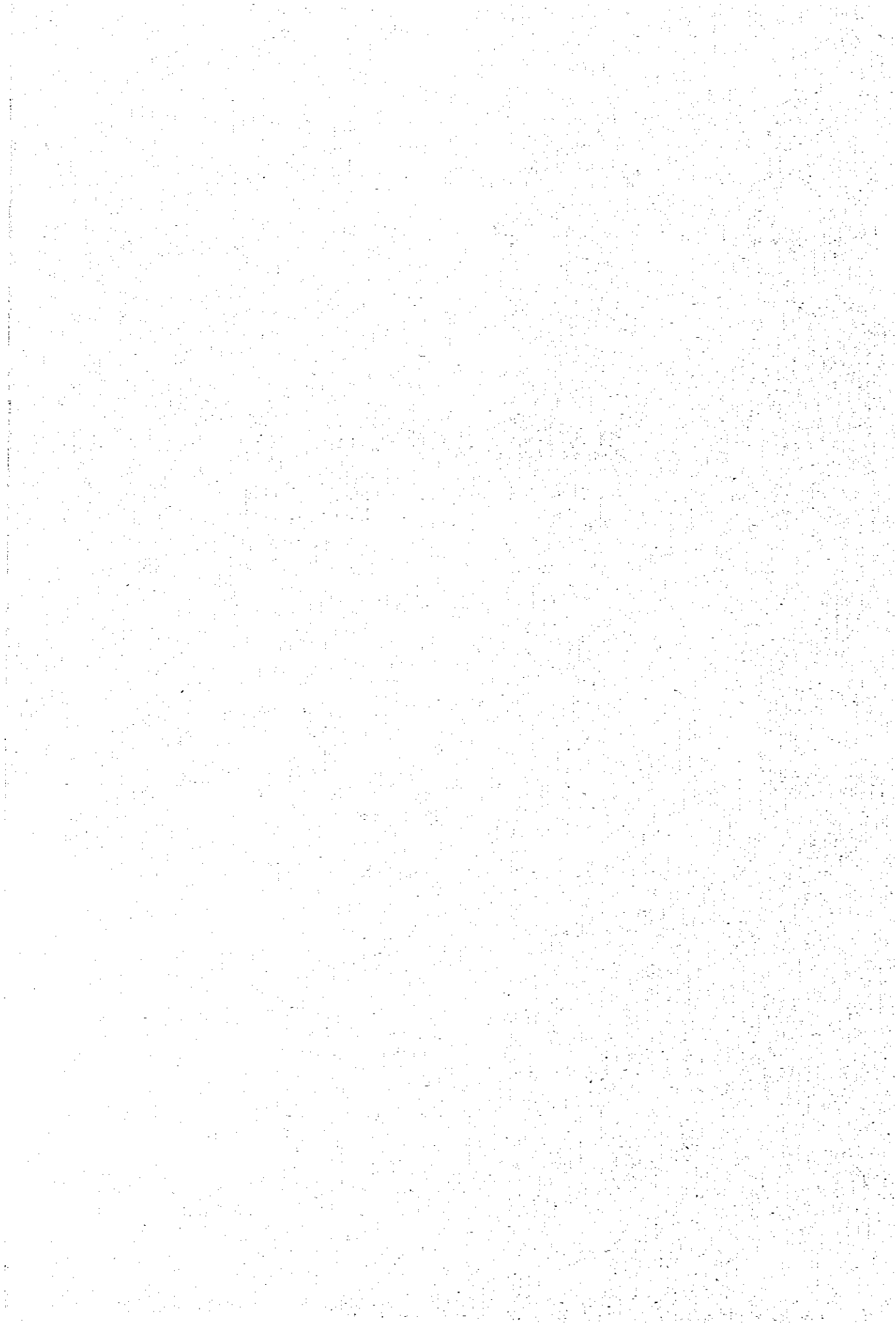


第Ⅸ編 操業計画



第Ⅸ編 操 業 計 画

1. 石油製品の需要と供給

新製油所の稼働率は

初年度	70%
2年度	90%
3年度以降	100%

で計画されている。

グアテマラにおける石油製品の需要と製油所からの石油製品生産量（新製油所および Texas Petroleum Co.）を対比して Table K-1 に示す。

Table K-1 から次のことが解る。

- (1) 軽油は、新製油所が稼働しても、かなり不足し輸入が必要である。
- (2) ガソリン、灯油・ジェット燃料および重油については、新製油所稼働後5年間位若干余剰気味となるため、Texas Petroleum Co. 製油所または新製油所の稼働率を下げる必要がある。
- (3) 稼働後13年経過する2002年頃には、不足する製品の合計量が $12,600 \times 10^3 \text{ bbl/y} = 38,000 \text{ bbl/d}$ となるので次の新製油所の建設を検討する必要がある。

Table IX-1 Demand-Supply Projection

(Unit 10³ 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	820	859	891	924	959	995	1,032	1,071	1,111	1,152	1,193	1,240	1,287	1,335	1,383	1,436	
Gasoline	3,584	3,696	3,830	4,040	4,250	4,470	4,698	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	1,244	1,387	1,532	1,678	1,826	1,976	2,128	2,282	2,439	2,597	2,757	2,920	3,086	3,254	3,425	3,598	3,775	3,955	4,138	
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	13,426	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	112	113	113	113	113	113	114	
Supply																					
New Refinery LPG	531	583	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
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	-3,295	-3,707	-4,145	
Kerosene & Jet Fuel	-105	-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	-1,392	-1,736	-2,111	-2,503	-2,915	-3,349	-3,807	-4,290	-4,794	-5,328	-5,890	-6,481	-7,101	-7,759	-8,446	-9,172	-9,937	-10,738	
Fuel Oil	-86	-373	-379	-100	-306	-512	-647	-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	-67	-67	-67	-67	-66	-66	-66	-66	-66	-66	-66	-65	-65	-65	-65	-65	-65	-64	

2. 組織・人員

2.1 製油所

製油所の組織・人員を検討するに当り、次の要因を考慮する必要がある。

- 製油所の規模・内容
- 労働力の質と量
- 地理的条件

本製油所は原油処理能力はそれ程大きくはないが、分解プロセスとして流動接触分解装置および撈昇床式水素化分解装置を有し、プロセス上はやや複雑な構成となっている。また製油所の立地である EI Rancho は工業地域でないため、製油所の保守管理は製油所の人員で実施せざるを得ない。

従って以上の2点から必要人員は多めとなり、総人員は508名必要である。

Fig.K-1に製油所の組織・人員を示す。

製油所は所長・副所長の下に製造部、工務部、管理部を配した。

- 製造部

製油設備、用役設備、出荷設備の運転および生産管理と製品の品質管理を担当する。

- 工務部

製油設備、用役設備、出荷設備の保守管理を担当する。

- 管理部

総務・人事・経理・購買・安全関係事項を担当する。

2.2 ターミナル・パイプライン

パイプラインのブースターステーションは自動運転としたため必要人員は3名にすぎない。またブースターステーションの運転はターミナルの運転と関係が深いためパイプラインの運転要員はターミナル組織に含めることとした。

Fig.K-2にターミナルおよびパイプラインの組織・人員を示す。必要人員は

- ターミナル 32名
- パイプライン 3名

の35名である。

Fig. IX-1 Organization of Oil Refinery

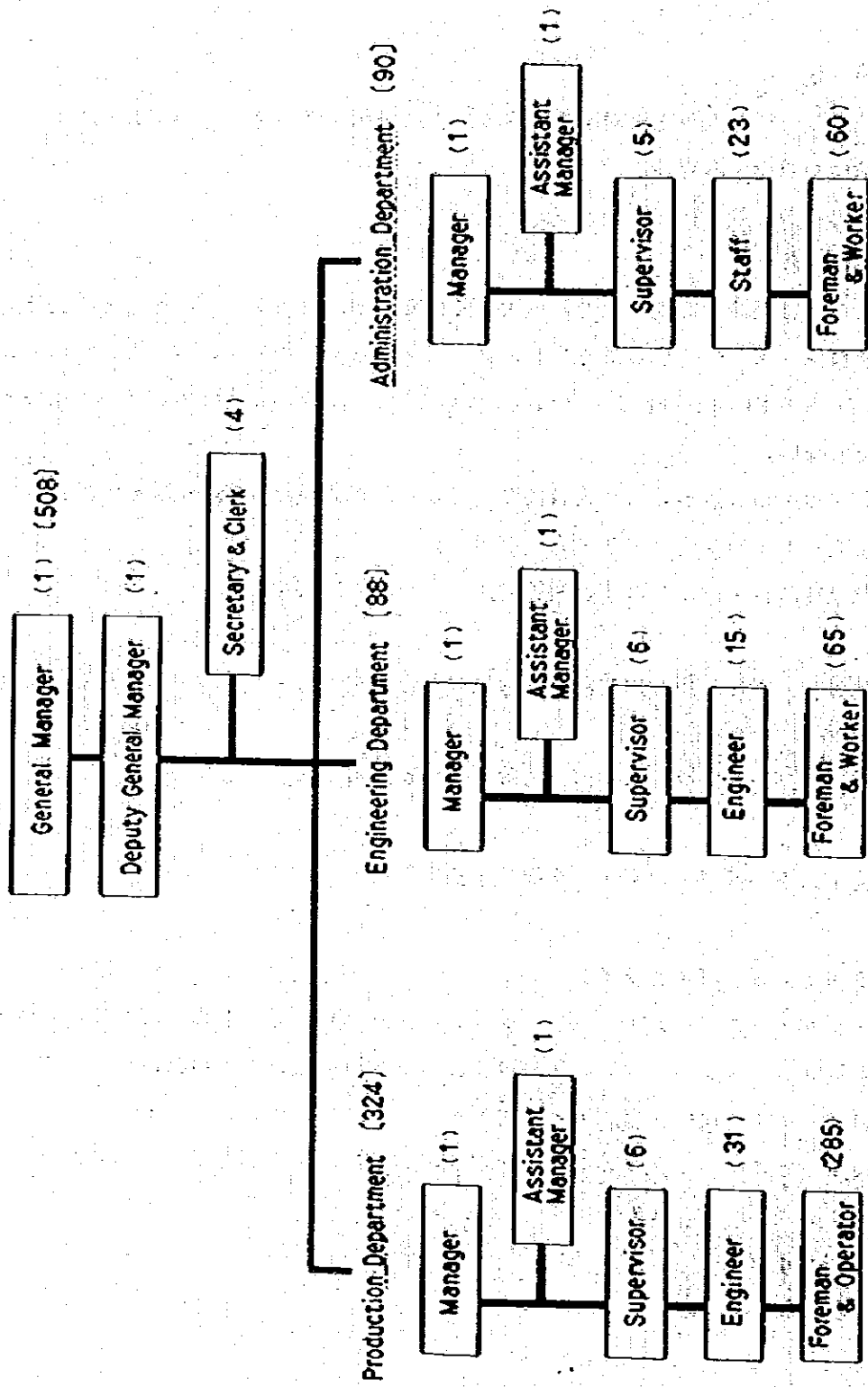
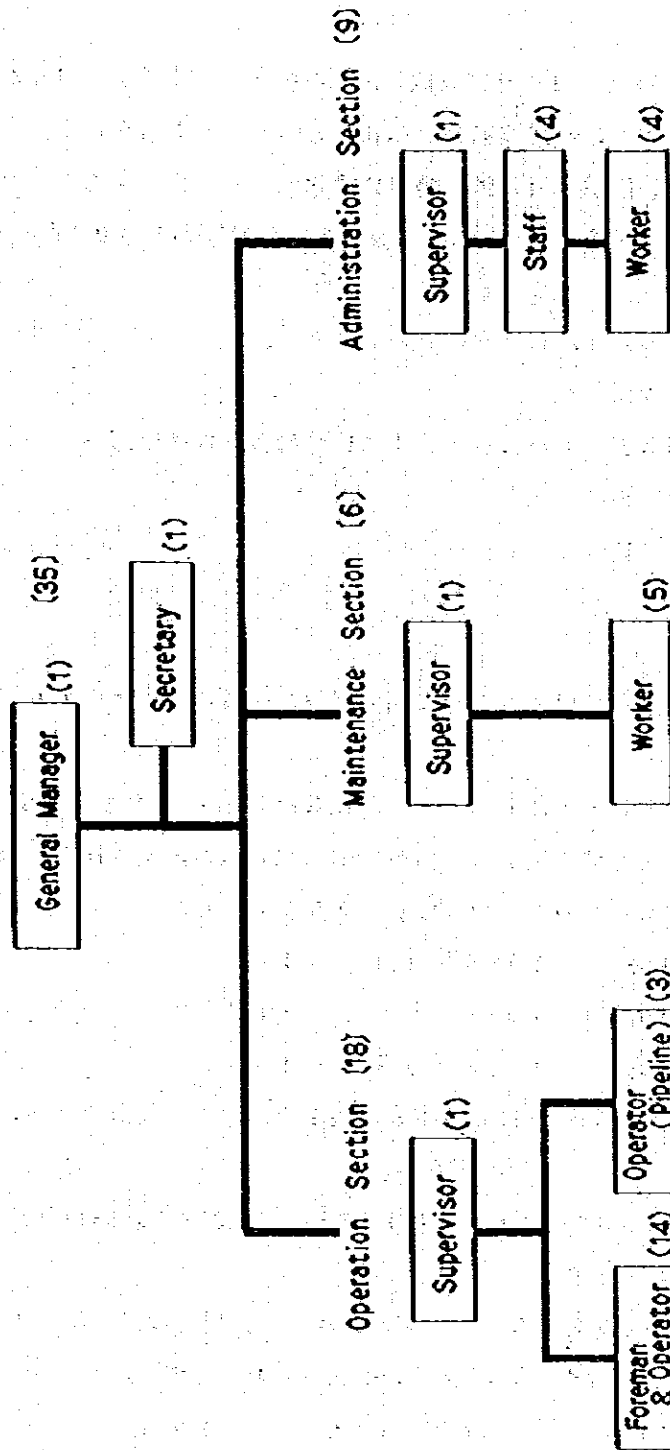


Fig. IX-2 Organization of Terminal & Pipeline



3. 操業指導・訓練計画

3.1 操業指導

新製油所は1988年10月に完成し、その後3ヶ月間試運転が行なわれる。操業指導は Contractor によりこの試運転の運転指導という形で実施される。本製油所は現在グアテマラでは未経験の流動接触分解装置、沸騰床式水素化分解装置を備えており、またこの両装置の運転技術は比較的高度であることから、操業指導の必要動員数は100人×3ヶ月=300人・月が必要である。

この操業指導の重点項目は次のとおりである。

- 製油所の円滑な試運転
- 流動接触分解装置および沸騰床式水素化分解装置の運転指導
- 機器類の取扱い指導
- Performance Guarantee

3.2 訓練計画

新製油所の従業員に対する訓練は国外訓練と国内訓練に大別する。

(1) 国外訓練

国外訓練を1988年に実施する。訓練員はForemanを中心とする50名から成り、3グループに分け3ヶ月間実施する。国外訓練は試運転が開始される1988年10月までには終了させる必要があるため訓練計画は次のとおりとする。

1988年1月 - 1988年3月 17名

1988年4月 - 1988年6月 17名

1988年7月 - 1988年9月 16名

訓練生は訓練期間以外は製油所の建設工事に参画し技術の修得に努めることが必要である。

(2) 国内訓練

国内訓練は1987年11月から1988年に実施する。訓練員はForeman、Operatorから成り、100名とする。

国内訓練は100名を5グループに分け2ヶ月間既設製油所であるTexas Petroleum Co.で行なうことが望ましい。訓練計画は次のとおりとする。

1987年11月 - 1987年12月 20名

1988年1月 - 1988年2月 20名

1988年3月 - 1988年4月 20名

1988年5月 - 1988年6月 20名

1988年 7月 - 1988年 8月 20名

訓練期間以外は製油所の建設工事に参画し、技術の修得に努めるものとする。

Motion in Two Dimensions

1. An object is launched from the origin (0,0) with an initial velocity v_0 at an angle θ above the horizontal. The object follows a parabolic path under the influence of gravity g . The horizontal distance traveled is x and the vertical distance is y .

2. The horizontal motion is uniform, with constant velocity $v_x = v_0 \cos \theta$. The vertical motion is uniformly accelerated, with acceleration $a_y = -g$.

3. The horizontal displacement is given by $x = v_0 \cos \theta t$. The vertical displacement is given by $y = v_0 \sin \theta t - \frac{1}{2} g t^2$.

4. The time of flight T is the time when the object returns to the horizontal axis ($y=0$), which is $T = \frac{2 v_0 \sin \theta}{g}$.

5. The range R is the horizontal distance traveled during the time of flight: $R = v_0 \cos \theta T = \frac{2 v_0^2 \sin \theta \cos \theta}{g} = \frac{v_0^2 \sin 2\theta}{g}$.

6. The maximum height H is reached at $t = \frac{v_0 \sin \theta}{g}$ and is given by $H = \frac{v_0^2 \sin^2 \theta}{2g}$.

7. The velocity components at any time t are $v_x = v_0 \cos \theta$ and $v_y = v_0 \sin \theta - g t$.

8. The magnitude of the velocity is $v = \sqrt{v_x^2 + v_y^2}$ and the direction is $\theta = \tan^{-1} \left(\frac{v_y}{v_x} \right)$.

9. The trajectory is a parabola opening downwards, with its vertex at $x = \frac{R}{2}$ and $y = H$.

10. The path length s is the distance traveled along the parabolic arc, which can be calculated using the arc length formula for a parabola.

11. The area under the parabolic path is $A = \frac{1}{2} R H$.

12. The time to reach the maximum height is $t_{up} = \frac{v_0 \sin \theta}{g}$.

13. The time to reach the range R is $t = \frac{v_0 \sin 2\theta}{g}$.

14. The angle of the velocity vector at the end of the flight is $\theta = -\theta$.

15. The horizontal distance traveled is $x = v_0 \cos \theta t$.

16. The vertical distance traveled is $y = v_0 \sin \theta t - \frac{1}{2} g t^2$.

17. The horizontal velocity is $v_x = v_0 \cos \theta$.

18. The vertical velocity is $v_y = v_0 \sin \theta - g t$.

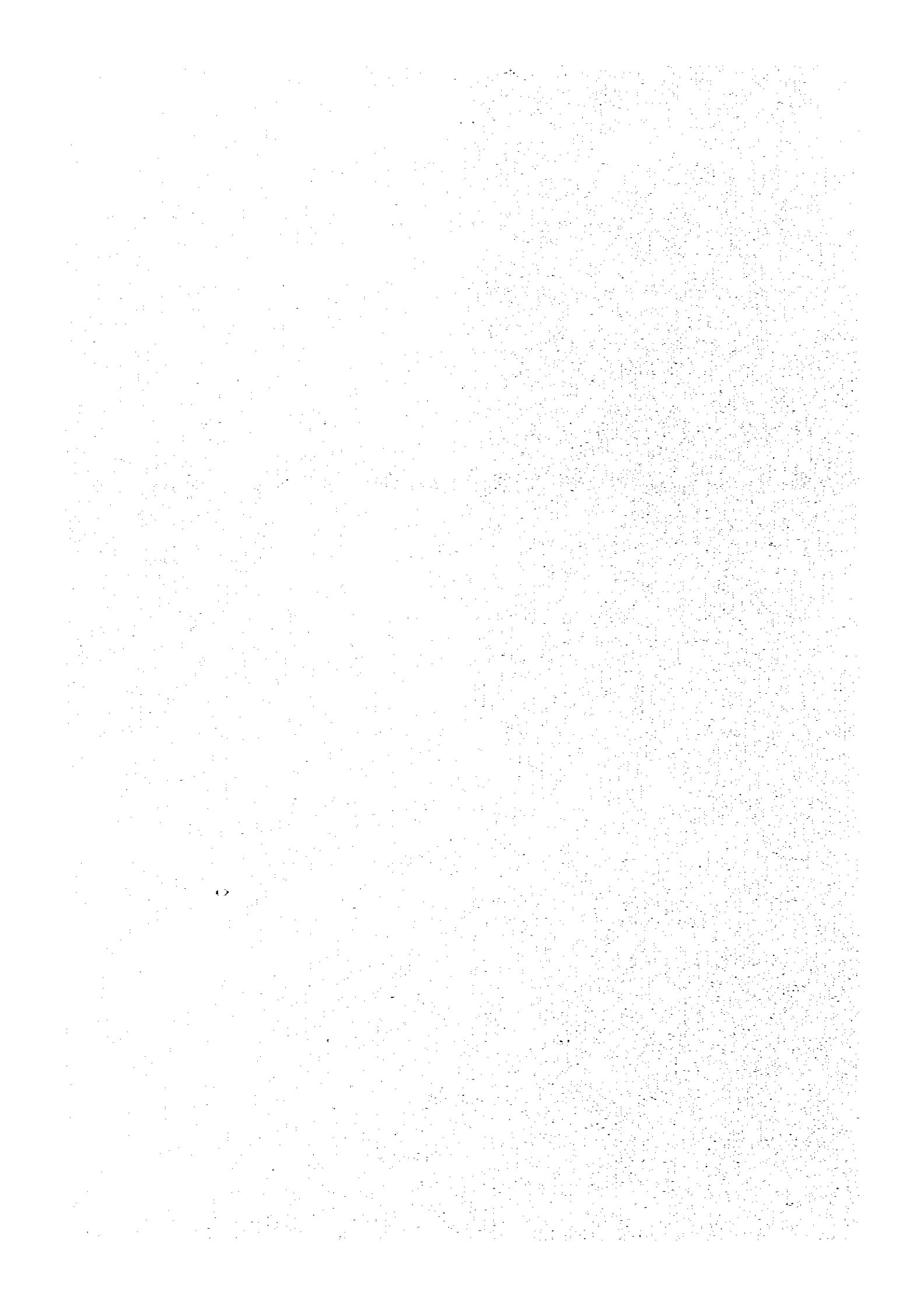
19. The magnitude of the velocity is $v = \sqrt{v_x^2 + v_y^2}$.

20. The direction of the velocity is $\theta = \tan^{-1} \left(\frac{v_y}{v_x} \right)$.

21. The horizontal distance traveled is $x = v_0 \cos \theta t$.

22. The vertical distance traveled is $y = v_0 \sin \theta t - \frac{1}{2} g t^2$.

第X編 財務分析



第 X 編 財 務 分 析

本編では本計画の財務分析を行なった。

本財務分析の手法は所要総資金、製品の製造コストなどの費用と製品の販売収入を基に収益表、現金流入表、損益計算書などを求め、これら諸表を基に内部収益率（IRR： Internal Rate of Return）を算出し、評価した。

1. 所要総資金と資金調達検討結果

所要総資金とは商業運転を開始するまでに投下される資金の総計であり、所要総資金の計算結果を Table X-1 にまとめた。なお、これらの検討に用いた主要前提条件は次のとおりである。

- 価格の基準 : 1983年の価格を基準とし、インフレーションは見込まない。したがって、建設費に関しても1983年固定価格とした。
- 通貨と換算率 : グアテマラの通貨であるクヱツァールで表示する。
1クヱツァール=1US\$=235yenの換算率を用いた。
- 工場建設方式 : 契約形態はLump Sum方式とした。
- 輸入機器の関税 : 新製油所の事業主体が国営で計画されているため無税とした。

Table X-1 Total Capital Requirement

(Unit: 10³ 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

1.1 建設費

製油所、ターミナルおよびパイプラインの建設費は既に第Ⅳ編4章に述べたが、各年度の投資額は下記のとおりである。

Table X-2 Investment Schedule

(Unit: 10³ Quetzales)

Year	-3y	-2y	-1y	Total
Land Acquisition	2,642	0	0	2,642
Refinery Construction Cost	34,662	291,344	181,952	507,958
Terminal Construction Cost	42,161	24,337	1,637	68,135
Pipeline Lining Cost	13,983	33,336	47,384	94,703
Total	93,448	349,017	230,973	673,438

(Note: -3y = 1986, -2y = 1987, -1y = 1988)

1.2 操業前費用

操業前費用は建設期間中に発生する以下の費用を含む。その推定結果をTable X-3に示す。

Table X-3 Preoperating Expense

(Unit: 10³ Quetzales)

Year	-3y	-2y	-1y	Total
Training Cost	0	0	550	550
Administration Cost	249	1,753	4,488	6,490
Test Run Expense	0	0	858	858
Total	249	1,753	5,896	7,898

(Note: -3y = 1986, -2y = 1987, -1y = 1988)

(1) 委員訓練費用

委員訓練費用は第Ⅳ編操業計画第3章の国外訓練者を対象とし訓練対象者(50人×3ヶ月)に要する海外生活費、渡航費およびトレーナーに支払う費用を計上した。

(1,000クヅツァール)

海外生活費	450
渡航費用	50
トレーナー費用	50
合計	550

(2) 管理費

事業主体が建設中に雇用する要員に対し支給する給与と間接費を管理費として計上した。

Table X-4 Administration Cost

(Unit: 10³ Quetzales)

Year	-3y	-2y	-1y	Total
General Manager	71	71	71	213
Secretary	18	18	36	72
Manager	160	160	160	480
Supervisor	0	605	605	1,210
Engineer and Staff	0	614	1,299	1,913
Foreman	0	285	1,139	1,424
Operator	0	0	1,178	1,178
Total	249	1,753	4,488	6,490

(Note: -3y = 1986, -2y = 1987, -1y = 1988)

(3) 試運転補助費

試運転補助費は試運転時に消費される助剤、用役費等である。試運転期間は3ヶ月とし、この間に消費される助剤および用役費等は、全負荷運転時のそれぞれ50%とした。ただし試運転期間中に使用する原料費は、得られた製品販売額と見合うこととし計上しなかった。検討の結果、試運転補助費は858千クヅツァールとなった。

(4) 特許料および燃料・助剤初期充てん費用

特許料と充てんされる燃料および助剤の費用は製油所建設費に含まれた。

1.3 運転資金

運転資金とは企業が日常の生産活動を支障なく続けるために必要な資金であり、通常、初期運転資金と操業後運転資金に分けられる。本調査では運転資金として初期運転資金のみ計上した。操業後運転資金としては原料在庫額、製品在庫額および未収金の合計から未払い金を差し

引いた額と定義し財務諸表の中に繰り込んだ。

(1) 初期運転資金

○ 手持ち現金

原油代を除く、操業開始初年度の変動量の約1ヶ年分相当を手持現金として準備するものと仮定した。

(2) 操業後運転資金

○ 原料在庫額

原油の平均在庫量を15日分と想定して算出し、原油コストを乗じて原料在庫額を求めた。

○ 製品在庫額

製品在庫を15日分とし、それに生産費をかけて製品在庫額を算出した。

○ 未収金

売り上げの受け取り猶予期間として1.5ヶ月を想定し、総売上高の1.5ヶ月分を未収金として計上した。

○ 未払い金

原油代の支払い猶予期間を1ヶ月とおき、未払い金を算出した。

1.4 資金調達計画と建中金利

建中金利を計算するため以下の条件を設定した。

(1) 資本金

建設費の10%を自己資金にあたる払込み資本金でまかなうものとした。

(2) 長期借入金借入れ条件

所要総資金(建中金利を除く)のうち自己資金でまかなえない部分を長期借入金とし、この長期借入金に対する建設期間中の金利を建中金利とした。金利および元金の返済条件は次のとおりとした。

金利 : 年率9%

元金返済 : 3年間据置の後、元金均等返済期間15年15回の条件で返済

1.5 払込み計画

所要総資金の払込み計画をTable X-5に示す。

Table X-5 Disbursement Schedule

(Unit: 10³ Quetzales)

Year	-3y	-2y	-1y	Total
Refinery	36,768	291,344	181,952	510,064
Terminal	42,697	24,337	1,637	68,671
Pipeline	13,983	33,336	47,384	94,703
Preoperating Expense	249	1,753	5,896	7,898
Initial Working Capital	0	0	4,711	4,711
Interest during Contraction	4,878	37,741	65,350	107,969
Total	98,575	388,511	306,930	794,016

(Note: -3y = 1986, -2y = 1987, -1y = 1988)

2. 運転費用

本章では本計画に必要となる運転費用をまとめた。

運転費用は変動費および固定費から成り、変動費には原料費、助剤・触媒費、用役費が含まれるものとした。Table X-6に運転費用を示す。

Table X-6 Operating Cost

(Unit: 10³ 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)

(i) 原料費

原料費は各年の原油処理量に下記の原油単価を乗じて算出した。

グアテマラ原油	2648	ケッツァール / bbl
マヤ原油	2349	ケッツァール / bbl
イスマス原油	3041	ケッツァール / bbl

各年度の原油処理量および原料費は次のとおりである。

	原油処理量 (bbl/d)			原料費
	グアテマラ	マヤ	イスマス	(10 ³ クヅツター/M/y)
初年度	7,000	10,500	10,500	247,932
2年度	9,000	13,500	13,500	318,770
3年度以降	10,000	15,000	15,000	354,189

(2) 助剤・船煤費

助剤・船煤費を Table X-7 に示す。

Table X-7 Chemical and Catalyst

(Unit: 10³ Quetzales/y)

Chemical	
Refinery	788
Terminal	68
Pipeline	9
Sub-Total	865
Catalyst for Refinery Operation	
Fluid Catalytic Cracking Unit	657
Ebullated-Bed Hydrocracking Unit	1,007
Catalytic Reforming Unit	113
Naphtha HDS and Perox Unit	26
Kerosene/Gas Oil HDS Unit	68
Hydrogen Production Unit	183
Sub-Total	2,054
Grand Total	2,919

(3) 用役費

製油所内における水、電気、燃料等は自給するものとして計上しなかった。

一方、ターミナルおよびパイプラインの操業に必要な用役費を Table X-8 に示す。

Table X-8 Utility

(Unit: 10³ Quetzales/y)

Terminal Gas Oil	1,221
Electricity	2
Pipeline Gasoline	753
Gas Oil	1,966
Total	3,942

(4) 労務費

本計画に必要な所要人員は第Ⅱ編 2 章にて述べたが、要員を下記のように分類した。

合計数 (543人)	{	直接要員(441人)
		間接要員(102人)

直接要員は班長以下とし、間接要員はエンジニア以上とした。なお、本調査では労務費は直接要員の人件費とし、間接要員の人件費は後述する工場管理費に含むものとした。またこの人件費には、ボーナス、社会保障費などを含み、これらは要員に支払われる賃金の4831¢とした。直接要員の労務費を Table X-9 に示す。

Table X-9 Direct Labor Cost

(Unit: 10³ Quetzales/y)

Foreman (80 persons)	1,139
Operator (331 persons)	2,357
Worker (30 persons)	160
Total (441 persons)	3,656

(5) 工場管理費

1) 間接要員人件費

間接要員人件費としては工場長以下管理部門などの要員とエンジニア以上の要員の人件費を計上した。人員数は合計102であり、計算結果を Table X-10 に示す。

Table X-10 Indirect Personnel Expense

(Unit: 10³ Quetzales/y)

General Manager (1 person)	71
Deputy Manager (1 person)	62
Security (4 persons)	71
Manager (3 persons)	160
Assistant Manager (3 persons)	133
Supervisor (17 persons)	605
Engineer and Staff (73 persons)	1,299
Total (102 persons)	2,401

2) 事務所およびその他の経費

事務所およびその他の経費は、事務用品、通信、旅費に要する経費等から成り、その費用として年間1,500千クッツァールを計上した。

以上により工場管理費の総計は3,901千クッツァールである。

(6) 保全費

保全費として工場の運転による設備の摩耗、腐食、消耗などによる修理費用を計上した。

保全費は、土地代を除く製油所建設費の25%、ターミナル建設費の25%、パイプライン建設費の15%を見込み、年間15,823千クッツァールを計上した。

(7) 保険費

保険費は固定資産に対する火災保険を見込み、総建設費の0.7%とした。したがって年間保険費用は4,696千クッツァールである。

3. 財務分析

これまで述べてきた検討に基づき、下記の諸表を作成して財務分析を行なった。

- 損益計算書
- 現金流入分析表
- 貸借対照表

3.1 財務分析の主要前提条件

本計画の財務分析を行なうに必要な主要前提条件を以下にまとめる。

(1) プロジェクトの期間

建設期間 : 3年間

操業期間 : 20年間

(2) 価格の基準

財務分析で用いる建設費、製造コストおよび製品価格に関しては、1983年固定価格とし、インフレーションは見込まなかった。

(3) 原油処理能力

原油処理能力 40,000 bbl/d

(4) 稼働率

初年度 70%

2年度 90%

3年以降 100%

(5) 短期借入金

操業開始後資金不足が起きた場合、短期借入金でまかなうものとし、借入条件を以下のとおりとした。

金利 : 12%/y

返済 : 資金繰り上、黒字になり次第返済

(6) 減価償却

減価償却方法を Table X-11 に示す。

Table X-11 Depreciation and Amortization

	Depreciation period	Depreciation Method	Salvage value (1)
Pipeline	15y	Straight line	0
Machinery and Equipment for Plant	10y	Straight line	0
Field Work	10y	Straight line	0
Civil and Building	10y	Straight line	0
Pre-operating Cost	5y	Straight line	0
Interest during Construction	15y	Straight line	0

(7) 所得税

国による運営が計画されているので所得税は課されないものとした。

3.2 販売計画

(1) 生産計画

第Ⅱ編採業計画で述べたとおり、新製油所稼働後、5年間はグアテマラの石油製品需要に対して供給が若干余剰となるが本財務分析では需給アンバランスのバッファーは Texas Petroleum Co. で行なうものとし、新製油所は前章で述べたとおり、初年度70%、2年度90%、3年度以降100%で稼働するものとした。

(2) 販売量

本計画の実施によって生産される石油製品は全量が国内で販売されるものとした。

(3) 販売価格

工場出荷価格で石油製品を評価する。グアテマラでの調査の結果、各石油製品の価格は以下のとおりとした。

石油製品	クッツァール/bbl
LPG	28548
プレミアムガソリン	48132
レギュラーガソリン	46578
灯油、ジェット燃料	48930
軽油	45402
重油	27832
アスファルト	27832

アスファルト価格に関しては現場調査での結果では38035クッツァール/bblであるが、通常重油価格以下で取引されるので、本調査では重油と同価格とした。

以上の検討結果を Table X-12 に示す。

Table X-12 Sales Volume and Revenue

	LPC			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)	28.540	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: 0 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 X-15 Cash Flow 中の Sales Income を算出する為に Table X-12 Sales Volume and Revenue 中の revenue を、inventory と Account Receivable の変化を考慮に入れ補正した。その計算結果を下表に示す。

Sales Income of Cash Flow

	1y	2y	3y	4y	5y - 20y
Revenue (10 ³ Quetzales)	356,200	457,970	508,855	508,855	508,855
Prod. Qty (bbl)	8,632,470	11,098,890	12,332,100	12,332,100	2,332,100
Initial Inventory (bbl)	(0)	(392,385)	(504,495)	(560,555)	(560,550)
Final Inventory (bbl: 15 days)	(392,385)	(504,495)	(560,550)	(560,550)	(560,550)
Balance of Inventory (bbl)	392,385	112,110	56,055	0	0
Sales Adjusted by Inventory (bbl)	8,240,085	10,986,780	12,276,045	12,332,100	12,332,100
Sales Adjusted by Inventory *1 (10 ³ Quetzales)	340,008	453,343	506,542	508,855	508,855
Initial Account Receivable (10 ³ Quetzales)	(0)	(42,501)	(56,668)	(63,318)	(63,607)
Final Account Receivable*2 (10 ³ Quetzales: 1.5 month)	(42,501)	(56,668)	(63,318)	(63,607)	(63,607)
Balance of Account Receivable (10 ³ Quetzales)	42,501	14,167	6,650	289	0
Sales Income for Cash Flow (10 ³ Quetzales)	297,507	439,176	499,892	508,566	508,855

Note: *2 = *1 x $\frac{1.5}{12}$

3.3 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 X-13 にまとめる。

Table X-13 Production Cost

(Unit: 10³ Quatzales)

Year	Operating Cost			Depreciation	Amortization	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.

Table X-15 Cash Flow 中の Operating Cost を算出する為、Table X-13 Production Cost 中の Operating Cost を Inventory と Account Receivable の変化を考慮に入れ修正した。その計算結果を下表に示す。

Operating Cost of Cash Flow

	1y	2y	3y	4y	5y - 20y
Operating Cost (10 ³ Quetzales)	280,811	353,021	389,126	389,126	389,126
Initial Crude Oil Inventory (10 ³ Quetzales)	(0)	(11,270)	(14,490)	(16,099)	(16,099)
Final Crude Oil Inventory (10 ³ Quetzales)	(11,270)	(14,490)	(16,099)	(16,099)	(16,099)
Balance of Crude Oil Inventory (10 ³ Quetzales)	11,270	3,220	1,609	0	0
Operating Cost Adjusted Inventory (10 ³ Quetzales)	292,081	356,241	390,735	389,126	389,126
Initial Account Payable (10 ³ Quetzales)	(0)	(21,600)	(26,832)	(29,650)	(29,516)
Final Account Payable (10 ³ Quetzales: 1 month of Crude Oil Cost)	(21,600)	(26,832)	(29,650)	(29,516)	(29,516)
Balance of Account Payable (10 ³ Quetzales)	21,600	5,232	2,818	-134	0
Operating Cost for Cash Flow (10 ³ Quetzales)	270,481	351,009	387,917	389,260	389,126

Note: Inventories are calculated as shown below:

	1 y	2 y	3y-20y
Crude Oil Inventory (bbl)			
Guatemalan	105,000	135,000	150,000
Maya	157,500	202,500	225,000
Isthmus	157,500	202,500	225,000
Inventory Cost (10³ Quetzales)			
Guatemalan	2,780	3,575	3,972
Maya	3,700	4,757	5,285
Isthmus	4,790	6,158	6,842
Total	11,270	14,490	16,099

3.4 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。

(1) 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。

(2) 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。内部収益率を求める式を以下にまとめる。

$$\sum_{i=0}^N \frac{(CFE)_i}{(1+R)^i} + \frac{S+W}{(1+R)^N} = 0$$

(CFE) Represents cash flow element of each year

FIRR on I	FIRR on E
(CFE) = - Investment	(CFE) = - Equity
+ Revenue	+ Revenue
- Production Costs	- Production Costs
- Income Tax	- Income Tax
+ Depreciation	- Repayment of Debt
	+ Depreciation

ここで

R : Rate of return

i : ith year

N : Years from initial cash outlay to end of project

S : Salvage value

W : Working capital plus non-depreciable investment

3.5 財務分析結果

(1) 収益性

本計画の収益性を Table X-14 に示した。

Table X-14 FIRR for Base Case

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

上表に示すごとく収益性の指標である FIRR on I は 11.2% である。また資本金に対する収益性の指標である FIRR on E は 17.6% であり、この数値は借入れ金利 (9%/y) をかなり上回っている。なお Payout Period は 7.4 年である。

(2) 現金流入表

年度別資金繰りを Table X-15 にまとめた。表から判断すると本計画事業主体は操業開始年のみ現金の不足状態になり短期借入金の借入れを行なう必要が生じるが 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。

Table X-15 Cash Flow (After commercial operation)

(Unit: 10³ Quetzales)

Year	Sources of Fund			Application of Fund		
	Sales*2 Income	Long Term Loan	Short Term Loan	Operating*3 Cost	Interest (For S.T.L.)	Total Balance
1	297,507	0	40,771	270,481	67,797	338,277
2	439,176	0	-17,924	351,009	70,243	421,252
3	499,892	0	-22,846	387,919	68,092	456,011
4	508,566	-48,408	0	389,260	65,350	454,611
5	508,855	-48,408	0	389,126	60,994	450,120
6	508,855	-48,408	0	389,126	56,637	445,763
7	508,855	-48,408	0	389,126	52,280	441,407
8	508,855	-48,408	0	389,126	47,924	437,050
9	508,855	-48,408	0	389,126	43,567	432,693
10	508,855	-48,408	0	389,126	39,210	428,336
11	508,855	-48,408	0	389,126	34,853	423,980
12	508,855	-48,408	0	389,126	30,497	419,623
13	508,855	-48,408	0	389,126	26,140	415,266
14	508,855	-48,408	0	389,126	21,783	410,910
15	508,855	-48,408	0	389,126	17,427	406,553
16	508,855	-48,408	0	389,126	13,070	402,196
17	508,855	-48,408	0	389,126	8,713	397,839
18	508,855	-48,408	0	389,126	4,356	393,483
19	508,855	0	0	389,126	0	389,126
20	508,855	0	0	389,126	0	389,126

- 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.

(3) 主要財務指標

各操業年度における主要財務指標を Table X-16 に示す。

Table X-16 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

3.6 感度分析

基本ケースに対して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%)

(1) 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 X-17 に示す。

Table X-17 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

上表に示されるごとく建設費を10%減らした場合FIRR on Iは12%、FIRR on Eは4.6%高くなる。

(2) 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 X-18 に示す。

Table X-18 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

上表に示されるごとく製品価格の変動は非常に大きな影響を内部収益率に与える。たとえば石油製品の価格が10%上昇した場合、FIRR on Iは4.5%、FIRR on Eは16.2%高くなる。

(3) 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 X-19 に示す。

Table X-19 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

上表に示されるごとく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33%, FIRR on Eは124%高くなる。

(4) 原油を除く変動費の変化

変動費の変化がどの程度内部収益率に影響を与えるか調べた。変動費が20%増える場合FIRR on Iは0.1%, FIRR on Eは0.5%低くなる。

(5) 固定費の変化

固定費の変化がどの程度内部収益率に影響を与えるか調べた。固定費が20%増える場合FIRR on Iが0.6%, FIRR on Eは2.5%低くなる。

(6) 金利の変化

金利の変化がFIRR on Eに与える影響を Table X-20 に示す。

金利の変化として基本ケースの長期借入金金利の9%を4%および14%に変化させた場合を検討した。

Table X-20 FIRR Changes on Interest Rate

(Unit: %)

	Interest at 4% per annum	Base Case	Interest at 14% per annum
FIRR on E	44.2	17.6	Minus

上表に示したとおり長期借入金金利はFIRR on Eにかなりの影響を与える。したがって本プロジェクトを投資家にとって、より魅力のあるプロジェクトとするためには低金利の資金を借入れることが必要である。

(7) 自己資本比率の変化

自己資本比率が基本ケースの10%から30%まで上げた場合のFIRR on Eの変化をTable X-21に示す。

Table X-21 FIRR Changes on Equity Ratio

(Unit: %)

	Base Case (10%)	20%	30%
FIRR on E	17.6	15.4	13.9

上表に示すごとく自己資本比率を基本ケースの10%から30%に上げるとFIRR on Eは17.6%から13.9%に下がる。

以上に述べた感度分析の結果をFig.X-1とFig.X-2に示す。Fig.X-1は各々の要因を変化させた場合のFIRR on Iに与える影響をグラフとして示したものであり、Fig.X-2は各々の要因を変化させた場合のFIRR on Eに与える影響をグラフで示したものである。

**Fig. X-1 Summary of Sensitivity Analysis
(FIRR on I to Variation of Financial Parameters)**

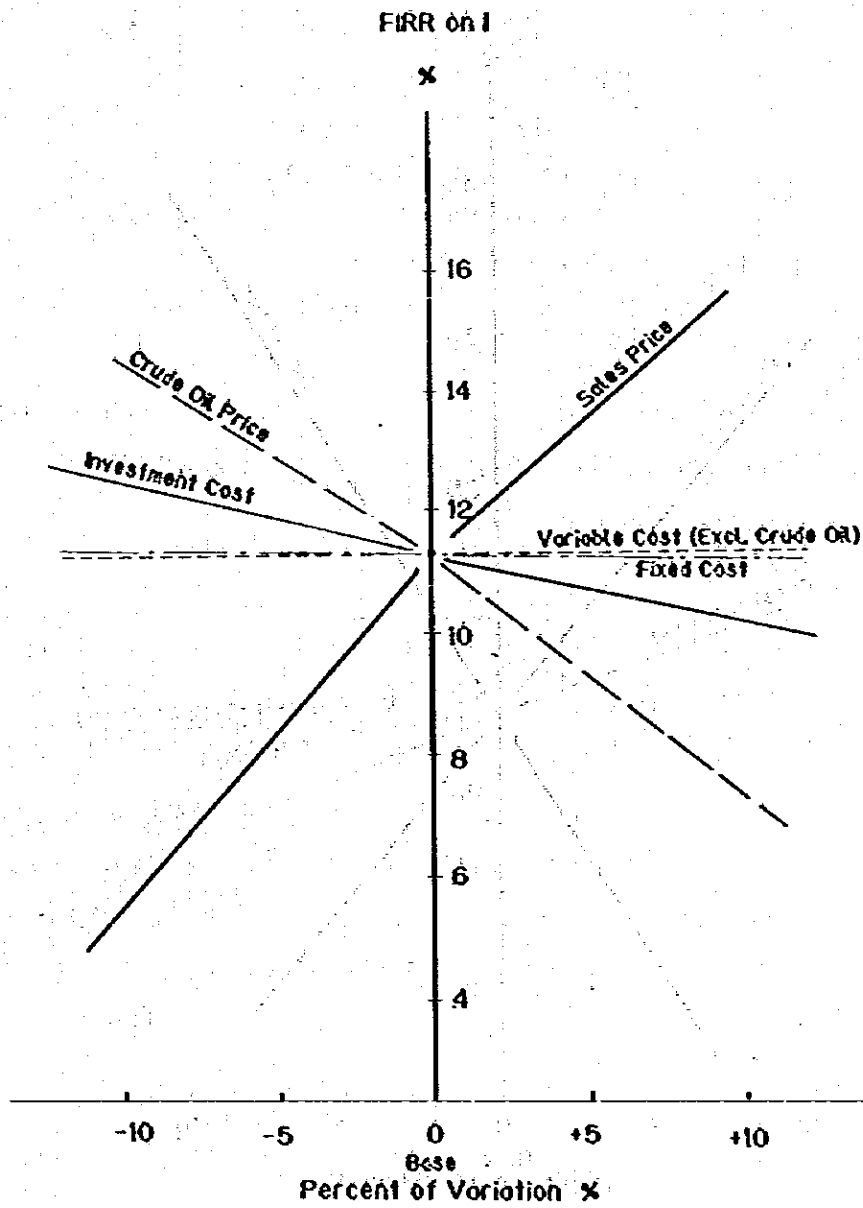
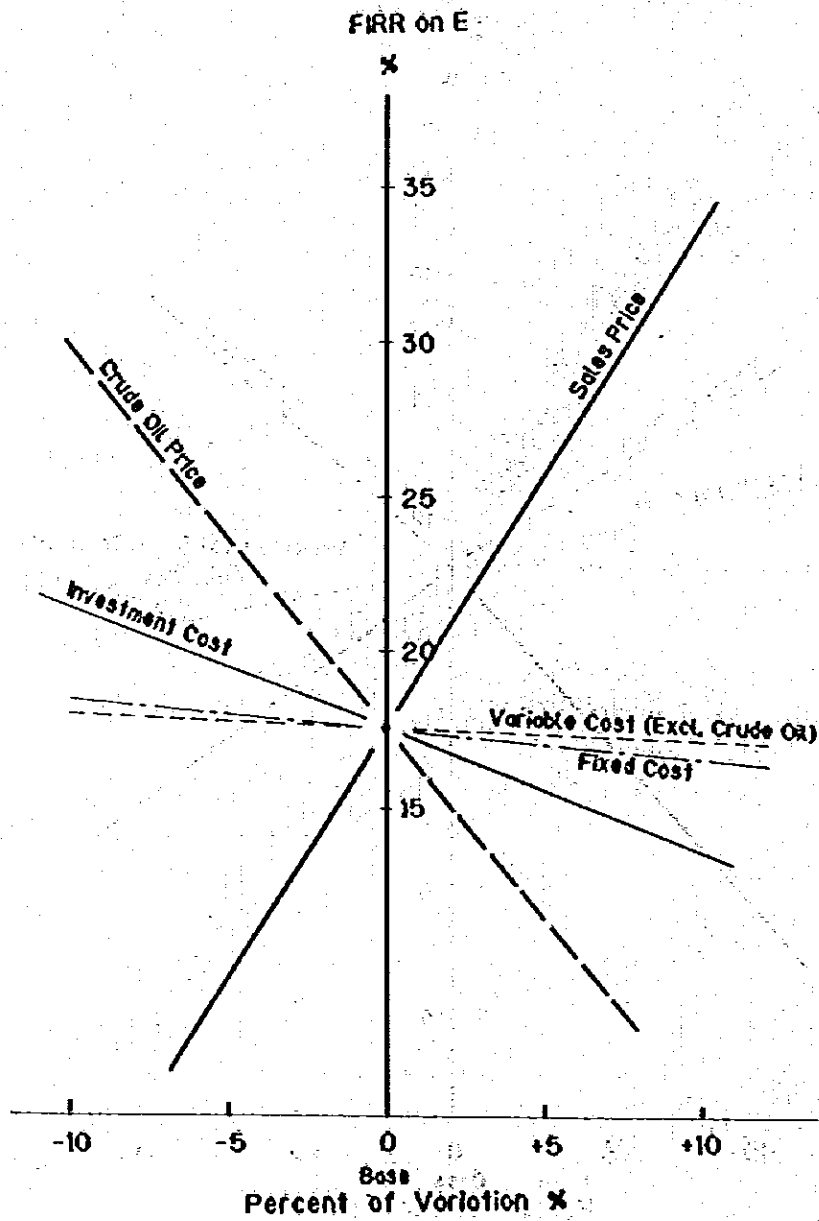


Fig. X-2 Summary of Sensitivity Analysis
(FIRR on E to Variation of Financial Parameters)



4. 参考ケースの検討

前章までは基本ケースの分析を行なったが、本章では参考ケースとして次の3ケースについて収益性を検討した。なお、基本ケースと各参考ケースの前提条件の違いは次の通りである。

基本ケース	税金の免除 1983年固定価格 グアテマラ原油 10,000 bbl/d マヤ原油 15,000 bbl/d イスマス原油 15,000 bbl/d
参考ケース1	所得税を税法に基づき課税 その他の条件は基本ケースと同じ
参考ケース2	エスカレーションを見込む その他の条件は基本ケースと同じ
参考ケース3	グアテマラ原油100%使用 すなわち40,000 bbl/dのグアテマラ原油の使用 その他の条件は基本ケースと同じ

4.1 参考ケース1

本ケースは所得税が課税されるケースであり、その課税率は以下のとおりである。

(Unit: Quetzal)

Taxable Income	Tax	Tax on Ecess
500,000	184,9825	—
500,000 < a	—	(a-500,000) × 48%

税引前利益が500,000クヱツァールの場合所得税が184,9825クヱツァール課税され、さらに500,000クヱツァールを超える分に関しては48%が課税される。その上加算税とし税金の21%が上乗せされる。この様な税金を課された場合の本計画の内部収益率をCase 1-A、また、同じベースで赤字の繰越しが認められる場合をCase 1-Bとして検討したこの結果をTable X-22に示す。

Table X-22 FIRR after Tax

(Unit: %)

	Base Case	Case 1-A	Case 1-B
FIRR on I (Before tax)	11.2 (In the red)		
FIRR on I (After tax)		9.5	10.0
FIRR on E (Before tax)	17.6 (In the red)		
FIRR on E (After tax)		11.3	13.7

4.2 参考ケース2

本ケースではエスカレーションが起きた場合の本計画の収益性の変化を検討した。各項目のエスカレーション率は次の通りとした。

Construction cost	5% per year
Petroleum products	6% per year
Crude oil	6.8% per year
Variable cost	5% per year
Fixed cost	5% per year

上表に示されるエスカレーションが起きた場合の内部収益率を Table X-23 に示す。

Table X-23 FIRR with Escalation

(Unit: %)

	Base case	Case 2
FIRR on I	11.2	14.1
FIRR on E	17.6	24.8

4.3 参考ケース3

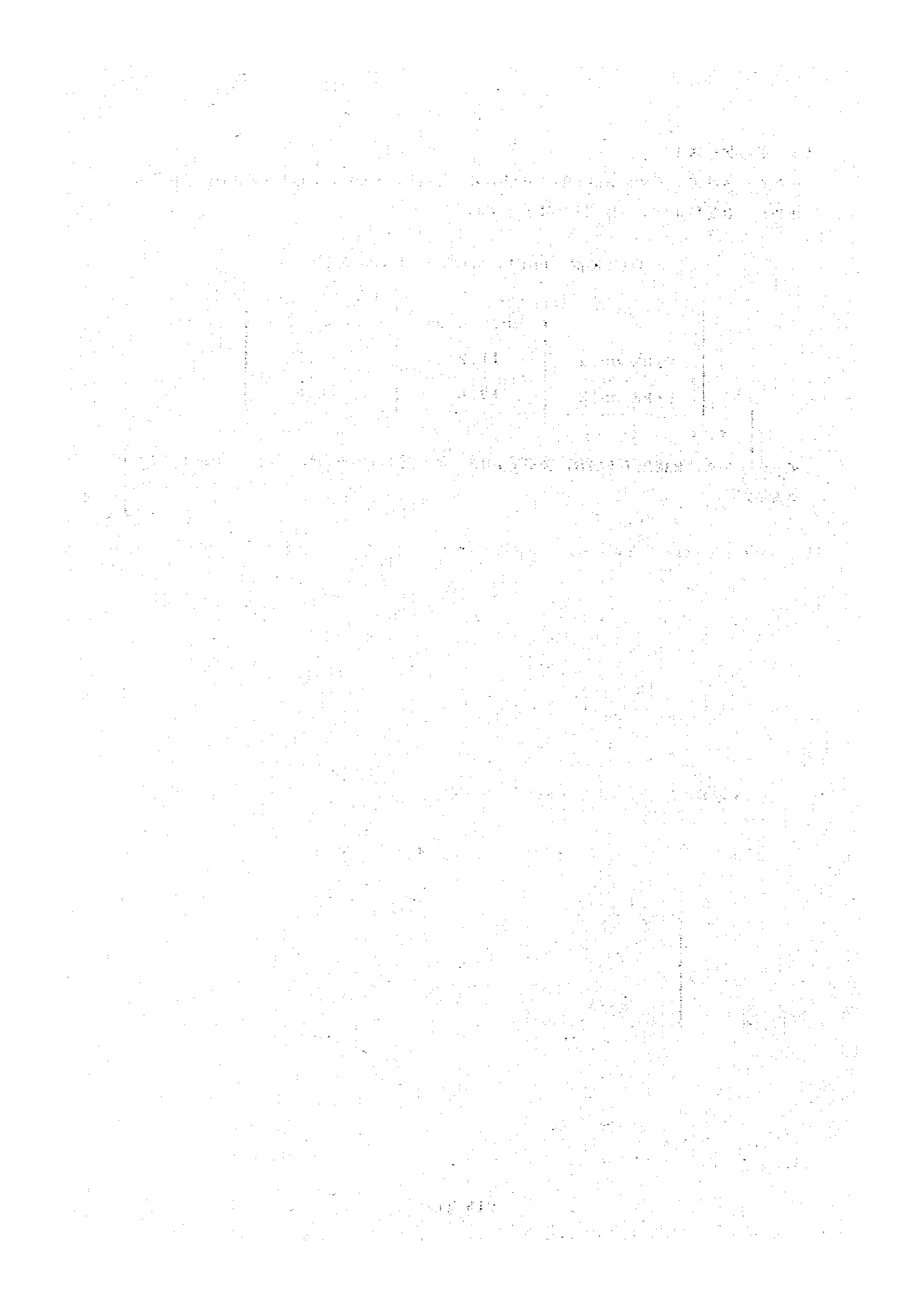
本ケースはグアテマラ原油40,000 bbl/dを処理し、製油所を操業する場合の内部収益率を求めた。計算結果をTable X-24に示す。

Table X-24 FIRR with Guatemalan Crude Oil

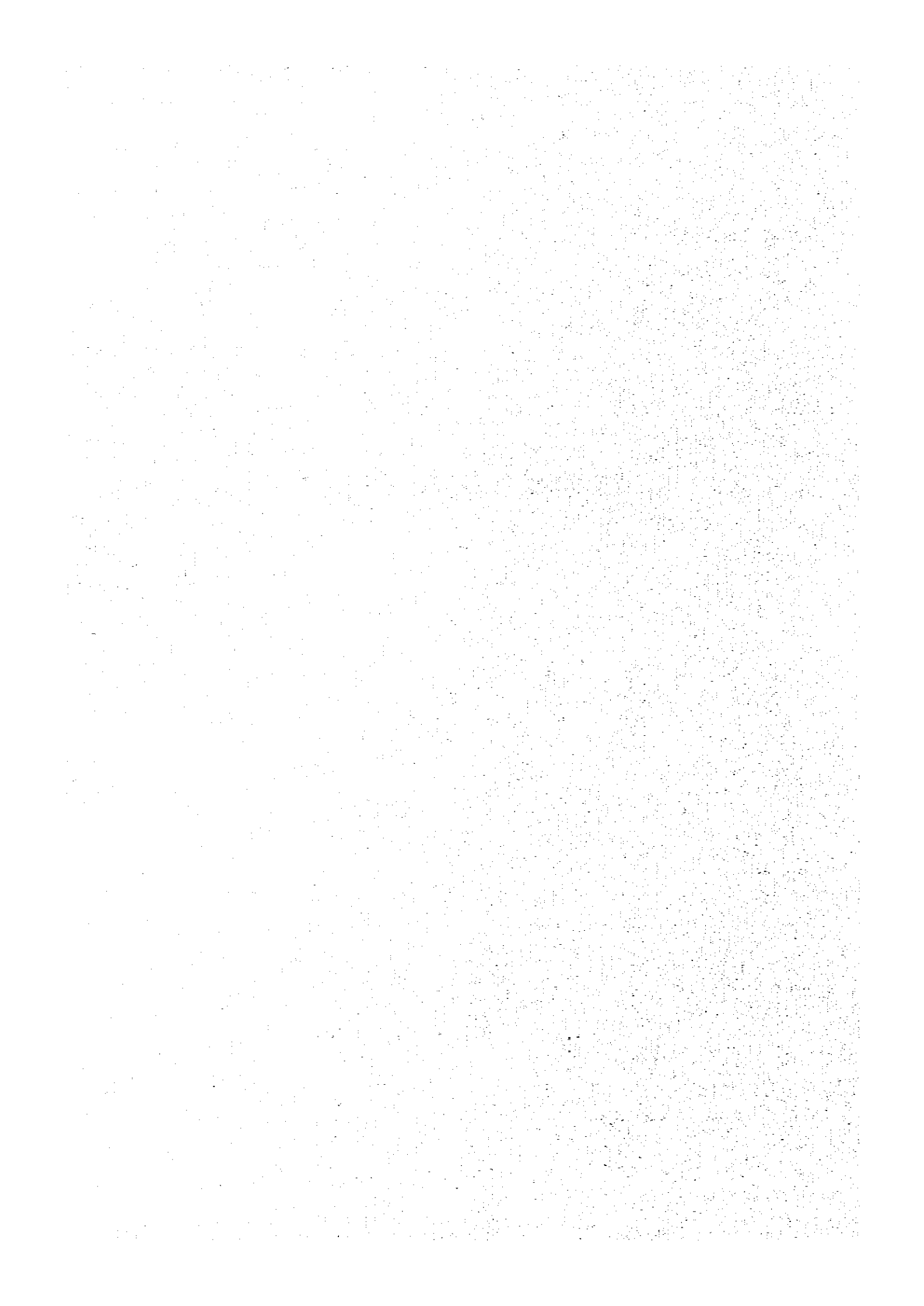
(Unit: %)

	Base case	Case 3
FIRR on I	11.2	11.5
FIRR on E	17.6	18.6

グアテマラ原油を使用する場合、多少FIRRの値が良くなる理由は、原油コストが下がるためである。



第XI編 社会経済分析



第Ⅱ編 社会経済分析

現在グアテマラではTexas Petroleum Co. が稼働しているのみであり、多量の石油製品が輸入されている。新製油所の稼働により石油製品の輸入を減らすことができ、グアテマラ経済に大きな影響を与える。本編では経済的便益、経済的費用、経済的内部収益率の算出および外貨収支効果等を分析した。

1. 経済的便益と経済的費用

経済的便益と費用を算出するために本計画が実施された場合の経済的影響をTable XI-1にまとめらる。

Table XI-1 Main Economic Benefit and Cost

Benefit	Cost
○ Petroleum products	○ Investment cost
○ Decrease of transportation cost of petroleum products	○ Raw materials and utilities
○ Development of infrastructure	○ Labor cost
○ Increased employment opportunities	○ Other expenses for plant operation

これらの便益と費用の評価は定量化できるものについてはEIRR(Economic Internal Rate of Return)および貿易収支効果で評価した。その他の便益は定性的に評価した。

(i) 経済的便益

1) 直接便益

本計画の直接便益は生産される石油製品の経済価値にある。したがって本計画の実施により現在輸入されている石油製品の代替を可能とし、また今後見込まれる石油製品の需要増加をみとらすことができる。さらに石油製品の輸送コストの低減、ターミナル使用料の削減が計れるので便益として計上した。100%稼働時における経済的 direct 便益をTable XI-2に示す。

Table XI-2 Direct Economic Benefit

	CIF Price (bbl/US\$)	Production (bbl/y)	Benefit (10 ³ US\$/y)
LPG	28.430	759,000	21,578
Premium Gasoline	37.296	1,980,000	73,846
Regular Gasoline	35.994	1,980,000	71,268
Kerosene	36.162	1,250,698	45,228
Gas Oil	33.264	3,493,792	116,217
Fuel Oil	27.832	2,670,610	74,328
Asphalt	27.832	198,000	5,511
Sub-Total	-	(12,332,100)	(407,976)
Benefit from Saves	-	-	42,829
Total	-	-	450,805

Note: Petroleum product prices are based on CIF as of 1983.

Transportation cost saving of petroleum products is
 $1.124 \text{ cents/bbl.km} \times 220 \text{ km} = \text{US\$}2.473/\text{bbl}$ and
 terminal cost saving is $\text{US\$}1.0/\text{bbl}$.

2) 間接便益

◦ 雇用機会の増大

本プロジェクトによって与えられる新規雇用機会は操業開始後の要員だけでも543人である。また本工場の操業に伴って設備の保全費が毎年約16百万ケツプアール発生するため周辺産業の雇用機会の増大が相当期待できる。

◦ 関連産業への波及効果

本計画の建設と操業に必要な支持産業を Table N-3 に示す。

本表のうち、グアテマラには土木、建築産業が存在するがエンジニアリング、機械産業などはさほど成熟していないので、本計画の建設にさいしては、外国の Contractor の力を必要とする。しかし新製油所の稼動に伴ない、定期修理等工場保全の必要性があるのでこれらの産業の発展が期待できる。

◦ その他の便益

グアテマラで国産の製油所を保有する経済上の利点は、原油国際価格の上昇に連動して石油製品価格が上昇していく情勢のもとで、石油製品価格を安定化できることにある。

Table XI-3 Supporting Industries

Stage	Type of Supporting Industries
1. Construction	<ul style="list-style-type: none"> o Contractor-Site Preparation, Foundation, Erection, Electrical Wiring, Piping etc. o Building Materials Supply o Steel Works and Metal Fabrication o Transportation of Goods
2. Operation	<ul style="list-style-type: none"> o Repair Workshops-Valve Repairing, Electrical Machinery Repairing, Heavy Machinery Repairing o Reconditioning of Meters and Gauges o Steel Works and Metal Fabricators o Machining Shops o Foundry and Forging Works o Electroplating and Galvanizing Works o Automobile Garage (Repairing)

(2) 経済的費用

本計画で経済的費用として考慮した事項は、次の通りである。

1) 初期経済費用

初期経済費用としては製油所、ターミナル、パイプラインの建設費および操業前費用などである。その費用は財務分析において算出した費用にシャドーエクスチェンジレート13を用いて初期経済費用を算出した。なお計画の建設に必要な未熟練労働者に対するシャドープライスは0.6を用いた。Table N-4に初期経済費用を示す。

Table XI-4 Initial Economic Cost

(Unit: 10³ US\$)

	-3y	-2y	-1y	Total
Construction	79,018	306,018	189,789	574,825
Pre-operation	192	1,348	4,821	6,361
Working Capital	0	0	3,624	3,624
Total	79,210	307,366	198,234	584,810

(Note: -3y = 1986, -2y = 1987, -1y = 1988)

2) 生産費用

生産費用としては要員費用と原料費、助剤・燐煤費、用役費および設備の保全費用などを計上した。借入金に対する返済、金利および保険費用は経済分析では該費用であるので費用としては計上しなかった。Table XI-5に経済的費用の中の生産費用を示す。なお本計算において生産費用のうち国内通貨部分はエクステンションレート1.3を用いて換算した。

また、輸入原料はCIF価格で評価した。なお工場の操業に必要な要員はかなりの熟練を要するためシャドープライスは用いなかった。

Table XI-5 Economic Operation Cost

(Unit: 10³ US\$)

Year	1y	2y	3y - 20y
Crude Oil	247,932	318,770	354,189
Chemical	578	743	825
Catalyst	1,438	1,849	2,054
Utility	2,122	2,729	3,032
Labor	2,812	2,812	2,812
Maintenance	14,728	14,728	14,728
Plant Overhead	3,001	3,001	3,001
Total	272,611	344,632	380,641

Note: ○ 20% of chemical cost and 30% of maintenance cost are converted with the shadow exchange rate of 1.3 as domestic currency portion.

○ 1y = 1989, 2y = 1990, 3y - 20y = 1991 - 2008

2. 経済的内部収益率 (EIRR) の算定

前章で述べた経済的便益と経済的費用から内部収益率を計算した。Table XI-6 に経済的便益と経済的費用を示す。

Table XI-6 Economic Benefit and Cost

(Unit: 10^3 US\$)

Year	Economic Benefit	Economic Cost	Balance	Discounted Flow
-3	0	79,210	-79,210	-72,925
-2	0	307,366	-307,366	-260,523
-1	0	198,234	-198,234	-154,690
1	315,564	272,611	42,953	30,858
2	405,725	344,632	61,093	40,409
3	450,805	380,641	70,164	42,725
4	450,805	380,641	70,164	39,335
5	450,805	380,641	70,164	36,214
6	450,805	380,641	70,164	33,340
7	450,805	380,641	70,164	30,695
8	450,805	380,641	70,164	28,259
9	450,805	380,641	70,164	26,017
10	450,805	380,641	70,164	23,953
11	450,805	380,641	70,164	22,052
12	450,805	380,641	70,164	20,302
13	450,805	380,641	70,164	18,691
14	450,805	380,641	70,164	17,208
15	450,805	380,641	70,164	15,843
16	450,805	380,641	70,164	14,586
17	450,805	380,641	70,164	13,428
18	450,805	380,641	70,164	12,363
19	450,805	380,641	70,164	11,382
20	450,805	380,641	70,164	10,479

Discount Factor: 8.62%

Table N-6 から求めた経済的内部収益率を基本ケースとし便益と初期経済費用を各々10%変化させ参考ケースとした。

基本ケースと参考ケースの経済的内部収益率を Table N-7 に示す。

Table XI-7 Calculated EIRR

(Unit: %)

Base Case	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4
8.6	15.4	-1.6	7.5	9.7

Case 1: Economic benefit +10%
 Case 2: Economic benefit -10%
 Case 3: Economic cost for investment +10%
 Case 4: Economic cost for investment -10%

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(カットオフレート)はプロジェクトの種類によって異なるが8%~12%程度としている。本プロジェクトの経済的内部収益率は基本ケースで8.6%を示しボーダーラインにある。

3. 外貨収支への影響

本計画を実施した場合に予測されるグアテマラの外貨収支への影響を検討する。

(1) 建設期間中の外貨流出

本プラント建設中に必要な所要総資金の内の外貨部分を Table XI-8 に示す。建設中の外貨部分は約 481 百万 US\$ であるが、この資金は外国から長期借入金でまかなわれるため外貨流出としては計上しなかった。

Table XI-8 Breakdown of Foreign Currency Requirement in Total Capital Requirement

(Unit: 10³ US\$)

Investment Cost (Foreign)	Pre-Operating Expense	Initial Working Capital	Interest during Construction	Total
409,954	1,236	0	69,638	480,828

Note: Interest on loans in foreign currency only is shown.

(2) 運転開始後の外貨流出

外貨の実際の流出は運転開始後に支払われる長期借入金の利息と債務返済と輸入原油および運転費用の外貨分の合計でありその算出結果を Table XI-9 に示す。運転開始後 20 年間の流出外貨の合計は約 6,461 百万 US\$ である。

(3) 外貨の節約

生産される石油製品は全量国内で販売される予定であり輸出は考慮していない。したがって外貨の節約は石油製品の生産量に CIF 価格を乗じて求めた。20 年間合計では 7,996 百万ドルの節約になる。

(4) 外貨バランス

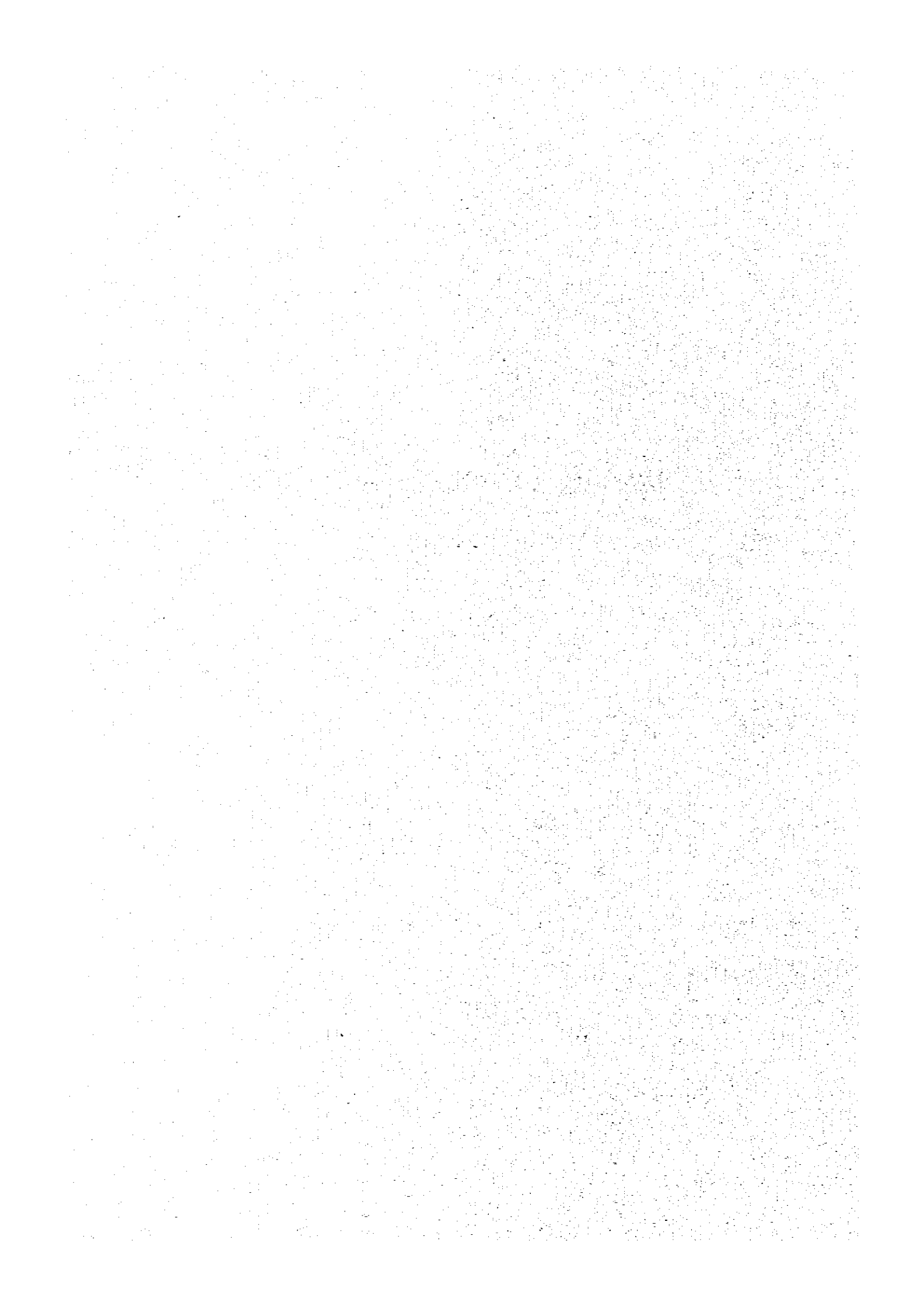
外貨の流出より外貨の節約を引くことにより外貨のバランスが算出される。20 年間の外貨バランスは 1,535 百万 US\$ の黒字となる。しかし本計画の実施により年間 3,300 千 bbl のグアテマラ原油が消費されるが、この原油が輸出されるものと仮定するならば、20 年間合計で 1,713 百万ドルの外貨の流入となり、グアテマラ原油の輸出を考慮すると外貨バランスは 178 百万 US\$ の赤字となる。

Table XI-9 Foreign Currency Requirement

(Unit: 10³ US\$)

Year	Interest	Repayment	Crude Oil	Chemicals etc.	Maintenance	Total
1	43,275	0	186,764	1,922	11,076	243,037
2	43,275	0	240,125	2,471	11,076	296,947
3	43,275	0	266,806	2,746	11,076	323,903
4	43,275	32,055	266,806	2,746	11,076	355,958
5	40,390	32,055	266,806	2,746	11,076	353,073
6	37,505	32,055	266,806	2,746	11,076	350,188
7	34,620	32,055	266,806	2,746	11,076	347,303
8	31,735	32,055	266,806	2,746	11,076	344,418
9	28,850	32,055	266,806	2,746	11,076	341,533
10	25,965	32,055	266,806	2,746	11,076	338,648
11	23,080	32,055	266,806	2,746	11,076	335,763
12	20,195	32,055	266,806	2,746	11,076	332,878
13	17,310	32,055	266,806	2,746	11,076	329,993
14	14,425	32,055	266,806	2,746	11,076	327,108
15	11,440	32,055	266,806	2,746	11,076	324,123
16	8,655	32,055	266,806	2,746	11,076	321,338
17	5,770	32,055	266,806	2,746	11,076	318,453
18	2,885	32,058	266,806	2,746	11,076	315,571
19	0	0	266,806	2,746	11,076	280,628
20	0	0	266,806	2,746	11,076	280,628
Total	475,925	480,828	5,229,397	53,821	221,520	6,461,491

第XII編 総合評価および勧告



第Ⅷ編 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アテマラ原油が20年間平均して10,000 bbl/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M B Mに確認しており特に問題はないが、グア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、グア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40,000 bbl/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、グアテマラには現存していないプロセスである。但しグアテマラでは現在既設製油所が低稼働率ではあるが順調に稼働しており、本計画の実施に当り、グアテマラでは経験していない両プロセスに対して製油所委員の訓練、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794百万ケツァール必要である。内訳は建設費が約673百万ケツァールであり建中金利等の必要資金が約121百万ケツァールである。

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 B)は17.6%であり借入れ金利の9%を上回っている。

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 (PIRR 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 8.6% 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採掘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 (PIRR on I) は 11.2% であり、それ程収益性は高くないが、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 8.6% 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。

現在グア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。

2) 石油開発への刺激策

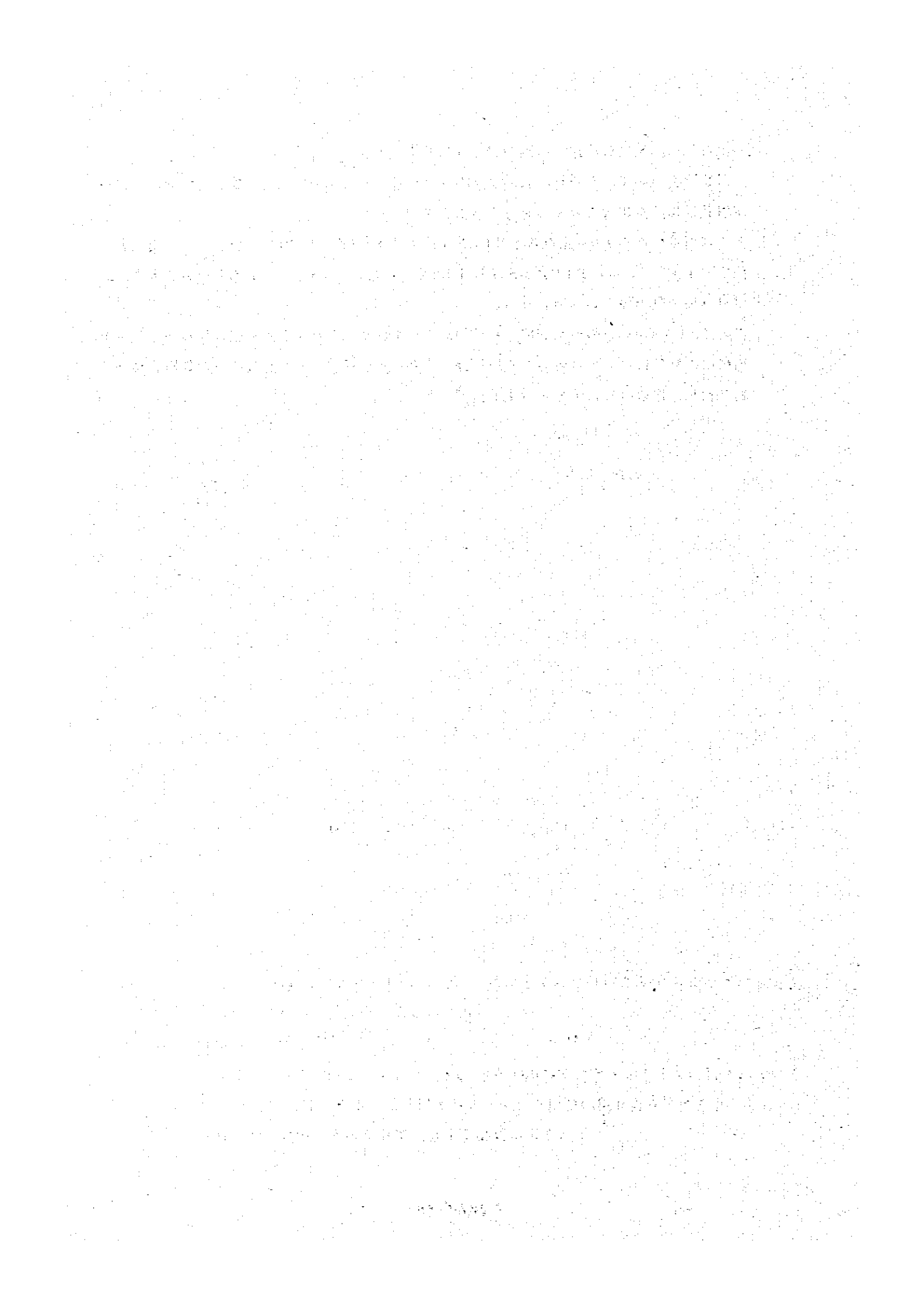
本計画はグアテマラ国産原油を毎年 3,300,000 bbl/y 処理することで計画されている。従って 1983 年施行された新石油法によるグアテマラ原油の採掘量を常に把握し、必要な場合には石油開発業者の意欲を更に刺激する必要がある。

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PIRR 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PIRR 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。



APPENDIX-1

XXXXXXXXXX

SCOPE OF WORK

FOR

THE FEASIBILITY STUDY

ON

THE PETROLEUM REFINERY PROJECT

IN

THE REPUBLIC OF GUATEMALA

AGREED UPON BETWEEN

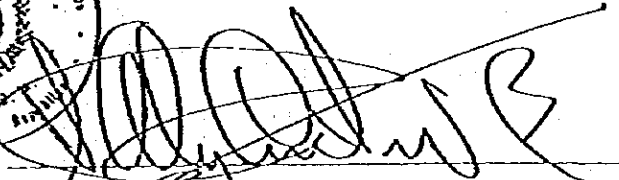
LA SECRETARIA DE MINERIA, HIDROCARBUROS Y ENERGIA NUCLEAR


AND

THE JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

GUATEMALA, JULY 19, 1983




TTE. C.N.L. E INGENIERO SIGFRIDO ALEJANDRO
CONTRERAS BONILLA
SECRETARIO DE MINERIA, HIDROCARBUROS Y
ENERGIA NUCLEAR


KENJI IWAGUCHI
LEADER OF THE JAPANESE
PRELIMINARY SURVEY TEAM

I. INTRODUCTION

In response to the request of the Government of the Republic of Guatemala, the Government of Japan has decided to implement the feasibility study on the petroleum refinery project (hereinafter referred to as "the Study") under the Agreement on Technical Cooperation between the Government of Japan and the Government of the Republic of Guatemala signed on 28 March 1977.

The Japan International Cooperation Agency (hereinafter referred to as "JICA"), the official agency responsible for the implementation of technical cooperation programs of the Government of Japan, will undertake the Study, in close cooperation with the authorities of the Republic of Guatemala.

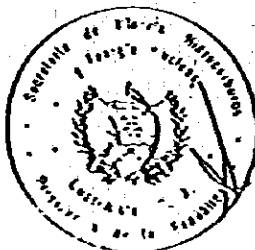
La Secretaría de Minería, Hidrocarburos y Energía Nuclear (hereinafter referred to as "SMREN") by itself and/or through Dirección General de Minería e Hidrocarburos (hereinafter referred to as "DCMH") shall act as counterpart agency to the Japanese study team and also as coordinating body in relation with other governmental and non-governmental organizations concerned for the smooth implementation of the Study.

II. CONCEPT OF THE PROJECT

The project consists of a refining, pipeline and oil receiving terminal facilities.

III. OBJECTIVE OF THE STUDY

The objective of the Study is to examine the technical, economic and financial feasibility of the petroleum refinery project in the Republic of Guatemala.

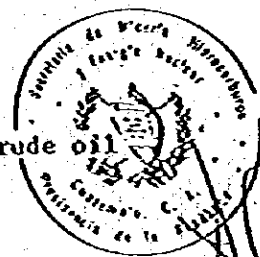


[Handwritten signature]

IV. OUTLINE OF THE STUDY SCOPE

In order to achieve the above objective, the study will cover the following items:

1. Review on the background of the Project
 - 1.1. To review the Guatemalan economy
 - 1.2. To review the industrial development policies
 - (1) Present situation of industrial development.
 - (2) Development of economic infrastructure.
 - 1.3. To review the present situation of the demand-supply of petroleum products.
2. Study on the market and distribution channel of petroleum products
 - 2.1. To review the past trend in the demand for petroleum products
 - 2.2. To forecast the future demand by petroleum products
 - (1) LPG
 - (2) Premium gasoline (95 Oct) and regular gasoline (87 Oct)
 - (3) Kerosene and Jet Fuel
 - (4) Aviation gasoline
 - (5) Diesel oil
 - (6) Bunker C, or Fuel Oil
 - (7) Asphalts -AC-85-C, -AC-95-100, RC-250.
 - 2.3. To investigate the prices of petroleum products
 - 2.4. To assess the system and cost of marketing and distribution
3. Study on the crude oil.
 - 3.1. To investigate availability of Guatemalan crude oil
 - (1) Prospect of crude oil production
 - (2) Properties of crude oil
 - (3) Price
 - 3.2. To investigate the possibility of imported crude oil

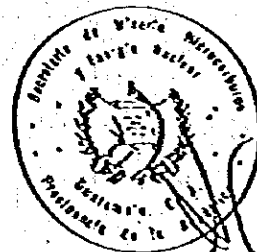


- (1) Type of crude oil to be imported
 - (2) Properties of crude oil
 - (3) Price
4. Study on the Project location and site
 - 4.1. To investigate the natural conditions
 - (1) Meteorology
 - (2) Geology and topography
 - 4.2. To investigate the socio-economic conditions
 - (1) Population, labor force and wages, etc.
 - (2) Industries
 - (3) Regional development plan
 - 4.3. To investigate utilities and infrastructure such as electricity, water, transportation, marine facilities and communications.
 - 4.4. To select the sites for refinery and oil receiving terminal, and the pipeline route.
 5. Study on applicable laws and regulations.
 6. Preparation of the basic plan and the conceptual design of the Project.
 - 6.1. To determine the crude oil to be processed and the crude oil throughput capacity.
 - 6.2. To determine the products and their optimum production scale
 - 6.3. To examine three (3) alternatives of refining schemes.
 - 6.4. To determine the process of refinery.
 - 6.5. To determine the processing capacity of each processing unit
 - 6.6. To determine the design standards of the proposed plants.
 - 6.7. To prepare the process flow sheet including material balance
 - 6.8. To prepare the conceptual design of the Project.
 - (1) Oil refinery plant
 - (2) Crude oil pipeline including pumping stations



[Handwritten signature]

- (3) Crude oil receiving terminal
- (4) Other facilities
- 6.9. To prepare plant layout of the proposed plants and other facilities.
- 6.10. To propose transport plan of materials for plant construction
- 6.11. To prepare implementation program of plant construction.
- 6.12. To prepare organization and manpower plan for plant construction and operation on the commercial basis.
- 6.13. To propose the commercial operation program.
- 6.14. To examine the environmental impacts.
- 7. Financial analysis.
 - 7.1. Capital requirement.
 - (1) Fixed capital (land cost, construction cost of plants and other facilities and pre-operation cost, etc.)
 - (2) Working capital
 - (3) Expenditure schedule
 - 7.2. Procurement of capital
 - 7.3. Production cost
 - 7.4. Projected income statement
 - 7.5. Projected balance sheet
 - 7.6. Projected flow statement
 - 7.7. Financial internal rate of return
 - 7.8. Sensitivity analysis based on possible variations in:
 - (1) Investment cost
 - (2) Price of crude oil
 - (3) Sales price
- 8. Economic and social evaluation.
- 9. Conclusion and recommendations.



V. FRAMEWORK AND SCHEDULE OF THE STUDY

The Study will be carried out by the following four steps:

1. Step A: Preparatory work in Japan
2. Step B: Field work in the Republic of Guatemala
3. Step C: Home office work in Japan
4. Step D: Presentation of and discussion on the Draft Final Report in the Republic of Guatemala.

The tentative schedule of the Study is as shown in the Annex.

VI. REPORTS

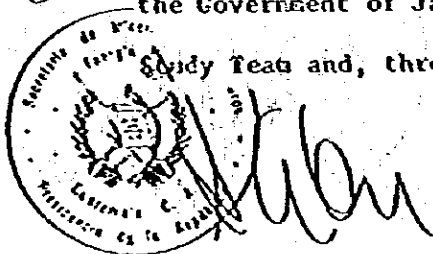
JICA will prepare and submit the following reports to the Government of the Republic of Guatemala.

1. Interim Report written in English, at the end of the Step B mentioned in the V.
10 Copies
2. Draft Final Report written in English and Summary in Spanish, within seven (7) months after the commencement of the Step B mentioned in the V.
15 Copies
3. Final Report written in English and Summary in Spanish, within two (2) months after the receipt of comments on the Draft Final Report by SMOEN.
30 Copies.

VII. UNDERTAKING OF THE GOVERNMENT OF THE REPUBLIC OF GUATEMALA.

The Government of the Republic of Guatemala shall accord privileges, immunities and other benefits contemplated in the Technical Cooperation Agreement, signed between the Government of the Republic of Guatemala and the Government of Japan on March 28, 1977, to the members of the Japanese

Study Team and, through the authorities concerned, take necessary measures



to facilitate the smooth implementation of the Study.

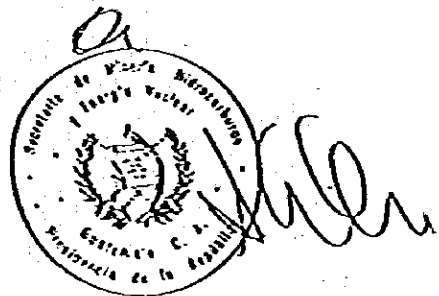
In the same way, SMHEN shall make the necessary arrangements with the cooperation of other Governmental and non-governmental organizations concerned with the following.

- 1.1. To make best efforts for the safety of the Japanese Study Team.
- 1.2. To provide the necessary facilities to the Japanese study team for the remittances as well as utilities of funds introduced into the Republic of Guatemala from Japan in connection with implementation of the Study.
- 1.3. To secure permission to take all data and documents related to the Study including photographs out of the Republic of Guatemala to Japan by the Japanese study team.
2. SMHEN shall, at its own expense, provide the Japanese study team with the following, in cooperation with other agencies, if necessary.
 - 2.1. Available data and information related to the study.
 - 2.2. Counterpart personnel.
 - 2.3. Suitable office space with necessary equipment whenever possible in Guatemala City.
 - 2.4. Credentials of identification cards.


VIII. UNDERTAKING OF THE GOVERNMENT OF JAPAN

For the implementation of the Study, the Government of Japan will take the following measures:

1. To dispatch, at its own expense, study teams to the Republic of Guatemala.
2. To pursue technology transfer to the Guatemalan counterpart personnel in the course of the Study.



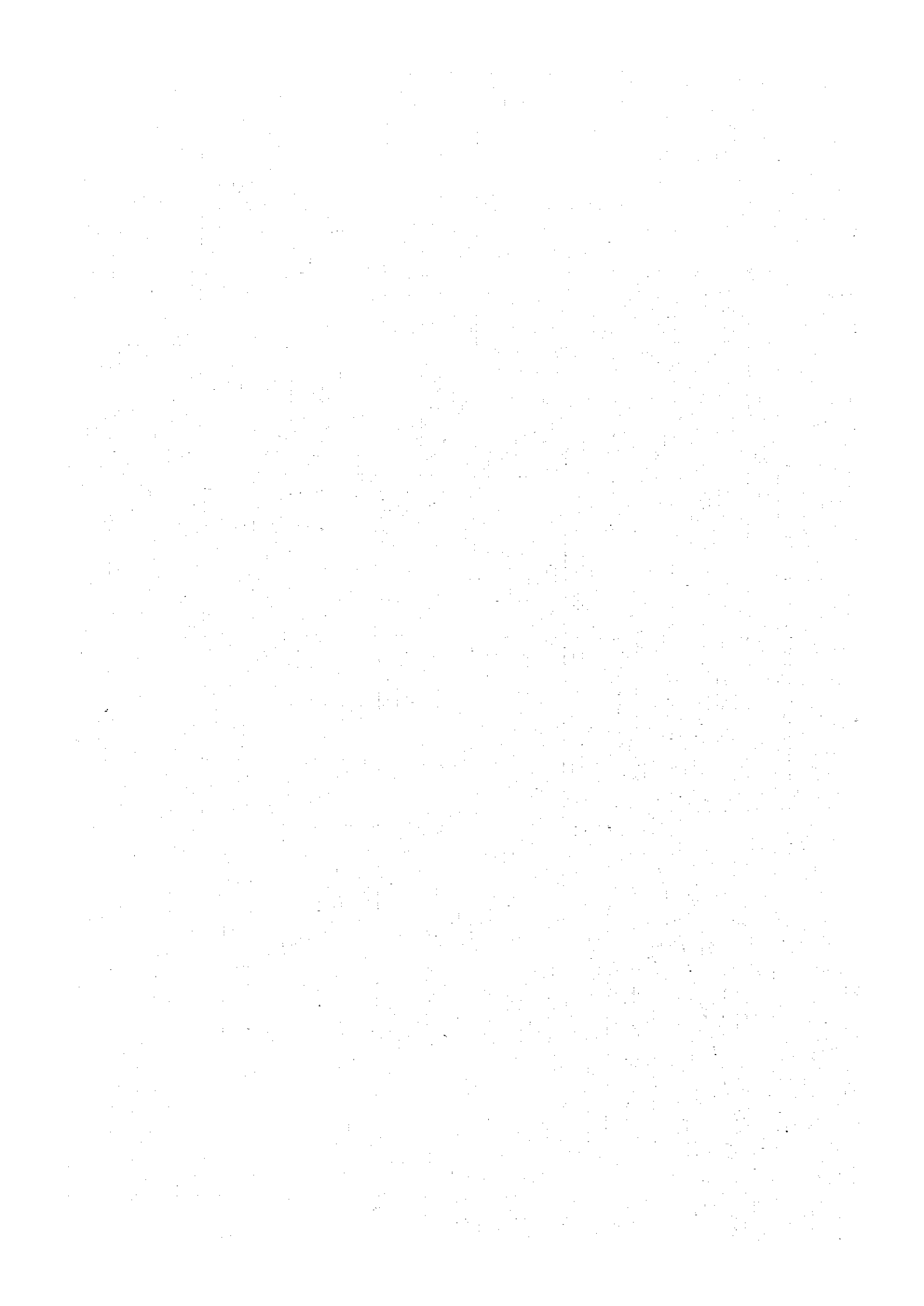
IX. JICA and SMREN will consult with each other in respect of any matter that is not agreed upon in this document and may arise from or in connection with the Study.

9

[Handwritten signature]

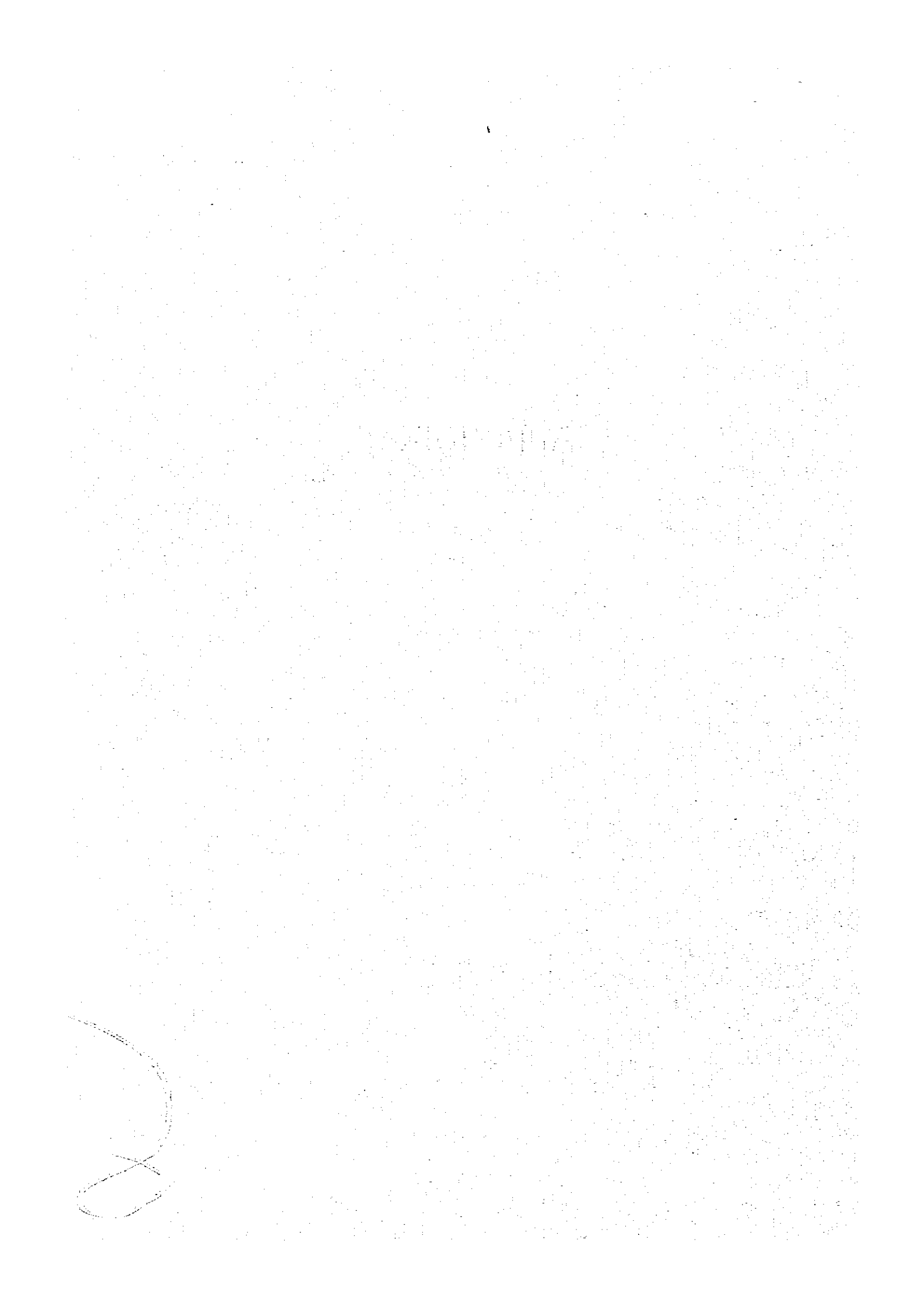
TENTATIVE SCHEDULE OF THE STUDY

Year & Month	1983												1984													
	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.				
Preparatory work in Japan																										
Field work in Guatemala					XXXX																					
Submission of Interim Report						A																				
Home office work in Japan																										
Submission of Draft Final Report																										
Presentation of and Discussion on the Draft Final Report in Guatemala																										
Submission of Final Report																										





APPENDIX-2



INTERIM REPORT

ON

THE PETROLEUM REFINERY PROJECT

IN

THE REPUBLIC OF GUATEMALA

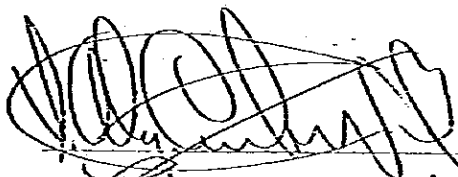
AGREED UPON BETWEEN

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS

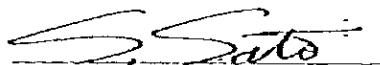
AND

THE JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

Guatemala, December 1, 1983



THE CHIEF ENGINEER SIGFRIDO
ALEJANDRO CONTRERAS BONILLA
MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS



SUSUMU SATO
LEADER OF THE JAPANESE
FIELD SURVEY TEAM

CONTENTS

1. Outline of Field Survey
 - (1) Background of Field Survey
 - (2) Team Members
 - (3) Survey Schedule
 - (4) Main Attendant of the Meetings
 - (5) Main Items of Field Survey
 - (6) Roles of Guatemala Counterpart
2. Mutual Agreement Items
3. Result of Field Survey
4. Data List

Appendix-1: Questionnaire

Appendix-2: Scope of Work

59.

JHM

1. Outline of Field Survey

(1) Background of Field Survey

1) This field survey team (hereinafter referred to as the TEAM) was dispatched to the Republic of Guatemala for survey mission from November 12, 1983 to December 4, 1983 based on the Scope of Work (hereinafter referred to as the S/W) mutually agreed by and between the Pre-survey Team of the Japan International Cooperation Agency (hereinafter referred to as JICA) and La Secretaria de Minería, Hidrocarburos and Energía Nuclear (hereinafter referred to as MEM) on July 19, 1983.

2) The TEAM conferred with related Guatemala government authorities, Guatemala private enterprises and Japanese joint concerns in Guatemala for 23 days on the following main objectives;

- a. Data collection on the study
- b. Confirmation of the study procedure

65.

J. H. O.

(2) TEAM MEMBERS

Mr. S. Satoh	Team Leader	Project Manager
Mr. Y. Suzuki	Engineer	Pipeline
Mr. S. Hishiyama	Engineer	Oil Refinery Plant
Mr. H. Sekiguchi	Engineer	Terminal Facility
Mr. S. Kobayashi	Engineer	Oil Refinery Process
Mr. H. Itagaki	Engineer	Civil and Architecture
Mr. E. Sugiyama	Economist	Marketing
Mr. A. Hashimoto	Economist	Finance and Economy
Mr. K. Koike	Economist	Marketing System

SS

JAD

(3) Survey Schedule

DATE		AM/PM	SCHEDULE
NOV. 12	SAT.		Arriving Guatemala (PA-022)
13	SUN.		Preparation for field survey
14	MON.	AM PM	Visit to Japanese Embassy Meeting with MEM
15	TUE.		Meeting with MEM
16	WED.		Visit to El Rancho (Proposed site of oil Refinery) Survey of Pipeline route
17	THU.		Visit to proposed site of terminal Survey of port facilities Survey of oil refinery plant (Guatecal Co.)
18	FRI.		Visit to San Francisco del Mar Survey of equipment transportation
19	SAT.		Report preparation
20	SUN.		Report preparation
21	MON.		Visit to San Jose Port

S.S.

J. K. M.

DATE	AM/PM	SCHEDULE				
NOV. 22	TUE.		Studies of National policies on industry development	Collection of data related to pipeline (map and others)	Investigation of natural conditions	Investigation of Major economic indices
23	WED.		Investigation of quantity and price of Guatemalan crude oil	Visit to Puerto Santo Tomas de Castilla	Studies of laws and regulations on oil refinery	Investigation of financial analysis preconditions
24	THU.		Investigation of quantity and price of imported crude oil	Visit to Puerto Santo Tomas de Castilla	Survey of local industries	-ditto-
25	FRI.		Investigation of supply and demand of petroleum products	Pipeline route survey	Conference with INDE	Investigation of economic analysis preconditions
26	SAT.		Report Preparation	Report Preparation	Report Preparation	Report Preparation
27	SUN.		-ditto-	-ditto-	-ditto-	-ditto-
28	MON.		Visit to Oil Refinery (Texas Petroleum Co.)		Meeting with local Industries	
29	TUE.		Investigation of Petroleum product. Distribution	Meeting with local Industries		Investigation of labor situation
30	WED.		Meeting with MEM			
DEC. 1	THU.	AM	Meeting with MEH (Signing interim report)			
		PM	Visit to Japanese Embassy			
2	FRI.		Leaving Guatemala (MX-908)			

55

JAD

(4) Main Attendant of the Meetings

1) Ministerio de Energía y Minas (MEM)

Minister Tte. Cnl. e Ing. Sigfrido Alejandro
Contreras Bonilla

Director Ing. Marco Tulio Espinoza

Vice-Director Lic. Augusto Estrada

Department Head Ing. Jorge L. Huertas

Engineer Mario R. Cáceres

Engineer Ing. Roberto Chacón

Engineer Ing. José Arturo Estrada

Engineer Ing. Luis G. Paredes

2) Técnica de Pulpa y Papel, S.A.

Engineer Ing. Enrique Ruiz Girola

3) San Agustín Municipality Office

Mayor Oliverio Ayala Juárez

4) Guatcal Oil Co.

Engineer Julio Rafael Colón R.

Engineer Carlos A. Gómez

5) Crude Oil Terminal

Supervisor Richard White

6) Insivuzeh (Meteorological Agency)

Engineer Estuadro Velásquez

Engineer Eddy Sánchez

7) Puerto Barrios Municipality Office

Mayor Luis A. Soís

8) Instituto Nacional de Electrificación (INDE)

Director José L. Ferrón

- 9) Transformadora Industrial Pittsburgh
Des Moines y Cía. S.A. (TIPIC)
Director Fidelino Javier
- 10) Banco de Guatemala
Director Gabriel P. Castellanos
- 11) Texas Petroleum Co.
Engineer Héctor F. De León G.
Engineer Julio F. Martínez
- 12) Guatecal Co.
Engineer Julio Colón R.
Supervisor Carlos A. López

Handwritten signature

Handwritten signature

(5) Main items of Field Survey

Below listed were the scheduled site survey main items:

- 1) Background of planning an oil refinery
 - Guatemalan economy
 - Industry development policies
 - Current situation of supply and demand of petroleum products
 - Relationship with existing oil refineries (Texas Petroleum Co. and Guatecal Co.)
- 2) Investigation of petroleum product market and sales channels
 - Trend of demand for petroleum products in the past
 - Costs and sales channels of petroleum products
 - Petroleum product prices
- 3) Investigation of crude oil availability
 - Crude oil produced in Guatemala
 - Forecast of crude oil production
 - Crude oil price
 - Imported crude oil
 - Types of imported crude oil
 - Crude oil prices
- 4) Survey of proposed sites for oil refinery plant, crude oil terminal and pipeline route

SS

JAC

Natural conditions

- Weather conditions
- Geology and topography

Social and economical conditions

- Population, labor supply and wage level
- Local industries
- District development plan

Utility availability and public facilities

- Electricity
- Water
- Transportation
- Port
- Telecommunications
- Land cost

Selection of site for oil refinery, terminal
and pipeline route

- Oil refinery
- Crude oil terminal
- Pipeline route

5) Investigation of related laws and regulations

- Old and new petroleum laws
- San Jose Agreement
- Other related laws and regulations

CS

JAM

6) Investigation for the preparation of basic plan and conceptual design of oil refinery, terminal and pipeline.

- Determination of regulations and design standards to be applied to oil refinery
- Organization and necessary number of personnel for oil refining and crude oil terminal

7) Financial analysis

- Preconditions for financial analysis

8) Economic analysis

- Preconditions for Economic analysis

(6) Roles of the Guatemala Counterpart

In order to efficiently implement all survey work, the TEAM wished that the following conveniences were provided by the Guatemalan government. The Guatemalan government agreed to offer those roles.

- 1) Preliminary arrangement for our visit to the related governmental and private institutions and their effective cooperation with the TEAM for collecting necessary information.
- 2) Supply of six bottles, and sending six bottles to Japan by air cargo, each containing one liter of crude oil, since such sample is needed as basic material for a conceptual design of an oil refinery.

Supply of one drum crude oil and sending one drum
By ship.

- 3) Participation and cooperation of Guatemala counterparts for the field survey, as listed below:

November 15 - November 18	1 person
November 21	1 person
November 22 - November 29	2 persons

- 4) Supply of related data (governmental plans and existing reports) which are in the possession of the Guatemalan government and which are necessary for the survey, and detailed topographs (about 1/10,000 scale) and aviation photomap.
- 5) Supply of office with an appropriate space and facilities for clerical work of the TEAM.

SS.

JHR

2. Mutual Agreement Items

(1) Study Procedure

The TEAM explained the study procedure and MEM agreed to the procedure.

(2) Study Schedule and the Number of Reports

The TEAM confirmed the study schedule and the number of reports with MEM based on the S/W dated July 19, 1983. MEM agreed to the study schedule and the number of reports to be submitted by the TEAM.

(3) Selection of the Site

For the home office work in Japan, the TEAM hoped to select the site of oil refinery and importing crude oil terminal.

Based on the field survey and the existing reports, the TEAM selected El Rancho for Oil refinery and Puerto Santo Tomas de Castilla for importing crude oil terminal.

Detail is as follows

1) Oil Refinery

El Rancho and Puerto Santo Tomas de Castilla are the candidate sites of oil refinery.

As a result of comparison of annual cost co-related with investment cost and annual transportation cost, the case El Rancho has been found more economical than that of Puerto Santo Tomas de Castilla.

The TEAM, therefore, selected El Rancho as oil refinery site.

(Unit: M US\$)

	In case of El Rancho	In case of Sto. T. Castilla
*Annual Cost correlated with investment cost	67	44
*Annual transportation cost	13	52
TOTAL	80	96

2) Importing crude oil terminal

Puerto Santo Tomas de Castilla and San Francisco del Mar are the candidate sites of importing crude oil terminal.

In case of San Francisco del Mar, access road will have to be constructed to transport machinery and equipment for the terminal.

According to information obtained from MEM and Municipal Officer, there are a lot of suitable areas for the terminal in Puerto Santo Tomas de Castilla. The TEAM, therefore, selected Puerto Santo Tomas de Castilla as importing crude oil terminal site.

Handwritten initials: S.S.

Handwritten signature: JAW

(4) Capacity of Proposed Oil Refinery

Regarding the capacity of the oil refinery, NEM hoped that its capacity was targeted at 40,000 - 50,000 BBL/day.

The TEAM will study the capacity of the oil refinery based on the future demand of oil products in Guatemala taking the target of 40,000 - 50,000 BBL/day into consideration.

(5) Importing Crude Oil

According to the plan of NEM, Venezuelan and Mexican crude oil will be expected to be imported as raw material for the oil refinery, in case of shortage of Guatemalan crude oil.

The TEAM hoped to fix the kind of importing crude oil to study a conceptual design of the oil refinery.

NEM indicated Mexican MAYA as the most probable importing crude oil.

SS

JGA

3. Result of Field Survey

1) Background of planning an oil refinery

There are two oil refineries in Guatemala, one owned by Guatcal Oil Co. and another owned by Texaco Petroleum Co. The oil refinery of Guatcal has stopped since 1975 for an economic reason, while that of Texaco is said to be operating at a lower operation rate, because it does not necessarily meet or match demand on oil products in Guatemala.

Accordingly, such a large supply-demand gap of oil products is filled by imported oil products.

On the other hand, Guatemalan crude oil is expected to increase considerably by the enactment of New Petroleum Law.

Under these circumstances a new oil refinery has been planned and proposed by the government of Guatemala.

2) Investigation of market and distribution channels of Petroleum products.

The trend of demand on petroleum products, such as liquefied petroleum gas, gasoline, kerosine, diesel and heavy oil in the past eight years (1975-1982) has been investigated.

The TEAM requested MEM for the preceding two years demand data (1973-1974), but not all of those data have been available.

Data on prices and distribution channels of petroleum have been obtained.

SS

JAM

3) Investigation of Guatemalan crude oil

The TEAM investigated the production of Guatemalan crude oil which will be affected to a great extent by the enactment of New Petroleum Law.

The price of Guatemalan crude oil is calculated by using the weighted ratio of estimated CIF prices at Atlantic Port of Arabian Light, Tia Juana Light and Maya, and their CIF Houston prices.

The TEAM has obtained the terminal price at Santo Tomas de Castilla of the Guatemalan crude oil but could not obtain the price determining formula, which is said to be confidential.

As far as an imported crude oil is concerned, MEM indicated that Mexican HAYA would be the most probable crude oil to be fed to the proposed oil refinery.

4) Survey of proposed sites for oil refinery, crude oil terminal and pipeline route.

The TEAM investigated the following at El Pancho, Puerto Santo Tomas de Castilla and route area connecting both sites.

◦ Natural Conditions

The TEAM collected statistical data on temperature, humidity, rainfall and wind velocity from the Weather Bureau.

◦ Geology and Topography

The TEAM measured a soil bearing stress by means of a portable cone and obtained related maps (scale: 1/50,000), with which.

The TEAM will study the cost of site preparation,

access road construction and pipeline laying along the route.

° Utility, Public facilities and Infrastructure

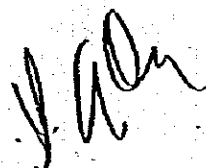
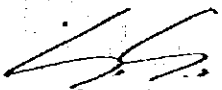
The TEAM obtained from INDE necessary information on availability of commercial electric power and its reliability.

The TEAM investigated both routes from Puerto Santo Tomas de Castilla to El Rancho and from San José to El Rancho, to transport heavy machinery and equipment. According to a result of the survey, the route from Puerto Santo Tomas de Castilla to El Rancho is better than the other route with respect to bearing stress of bridges and curves of the road.

The TEAM investigated Puerto Santo Tomas de Castilla and Puerto San José, and their facilities such as berths piers, loading, unloading facility and so forth.

The investigation result will be reflected to the future plan of the proposed imported crude oil terminal.

The TEAM investigated telecommunication networks in Guatemala and also land cost around El Rancho and Puerto Santo Tomas de Castilla.



5) Investigation of related laws and regulations

◦ The Old Law (National Petroleum Regime Law)

stipulates that an oil field development shall be conducted in accordance with an exploration and exploitation contract to be concluded between the Government of Guatemala and oil development companies whereby fifty five percent (55%) of the total crude oil production shall fall to the share of the Government of Guatemala. The New Law (Law of crude Oil), on the other hand, stipulates that the Government of Guatemala shall share twenty percent (20%) of the total production for the crude oil of thirty degrees (30°) API; this percentage of share shall increase or decrease by one percent (1%) point respectively as API degree increases or decreases by each one percent (1%) point.

The new Law, further, stipulates that the Government of Guatemala shall have the right to share minimum thirty percent (30%) of the total crude oil production after and when the contractor will have recovered the cost of exploration, exploitation and operation expenses.

Having obtained the content of the New Law, the TEAM will review how much more exploration and development of oil field in Guatemala will be encouraged and activated to increase national crude oil production.

◦ San José Agreement

According to the comment made by MEX staff, the conditions of San Jose Agreement were modified with respect to credit conditions (percentages and interest) on August 3rd, 1983.

° Other related laws and regulations according to MEH, the laws and regulations applicable to an oil refinery, pipeline and terminal facility with regard to safety precaution and environmental protection are not legislated at present.

59.

gac

The TEAM, therefore, will design such facilities, referring to or in accordance with laws and regulations applicable in Japan and U.S.A.

6) Investigation for a conceptual design of Oil Refinery, terminal and pipeline.

The TEAM visited Guatecal Oil Co. and Texaco Petroleum Co. to investigate organization, the number of personnel design standard and so forth.

The result will be reflected to the conceptual design of this project .

7) Financial and Economic Analysis

The study basis to be applied to the financial and economic analysis of the project is determined as follows based on the discussions with MEM.

◦ The currency for the financial and economic analysis will be quetzal, and foreign currency will be converted into quetzal.

◦ Exchange Rate

1 Quetzal = 1 US\$
1 Quetzal = 235 YEN

◦ Base of Price

Calculations for financial and economic analysis will be based on the present value (as of Dec. 1983) without escalation however, one case of calculation for financial analysis will be calculated with escalation.

◦ Project schedule

The year of plant start-up will be 1989 as temporary schedule.

◦ Project life for calculation

Project life for calculations will be 20 years.

◦ Onstream factor

The onstream factor mainly depends on the technical and marketing factors. In view of technical factor, the following rate will be adopted.

1st. year	70%
2nd. year	90%
3er. year and onward	100%

Note: Annual operating days: 350 days/year

◦ Financial terms and conditions

- 1) Debt equity ratio 99:10
- 2) Source of equity Government
- 3) Long term loan
 - Interest rate 9% annual
 - Installment 15 times
 - Repayment 15 years
 - Grace period 3 years
- 4) Short term loan condition 12% annual
- 5) Interest during construction will be capitalized

◦ Depreciation and amortization

- 1) Pipeline 15 years
- 2) Machinery and equipment 10 years
- 3) Election 10 years
- 4) Building and structure 10 years
- 5) Interest during construction 15 years
- 6) Pre-operating expense 5 years

◦ Taxes

All taxes are exempted due to the fact that the project will be executed by a governmental organization. However one case of financial calculation with taxable base will be conducted as a reference.

° Prices of raw material and products for the calculation of financial analysis

Domestic crude oil 26.88619 US\$/BBL

Imported crude oil will be evaluated at the C.I.F. price in Guatemala as of the end of 1983.

L P G	0.67971	Q/Galone
P. Gasoline	1.146	Q/Galone
R. Gasoline	1.109	Q/Galone
A. Gasoline	1.146	Q/Galone
Kerosene	1.165	Q/Galone
Jet Fuel	1.165	Q/Galone
Diesel oil	1.021	Q/Galone
Fuel oil		Q/Galone
Asphalt		Q/Galone

° Operation Cost

Operation costs will be calculated based on following category:

Raw material cost / Utilities Cost / Chemical and catalyst / Labor cost / Plant overhead / Maintenance / Insurance / land rent / others

° Major incentives

The following incentives will be considered in the calculation of financial analysis with taxable base.

- 1) Loss carry forward
- 2) Exemption of import duties on machinery and equipment
- 3) Exemption from income tax for 2 years and 8 years

◦ Sensitivity analysis for financial analysis

- 1) Investment cost
- 2) Crude oil price
- 3) Products sales price
- 4) Others

SS

JAN

4. Data List

- (1) Sea Chart of Puerto Barrios and Matías de Galvez:
1/12,500 1 sheet
- (2) Maps of the Republic of Guatemala
1/250,000 5 sheets
- (3) Maps of the Republic of Guatemala
1/50,000 33 sheets
- (4) Geographical maps of the Republic of Guatemala
1/500,000 4 sheets
- (5) Municipalidad de Puerto Barrios "Capital de la
Tierra de Dios" Memoria de labores 1982-1983
- (6) Servicios Portuarios Impulsando el Desarrollo Nacional
- (7) Memoria de Labores, 1982
- (8) Plan Urbano
- (9) Mosaico de Expropiaciones
- (10) Estudio Estructural del Muelle Reporte Geomecánico
- (11) Reglamento para el Control de Pesos y Dimensiones
de vehiculos Automotores
- (12) Boletín Estadístico
- (13) 1971 Informe 1982 Financiero y Estadístico
- (14) Memoria de Labores 1982-1983
- (15) Meteorological Data (51 pages)
- (16) Flow data on Motagua River (7 pages)
- (17) Tracks of the Tropical Cyclones (2 pages)
- (18) Pronóstico de Mareas, 1983
- (19) Boletín Sisrológico, 1977-1980
- (20) Atlas Climatológico de Guatemala
- (21) Outline of TIPIC'S Personnel & Facility

(22) Condiciones de Sitio de la Fábrica

(Técnica de Pulpa y Papel, El Rancho)

(23) Informe Financiero y Estadístico (INDE)

(24) Reglamento para Depósitos de Petróleo y sus derivados

55

[Handwritten signature]