グァテマラ共和国
製油所建設計画調査報告書

1984年8月

国際協力事業団

はしがき

日本国政府は、グァテマラ共和国政府の要請に基づき、同国製油所建設計画に係るフィージビリティー調査を行なうこととし、その実施を国際協力事業団に委託した。

当事業団は、佐藤晋を団長とする調査団を昭和58年11月12日から12月4日まで現地に派遣し、同調査団は、フィージビリティー調査に必要な資料収集とグァテマラ国政府関係者との協議を行なった。

同調査団は、グァテマラ国政府関係機関の全面的な協力を得て、きわめて円滑に調査を行なうことができ、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書提出の運びとなった。

本報告書が、本計画の推進に寄与し、グァテマラ国とわが国との友交関係の発展に役立つことを願うものである。

終りに、今回の調査の実施に際し多大なご協力をいただいたグァテマラ共和国政府関係者、在グァテマラ日本国大使館、外務省および通商産業省の関係各位に対し、衷心より感謝の意を表するものである。

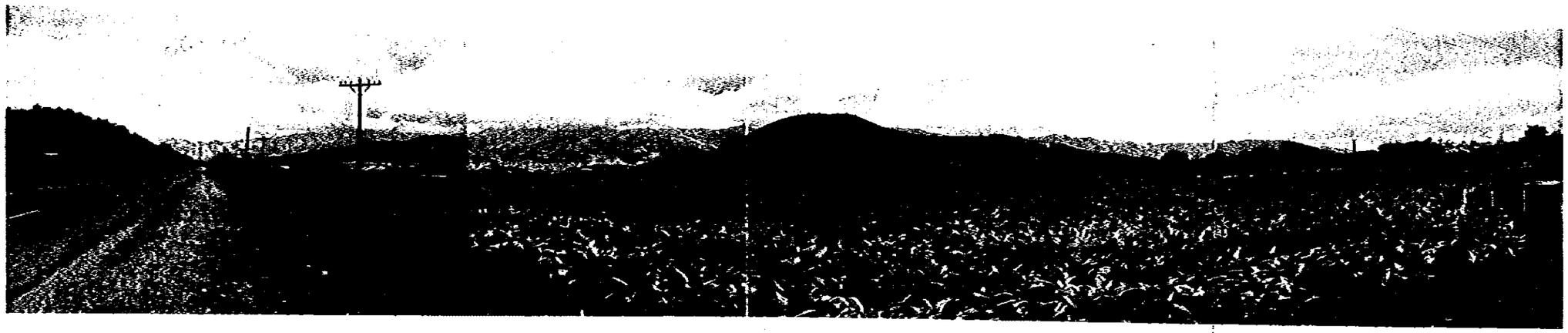
昭和59年8月

国際協力事業団

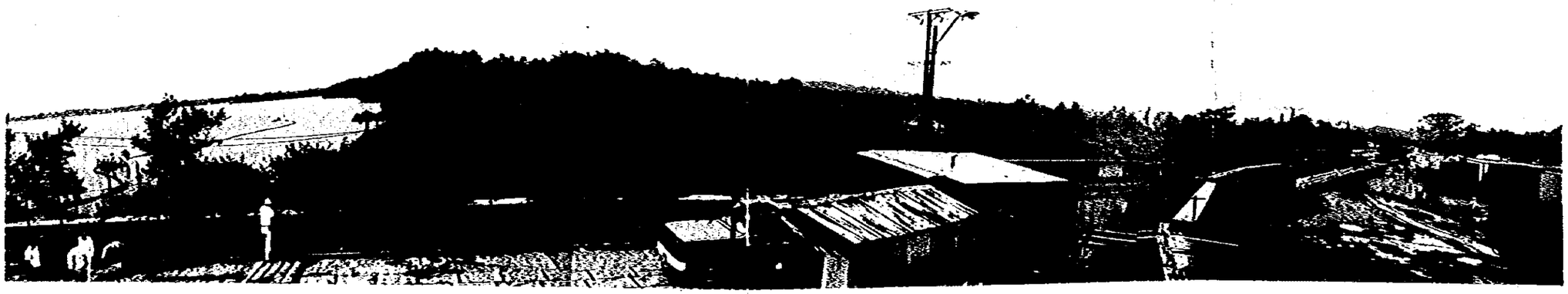
総裁　有田圭輔

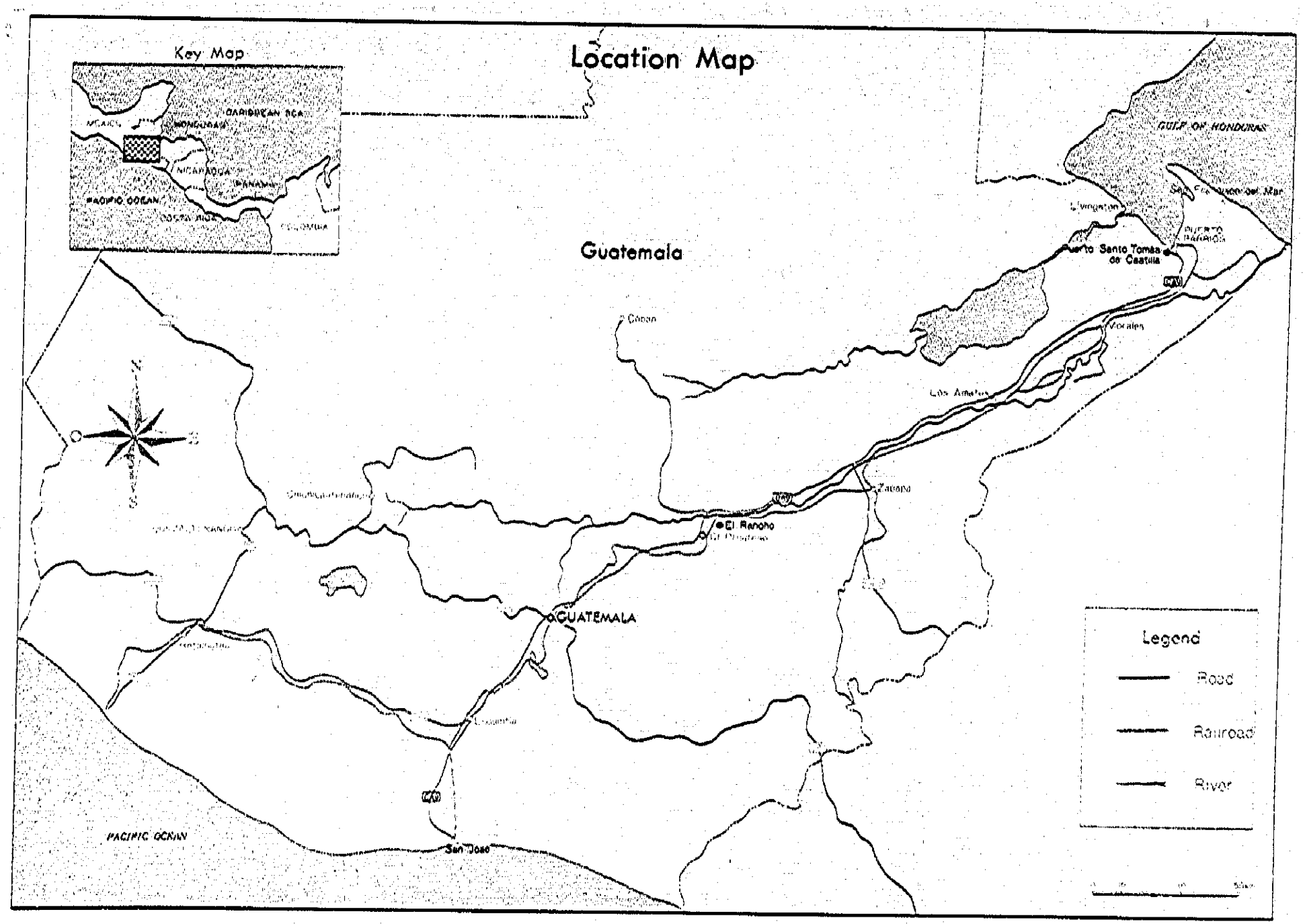
Selected Refinery Site

"Area C"



Selected Terminal Site




Location Map
Key Map
CARIBBEAN SEA
MEXICO
HONDURAS
NICARAGUA
PANAMA
PACIFIC OCEAN
COSTA RICA
COLOMBIA
Guatemala
GULF OF HONDURAS
Puerto Santo Tomás de Castilla
Livingston
Puerto Barrios
Vocales
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673百万ケッツアール，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。

グァテマラ共和国

製油所建設計画調査報告書

目　　次

ページ

List of Tables

List of Tables (Cont'd)

List of Tables (Cont'd)

List of Figures

List of Figures (Cont'd)

List of Figures (Cont'd)

Abbreviations and Symbols

(1) Unit and Conversion

o Length

mm	Millimeter
cm	Centimeter
m	Meter
km	Kilometer
in	Inch (1 in = 2.54 cm)
ft	Foot (pl. feet) (1 ft = 0.305 m)

o Area

cm^2	Square centimeter
m^2	Square meter
ha	Hectare (1 ha = 10,000 m^2)
ft^2	Square foot (1 ft^2 = 0.0929 m^2)

o Volume

m^3	Cubic meter
Nm^3	Normal cubic meter
l	Liter
kl	Kiloliter
bbl	Barrel (1 bbl = 159 l)
gal	Gallon (1 U.S. gallon = 3.785 l)
ft^3	Cubic foot (1 ft^3 = 0.0283 m^3)

o Weight

g	Gram
kg	Kilogram
t	Metric ton
lb	Pound (1 lb = 0.0454 kg)

- Time

sec	Second
min	Minute
h, hour	Hour
d, day	Day
m	Month
y, year	Year

- Temperature

°C	Degrees centigrade
°F	Degrees fahrenheit

- Others

Kcal	Kilocalorie
Btu	British thermal unit (1 Btu = 0.252 kcal)
g/Nm^3	Gram per normal cubic meter
g/cm^3	Gram per cubic centimeter
lb/gal	Pound per gallon
lb/ft^3	Pound per cubic foot
°API	American petroleum institute gravity
kg/cm^2	Kilogram per square centimeter
lb/in^2 (psi)	Pound per square inch
mm Aq	Millimeter aqua
St	Stokes (cm^2/s)
P	Poise (g/cm.s)
A	Ampere
V	Volt
W	Watt
kVA	Kilo volt ampere
kWh	Kilo watt hour
Hp	Horse power (1 Hp = 746 W)
%	Percent
vol %	Volume percent

wt %	Weight percent
ppm	Parts per million
pH	Hydrogen ion concentration
t/d	Tons per day
t/y	Tons per year
CD	Calender day
SD	Stream day
BPSD	Barrel per stream day

(2) Exchange Rate

Yen, ¥	Japanese yen (1 U.S.$ = 235 yen)
U.S.$	U.S. dollar
Q.	Quetzal (1 U.S.$ = 1 Q.)

(3) Market, Finance and Economy

IRR	Internal rate of return
EIRR	Economic internal rete of return
FIRR	Financial internal rate of return
ROI	Return investment
GDP	Gross domestic product
GNP	Gross national product
CIF	Customs insurance and freight
FOB	Free on board

(4) Organization and Company

MEM	Ministerio de Energía y Minas
INDE	Instituto Nacional de Electriticación
TEXACO	Texas Petoroleum Co.
GUATCAL	Guatemala California Oil Co.
JICA	Japan International Cooperation Agency

第Ⅰ編　序　論

第I編　序　　論

1. グァテマラ概況

1.1 自然と地理

(1) 地理，地勢

グァテマラ共和国は南北アフリカ大陸を連絡する中央アメリカ地峡帯の最西端にあり，北緯14－18度の間に位置する。

北と西はメキシコ，南東はホンジュラス，エルサルバドルと各々国境を接し，東部はカリブ海，南部は太平洋に面している。

国の西北から東南にかけてシェラ・マドレ山脈が走り，活火山や火山湖が多い。このため，地震も多く，首都グァテマラ市の周辺だけでも過去数回地震にみまわれている。

国土面積は131,800㎢であり，その約60％が山岳地帯である。平均高度1000－1500mの中部高地は気候が快適で，肥沃な土壌に恵まれているため，人口の大半がこゝに集中している。首都のグァテマラ市も海抜1502mの地にある。

一方，国土の約1/3を占める北部のEl Peten 地区は広大な密林に覆われた石灰岩台地となっている。

また，カリブ海沿岸地方は低く沼沢地が多い。

(2) 人口

1981年の国勢調査によればグァテマラの居人口は6,044千人である。しかしInternational Financial Statistics Year Book 1983年度版によると，1981年の人口は約7,480千人と報告されており，国勢調査の結果よりかなと多くこの数値の方が実情に近いと言われている。

この内約22％の人口がグァテマラ県（1,307千人）に集中しており，都市集中型の人口分布をなしている。

なお，グァテマラの人口は1950年以降毎年平均約3％という非常な高率で増加している。

(3) 気候

グァテマラは全土が熱帯圏に属するが，高度による気温の変化が大きいのが特徴である。

Table I-1 にグァテマラの代表的地区の気象データを示す。

北部のEl Peten地区，カリブ海沿岸地区および海抜800m までの丘陵地帯では熱帯の気候で気温が23℃以下になることがなく一年中暑さがきびしい。

海抜800－1800m のグァテマラ市を含む高地は一年中気温が20℃前後と快適な温暖帯に属し，居住，農耕とも最適な地域である。

降水量は地域差はあるが，それぞれの季節でほゞ一定している。太平洋沿岸地方は雨季と乾季があり，6－9月までが雨季，11－5月までが乾季である。その他の地方では，地域差はあるが年間を通じて降水がある。

Table I-1 Meteorological Data

Location	Temp. (Annual Av. °C)		Rainfall (mm)		Height (m)
	Max.	Min.	Annual	Monthly, Max.	
El Progreso	35.0	19.5	773.5	155.1 (Sep.)	280
Puero Barrios	30.0	21.9	2,989.6	377.9 (Oct.)	0 - 10
Guatemala City	24.9	15.1	895.1	192.7 (Sep.)	1,500

1.2 経済概観

(1) 経済一般概況

ドルショックに続いて起った第一次石油危機（1973～74年）および第二次石油危機（1978～79年）は世界全体に大きな打撃を与え，世界の経済構造に大きな変化をもたらした。この結果，国の経済運営が非常に困難な時代となり，従来のごとき高い経済成長が望めなくなった。

グァテマラも他の国々と同様に石油危機の影響を受けたが，国内のエネルギー多消費型産業が無く，また国民一人当りの商業エネルギー消費量も1981年で石油換算185kgと非常に低いため他の国々に比べ石油危機の影響は軽微であったといえる。

次に過去10年間のグァテマラの景気動向を表わす主要な指標として実質国民総生産（GNP），実質経済成長率，人口等をTable I－2に示す。この表から明らかなように，1972－1974年にかけての実質国民総生産をベースにしたグァテマラの実質経済成長率は年平均7.1％と順調な推移を示している。第一次石油危機があったにもかゝわらず高い伸び率を示したのは前述のグァテマラ経済の石油依存度が低いことに加え，

1) 主要輸出品目であるコーヒーの市況好転（1973年のコーヒー価格は前年比で35％アップした）による収入増。

2) 1972－1974年にかけての中米共同市場向け輸出の増大

Table I-2 Guatemala's Basic Economic Indicators (1972 — 1982)

	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Gross National Product at 1980 Prices (in million quetzales)	5047	5410	5774	5864	6310	6879	7240	7598	7809	7782	N.A
GNP Growth Rate (%)	7.4	7.2	6.7	1.6	7.6	9.0	5.2	4.9	2.8	-0.3	N.A
Population (in million people)	5.58	5.74	6.05	6.24	6.43	6.63	6.84	7.05	7.26	7.48	7.70
Per Capita GNP at 1980 Prices (in quetzales)	904	943	954	940	981	1038	1058	1078	1076	1040	N.A

Source: International Financial Statistics Year Book, 1983

3) 観光収入の順調な伸び

等の幾つかの好条件に恵まれている。

しかしながら，翌１９７５年の実質経済成長率は1.6％と１９５０年代初期以来の低い伸びとなった。これは世界同時不況のあおりを受け，輸出が伸びなやんだこと，更に，年平均１４％の高インフレにみまわれ国内消費が停滞したためである。

続く１９７６，１９７７年の両年は１９７６年２月に起きた大地震による大災害にもめげず，それぞれ7.6％および9.0％と高度成長を遂げ，めざましい回復を示し，これまで入超傾向にあった貿易収支が１９７７年には久々に黒字と化した。

1) これは，震災後の経済復興計画による建設部門を始めとする製造部門，農業部門等全部門に渡る大幅な内需の拡大

2) 主要な外貨獲得源であるコーヒーの２年連続の異例な高値に恵まれたことによる（１９７６年：６５％アップ，１９７７年：９６％アップ）大幅な輸出の伸び

3) 震災復興のための海外からの資金援助

4) 海外からの資本投資増大

等の内需，外需両面での顕著な伸び，および海外からの資本の流入があったことによるものである。

１９７７年の実質経済成長率9.0％を頂点として，１９７８年以降は農業部門および製造部門の生産の伸び率は次第に低下した。

このため，１９７８年以後，経済成長率もTable 1-2 に示すとおり，鈍化の一途をたどり，１９８１年には遂に－0.3％ と過去５０年来の景気後退となった。この後退の原因として

1) 第一次および第二次石油危機による世界的同時不況による外需の不振

2) 主要輸出品目であるコーヒーの国際市況の低迷によるコーヒーの輸出額の減少

3) インフレ増大による内需の不振

4) １９８０ 年以降の外国からの旅行者激減による観光収入減
（特に１９８２年における米国からの旅行者数は１９７９年のそれの約３０％に減少した。）

等が考えられる。

(2) 貿易および国際収支

グァテマラはコーヒー，綿花，砂糖，バナナ，牛肉，ニッケル合金等の第一次産品を輸出し，外国から機械類，化学製品，自動車，燃料，石油製品等の資本財および耐久消費財等を輸入する発展途上国特有の貿易構造を有している。

Table 1-3に見るとおり，主要輸出用作物であるコーヒーおよび綿花の総輸出額に占め

る割合はそれぞれ約２８％および約１２％とこれ等２品目で全体の約４０％に達しており，同国の経済が気まぐれな自然条件に大きく左右される傾向があることがわかる。

グァテマラ政府は１９５６年以来，前述の農作物以外にカルダモン（香料），タバコ，ごま，カカオ等徐々に輸出品目の多様化をはかるとともに，醸造，ニッケル，肥料，製材，セメント，製紙等および石油開発・精製，水力発電，通信網の開発等の工業化を促進してきているが，同国の貿易構造は未だ農作物を輸出し，工業品を輸入するパターンを脱していない。

Table Ⅰ-4に示すとおり，総輸入額に占める原油・石油製品輸入額の割合は約２２％と比較的低い値を示している。

また，同国の貿易依存度（GNPに対する総輸入額CIFの割合）は約２０％であり，この傾向は１９７５年以来ほゞ一定である。

貿易相手国はTable Ⅰ-5およびTable Ⅰ-6に示すとおり，輸出入とも米国が第一位，第二位が中米共同市場向け（特にエル・サルバドル向けが多い）であり，この点他のラテンアメリカ諸国同様に米国経済の影響を受け易い体質にある。

貿易収支面では同国の過去１０年間の総輸入額の推移は，Table Ⅰ-7に示すように第一次石油危機の起きた１９７４年には前年度の427.4百万ケッツァールから701.3百万ケッツァールへ，６４％増と急上昇したが，全体的には年平均上昇率２０％（1972-1981年）となだらかな増加傾向にある。

一方，総輸出額は第一位の輸出品目であるコーヒーの国際市況と高い相関性を示しており，不安定な増減をくり返している。

同国の国際収支についてみると，Table Ⅰ-8に示すとおり全般的に経常収支面の赤字を外国からの資本流入による資本収支面の黒字でカバーし，総合収支の黒字を維持してきている。しかし，１９７９年以降はコーヒーの国際市況の悪化等による経常収支の大幅赤字（１９８１年の経常収支赤字幅は５５９百万ケッツァールに達した），ならびに１９８０年の通貨危機に伴う外国への資本の流出による資本収支の赤字（６５百万ケッツァール）等が重なり，総合収支はTable Ⅰ-8に示すとおり赤字に転落し，１９８０年の総合収支赤字は２５０百万ケッツァールと大幅のものとなった。

このため，同国の外貨準備高は１９７８年の７９０百万ケッツァールを最高にして，１９７９年以降は次第に減少してきている。

一方，同国の対外債務残高は増加の一途をたどっており，１９８１年末現在では1,409百万ケッツァールに達している。

Table I-3 Proportion of Principal Export Goods (1980, 1981)

	1980 (%)	1981 (%)
Coffee	30.5	25.0
Cotton	10.9	13.1
Sugar	4.6	6.6
Banana	2.9	3.8
Nickel	3.9	0
Cardamom	3.7	2.6
Meat	1.9	2.3
Petroleum	1.6	1.7
Export to Central America	29.0	29.2
Miscellaneous	11.0	15.7

Source: Estudio Economico & Memoria de Labores 1981.

Table I-4 Proportion of Prinipal Import Goods (1980, 1981)

	1980 (%)	1981 (%)
Primary Goods	32.8	32.4
Consumer Goods	21.3	20.4
Petroleum Goods	21.2	22.1
Construction Materials	5.8	6.0
Capital Goods	17.9	17.9
Miscellaneous	1.0	1.2

Source: Estudio Economico & Memoria de Labores 1981.

Table I-5 Imports by Principal Countries
(percentage of total value)

	1978 (%)	1979 (%)
U.S.A.	30.2	34.8
CACM	16.5	15.2
(El Salvador)	(9.0)	(7.7)
Japan	10.3	9.2
Germany	8.5	7.8
Venezuela	6.9	1.2
Mexico	4.2	4.1
Miscellaneous	23.4	27.7

Source: 1981 Yearbook of International Trade Statistics

Table I-6 Exports by Principal Countries
(percentage of total value)

	1978 (%)	1979 (%)
U.S.A.	30.5	26.6
CACM	22.9	25.4
(El Salvador)	(10.8)	(12.7)
Germany	12.4	8.8
Japan	6.5	8.1
Netherlands	4.7	5.1
Italy	4.5	3.6
Miscellaneous	18.5	22.4

Source: 1981 Yaerbook of International Trade Statistics

Table I-7 Main Foreign Trade Indicators
(1972 – 1982, in million quetzales)

	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Total Import (CIF)	349.7	427.4	701.3	732.4	838.4	1,052.5	1,260.7	1,449.4	1,559.1	1,673.5	1,388.0
Total Export (FOB)	328.1	436.2	572.1	623.6	760.3	1,160.2	1,111.6	1,217.1	1,472.8	1,226.1	1,119.8
Export of Coffee (FOB)	105.3	145.6	172.9	164.2	243.0	525.9	477.4	430.3	469.8	294.8	358.8
Export of Cotton (FOB)	40.9	47.9	68.3	74.1	85.0	152.1	139.1	182.8	166.5	130.9	78.7

Sources: (1) Boletin Estadistico, JUL., AGO., SEP., 1975 by Banco de Guatemala
(2) Anuario de Comercio Exterior, 1980 by D.G.E
(3) Boletin Estadistico, ABR., MAY, JUN., 1983 by Banco de Guatemala

Table I-8 International Balance of Payment in Guatemala
(1972 – 1982, in million quetzales)

	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
Total Balance	44.2	83.3	-14.3	105.7	221.3	178.7	68.8	-15.1	-249.6	-197.8	-10.9
Current Account Balance	-9.5	11.1	-99.4	-62.3	-70.6	-35.2	-262.1	-196.4	-176.4	-559.0	-375.4
Capital Account	62.3	66.1	88.4	178.0	311.1	202.1	342.0	197.4	-64.9	393.1	361.2
Net International Reserves	148.2	230.6	213.3	318.4	538.0	720.7	789.5	776.1	526.9	346.8	N.A
External Debt	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	N.A	1,053.4	1,409.4	N.A

Sources:
(1) Anuario Estadistico, 1974 by D.G.E
(2) Boletin Estadistico, JUL., AGO., SEP., 1975 by Banco de Guatemala
(3) Anuario Estadistico, 1980 by D.G.E
(4) Estudio Economico & Memoria de Labores 1981 by Banco de Guatemala
(5) Anuario Estadistico, 1982 by SMHEN

(3) 産業構造

Table Ⅰ-9に示すとおり，農業部門の国内総生産への寄与率は約２５％と高く，農業はこの国の基幹産業となっている。労働人口中に占める農業従事者数の割合も約５５％と高く，農業は，この国の主要な雇傭源ともなっている。工業部門の国内総生産への寄与率は約１６％と低く，工業の遅れがみられる。また，第三次産業（商業部門等）の割合が約２７％と高く，この部門の肥大さが目立っている。

Table I-9 Sectoral Contribution to GDP (1980/1981)

Sector	Contribution to GDP (%)	
	1980	1981
Agriculture	24.8	24.2
Industry	16.7	15.6
Commerce	27.0	26.1
Construction	3.2	3.5
Transportation & Communication	6.9	6.6
Miscellaneous	21.4	24.0

Source: Estudio Economico & Memoria de Labores, 1981

前述のごとくグァテマラ政府はコーヒー，綿花，砂糖，バナナ等の主要輸出用農作物の栽培への偏重を避けるためカルダモン（香料），タバコ，ごま，カカオ等の輸出用作物の多様化を計っている。また，セメント，肥料，ニッケル，製紙，製材工業および石油開発等の工業化を進めてきており，徐々にではあるが産業構造の改善が計られている。

グァテマラは作物の栽培の面で良好な気候条件と肥沃な土壌に恵まれ，また，豊かな水資源，森林資源を持ち，石油の産出国でもある。更に，観光資源（火山景観およびマヤ遺跡）にも恵まれており，以上のような好環境を考慮すれば，同国は将来多くの発展の可能性を秘めていると言えよう。

1.3 工業開発計画

グァテマラ政府はかって国家開発５カ年計画（１９７１－１９７５年）を策定し，総額約５９百万ケッツァールの公共投資を行ない，電力および運輸・通信網の開発を重点的に行なってきた。

また，１９７５－１９７９年にかけて前計画の手直しを含めた開発計画を推進してきている。

しかし，現時点においては，これ等の計画に類する，中・長期の開発計画は発表されていない。

2. グァテマラのエネルギー事情

2.1 エネルギー需給

(1) エネルギー需要の推移

第一次エネルギー（国産および輸入）および輸入第二次エネルギーの合計値である総エネルギーの需要と，商業用エネルギーの需要を実質国民総生産（GNP）をベースとした実質経済成長率と対比しTable I-10に示す。この表から明らかなように総エネルギー需要の伸びと実質経済成長率の伸びとの間には殆んど相関性がみられないが，これはTable I-11に示すように総エネルギー需要の50%以上が景気の変化に左右されない非商業用（自家用）の燃料である，燃料用木材で占められているためと考えられる。

一方，商業用エネルギーの需要は1）項に述べるように景気の動向と深い関係にある。

1）商業用エネルギー需要の伸び

1976年および1977年の両年は震災後の経済復興計画による建設ラッシュならびに主要な外貨獲得源であるコーヒーの異例な高値による輸出の増大等によって実質経済成長率は高い伸びを示し，1976年は7.6%，1977年は9.0%となった。この間，商業用エネルギー（燃料用木材，バガス等の非商業用エネルギーを除いたもの）の需要は好景気を反映して高い伸び率を示し，1976年9.9%および1977年17.8%となった。

Table I-10 Trend of Energy Demand v.s. GNP Growth Rate

	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
GNP Growth Rate (%)	1.6	7.6	9.0	5.2	4.9	2.8	-0.3
Total Energy Demand ($\times 10^3$ TPE)	3,086.1	3,270.8	3,505.6	3,621.1	3,751.1	4,373.0	3,643.5
Growth Rate (%)		6.0	7.2	3.3	3.6	16.6	-16.7
Total Commercial Energy Demand ($\times 10^3$ TPE)	1,052.8	1,157.0	1,362.5	1,468.1	1,588.3	1,580.7	1,382.7
Growth Rate (%)	N.A	9.9	17.8	7.8	8.2	-0.5	-12.5
Comm. Ener. (KGPE) Demand per Capita	169	180	206	215	225	218	185

Sources: (1) Anuario Estadistico, 1980, 1981, 1982 published by SMHEN
(2) International Financial Statistics Year Book 1983

しかし，１９７８年以降は世界的同時不況等の影響を受け，実質経済成長率が鈍化の一途をたどるにつれ，商業用エネルギーの需要の伸び率も次第に低下し始め，１９８１年の伸び率は－12.5％と大きく低下した。

なお，グァテマラの国民一人当りの商業用エネルギーの消費量は１９８１年で石油換算量約１８５kgであり，工業化の余地が大きいことを示している。

(2) 総エネルギーの需要構造

Table Ⅰ-11に総エネルギーの需要構造を示す。前述の如く総エネルギー需要の約50％以上を燃料用木材が占めており，石油・天然ガスと輸入される石油製品を合計した石油系エネルギーが約４０％でこれに次いでいる。

但し全商業エネルギー中に占める石油系エネルギーの割合は約９８％を示しており，石油依存度が可成り高い。

グァテマラ政府は石油系以外の商業用一次エネルギー源を確保すべく同国の豊富な水力源を利用したChixoy水力発電所を始めとする大型水力発電所の建設を進めてきた。

また，水力以外に地熱発電所の建設も検討されているが現在のところ実現には至っていない。

(3) エネルギーの自給率

Table Ⅰ-11の総エネルギー需要構造からわかるように，グァテマラの総エネルギー需要の５０％以上は自家用燃料である燃料用木材によって賄われているため，総エネルギー需要の観点からのエネルギー自給率は７０.５％（１９８１年）と非常に高い値を示している。

一方，商業用エネルギー自給率は１８.０％（１９８１年）と可成り低い。しかし，同国の石油生産の増加に伴い，この自給率も次第に高くなる傾向にある。

(4) 第二次エネルギーの需要構造

Table Ⅰ-12に各産業部門別の第二次エネルギーの消費量および消費割合を示す。

全産業中，運輸部門のエネルギー消費が一番多く，全体の約４５％を占め，次に工業部門が約３０％を占めており，これ等２つの部門で全体の約７５％に達する。

将来，同国の工業化が進み，エネルギー多消費型産業が多くなるに従い，工業部門のエネルギー消費量が運輸部門より大きくなることが予想される。

Table I-11 Energy Demand Structure in Guatemala (1978 – 1981)
(x 10^3 TPE: in thousand tons of petroleum equivalent)

Sector	1978		1979		1980		1981	
	x 10^3 TPE	Percent	x 10^3 TPE	Percent	x 10^3 TPE	Percent	x 10^3 TPE	Percent
Crude Petroleum & Natural Gas	858.5	23.7	880.3	23.5	829.5	19.0	835.5	22.9
Fuelwood	1955.6	54.0	1981.3	52.8	2599.2	59.5	2005.2	55.0
Bagasse	197.4	5.5	181.5	4.8	193.1	4.4	255.6	7.0
Hydro	23.9	0.6	23.1	0.6	23.9	0.5	29.6	0.9
Geothermal	0	0	0	0	0	0	0	0
Uranium	0	0	0	0	0	0	0	0
Sub-total	3035.4	83.8	3066.2	81.7	3645.7	83.4	3125.9	85.8
Imported Petroleum Products	585.7	16.2	684.9	18.3	727.3	16.6	517.6	14.2
Total Energy Demand	3621.1	100.0	3751.1	100.0	4373.0	100.0	3643.5	100.0
Total Commercial Energy Demand	1468.1	-	1588.3	-	1580.7	-	1382.7	-
Domestic Energy Production	2252.4	-	2306.4	-	3070.1	-	2567.5	-
Domestic Commercial Energy Production	54.6	-	102.4	-	234.0	-	248.6	-
Self-sufficiency of Energy	-	62.2	-	61.5	-	70.2	-	70.5
Self-sufficiency of Commercial Energy	-	3.7	-	6.4	-	14.8	-	18.0
Petroleum Dependability of Commercial Energy	-	98.4	-	98.5	-	98.5	-	97.9

Source: Anuario Estadistico, 1980, 1981, 1982 published by SMHEN

Table I-12 Sectoral Shares of Secondary Energy Consumption (1978 – 1981)
(x 10^3 TPE: in thousand tons of petroleum equivalent)

Sector	1978		1979		1980		1981	
	x 10^3 TPE	Percent	x 10^3 TPE	Percent	x 10^3 TPE	Percent	x 10^3 TPE	Percent
Industry	362.1	31.6	412.4	33.8	352.4	30.4	266.3	25.9
Transportation	504.7	44.0	524.5	43.0	504.6	43.6	513.7	50.0
Agriculture	76.5	6.7	80.6	6.6	85.1	7.4	63.2	6.2
Residential Commercial & Public	162.5	14.2	166.1	13.6	175.4	15.1	181.9	17.7
Miscellaneous	40.4	3.5	36.8	3.0	40.8	3.5	1.6	0.2
Total	1146.2	100.0	1220.4	100.0	1158.3	100.0	1026.7	100.0

Source: Anuario Estadistico, 1980, 1981, 1982 published by SMHEN.

3. 調 査 概 要

3.1 調査の背景と目的

グァテマラ共和国は，１９７６年以降原油の生産を始め，１９８２年には200万bbl/yを産出するに至っている。生産原油は火力発電所用として直接消費する以外は国外に輸出している。

一方，石油製品に関しては既設製油所が２工場あるものの現在は，Texas Petroleum Co. の一工場が稼動しているのみであり，石油製品の約半量を輸入に頼っている現状である。

このような背景のもとにグァテマラ政府は国営製油所を建設したいと計画しており，1982年１１月に日本政府に対し，パイプラインおよび原油受入れ基地（ターミナル）を含む製油所建設計画に関する企業化可能性調査の実施の要請をしてきた。

これに対し日本政府の関係各省および国際協力事業団は，本プロジェクトの内容等の具体的な把握を行ない，本格調査のための基本的事項を協議するため，１９８３年7月に岩口団長からなる事前調査団を派遣し，当時の鉱物・石油・核・エネルギー庁（現在はエネルギー・鉱山省に昇格している）との間にグァテマラ共和国製油所建設計画調査に関してScope of Work（以下S/Wという）が7月１９日付で締結された。

本調査はこの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，この結果に基づき国内作業を行ないこの調査結果を本報告書にまとめたものである。

3.2 調査の方法と手順

調査の方法として，まず現地調査を行ない，現地調査結果に基づき国内作業を実施する。

3.2.1 現地調査項目

現地調査で実施する調査項目は次のとおりである。

(1) 製油所建設計画の背景

1) グァテマラ経済

グァテマラ経済の主要指標である人口，GNP の伸び，貿易収支，および国際収支等につき過去１０年間の推移を調査する。

2) 産業開発政策

グァテマラの産業開発が現状でどの様に行なわれているか，またそれに対するグァテマラの優遇策について調査する。

インフラストラクチャーの拡充について，現在どのようなプロジェクトが計画または実

施中か調査し，特に本プロジェクトに関連するインフラストラクチャについては重点的に調査を実施する。

3) 石油製品需給の現状

石油製品の需給に関して，可能な限り詳細に調査する。

4) 既設製油所（Texas Petroleum Co. および Guatemala California Oil Co.）との関係

既設製油所の低稼動率の原因を十分調査し，その原因について考察する。

(2) 石油製品市場と販売経路の調査

1) 石油製品需要の過去の推移

石油製品である液化石油ガス，自動車ガソリン，灯油およびジェット燃料油，航空ガソリン，軽油，重油，アスファルト等に関し過去10年間にわたる需要について調査する。

2) 石油製品の販売経路とそのコスト

現在グァテマラでは約半量の石油製品は輸入に頼っている。この輸入は国際石油資本を中心とした民間企業が行なっており，販売も彼らのブランドで行なわれている。石油製品が国産化された場合もこの販売経路によって売られるので現状の販売経路およびこれに伴うコストを詳細に調査する。

3) 石油製品価格

グァテマラに於ける現在の石油製品価格決定のメカニズムは比較的コストの高い国産品の生産価格（利益を含む）をもとに水準価格を設定し，輸入品はEXターミナルの価格をこの国産品水準価格と一致させる方式を取っている。この統一された水準価格を基準として税率，収益率が統制されて卸売価格，末端市場価格が定まっている。各石油製品についてこのメカニズムを輸入製品のCIF価格と対比しつつ分析調査する。

(3) 原油入手可能性の調査

1) グァテマラ産原油

(a) 原油生産量の予測

今後の原油生産設備の増設計画および各油田の生産計画を調査した。対象油田としてはRubel Santo, Chinaja-Oeste, Caribe, Yalpemech, San Diego および XAN 油田とする。

(b) 原油価格

グァテマラ産原油はアラビアンライト，ティアデュアナライトおよびマヤ原油のFOB価格，CIFヒューストン，同国大西洋岸の想定CIF価格に設定された各原油の加重比率を用いて算出されている。この価格設定の仕組みを調査分析する。

2) 輸入原油

(a) 輸入原油のタイプ

本プロジェクトの製油所国産原油は少くとも当初の間，量的に不十分であることから，グァテマラ産原油に性状が類似したメキシコ原油，ベネズエラ原油，およびエクアドル原油が輸入可能な原油と考えられる。また一方石油製品需要との関係から軽質原油を輸入する案も考えられている。これらの外国産原油の製油所原料としての妥当性，輸入の可能性について十分調査する。

(b) 原油価格

輸入を予定しているメキシコ原油およびベネズェラ原油について現状の原油価格を調査する。

(4) 製油所，原油受入れ基地（ターミナル）の候補地およびパイプラインルートの調査

グァテマラは製油所候補地としてEl Rancho地区，ターミナル候補地としてPuerto Santo Tomas de Castilla地区，そして原油パイプラインを製油所とターミナル間に予定しているので，これらの候補地に対して次の調査を行なう。

1) 自然条件

(a) 気象

気温，湿度，風向，風速，降雨量，地震等について統計データを入手する。

(b) 地質および地勢

製油所とターミナル候補地については，ボーリングデータの入手可能性を調査の上，ボーリングデーターが得られない場合はポータブルコーンにより地耐力を測定する。予定地に関し地図と現地調査により整地の必要性について検討する。パイプラインについては，地図の入手を計り，且つ車により現地を視察の上最適ルートを検討する。

2) 社会・経済環境

(a) 人口，労働力の供給および賃金水準

製油所とターミナル候補地周辺の工場従業員の賃金水準，労働条件，労働力の供給に関し調査する。

(b) 現地産業

製油所とターミナル候補地周辺の機器メーカー，建設工事業者，保全業者の調査を行ない，製油所，パイプラインおよびターミナルの建設工事に対しグァテマラで調達可能な範囲を検討する。

また既設製油所の工場組織を調査し，本プロジェクトの工場組織体制案に反映させる。

(c) 地域開発計画

製油所とターミナル候補地周辺の地域開発計画を調査し，本プロジェクトとの関係を検討する。

3) 用役入手および公益設備

(a) 電力

製油所とターミナル稼動後の電力について，公益電力の購入可能性をINDE(電力公社)から聴取する。

(b) 用水

製油所稼動後に必要な用水はMotagua 川からの河川水使用を基本としたが，製油所の必要用水量と比較して水量が不足する場合は井水の使用も検討する。ターミナルでの必要な用水は井水の使用を基本として調査する。

(c) 交通

製油所からの製品輸送を検討するため，製油所周辺の道路，鉄道について調査する。また製油所，パイプラインおよびターミナルの建設工事の際，重機器を移送する必要があるので，このルートについても十分調査を行なう。

(d) 港湾

グァテマラ産原油は現在Puerto Santo Tomas de Castilla にあり将来国産原油はこの地区から供給される。一方国産原油の不足分は輸入原油で賄われるため港湾設備が必要である。従がってターミナル候補地周辺の港湾設備について十分調査し，ターミナルの立地選定に反映させる。

(e) 通信

製油所とターミナル候補地の通信事情について調査する。

(f) 土地代

製油所とターミナル候補地周辺の土地代を調査し建設費に織り込む。

4) 製油所，原油受入れ基地(ターミナル)の候補地およびパイプラインルートの選定

(a) 製油所

製油所の立地については，第1段階としてEl Rancho 地区と大西洋岸のPuerto Santo Tamas de Castilla地区との比較検討を実施する。

第2段階として選定された地区でどの地点に工場を立地すべきか，整地費用，地耐力，重機器搬入の容易さ等から立地を決定し地図上で明示する。

(b) 原油受入れ基地(ターミナル)

ターミナルについては，第1段階として予定されているPuerto Santo Tamas de Castilla/Puerto Barrios 地区とSan Francisco del Mar 地区の比較検討を実施する。

第2段階として選定された地区で，どの地点に工場を立地すべきか，用地の確保，整地費用，港湾設備との関係および既設国産原油基地との関係等から立地を決定し地図上で明示する。

(c) パイプラインルート

製油所とターミナルを結ぶパイプラインのルートについてはケース設定の上建設費等からルートを決定する。

5) 関連法の調査

(a) 新・旧石油法

旧石油法によれば油田開発はグァテマラ政府と開発，生産会社との探査，採掘契約にもとづいて行なわれ，グァテマラ政府の原油の取り分は55%であった。

新石油法は，同国内での原油探査，開発活動を現状より活性化するため，原油の開発・生産会社に有利となるよう改定された。

この新石油法の内容を調査し，今後グァテマラで原油探査，開発活動がどの程度活性化し，原油採掘量が増大するか考察する。

(b) サン・ホセ協定

エネルギーに原油を利用する場合，輸出国側が原油利用設備に対して，低利で融資するというサン・ホセ協定の，本プロジェクトへの適用可能性を調査する。

(c) その他関連法および規則

製油所，パイプラインおよびターミナル等の設備に適用される保守関係，環境保護関係，労働条件に係る法規について調査する。

6) 製油所，原油受入れ基地（ターミナル）およびパイプラインの基本計画および概念設計のための調査

(a) 製油所のデザイン規格

本プロジェクトの製油所のデザイン規格決定のため，既設製油所の規格を調査する。

(b) 製油所，原油受入れ基地（ターミナル）の組織，必要人員

既設製油所の組織，必要人員を調査して本プロジェクトの検討結果に反映させる。

7) 財務分析

財務分析を実施する前提条件として必要なプロジェクト対象期間，資本調達計画，資本借入条件（利率，返済期間），税，保険，各種優遇処置，償却期間等につき調査する。

8) 経済分析

経済分析を実施する前提条件として必要な，プロジェクト対象期間，シャドウプライス等につき調査する。

3.2.2　国内作業

現地調査を実施した後，この調査結果を踏まえ，国内作業を実施する。

国内作業の概要は次のとおりである。

(1) 製油所，原油受入れ基地（ターミナル）およびパイプラインの基本設計準備および概念設計

1) 製品構成と製品量の決定

まずグァテマラの各石油製品の需要予測およびその要求する製品品質から製品構成と製品量およびその製品品質を決定する。

2) 処理原油と処理能力の決定

上記1)項の製品構成の製品量から処理原油と処理能力を決定する。

この処理原油量がグァテマラ産原油で不足する場合は輸入原油で充当することを考慮する。

3) 精製設備構成とその他の代案の検討

処理原油の量，性状と製品構成と製品量および製品品質から精製設備の基本フローパターンについて検討する。この基本フローパターンを構成する設備ユニットとしては，常圧蒸留，減圧蒸留，接触改質，接触分解，水素化分解，ナフサ・灯油・軽油の水素化精製，重油脱硫等を含むものとし，これらのユニットの必要性，組み合わせについて検討の上基本フローパターンを検討するものとする。この検討に際し処理対象原油が比較的重質且つ高硫黄であり，又水力発電所の完成により重油の需要が将来減少することが予想されるので，この点につき特に配慮する。またこの検討に際しては基本案を作成し，代案も含めケーススタディーを実施する。

4) 精製設備構成の決定

精製設備構成について技術面・経済面から最適な構成を決定する。

5) 精製設備の処理能力

精製設備を構成するユニットについて各々処理能力を決定する。

6) 物質収支を含む生産工程図の準備

決定された精製設備の構成，そのユニットの能力から生産工程図を作成する。この生産工程図は物質収支を含むものとする。

7) 概念設計の準備

精製設備，パイプライン，ターミナルおよびその他の付帯設備の設計に必要な基本方針を立案し，これに基づきフローダイアグラムおよび主要機器リストを作成した。また安全かつ円滑な精製設備の操業に不可欠な，水・スチーム・電気・再冷水設備・自家燃料設備・ブローダウン・フレア設備・排水処理設備・防消火設備等のオフサイト設備の

設計に必要な基本方針を立案し，その設備概要を決定する。

8) 製油所および付帯設備の配置

精製設備（付帯設備を含む），パイプラインおよびターミナルの配置（プロットプラン）を検討する。

9) 建設工事のための資材輸送計画の提案

精製設備のトッパー等の重機器輸送について荷上げ港湾およびサイト迄の輸送方法に関し提案を行なう。

10) 建設工事の実施工程表の準備

製油所，パイプラインおよびターミナルについて建設工事工程表を作成する。

11) 建設工事および商業ベースによる操業のための組織と人員配置計画の準備

建設工事については製油所，パイプラインおよびターミナルの必要動員数について概算を算出する。また，商業ベースによる操業については製油所，パイプラインおよびターミナル各々について組織と人員配置計画を立案する。

12) 商業ベースによる操業計画の提案

製油所の操業計画について特に需要との関係から稼動率等につき提案する。

又操業前の従業員の教育計画，外国への研修等についても提案する。

13) 環境保護対策の検討

製油所について大気，排水，騒音等の環境対策について日本の関連法規を参考としつつ立案する。

(2) 財務分析

財務分析の目的は，本プロジェクトを１つの企業体と考え，企業モデルを用いて，生産設備費等から成る所要総資本，生産コスト等の合計を製品販売収入と対比させて収益計算を行ない，プロジェクトの投下資金回収能力を判定することにある。

計画されたプロジェクトに関して財務分析を行なうためには売り上げ予測，原料費，運転費用，ローンの返済計画，減価償却，諸税の税率，配当の方針等適当な初期条件と必要な仮定とに基づいてプロジェクト期間内の損益計算書，貸借対照表および現金流入分析表を作成する。さらに現金流入分析に基づき，内部収益率を算出しプロジェクトの財務的評価を行なう。

以下に財務分析実施の方法をまとめる。

1) 所要総資本の推定

所要総資本は，固定資本（用地費，設備建設費，操業前費用，建設期間中金利）と運転資本から成る。

- 固定資本

概念設計の結果ならびにプラント機器コスト，現地で収集したコスト情報等より用地費及び設備建設費を算出する。更に三菱石油の工場建設時のデータと現地情報に基づき操業前費用を計算する。また，これ等コストと現地で入手した金利条件を基に建設中金利を計算し，所要固定資本の推定を行なう。

- 運転資本

工場の運転を開始するために必要な運転資本を算定する。内容は，原料，燃料，中間製品，製品等の適正貯蔵量に相当するコスト，現金，製品売掛金等の合計から買掛金を引いたものとする。

- 払い込み計画

現地の情報，および調査団に蓄積されている情報を基に払い込み計画を策定する。

2) 資金調達

資金と借入の割合，借入金のうち短期・長期の割合，また借入先，その条件（金利，期間等）について提案する。

資金の割合についてはグァテマラ側と協議し決定する。

3) 生産コスト

生産コストは，直接費（原料，副原料，用役費等）と固定費（人件費，保険費，固定資産税，プラントオーバーヘッド）および償却費と金利から成る。概念設計からのデータおよび当グループに蓄積された資料と現地での情報を基に生産コストを計算する。

4) 損益計算書

生産計画と製品価格は現地調査結果により設定し，売上高の推定を行なう。また売上高と上記3) 生産コストから利益を計算し，所得税を考慮に入れ，年度別損益計算書を作成する。

5) 貸借対照表

現地情報も考慮に入れ，年度別予想貸借対照表を作成する。

6) 財務諸表の作成

基本財務諸表とは，3種類の表から成っており，損益計算書及び貸借対照表と現金流入分析表である。所要固定資本及び損益計算書を基に現金流入分析表を作成する。またコスト分析表，デッドサービスレーシオ表，損益分岐点を表にまとめたもの等も作成する。

7) 内部収益率の算出

内部収益率とは，現金流入流出を各年毎に一定の割引率で割引きその合計がゼロとなる様な割引率の事である。従って現金流入表を基に内部収益率の算出を行ない，本プロジェクトの財務的収益性を定量的に評価する。

8) 感度分析

財務分析をする場合，投資コスト，原油価格，販売価格等が主な変動要因と考えられる。従って，これ等要因を変動させ，それぞれのケースの内部収益率を算出し，感度分析を行なう。更に必要に応じて，操業率，生産コスト，金利等も変動させ，感度分析を行ない，本プロジェクトの評価を行なう。

(3) 経済及び社会的評価

経済分析の目的は，本プロジェクトがグァテマラへ与えるインパクトを考慮して可能な限り定量的な経済的観点に立った便益，デメリットを計測し費用を対比させることにより，グァテマラとして見た場合の本プロジェクトの重要性を明らにすることである。

1) 国民経済評価

本プロジェクト実施によってもたらされる経済的費用と便益を分析し，計量化できるものについては，シャドウプライスの適用および税，政府補助金の様な政府と企業間のトランスファー項目の確認，処理等を行ない，経済内部収益率等を算出する。更に国民経済収益性及び貿易収支効果等の推計も行ない，計量的経済評価をする。一方雇用増大，技術移転，他産業への波及効果等計量化しにくい定性的な便益も考察し，国民経済評価を行なう。

2) 工業開発計画に及ぼす影響

本プロジェクト実施による工業開発計画との整合性及びその計画に及ぼす効果について検討する。

3) 感度分析

経済的便益，費用等を変化させ，経済的内部収益率に関し，感度分析を行なう。

4) 総合評価および勧告

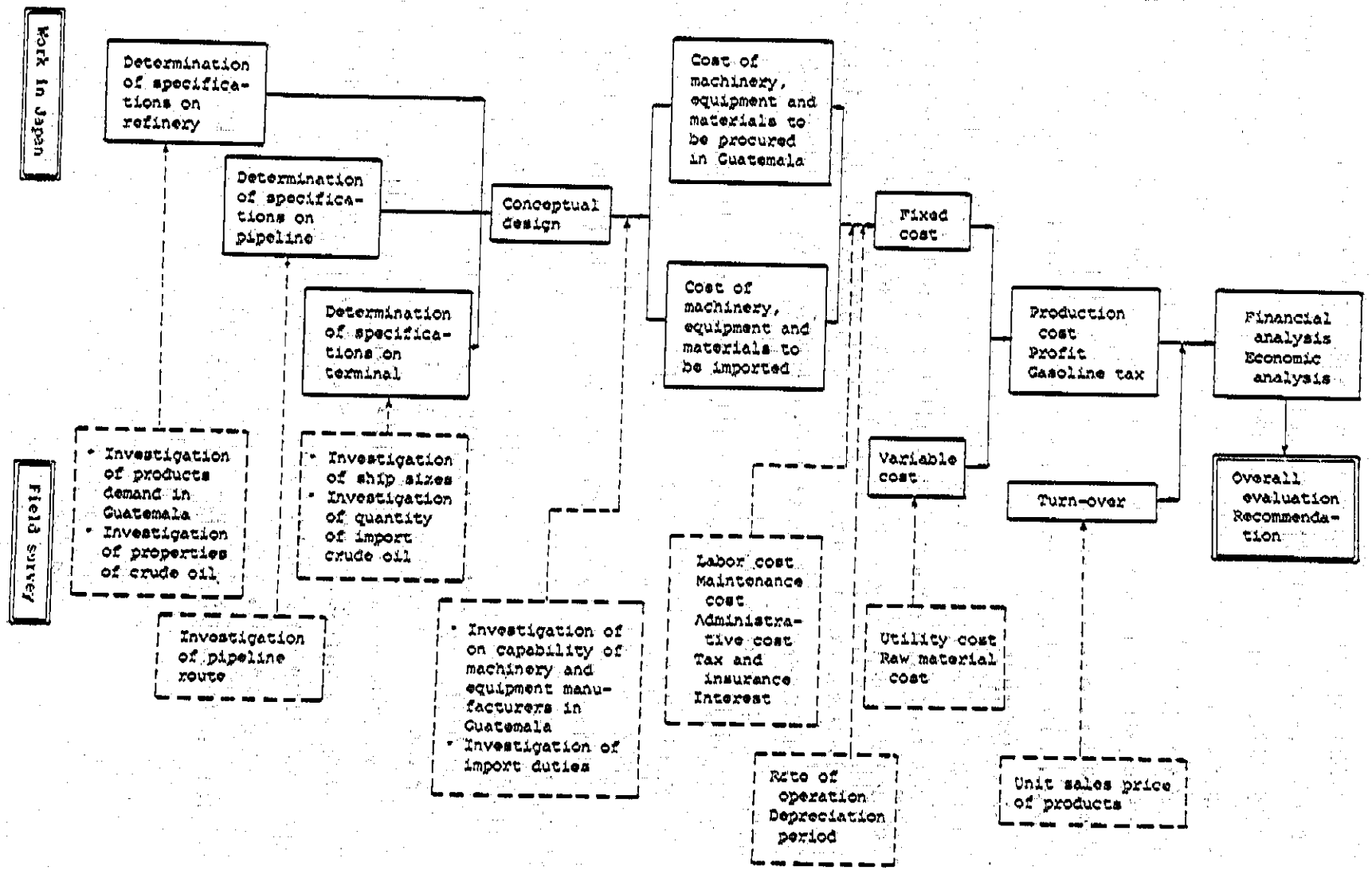
本調査の調査結果を総合的に判断して技術的，経済的視点から評価を実施する。

調査結果から，本プロジェクトが実施有望と評価される場合は，本プロジェクト推進のために必要となる諸事項を提言することとする。

また，本プロジェクトに内在・外在する問題点のため，実現性が危ぶまれる場合は，その問題点を明確にし，その問題点の解決手段を提言し，問題点が解決した場合の実現性について評価を行なうものとする。

以上に述べた現地調査と国内作業の主な業務を調査手順に従いFig.Ⅰ-1にまとめた。

Fig. I-1 Outline of Survey Procedure



3.3 調査日程

本調査の日程はS/Wにより次のとおりとした。

- 国内準備作業　1983年 9月 ～ 1983年11月
- 現地調査　1983年11月 ～ 1983年12月
- 国内作業　1983年12月 ～ 1984年 6月
- ドラフト・ファイナルレポート提出，討議　1984年 6月
- ファイナル・レポート提出　1984年 8月

第Ⅱ編　現地調査報告

第Ⅱ編　現地調査報告

1. 現地調査目的

本調査の実施のため１９８３年１１月１２日から１２月４日まで現地調査を行なった。現地調査の主な目的は次のとおりである。

- 国内作業に必要なデータの収集
- 本調査の取進め方法に関するMEMとの打合せ

2. 現地調査チームの編成

現地調査チームの編成は次のとおりとした。

Table II-1　Field Survey Team

Team leader	Mr. S. Satoh	Project manager
Engineer	Mr. Y. Suzuki	Pipeline
Engineer	Mr. S. Nishiyama	Oil refinery plant
Engineer	Mr. H. Sekiguchi	Terminal facility
Engineer	Mr. S. Kobayashi	Oil refinery process
Engineer	Mr. M. Itagaki	Civil and architecture
Economist	Mr. E. Sugiyama	Marketing
Economist	Mr. A. Hashimoto	Finance and economy
Economist	Mr. K. Koike	Marketing system

3. 現地調査日程

現地調査団は，現地調査の期間を通じてグァテマラ側との打合せにより必要資料の入手に努めた。また製油所，ターミナル候補地および周辺地域の視察によって多くの情報入手を行なった。

現地調査団の調査日程は次のとおりである。

Table II-2 Field Survey Schedule

DATE		AM/PM	SCHEDULE			
NOV. 12	SAT.		Arriving at 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 oil refinery (Guatecal Co.)			
18	FRI.		Visit to San Francisco del Mar Survey on equipment transportation			
19	SAT.		Report preparation			
20	SUN.		Report preparation			
21	MON.		Visit to San Jose Port			
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

DATE		AM/PM	SCHEDULE			
24	THU.		Investigation of quantity and price of imported crude oil	Investigation of pipeline route	Survey of local industries	- ditto -
NOV. 25	FRI.		Investigation of supply and demand of petroleum products	- ditto -	- ditto -	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 PM	Meeting with MEM (Signing interim report) Visit to Japanese Embassy			
2	FRI.		Leaving Guatemala (MX-908)			

4. 主な面会者

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	Richrad White

6) Insivumeh (Meteorological Agency)

Engineer	Estuadro Velásquez
Engineer	Eddy Sánchez

7) Puerto Barrios Municipality Office

Mayor Luis A. Solís

8) Instituto Nacional de Electrificación (INDE)

Director José L. Terrón

9) Transformadora Industrial Pittsburgh

Des Moines y Cía. S.A. (TIPIC)
Director Fidelino Javier

10) Banco de Guatemala

Director Gabriel R. Castellanos

11) Texas Petroleum Co.

Engineer Héctor F. De León G.
Engineer Julio F. Martínez

5. 現地調査結果

5.1 合意事項 (Mutual Agreement Items)

5.1.1 調査実施方法

調査団は調査の実施方法について第1編3章の3.2節で述べた調査の方法と手順をMEMに説明し，MEMは実施方法について了承した。

5.1.2 調査の実施工程と報告書の提出部数

調査団はS/Wに基づき調査の実施工程とMEMに提出する報告書の部数を確認し，MEMは了承した。

5.1.3 立地の選定

日本に於ける国内作業実施のため，製油所とターミナルの立地を選定する必要がある。現地調査と既存報告書に基づき調査団は製油所の立地としてEl Rancho を，ターミナルの立地としてPuerto Santo Tomas de Castilla を選定した。その選定理由は次のとおりである。

(1) 製油所

製油所の候補地としてEl Rancho と Puerto Santo Tomas de Castilla を比較検討した。設備費に関連する年間経費と製品を輸送するための年間輸送費を比較するとEl Rancho の方が経済性において優れている。

したがって調査団は製油所の立地としてEl Rancho を選定した。

(2) 輸入原油受入れ基地（ターミナル）

ターミナル候補地としてPuerto Santo Tomas de Castilla と San Francisco del Mar を比較検討した。

San Francisco del Marにターミナルを建設する場合，現在道路がないため，ターミナル用の設備機器を輸送するための道路を新たに建設する必要がある。一方Puerto Santo Tomas de Castilla にターミナルを建設する場合，道路は既に整備されており又，MEMと市役所の情報によれば適当な敷地があるとのことなので調査団はターミナルの立地としてPuerto Santo Tomas de Castilla を選定した。

5.1.4 製油所の能力

製油所の能力に関してMEMは目標値として40,000－50,000bbl/dを希望している。調査団は将来のグァテマラにおける石油製品の需要予測から製油所の能力を決定するが，この目標値

を十分考慮して製油所の能力を検討することとした。

5.1.5 輸入原油

MEMの計画によれば，グァテマラの国産原油が不足する場合ヴェネズウェラまたはメキシコ原油を輸入しその不足分を充当する予定である。

調査団は概念設計のために最も可能性の高い輸入原油を一種類選定して欲しい旨MEMに希望した。その結果MEMはメキシコのマヤ原油を最も可能性の高い輸入原油として指定し，またプロセス上マヤ原油だけ使用することが不可能の場合，イスマス原油との混合使用してよい旨の指摘があった。

5.2 現地調査結果

5.2.1 製油所建設計画の背景調査

グァテマラの既設製油所はGuatemala California Oil Co. と Texas Petroleum Co.の２工場である。

Guatcal 社は，１９７５年以降経済的な理由で停止しており，Texaco 社はその製品構成がグァテマラの石油製品需要とうまく適合していないため低稼動率で稼動している。

一方グァテマラ産原油は新石油法による採掘者に対する優遇策により今後かなりの増量が期待されている。

5.2.2 石油製品市場と販売経路の調査

グァテマラにおける1975－1982 年における石油製品の需要推移についてデータを収集した。調査団としては過去の需要データに関し１０年間のデータを必要とするとの判断から1973－1974 年のデータも調査したが一部のデータを除き収集できなかった。

石油製品の価格と販売経路に関する資料を収集した。

5.2.3 原油に関する調査

グァテマラ産原油価格はアラビアンライト，ティア・デュアナライト，マヤ各原油のＣＩＦ価格を参考として算出される。

調査団は現状におけるグァテマラ産原油価格データをMEM から得たが価格決定の計算式は秘密とのことで入手できなかった。

5.2.4 製油所，原油受入れ基地（ターミナル）およびパイプラインの調査

調査団は製油所のEl Rancho，ターミナルの立地であるPuerto Santo Tomas de Castillaおよび製油所とターミナルを結ぶパイプラインルートに関して現地調査を実施した。調査項目は次のとおりである。

(1) 自然条件

各地域に関して過去10年間の温度，湿度，雨量，風速等のデータを気象台から入手した。

(2) 地質および地勢

各地域に関してボーリングデータの入手が不可能であったので持参したポータブルコーンを用いて地耐力を測定した。また各地域の5万分の1の地図を入手した。

(3) 用役入手および関連公共設備

製油所およびターミナルで使用する電力については電力公社（INDE）から公共電力受入れの可能性を聴取した。そしてその受入れは可能であるが公共電力は停電が多く信頼性が低いことが判明した。

製油所の機器を輸送するルートとして，Puerto Santo Tomas de CastillaからEl Rancho迄のルートと，San JoseからEl Rancho迄のルートの2ルートについて詳細な調査を実施した。

調査団はPuerto Santo Tomas de CastillaとSan Jose港の荷上げ設備，桟橋等の調査を行なった。

この他製油所とターミナルの予定地域の土地価格の調査を実施した。

5.2.5 関連法の調査

(1) 新・旧石油法

新・旧石油法に関して調査を行ない，今後グァテマラで原油探査開発活動がどの程度活性化するか調査した。

(2) サン・ホセ協定

MEMによればサン・ホセ協定に定められている融資の条件が1983年8月に改定されているとのことである。調査団はこの改定内容に関する資料を入手した。

(3) その他関連法および規則

MEMによれば製油所およびターミナルに関する保安・環境等の規則はグァテマラではまだ立法化されていないとの事であり，概念設計にあたっては日本またはアメリカの法規を準用することとした。

5.2.6 製油所，原油受入れ基地（ターミナル）およびパイプラインの概念設計のための調査

グァテマラの既設製油所であるGuatemala California Oil Co.とTexas Petroleum

Co.の組織，人員，設計基準等を調査した。

5.2.7 財務・経済分析

MEMと打ち合わせの結果，財務・経済分析の前提諸条件は次のとおりとした。

(1) 通貨の単位はグァテマラ通貨であるケッツァール表示とする。外国通貨はケッツァールに換算する。

(2) 交換レート

1ケッツァール ＝ 1 US$

1ケッツァール ＝ 235円

(3) 財務・経済分析はエスカレーションを考慮せず1983年末の現在ベースで行なうものとする。ただし参考ケースとしてエスカレーションを考慮した1ケースについて財務分析を行う。

(4) 製油所の稼動開始時期は1989年とする。

(5) 財務・経済分析の期間は20年間とする。

(6) 製油所の稼動率

運転員の運転に関する慣れ等の技術的観点および石油製品需要を考慮し稼動率は次のとおりとする。

初年度	70%
2年後	90%
3年度以降	100%

ただしプラントの稼動日数は年間330日とする。

(7) 財務・経済分析諸条件

- 借金と自己資金割合　90：10
- 自己資金の出資者　政府
- 長期借入金条件

利　率	9%
返　済	15回
返済期間	15年
返済猶予期間	3年

- 短期借入金条件

利　率	12%

- 建中金利はキャピタライズされるものとする。

(8) 償却期間

- パイプライン　　15年
- 機　　器　　10年
- 建設工事　　10年
- 建　　物　　10年
- 建中金利　　15年
- 運転準備金　　5年

(9) 税金

本プロジェクトが政府関係機関により運営されることを考慮し，全ての税金は免除とする。ただし，参考ケースとして税金を払った場合の1ケースについて財務分析を行なう。

(10) 原料・製品価格

- 原料

グァテマラ産原油	26.89	US$／bbl
輸入原油	1983年末輸入価格	

- 製品

LPG	0.6797	US$／gal
プレミアム・ガソリン	1.146	〃
レギュラー・ガソリン	1.109	〃
灯油	1.165	〃
ジェット燃料	1.165	〃
軽油	1.081	〃
重油	0.6627	〃
アスファルト	(0.9056	〃)

(11) 生産原価

生産原価は原料費，用役費，触媒・助剤費，人件費，オーバーヘッド，保全費，保険，土地代，その他の項目に分け算出する。

(12) 主な優遇策

財務分析で実施する，税金を払う参考ケースを行なう場合主な優遇策は次のとおりとする。

- 損失繰越し
- 機器輸入関税の免除
- 2年間または8年間の所得税の免除

03 感度分析項目

- 設備投資額
- 原油価格
- 製品価格
- 他

第Ⅲ編　原　油

第Ⅲ編　原　　油

1. グァテマラ産原油

グァテマラ産原油に関して，新・旧石油法，原油生産量，原油性状，原油価格について述べる。

1.1　新・旧石油法

グァテマラ政府は１９８３年に旧石油法に代る新石油法を定めた。旧石油法は石油の採掘に成功した場合グァテマラ政府が石油生産量の５５％を取り，石油開発会社が４５％ 取得することとなっていた。

一方，新石油法の主な改正点は次のとおりである。

(1)　石油開発会社が石油開発に要した費用を回収する迄の期間

1)　グァテマラ政府の取り分はＡＰＩ度３０の原油の場合２０％とする。ただしこの２０％の取り分はＡＰＩ度の度数が１度上がると１％上昇し，１度下がると１％下がるものとする。

2)　但し政府の取り分はMin．5％とする。

(2)　石油開発会社が石油開発に要した費用を回収した後の期間

1)　グァテマラ政府の取り分は２０％＋αとする。

このαの数値は生産量によって変化し，原油生産量が

0 － 5,000	bbl/d	８０％×３０％＝２４％
5,000 － 10,000	〃	８０％×３５％＝２８％
10,000 － 20,000	〃	８０％×４０％＝３２％
20,000 bbl/d 以上		８０％×５０％＝４０％

となっている。

新石油法は石油開発会社の立場から考えると，石油開発に要した開発費用を回収する迄はグァテマラ政府の取り分を旧石油法の５５％から２０％へと大幅に減少したことにより，石油の開発事業が旧石油法の時代より，やり易くなったといえる。

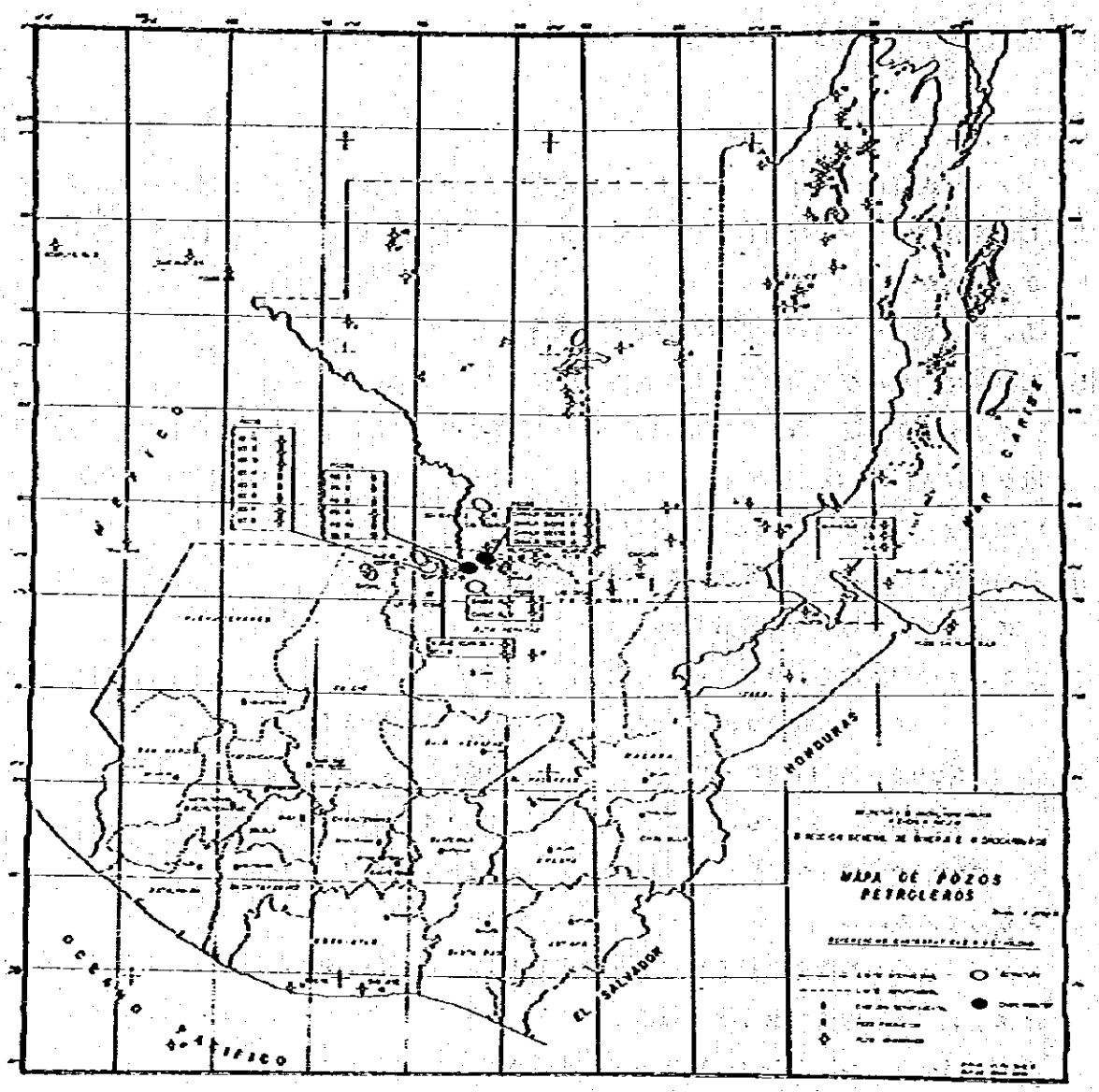
1.2　原油生産量

1.2.1　原油賦存量

グァテマラ共和国の油田地帯は，グァテマラ市の北方，メキシコ寄りのAlta Verapag，Petan，Quiche　各県に分布している。この分布図をFig.Ⅲ－1に示す。

現在生産されている油田は，Ⅰ，Ａ－Ａ両鉱区のRubelsanto，Chinaja-Oeste，

Fig. III-1 Distribution of Oil Fields in Guatemala



(Source: MEM Anuario Estadistico)

Caribe, Yalpemech の4油田で生産会社は Elf Aquitaine Guatemala & Basic Resources International (Bahamas) Ltda と Hispanoil 社である。San Diego 油田は埋蔵量評価されているものの現在未生産である。

さらに Peten 県のD鉱区のXAN油田で Texas Petroleum Co. が埋蔵を確認している。

油田毎の原始埋蔵量，可採埋蔵量，生産実績に関して Table Ⅲ-1 にまとめる。

Table III-1 Reserves and Production by Oil Fields

(Unit: 10^3 bbl)

Oil Field	Original oil contain of resources	Ultimately recoverable oil resources	Production
Rubelsanto	39,300	11,790	3,264
Chinaja-Oeste	27,600	8,380	3,831
Caribe	13,200	3,960	405
Yalpemech	17,000	5,100	116
San Diego	14,000	4,200	-
XAN	48,000	7,000	
Total	159,100	40,430	7,616

Note: Production is actual as of June, 1983.
(Source: MEM)

Table Ⅲ-1からグァテマラにおける原始埋蔵量は約159百万bbl，可採埋蔵量は約40百万bblである。

1.2.2 原油生産量

グァテマラの原油生産は1976年から始まっており，各年の生産実績を Table Ⅲ-2 に示す。Chinaja 油田が稼動し，Rubersanto 油田から Puerto Santo Tomas de Castilla の原油出荷ターミナル迄のパイプラインが完成した1980年から生産量は急激に伸び，政府の予測によれば1984年に殆ど4百万bbl/y に達する見込である。

Table III-2 Guatemalan Crude Oil Production

(Unit: 10^3 bbl/y and %)

Year/month	Production	Ratio to prec. yr.	Production (Cumulative)	Export	Domestic
1978	220.7			-	215.2
1979	571.4	258.9	792.1	-	568.7
1980	1,513.3	264.8	2,305.4	781.5	530.2
1981	1,493.6	98.7	3,799.0	661.7	755.2
1982	2,291.1	153.5	6,091.1	1,546.0	730.1
1983 Jan.	208.0	-	-	140.0	40.6
Feb.	200.7	-	-	144.8	44.3
Mar.	211.9	-	-	144.8	45.9
1984	(4,000)	Estimation			

(Source: 1983 Edition of Actualidad Petrolera en Guatemela)

1.3 原油性状

グァテマラ産原油(Caban Blend)Kついては，原油分析の詳細資料が入手できなかったため，MEMより原油サンプルを送付願い，本調査団K て詳細分析を行なった。

また今回グァテマラ産原油からストレートアスファルトの製造が可能であるかどうかの分析を併せて実施し，現在グァテマラ国で輸入，使用されている針入度85－100のストレートアスファルトの生産が可能であることを確認した。原油の分析結果をTable Ⅲ－3K示す。しかしながら現在の原油産出量と，今後予想されるグァテマラ産原油の活発な開発状況を考えると，新製油所の建設K際しては，あらためて原油性状の分析を実施し，性状の確認をすることが望ましい。

今回の分析結果Kよれば，グァテマラ産原油は高硫黄の重質油で，とくK軽質油留分中の硫黄含有量は他K例をみないほど高いので，製油所設備の計画K際しては材料の選定等K十分留意する必要がある。また加熱した場合の原油からの硫化水素発生量がきわめて多く，常圧蒸留塔の設計，材料の選定Kも十分注意する必要がある。

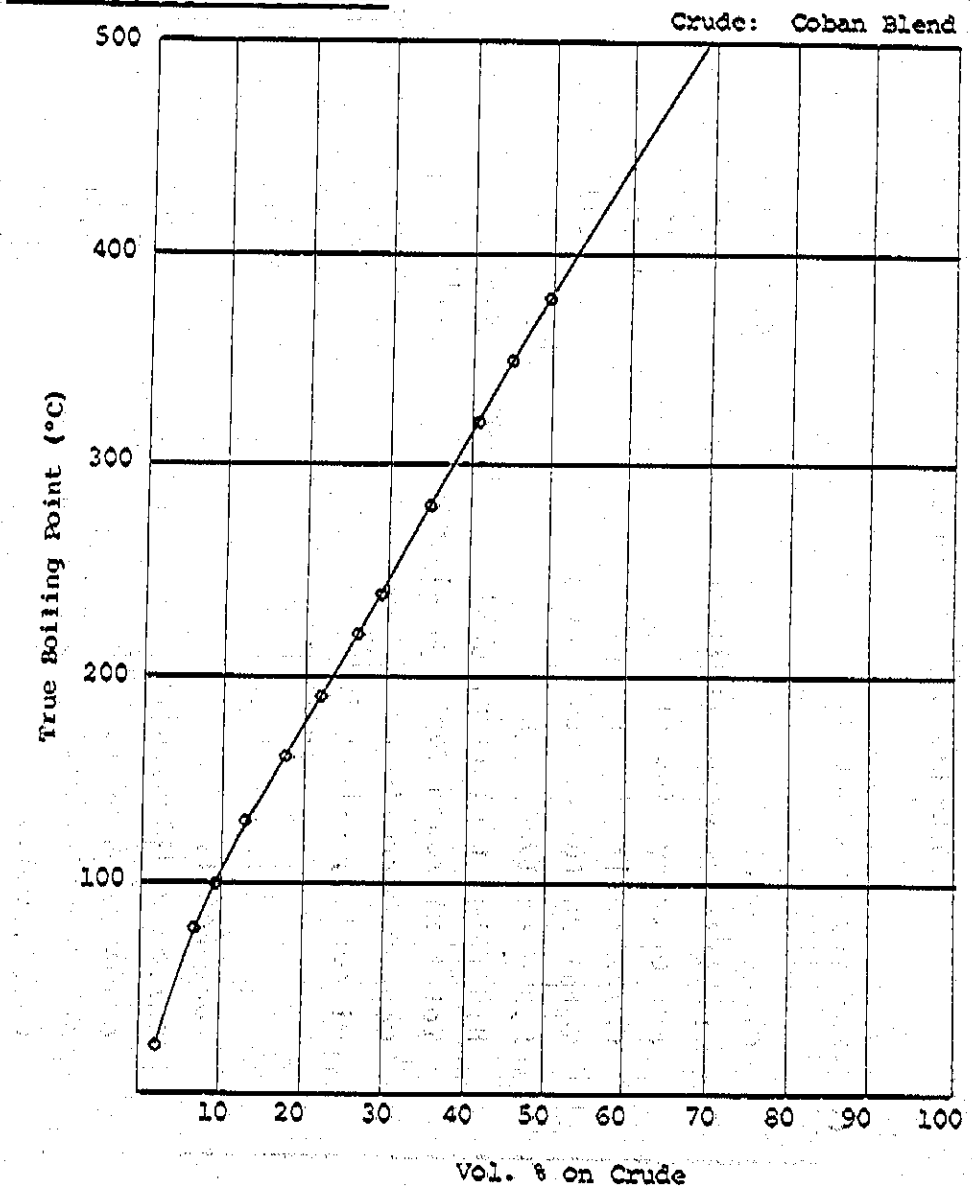
Table III-3 Crude Assay of Coban Blend

(1) Summary of Crude Oil

Crude Source	Coban Blend
Specific Gravity, (15/4°C)	0.8964
API Gravity, (60°F)	26.27
Characterization Factor	11.8
Total Sulfur Content, wt.%	2.93
H_2S Dissolved, g/kl	0
H_2S Total Evolution, g/kl	2,000
Total Nitrogen Content, wt.ppm	1,190
Copper Corrosion,	1a
Viscosity, cSt at 30°C	40.52
at 40°C	20.50
at 50°C	14.71
Pour Point, °C	+10
Carbon Residue, wt.%	7.47
Acidity, mg KOH/g	0.01
Ash Content, wt.%	0.00
Water, vol.%	0.00
Water & Sediment, vol.%	0.01
Salt Content, g/kl	4.5
Metal Vanadium, wt.ppm	5.1
Nickel, wt.ppm	16.4
Iron, wt.ppm	0.2

TEMP. (°C)	WT.%	VOL.%	VOL. %	TEMP. (°C)
24	1.16	1.84	IBP	24.0
80	4.46	6.31	5	63.6
100	6.45	8.82	10	109.2
140	10.93	14.22	15	145.0
160	13.59	17.33	20	178.6
180	16.10	20.20	25	213.4
200	18.63	23.08	30	246.4
220	21.19	25.95	35	281.8
240	24.03	29.10	40	315.0
260	26.65	31.92	45	352.8
280	29.28	34.73	50	384.5
300	32.15	37.74	55	416.3
320	35.01	40.76	60	448.1
350	38.73	44.56	65	479.9
400	46.69	52.44		
450	54.91	60.30		
500	63.13	68.16		

TBP Distillation Data



(2) Basic Breakdown

1) Summary

	Distillation Cut Range (°C)	Yield on Crude (vol.%)
LPG	C_1 - C_4	0.71
L't Naphtha	C_5 - 80	4.71
H'y Naphtha	80 - 170	11.99
Kerosene	170 - 240	10.28
Gas Oil	240 - 340	14.45
At. Residual Oil	340^+	57.86
Vacuum Gas Oil	340 - 500	23.73
Vac. Residual Oil	500^+	34.13

2) Light End Product

	Yeild on Crude (vol.%)
Propane and Lighter	0.18
i - Butane	0.15
n - Butane	0.66
i - Pentane	0.72
n - Pentane	1.21
Cyclo-Pentane	0.13

3) Light Naphtha Fraction

Cut Range, °C	C_5 - 80
Specific Gravity, (15/4°C)	0.6637
Appearance	Colorless
Total Sulfur Content, wt.%	0.50
Mercaptan Sulfur Content, wt.ppm	4,070
Hydrocarbon Types P, vol.%	89.42
N, vol.%	9.31
A, vol.%	1.27
Copper Corrosion,	2a
Research Octane Number F-1 Clear	61.8
Hydrocarbon Composition, vol.%	

C_3		0.01
C_4	normal paraffin	1.65
	iso paraffin	0.12
C_5	normal paraffin	22.31
	iso paraffin	11.76
	cyclo pentane (5N)	1.68
C_6	normal paraffin	24.73
	iso paraffin	21.34
	cyclo hexane (6N)	2.25
	methylcyclopentane (5N)	4.08
	benzene (AB)	1.08
C_7	normal paraffin	2.63
	iso paraffin	4.88
	methylcyclohexane (6N)	0.43
	5N	0.87
	Toluene (AB)	0.20

4) Heavy Naphtha Fraction

Cut Range, °C		80 - 170
Specific Gravity, (15.4 °C)		0.7482
Appearance		Colorless
Total Sulfur Content, wt.%		0.48
Mercaptan Sulfur Content, wt.ppm		3,130
Hydrocarbon Types	P, vol.%	65.85
	N, vol.%	20.77
	A, vol.%	13.37
Copper Corrosion		4a
Research Octane Number P-1 Clear		44.1
Aniline Point, °C		51.2
ASTM Distillation, °C		
	IBP	94.5
	5 vol.%	107.5
	10	110.5
	20	115.5
	30	119.5
	40	125
	50	131
	60	136
	70	141
	80	148
	90	156.5
	95	164
	EP	169
	Recovery, vol.%	98.0
	Residue, vol.%	1.0
	Loss , vol.%	1.0

5) Kerosene Fraction

Cut Range, °C	170 - 240
Specific Gravity, (15/4°C)	0.7975
Appearance	Colorless
Total Sulfur Content, wt.%	0.73
Mercaptan Sulfur content, wt.ppm	2,790
Hydrocabon Types P+N, vol.%	77.1
A, vol.%	22.9
Copper Corrosion	3b
Viscosity, cSt at 30°C	1.467
at 50°C	1.114
Flash Point, °C	57
Smoke Point, mm	20.8
Aniline Point, °C	57.8
Freezing Point, °C	-42.5
Saybolt Color	+27
ASTM Distillation, °C	
IBP	174.5
5 vol.%	185.5
10	187
20	191
30	193.5
40	197
50	200.5
60	205
70	209
80	215
90	223
95	229
EP	235.5
Recovery, vol.%	98.0
Residue, vol.%	1.5
Loss, vol.%	0.5

6) Gas Oil Fraction

Cut Range, °C		240 - 340
Specific Gravity, (15/4°C)		0.8483
Appearance		Yellow
Total Sulfur Content, wt.%		1.71
Viscosity, cSt at 30°C		4.254
at 50°C		2.760
Flash Point, °C		118
Aniline Point, °C		67.0
Cetane Index		53.3
Pour Point, °C		-7.5
Acidity, mg KOH/g		0.03
ASTM Distillation, °C		
	IBP	253
	5 vol.%	264
	10	265.5
	20	270
	30	273.5
	40	277.5
	50	281.5
	60	287.5
	70	294
	80	300.5
	90	310
	95	318
	EP	321
	Recovery, vol.%	98.5
	Residue, vol.%	1.0
	Loss, vol.%	0.5

7) Atmospheric Residual Oil Fraction

Cut Range, °C	340+
Specific Gravity, (15/4°C)	0.9713
Appearance	Black
Total Sulfur Content, wt.%	4.01
Total Nitrogen Content, wt.ppm	1,850
Viscosity, cSt at 50°C	752.6
at 100°C	60.92
Flash Point, °C	220
Pour Point, °C	+30
Carbon Residue, wt.%	12.5
Ash Content, wt.%	0.00
Metal Vanadium, wt.ppm	8
Nickel , wt.ppm	26
Iron , wt.ppm	0.4
ASTM Distillation, °C	
IBP	356
5 vol.%	396
10	408
20	436
30	468
40	494
50	540

8) Vacuum Gas Oil Fraction

	Fraction-1	Fraction-2
Cut Range, °C	340 - 500	340 - 550
Specific Gravity, (15/4°C)	0.9099	0.9169
Appearance	Brown	Brown
Total Sulfur Content, wt.%	2.57	2.65
Total Nitrogen content, wt.ppm	420	-
Viscosity, cSt at 50°C	20.64	28.39
at 100°C	5.194	6.361
Flash Point, °C	212	-
Aniline Point, °C	78.8	80.4
Pour Point, °C	+30	+32.5
Carbon Residue, wt.%	0.11	-
Acidity, mg KOH/g	0.03	-
Ash Content, wt.%	0.00	-

9) Vacuum Residual Oil Fraction

	Fraction-1	Fraction-2
Cut Range, °C	500^{+}	550^{+}
Specific Gravity, (15/4°C)	1.0164	1.0308
Appearance	Brack	Brack
Total Sulfur Content, wt.%	4.51	4.68
Total Nitrogen content, wt.ppm	2,730	-
Viscosity, cSt at 75°C	4,955	22,770
at 100°C	1,066	4,122
Carbon Residue, wt.%	20.2	23.4
Ash Content, wt.%	0.01	-
Metal Vanadium, wt.ppm	13.0	15.5
Nickel, wt.ppm	42.2	50.5
Iron, wt.ppm	0.6	0.8
Softening Point, °C	-	50.5
Penetration	-	56

(3) Asphalt Production

Straight Asphalt produced from Coban Blend has been tested and proved to meet all the specifications specified by ASTM D 946 as follows:

1) Adjustment of Penetration

To adjust penetration of asphalt at a level between 85 and 100, asphalt is produced with the following blending ratio:

Vacuum Residue (530°C^{+})	94 wt.%
Cut Back Oil (500-530°C)	6 wt.%

2) Analysis

	Coban Blend Straight Asphalt	ASTM D 946 85-100
Penetration at 77°F (25°C), 100g, 5sec.	92	85-100
Flash Point, (C.O.C.), °F (°C)	644(340)	450 (232.2) min.
Ductility at 77°F (25°C), 5cm/min., cm	>150	150 min.
Retained penetration after thin-film oven test, %	63	47 min.
Solubility in trichloro-ethylene, %	99.89	99.0 min.
Ductility at 77°F (25°C), 5cm/min., cm after thin film oven test	>150	75 min.
Specific Gravity	1,0229	-
Softening Point, °C	47.5	-

1.4 原油価格

グァテマラ産原油の価格をアラビアンライトの原油価格と対比し，将来の各々の原油価格の予測を行なう。尚本調査の財務分析では基本的に現状価格ベースで行なうが，感度分析でエスカレーションを考慮した参考ケースを１ケース実施するのでそのケースの原料（原油）価格はこの検討結果を適用するものとした。

1.4.1 現状の原油価格

１９８３年におけるグァテマラ産原油であるCoban Blend 原油のPuerto Santo Tomas de Castilla港における出荷価格と，原油価格で標準価格として用いられるアラビアンライトの米国Houston 港のＣＩＦ価格とをTable Ⅲ-4 で対比する。

グァテマラ産原油価格は，現地調査を実施した１９８３年１１月時点で，２６.８９US$/bbl であった。しかし，製品価格と整合性を保つため，製品価格と同一時期である１９８３年７月－９月における原油価格，２６.４８US$/bbl を採用した。

Table III-4 Crude Oil Prices (Part 1)

Crude Oil	°API	S (%)	Price (US$/bbl)
Guatemalan (Coban Blend)	28	3.17	26.48
Arabian light	34	1.70	30.41

Source: MEM

Table Ⅲ-4 からグァテマラ産原油はアラビアンライトと比較するとアラビアンライトより重質で且つ硫黄分を多く含むことから原油価格も安価である。

1.4.2 将来の原油価格

グァテマラ産原油とアラビアンライトの将来の価格予測を行なう。なお価格は名目価格とした。価格予測を行なうにあたり，前提とした事項は次のとおりである。

(1) アラビアンライトの価格予測

今後のアラビアンライトの価格予測については，世界銀行，国際エネルギー機関等の予測値があるが，本調査では世界銀行の出した予測を採用した。

１９９０年　アラビアンライト実質価格　　３７.０ US$/bbl

２０００年　　〃　　４１.０ US$/bbl

(2) グァテマラ産原油とアラビアンライトのエスカレーション率

両原油の今後のエスカレーション率については，米国の卸売物価上昇率と同率で上昇するものとし，米国の卸売物価上昇率は日本経済センターの予測の５％/ｙを採用した。

(3) グァテマラ産原油とアラビアンライトの価格差

Table Ⅲ－4 で示した両原油の価格は，両原油の品質の差を反映した妥当な価格と考えられるので，今後共この価格差（いわゆるディファレンシァル）が継続するものとした。

(1)～(3)の前提条件を考慮して１９８９年－２００８年におけるグァテマラ産原油とアラビアンライトの価格予測結果をTable Ⅲ－5 原油価格予測に示す。

Table III-5 Forecast on Crude Oil Prices (Part 1)

(Unit: US$/bbl)

Year	Guatemalan Crude Oil	Arabian Light
1989	37.01	42.50
1990	40.66	46.70
1991	43.54	50.00
1992	46.59	53.50
1993	47.81	57.20
1994	53.29	61.20
1995	57.04	65.50
1996	61.04	70.10
1997	65.31	75.00
1998	69.84	80.20
1999	74.80	85.90
2000	80.02	91.90
2001	85.60	98.30
2002	91.60	105.20
2003	98.05	112.60
2004	104.84	120.40
2005	112.24	128.90
2006	120.08	137.90
2007	128.44	147.50
2008	137.49	157.90

Source: Estimate by Study Team

Table Ⅱ-5　原油価格予測からグァテマラ産原油とアラビアンライトの年平均価格上昇率は約6.8％であることから

合計　6.8％	エスカレーション率	5.0％
	実質値上り率	1.8％

となり原油の実質値上り率は約1.8％であることがわかる。