

ビルマ連邦社会主義共和国
LPG回収計画調査報告書

昭和57年3月

国際協力事業団

ビルマ連邦社会主義共和国

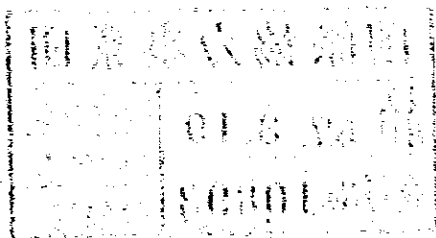
LPG回収計画調査報告書

JICA LIBRARY



1034009(9)

昭和57年3月



国際協力事業団

INTERNATIONAL CO-OPERATION

國際協力專業團	
輸入船 87.8.28	
登録船 194352	5104
	168.5
	MP1

INTERNATIONAL CO-OPERATION

は し が き

日本国政府は、ビルマ連邦社会主義共和国政府の要請に基づき同国LPO回収計画のフィージビリティ調査を行うこととし、その実施を国際協力事業団に委託した。

当事業団は、土方昭史氏を団長とする調査団を編成し、1981年9月25日から10月16日までビルマ連邦社会主義共和国に派遣した。

同調査団は、ビルマ連邦社会主義共和国政府及び関係機関と協議し、かつその協力を得て、プロジェクト関連地域の踏査、関係資料の収集等を行なった。帰国後、現地調査の結果をふまえ、関連データの検討、解析等の国内作業を行った。

本報告書は、この成果を取りまとめたものであり、ビルマ連邦社会主義共和国におけるLPO回収計画の推進に貢献できるものと信ずる。

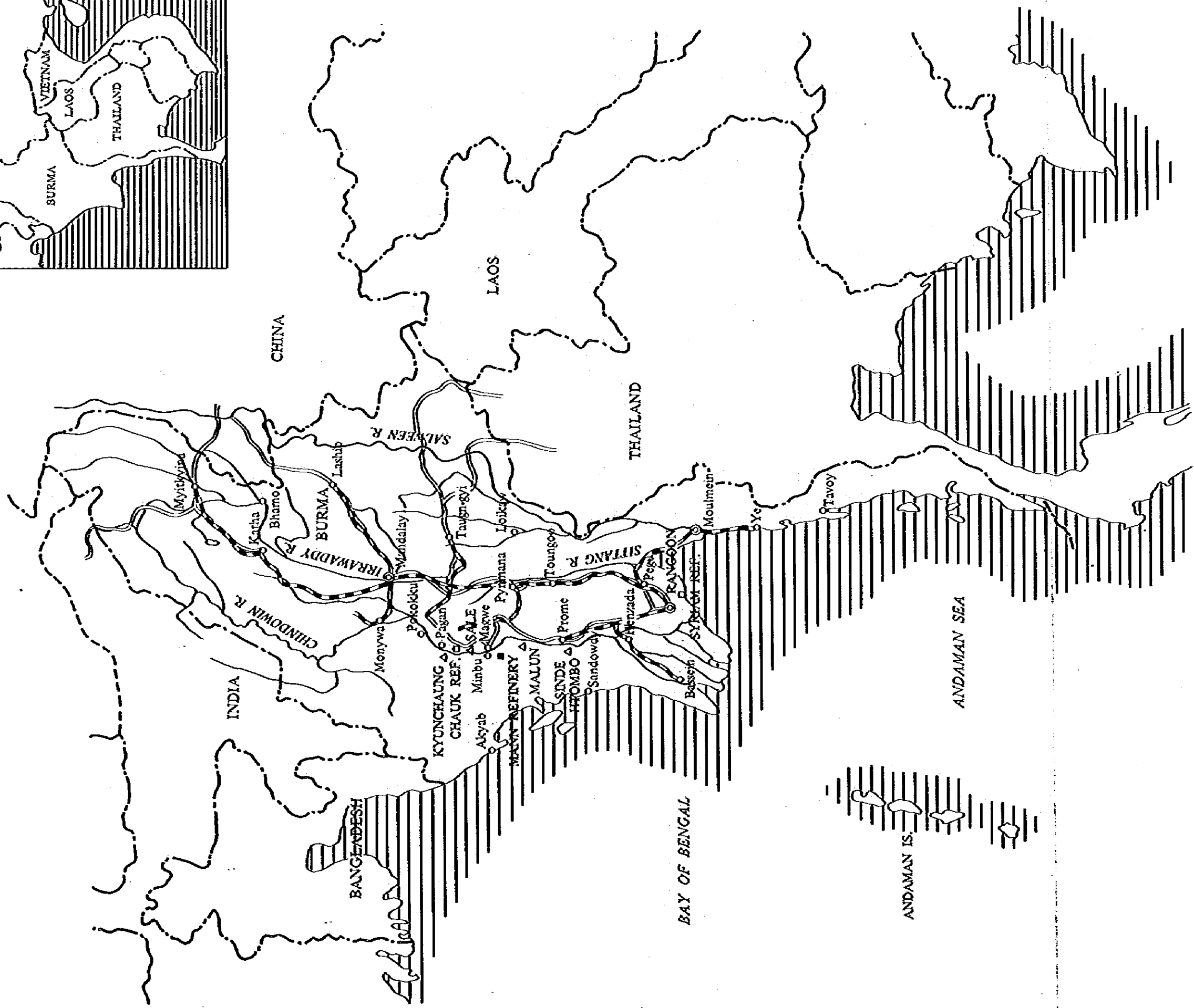
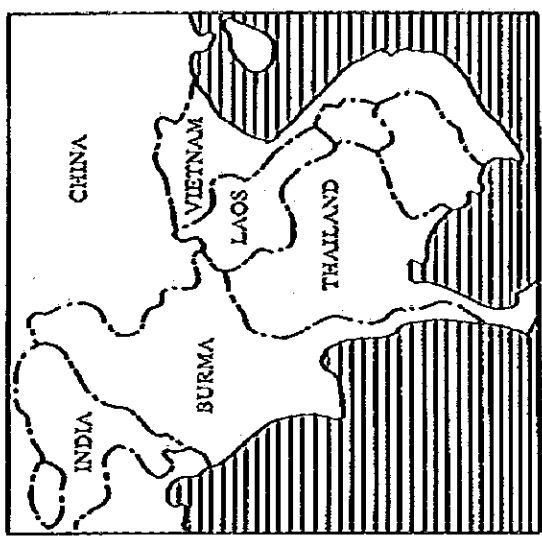
終りに、本調査の任に当たられた調査団諸氏の労を多とするとともに、調査に際し多大の協力をいただいたビルマ連邦社会主義共和国政府、在ビルマ日本国大使館、外務省及び通商産業省の関係各位に対し、衷心より感謝の意を表わすものである。

1982年3月

国際協力事業団

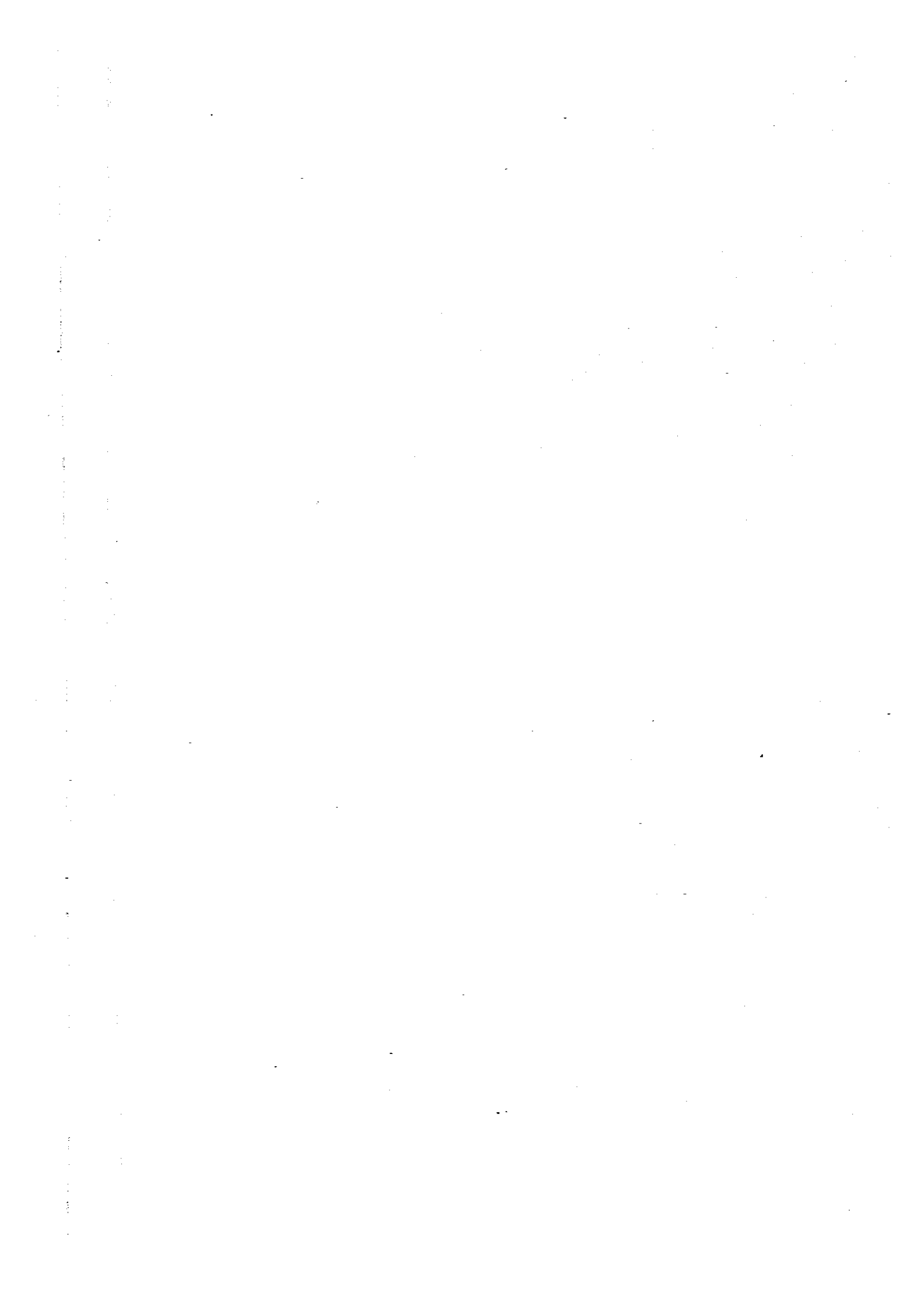
総裁 有田 圭 輔

LOCATION MAP



- LEGEND**
- International Boundary
 - Railway
 - Road
 - Refinery
 - Factory





ABBREVIATIONS

LPG	Liquefied Natural Gas
PIC	Petrochemical Industries Corporation
TSC	Technical Service Corporation
MOC	Myanma Oil Corporation
JAL	Japan Air Lines
TG	Thai International Air Ways
GOCS	Gas & Oil Collecting Station
G.D.P.	Gross Domestic Product
R/P	Reserves / Production
RF	Reformer
SPI	Smoke Point Improver
LR	Long Residue
FOB	Free On Board
CIF	Cost Insurance and Freight
MDO	Marine Diesel Oil
CFO	Marine Fuel Oil
PCS	Petro-Chemical of Singapore
HIC	Heavy Industry Corporation
EPC	Electric Power Corporation
HF	Hydrogen Fluoride
SCF	Standard Cubic Foot
BBL	Barrel
I.G.	Imperial Gallon
BPCD	Barrel Per Calendar Day
BPSD	Barrel Per Stream Day
Y	Year
M	Month
D	Day
H	Hour
Min	Minute
Sec	Second
Km	Kilometer
m	Meter
Km ²	Square Kilometer

m²	Square Meter	
mm²	Square Millimeter	
ha	Hectar (10,000 m²)	
m³	Cubic Meter	001
kl	Kiloliter	001
l	Liter	020
T, Ton	Metric Ton	007
Kg	Kilogram	101
g	Gram	02
V	Volt	000
KV	Kilovolt	100
KVA	Kilovolt Ampere	000
KW	Kilowatt	01
KWh	Kilowatt-hour	02
Hz	Hertz (Frequency)	01
°C	Degree Centigrade	001
%	Percent	00
JIS	Japanese Industrial Standard	000
CTN	Contribution to Nation	010
		020
		030
		040
		050
		060
		070
		080
		090
		100
		110
		120
		130
		140
		150
		160
		170
		180
		190
		200
		210
		220
		230
		240
		250
		260
		270
		280
		290
		300
		310
		320
		330
		340
		350
		360
		370
		380
		390
		400
		410
		420
		430
		440
		450
		460
		470
		480
		490
		500
		510
		520
		530
		540
		550
		560
		570
		580
		590
		600
		610
		620
		630
		640
		650
		660
		670
		680
		690
		700
		710
		720
		730
		740
		750
		760
		770
		780
		790
		800
		810
		820
		830
		840
		850
		860
		870
		880
		890
		900
		910
		920
		930
		940
		950
		960
		970
		980
		990
		1000

目 次

第1章 緒 論	1 - 1
1.1 調査の背景	1 - 1
1.2 調査の目的	1 - 4
1.3 調査団の編成	1 - 5
1.4 現地調査	1 - 5
第2章 要約と結論	2 - 1
第3章 ビルマの経済事情	3 - 1
3.1 経 済 概 観	3 - 1
3.2 貿 易 動 向	3 - 8
3.3 エネルギー資源利用概要	3 - 10
第4章 LPG回収計画のための原料と生産計画	4 - 1
4.1 要 旨	4 - 1
4.2 油ガス田の分布と埋蔵量および生産状況	4 - 2
4.3 製油所の現状と将来予測	4 - 7
4.4 LPGの生産計画	4 - 10
第5章 LPGの需要	5 - 1
5.1 LPGの需給動向および将来予測	5 - 1
5.2 ビルマのLPG販売価格の動向	5 - 12
5.3 ビルマのLPGの将来性	5 - 18
5.4 その他副産品の需要と価格	5 - 22
第6章 LPG回収設備の基本計画	6 - 1
6.1 LPG回収設備の概要	6 - 1
6.2 LPG回収設備規模の決定	6 - 2

6.3	プラントサイトの選定	6-21
第7章	LPG回収設備の概念設計	7-1
7.1	シリアム・ターミナル	7-11
7.2	マン・ターミナル	7-21
7.3	LPG輸送用リバーバージ	7-39
7.4	マンGOCS LPG抽出設備	7-43
第8章	LPG回収設備の建設	8-1
8.1	シリアム・ターミナル	8-11
8.2	マン・ターミナル	8-6
8.3	LPG輸送用リバーバージ	8-9
8.4	マンGOCS LPG抽出設備	8-9
8.5	建設工程	8-11
8.6	建設機材計画	8-15
8.7	スーパーバイザー派遣計画	8-21
第9章	建設費	9-1
9.1	建設費算出のベース	9-11
9.2	建設費	9-12
第10章	操業計画	10-1
10.1	操業計画	10-11
10.2	組織と陣容	10-3
10.3	操業指導・訓練計画	10-6
10.4	LPG輸送用リバーバージ	10-9
10.5	運転費用	10-9
第11章	必要資金とその調達	11-1
11.1	総建設費	11-1
11.2	その他の費用	11-1

1 1.3	必要資金合計額	11-4
1 1.4	必要資金の調達	11-5
1 1.5	資金計画	11-5
第12章	財務評価	12-1
1 2.1	財務計算の諸データ	12-1
1 2.2	財務分析	12-11
1 2.3	結論	12-18
第13章	経済評価	13-1
1 3.1	LPG回収計画の民生向上・経済開発効果	13-1
1 3.2	LPG買取り価格のプロジェクト収益性への影響	13-2
1 3.3	Phase I - part 1.2, Phase II・IIIを包括した全体プロジェクトの評価	13-3
1 3.4	LPG回収計画の外貨収支効果	13-12
1 3.5	LPG回収計画の技術移転効果	13-14
1 3.6	LPG回収計画の雇用促進効果	13-14
第14章	提言	14-1
1 4.1	建設計画	14-1
1 4.2	運営管理	14-1
1 4.3	市場	14-2

APPENDIX

APPENDIX-I INTERIM REPORT

APPENDIX-II MINUTES OF THE MEETINGS ON THE FEASIBILITY STUDY ON THE INTEGRATED LIQUIDIFIED PETROLEUM GAS PROJECT IN THE SOCIALIST REPUBLIC OF THE UNION OF BURMA

APPENDIX-III COKER LPG の脱オレフィンの必要性とその方法

LIST OF TABLES

Table 1-1	ビルマの製油所	1 - 1
Table 1-2	原油・天然ガス生産実績	1 - 2
Table 1-3	ビルマの Integrated LPG Project	1 - 3
Table 3-1	Estimate on Population Growth	3 - 2
Table 3-2	The Indices of Population and Net Output	3 - 3
Table 3-3	Value of Net Output and Services	3 - 5
Table 3-4	Net Output by Sector	3 - 7
Table 3-5	Balance of Trade	3 - 9
Table 3-6	Imports by Type of Commodity	3 - 11
Table 3-7	Exports by Type of Commodity	3 - 12
Table 3-8	Production of Crude Oil, Natural Gas	3 - 13
Table 3-9	Power Installed Capacity for the Union	3 - 14
Table 4-1	LPG Production Plan	4 - 1
Table 4-2	Gas Reserves and Composition	4 - 5
Table 4-3	Products and Output in Each Refinery	4 - 8
Table 4-4	Crude Oil Processing Plan at Syriam Refinery	4 - 8
Table 4-5	Crude Oil Processing Plan at Mann Refinery	4 - 10
Table 4-6	LPG Production Plant at Syriam Refinery	4 - 13
Table 4-7	LPG Production Plant at Mann Refinery	4 - 15
Table 5-1	LPG Supply Plan	5 - 1
Table 5-2	LPG Exportable Quantities	5 - 2
Table 5-3	Actual LPG Demand & Supply	5 - 5
Table 5-4	Total LPG Supply/Demand	5 - 7
Table 5-5	LPG Exportable Quantities of Middle East	5 - 10
Table 5-6	LPG Exportable Quantities of Africa	5 - 11
Table 5-7	LPG Exportable Quantities of South America	5 - 11
Table 5-8	LPG Exportable Quantities of Oceania	5 - 12
Table 5-9	Change in FOB Price of Crude Oil/LPG (Saudi Arabia)	5 - 13
Table 5-10	Freight from Burma to Destinations	5 - 17
Table 5-11	Freight from Middle East to Destinations	5 - 17
Table 5-12	Estimated LPG Price (FOB) in Rangoon	5 - 18

Table 5-13	Actual Demand (1980) in Destinations	5-20
Table 5-14	Future Demand (1985) in Destinations	5-20
Table 5-15	Output of Petroleum Products and Crude Oil	5-23
Table 5-16	Gasoline Supply Plan	5-23
Table 6-1	Outline of LPG Recovery Facilities	6-1
Table 6-2	Syriam Terminal's Ultimate Designed LPG Handling Volume	6-2
Table 6-3	Scale of Syriam Terminal	6-3
Table 6-4	Scheduled Use of Syriam Terminal Tanks	6-4
Table 6-5	LPG Receiving and Shipping Conditions of Syriam Terminal	6-5
Table 6-6	River Barge Schedule	6-7
Table 6-7	C ₃ LPG Receiving and Shipping Schedule of Syriam Terminal	6-9
Table 6-8	C ₄ LPG Receiving and Shipping Schedule of Syriam Terminal	6-11
Table 6-9	Scale of Mann Terminal	6-13
Table 6-10	Condition of Use of Tanks at Mann Terminal	6-13
Table 6-11	C ₃ LPG Receiving and Shipping Schedule of Mann Terminal	6-15
Table 6-12	C ₄ LPG Receiving and Shipping Schedule of Mann Terminal	6-17
Table 6-13	Selection of Plant Site	6-23
Table 7-1	Design Conditions of Syriam Terminal	7-2
Table 7-2	List of Facilities at Syriam Terminal	7-9
Table 7-3	Design Conditions of Mann Terminal	7-22
Table 7-4	List of Facilities of Mann Terminal	7-32
Table 7-5	Existing Pusher Tug Boats	7-41
Table 7-6	Composition of Associated Gas	7-44
Table 7-7	Products Manufactured from Mann GOCS LPG Extraction Plant	7-47
Table 8-1	List of Required Construction Machinery	8-16
Table 8-2	List of Locally Available Machinery	8-17
Table 8-3	Supply List of Construction Machinery	8-18
Table 8-4	List of Major Materials Locally Supplied for Civil and Architecture	8-20
Table 8-5	List of Major Consumable Materials for Installation	8-21
Table 10-1	LPG Handling Volume by Plants	10-2
Table 10-2	Organization of Syriam Refinery	10-12
Table 10-3	Organization of Syriam Terminal	10-13

Table 10-4	Organization of Mann Refinery	10-14
Table 10-5	Organization of Mann Terminal	10-15
Table 10-6	Organization of Mann GOCS LPG Recovery Plant	10-16
Table 10-7	Organization of LPG River Barge	10-17
Table 10-8	Salary Structure at Syrian Terminal	10-18
Table 10-9	Salary Structure at Mann Terminal	10-19
Table 10-10	Salary Structure at Mann GOCS LPG Recovery Plant	10-20
Table 10-11	Salary Structure of LPG River Barge	10-21
Table 11-1	Construction Cost	11-1
Table 11-2	Commissioning Cost (Phase II)	11-2
Table 11-3	Working Capital	11-3
Table 11-4	Total Capital Requirement	11-4
Table 11-5	Capital Investment Plan	11-6
Table 12-1	Exchange Rate	12-2
Table 12-2	Schedule for Repayment of Foreign Currency Loan	12-4
Table 12-3	Local Sales Price of Lean Gas	12-6
Table 12-4	Local Sales Price of Kerosene	12-6
Table 12-5	Summary of Sales Revenue	12-8
Table 12-6	Summary of Operating Cost	12-10
Table 12-7	IRROI & IRROB	12-13
Table 12-8	Sensitivity on IRROI	12-16
Table 12-9	Financial Projection (IRROI - Base Case)	12-20
Table 12-10	Financial Projection (IRROB - Base Case)	12-21
Table 12-11	Financial Projection (IRROI - Phase I - part 2)	12-23
Table 12-12	Financial Projection (IRROI - Phase II)	12-24
Table 12-13	Financial Projection (IRROB - Phase I - part 2)	12-25
Table 12-14	Financial Projection (IRROB - Phase II)	12-27
Table 13-1	Capital Requirement (Phase I - Part 1)	13-4
Table 13-2	Total Capital Investment Plan	13-5
Table 13-3	Products and Prices (Phase I - Part 1)	13-5
Table 13-4	Summary of Sales Revenue	13-7
Table 13-5	Raw Material and Utility Consumption (Phase I - Part 1)	13-9
Table 13-6	Summary of Operating Cost	13-10

	頁
Table 13-7 Financial Projection of the Entire Project	13-11
Table 13-8 Net Foreign Currency Earnings	13-13

LIST OF FIGURES

		頁
Fig. 1-1	Location Map	1 - 3
Fig. 4-1	Burma Oil and Gas Fields	4 - 3
Fig. 4-2	Configuration of Syriam Refinery	4 - 9
Fig. 4-3	Configuration of Mann Refinery	4-12
Fig. 6-1	LPG Transportation System	6-20
Fig. 6-2	Syriam Terminal Site	6-25
Fig. 6-3	Mann Terminal	6-26
Fig. 6-4	Mann GOCS	6-27
Fig. 7-1	Process Flow Diagram for Syriam Terminal	7 - 7
Fig. 7-2	Jetties of Syriam Refinery	7-11
Fig. 7-3	No.1 Jetty	7-13
Fig. 7-4	No.4 Jetty	7-15
Fig. 7-5	Plot Plan for Syriam Terminal	7-19
Fig. 7-6	Soil Profile of Mann Terminal	7-24
Fig. 7-7	Mann GOCS - Mann Terminal Pipe Line Route	7-27
Fig. 7-8	Process Flow Diagram for Mann Terminal	7-29
Fig. 7-9	Jetties of Mann Terminal	7-33
Fig. 7-10	Plot Plan for Mann Terminal	7-37
Fig. 7-11	General Arrangement of LPG River Barge	7-42
Fig. 7-12	Block Diagram of Process Flow	7-48
Fig. 7-13	Plot Plan for Associated Gas Utilization	7-53
Fig. 8-1	Rangoon Port	8 - 4
Fig. 8-2	Project Execution Schedule	8-13
Fig. 12-1	IRROB VS. LPG Export Price	12-14
Fig. 12-2	Sensitivity Analysis - Charge in Constructon Cost	12-17
Fig. 12-3	Sensitivity Analysis - Charge in LPG Export Price	12-17
Fig. 12-4	Sensitivity Analysis - Charge in Price of LPG from Mann & Syriam Refinery	12-18

第 1 章

緒 論



1

... ..

第1章 緒 論

1.1 調査の背景

1) ビルマにおける石油事情

ビルマには現在のところ次に示すとおり、3製油所が稼働しており、その原油処理能力は全体で34,000 BPSDである。1982年2月に現在建設中の原油処理能力25,000 BPSDのマン製油所が予定どおり、操業開始するならば大幅に原油処理能力が増強されることになる。

第1-1表：ビルマの製油所

製 油 所	稼働開始年	常圧蒸留装置能力
・チャウク製油所	1954年	6,000 BPSD
・シリアム製油所		
A系 列	1957年	6,000 BPSD
B系 列	1963年	14,000 BPSD
C系 列	1980年	6,000 BPSD
・マローン製油所	1978年	2,000 BPSD
現在の原油処理能力	—	34,000 BPSD
・マン製油所	1982年稼働 予定(建設中)	25,000 BPSD

原油および天然ガスの探掘量も年々増産の傾向にあり、1980年度は1,100万バレルの原油生産と200億立方フィートの天然ガス生産に達しており、油井戸およびガス井戸の開発も活発に行われている。

このような原油処理能力の増強や原油生産の伸びに対して、資源の有効利用と経済政策からの輸出促進という二つの面から、製油所ガスおよび原油随伴ガスよりのLPG回収計画が立てられている。

2) ビルマのLPG回収プロジェクト計画

本プロジェクトについてはビルマ国のPetrochemical Industries Corporationが1981年5月4日付「Project Proposal for Integrated LPG Project」を作成し、計画の有利性を発表している。その計画内容はLPGの回収・抽出・集出荷を包含した下記に示すと

おりの「Integrated LPG Project」である。

第1-1図にその地理的位置を示す。

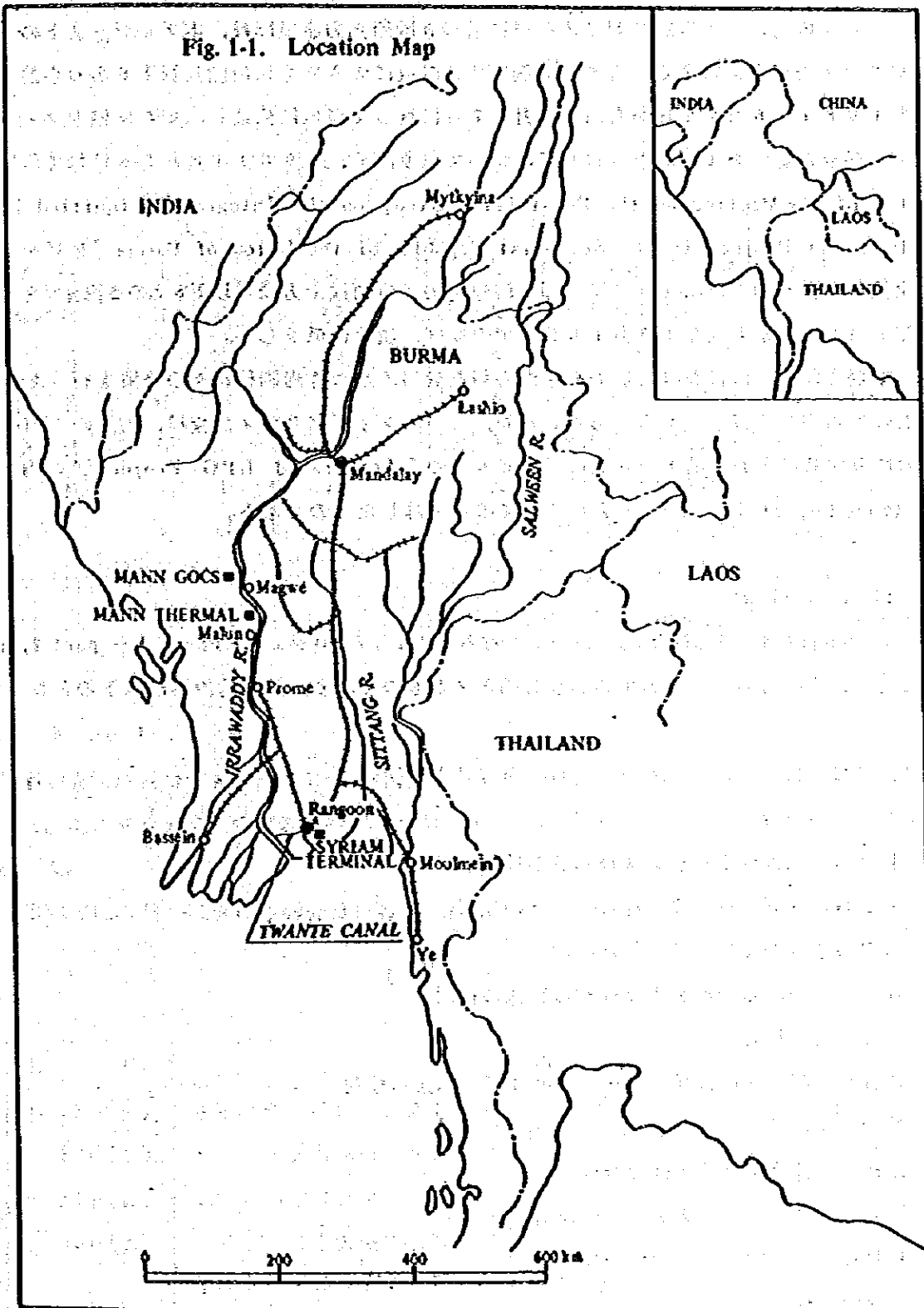
第1-2表：原油・天然ガス生産実績

年 度	1976/77	1977/78	1978/79	1979/80	1980/81
1.原油生産					
自噴井戸	141基	124	104	109	301
ポンプ井戸	310基	338	388	434	381
年間生産量 (10 ³ BBL)	8,586	9,556	9,999	11,020	11,180
2.天然ガス生産					
ガス井戸	26基	33	19	21	30
年間生産量 (10 ⁶ Ft ³)	8,481	8,784	9,892	12,030	20,016

第1-3表：ビルマのIntegrated LPG Project

PHASE	計 画 概 要	LPG生産量 (T/Y)	実施年度
Phase I - part 1	・シリアム製油所共コーカブプラント (5,200 BPSD)建設	8,000	1981/82
Phase I - part 2	・マン, シリアムにLPGターミナル 建設 ・マン→シリアムのLPG輸送用リ バーブを建造	18,000 (マン製油所)	1981/82
Phase II	・マンGOOSK LPG抽出設備(24× 10 ⁶ SCFD)建設	30,000	1982/83
Phase III	・チャウク, アヤド, シュエピタに各 各12×10 ⁶ SCFD抽出設備建設 ・ガス田→シリアムのLPG輸送用リ バーブを建造	25,000	1983/84

Fig. 1-1. Location Map



3) LPG回収プロジェクトに関する国際協力事業団による調査

ビルマ政府の日本政府に対する要請に基づき国際協力事業団は、本プロジェクトのフィジビリティ調査を実施するに当たり、本調査団の派遣に先き立ち岸田団長以下6名の事前調査団を1981年8月22日から同年8月27日に亘って現地に派遣し、ビルマ側とフィジビリティ調査の範囲および調査日程などについて取り決め、1981年8月26日付で“Minutes of the Meeting on the Feasibility Study on the Integrated Liquefied Petroleum Gas Project in the Socialist Republic of the Union of Burma”をビルマ側と交換した。この“Minutes”に基づき国際協力事業団は土方団長以下8名の本調査団を1981年9月25日から同年10月16日までの期間、現地に派遣した。

本調査団は現地における調査結果から得た資料に基づき帰国後種々の作業を行った結果、この報告書を作成したものである。なお、今回のフィジビリティ調査は、前述の“Minutes”の取り決めのとおり第1-3表に示すビルマの“Integrated LPG Project”の内、Phase I-part 2と Phase II についてのみ実施したものである。

1.2 調査の目的

この報告書はビルマ連邦社会主義共和国におけるLPG回収プロジェクトPhase I-part 2, Phase II に関し、その可能性についての調査目的とするものであり、具体的内容は以下のとおりである。

- 1) LPG原料の供給見込み(埋蔵量・可採量)の検討
- 2) LPGの需要
- 3) LPG回収設備の規模および構成の検討
- 4) LPG回収プロジェクト建設サイトの検討
- 5) LPG原料および製品の輸送の検討
- 6) 建設時における機器および資材の輸送の検討
- 7) 建設機材の検討
- 8) 建設および試運転に係るスーパーバイザー派遣の検討
- 9) 建設工程の検討
- 10) LPG回収設備の操業計画の検討
- 11) 関連インフラストラクチャーの検討
- 12) LPG回収設備の建設計画の作成
- 13) 投資額の試算

14) 財務評価

15) 経済評価

1.3 調査団の編成

本調査団の編成は次のとおりである。

	氏名	現職
団長	土方昭史	社団法人 日本プラント協会 コンサルタント
副団長	工藤国明	社団法人 業務部 業務一課長
団員	原田正敏	社団法人 技術部 プロジェクトマネージャー
団員	南雲 明	社団法人 日本プラント協会 コンサルタント
団員	栗山 彦弘	社団法人 日本プラント協会 コンサルタント
団員	村上 靖毅	社団法人 日本プラント協会 コンサルタント
団員	古藤 雅英	社団法人 日本プラント協会 コンサルタント
団員	森 章二郎	社団法人 日本プラント協会 コンサルタント
顧問	小泉 統作	国際協力事業団 鉱工業計画調査部 工業調査課長

1.4 現地調査

本調査団は現地調査の期間を通じて、ビルマ側との打合せにより必要な資料の入手に努めた。また、本プロジェクトの建設予定地や既設 Jelly 設備などの視察により多くの情報の収集を行った。

本調査団の現地における調査日程の詳細は以下のとおりである。

現地調査日程表

月 日	調 査 内 容	備 考
9月25日(金)	東京出発→バンコック(泊)	JL465便
26日(土)	バンコック出発→ラングーン	TQ305便
27日(日)	チーム内で打合せ	
28日(月)	午前：日本大使館表敬訪問 午後：ビルマ側(PIC・TSO)と打合せ	

月 日	調 査 内 容	備 考
29日(火)	} ビルマ側 (PIC・TSC・MOC) と打合せ	
10月 1日(木)		
2日(金)	シリアム製油所を調査 (PIC・TSC同行)	
3日(土)	シリアム・ターミナル予定地および既設 Jetty 設備の調査	栗山団員合流
4日(日)	チーム内で打合せ	
5日(月)	マン地方の調査のためマルーンへ移動 (PIC・TSC同行)	
6日(火)	マン製油所、マン・ターミナル予定地およびジェティ設備の調査	
7日(水)	・マン油田 (GOCS) およびマンGOCS LPG抽出設備の予定地の調査 ・マルーンの松下電器工場視察 (LPG需要調査のため) ・マルーン製油所の視察	
8日(木)	マルーンよりラングーンへ移動 (PIC・TSC同行)	
9日(金)	・ビルマ側 (PIC・TSC) と打合せ	
10日(土)	チーム内で打合せ、中間報告書作成	JICA小泉課 長合流
11日(日)	全 上	
12日(月)	午前 : ビルマ側 (PIC・TSC) と打合せ 午後 : 日本大使館訪問 (現地調査の概要を説明)	
13日(火)	・小泉、南雲 : シリアム製油所の視察 (PIC同行) ・ビルマ側 (PIC・TSC) と打合せ	
14日(水)	ビルマ側 (PIC) と打合せ。ビルマ側より質問書の回答を受領	
15日(木)	午前 : ビルマ側 (PIC) と打合せ。調査団より中間報告書を提出 午後 : ラングーン出発→バンコック (泊)	TO-306便
16日(金)	バンコック出発→帰国	JL-424便

(備 考) PIC : Petrochemical Industries Corporation
TSC : Technical Service Corporation
MOC : Myama Oil Corporation
以下PIC, TSC, MOCと略記する

第 2 章

要 約 と 結 論



第2章 要約と結論

ビルマ連邦社会主義共和国における「INTEGRATED LPG PROJECT」の内Phase I - part 2とPhase IIの計画に関し、現地における調査及び帰国後の日本における詳細な検討の結果、ここに調査報告書が作成された。

本調査の結果によれば、製油所ガス、油田随伴ガスからのLPGの回収のためにLPGターミナル設備を建設する計画（Phase I - Part 2）並びにLPG抽出設備を建設する計画（Phase II）はIRROIがそれ程良くないけれどもフィージブルであると結論された。

本調査の結果を要約すれば次のとおりである。

2.1 ビルマのLPG回収計画は下表のとおりで、今回の調査はPhase I - part 2とPhase IIが対象である。

PHASE	計 画 概 要	LPG生産量	着手年度
Phase I - part 2	◦ シリアム製油所にコーカープラント (5,200BPSD)建設	8,000T/Y	1981/82
Phase I - part 2	◦ マン、シリアムにLPGターミナル建設 ◦ マン→シリアムのLPG輸送のリバー バーجزを建造	18,000T/Y (マン製油所)	1981/82
Phase II	◦ マンGOGSにLPG抽出設備 (24×10 ⁶ SCFD)建設	◦ 30,000T/Y ◦ ガソリン材 2,900T/Y	1982/83
Phase III	◦ チャウク、アヤド、シュエビタに各々 12×10 ⁶ SCFDのLPG抽出設備建設 ◦ ガス田→シリアム・ターミナルのLPG 輸送のリバーバーجزを建造	◦ 25,000T/Y ◦ ガソリン材	1983/84

2.2 本計画のLPG生産地はシリアム製油所、マン製油所およびマンGOGSである。LPGの生産量に関し、シリアム・マン両製油所の操業計画並びにマン地方の原油随伴ガスの埋蔵量を調査した。その結果、シリアム・マン両製油所共にLPG回収計画に見合う原油処理計画が推進されることが確認され、また、マン地方の随伴ガスの埋蔵量はLPG抽出設備の原料ガス源として充分であることが確認されている。

2.3 ビルマのLPG需要は現在のところ約7,000トン/年程度で、今後、工場・病院・ホテル・公共施設等でLPGの消費を拡大してゆく計画がある。ビルマ側と協議の結果、今回のフィージビリティ調査におけるビルマのLPG内需量は、消費拡大の計画の具体的目標となっている3,000トン/年に限定することにした。また、内需向けLPGは、現在建設中のマン製油所の施設を用いて出荷されるため今回のフィージビリティ調査の対象外であることが確認されている。

従って、マン・シリアム製油所およびマンGOCS LPG抽出設備で生産されるLPGの内、5,3,000トン/年が今回のフィージビリティ調査でのLPG取扱い量であり、全量輸出されることになる。

2.4 マンGOCS LPG抽出設備からリーガンス6,850×10⁶SCF/年およびガソリン材2,900トン/年が副生される。リーガンスはマンGOCSに返送され天然ガスと同じ用途に使用される。

マン製油所が運転開始後、ビルマではMotor Spiritの輸出の計画があることから、ガソリン材は輸出向けに回されるものとする。

2.5 各施設の建設サイトは次のとおり選定された。

- 1) シリアム・ターミナル；LPGの輸出、マン・ターミナルよりのLPGの受入れの両面からシリアムの既設Jetty設備に近接してシリアム・ターミナルを設ける。
- 2) マン・ターミナル；マン製油所、マンGOCSからのLPGの受入れ、シリアム・ターミナルへのLPGの出荷さらにマン・ターミナルの運営管理等を考慮し、マン・Jetty設備に近い石油製品ターミナルに隣接してマン・ターミナルを建設する。
- 3) マンGOCS LPG抽出；原料ガスの受入れ、副生ガスの出荷からマンGOCS内LPG抽出設備を設ける。

2.6 LPG等の輸送方法は建設サイト等との関連で次のとおりとなる。

生産地	輸送先	輸送方法	LPG等取扱量	備考
シリアム製油所	シリアム・ターミナル	パイプライン移送	LPG 8,000 T/Y	対象外
マン製油所	マン・ターミナル	パイプライン移送	LPG15,000 T/Y	
(マン製油所)	内需向け	シリンダー出荷	LPG 3,000 T/Y)	
マンGOCS	マンGOCS・LPG抽出設備	パイプライン移送	原料ガス 7,920×10 ⁶ SCF/Y	
マンGOCS・LPG抽出設備	マンGOCS	パイプライン移送	リーンガス 6,850×10 ⁶ SCF/Y	
マンGOCS・LPG抽出設備	マン・ターミナル マン石油製品ターミナル	パイプライン移送 ローリー出荷	LPG30,000 T/Y ガソリン材 2,900 T/Y	
マン・ターミナル	シリアム・ターミナル	リバーバージ輸送	LPG45,000 T/Y	
シリアム・ターミナル	輸 出	外航給	LPG53,000 T/Y	

2.7 ターミナル規模はLPGの取扱量、LPG抽出設備の能力は原料ガスの供給能力を考慮し検討した結果、各々次のとおり決定された。

ユーティリティ設備は、隣接する既存施設(シリアム製油所・マン製油所・マンGOCS等)より供給を受けられない場所に限って新設する。

尚、シリアム・ターミナルは経済性及び工事安全対策の両面を考慮しPhaseⅡが完了した最終LPG取扱量78,000トン/年に相当する規模で計画されている。

施 設	設 備 規 模
シリアム・ターミナル	① C ₃ LPG 球型タンク ; 1,000 m ³ × 4 基
	② C ₄ LPG " ; { 1,000 m ³ × 1 基 2,000 m ³ × 3 基
	③ C ₃ LPG 出荷ポンプ ; 150 m ³ /hr × 3 台
	④ C ₄ LPG " ; 150 m ³ /hr × 3 台
マン・ターミナル	① C ₃ LPG 球型タンク ; 800 m ³ × 2 基
	② C ₄ LPG " ; { 1,000 m ³ × 1 基 2,000 m ³ × 1 基
	③ C ₃ LPG 出荷ポンプ ; 100 m ³ /hr × 3 台
	④ C ₄ LPG " ; 100 m ³ /hr × 3 台
マンGOCS・LPG抽出設備	24 × 16 ⁶ SCFD (Gas 処理量)

2.8 マン・ターミナルからシリアム・ターミナルへのLPG輸送(45,000トン/年)に用いられるリバー・バージはLPGの集出荷スケジュール、リバー・バージの運航日数を考慮して500トン積み4隻に決定された。

2.9 その他付帯補助設備として排水処理・防消火設備・通信設備・パイプライン・建家・メンテナンス用機材及び工具・分析器具・安全保護具・フレアスタック・予備品(2年分)・建設機材等が含まれている。

2.10 必要建設費は次のとおりに見積られた。

	外貨分 (Y 1,000)	外貨分 (K 1,000)
Phase I - part 2		
マン・ターミナル	1,220,000	} 1,1686
シリウム・ターミナル	2,985,000	
リバー・バージ	1,800,000	—
建設機材	760,000	2,1560
輸送及び保険	560,000	3,889
予備費	336,250	1,857
小計	7,691,250	38,992
Phase II		
マンCOGS・LPG抽出設備	5,940,000	10,100
建設機材	235,000	17,530
輸送及び保険	275,000	3,769
予備費	322,500	1,570
小計	6,772,500	32,969
合計	14,463,750	71,961

- (注) ① この金額には建設期間中の金利は含まれていない。
 ② 内貨分についてはボルマ側との協議に従い機器輸入税は含まれていない。
 ③ 外貨分の建設費については、Phase I - part 2は1982年10月1日契約調印、1983年1月1日契約発効、Phase IIは1983年10月1日契約調印、1984年1月1日契約発効をベースとし、何れの納期も契約発効後24ヶ月として算出している。

2.11 L P O, 原料ガスの購入および副産品等の販売価格は、プロジェクトの財務評価に非常な影響を与える。

ビルマ側との協議および調査団による詳細な検討の結果、これらの価格は次のように設定された。

品名	価格	価格決定根拠	備考
L P O (内需用)	60US\$/T	ビルマの現在灯油価格に相当する。	マン、シリアム製油所より本プロジェクトが購入するL P O価格となる。
原油随伴 ガス	1.05K 10 ³ SCP	P I Cが現在M O Cより購入している価格に同じ。	マンGOCS L P G抽出設備の原料ガス価格となる。
L P O (輸出用)	170US\$/T	中東産L P Gの各仕向地の輸入基地払出し価格とビルマL P Gの仕向地のC & F価格が等価で競合するとし、平均的価格を採用。	仕向地別のラングーンPOB価格(参考) 日本: 121 US\$/T 韓国: 136 台湾: 170 フィリピン: 179 香港: 200 シンガポール: 260
リーガンス	1.05K 10 ³ SCP	原油随伴ガスに同じ	
ガソリン材	295US\$/T	シンガポールのFOB価格に等価として算出。	

2.12 財務評価

2.12.1 本プロジェクトの財務状況を知るべく財務分析を行った結果を下記に示す。

但し、前提条件としては次のとおりである。

1. プロジェクトライフ(経済耐久年限)

Phase I - part 2とPhase IIの終了時点を一致させることとしプロジェクトライフを夫々下記のように設定した。

Phase I - part 2 : 21年

Phase II : 20年

2. 為替レート

本財務計算で用いる通貨の為替レートは1981年9月の月間平均値を採用し、\$ 1.00につき231円または7.58 Kyalとした。

3. 資金計画

必要外貨資金の金額を下記の融資条件で政府間長期借款により調達することを想定した。

年 利 率：2.25%

返済方法：元金均等半年賦払い

返済期間：据置期間10年を含めて借入年後30年間

4. 原価償却

償却条件としては定額法を採用し、すべての機器は償却期間を20年、残存価値を10%とし、コミッションコスト・操業前費用・運転資金および建中金利は償却期間を5年とし、残存価値はないものとした。

5. 法人税

ビルマ国の税制に従い、法人税率は課税対象所得の30%とした。

以上の条件から、本プロジェクトの財務分析の結果、下記のようになった。

投下資金内部利益率 (IRROI) : 3.52%

自己資本内部利益率 (IRROE) : 25.04%

上記の分析結果から本計画は次のように定義づけられる。

(1) 本計画自体の採算性指標であるIRROIは3.52%とさほど高くないが、本計画が採算のとれるプロジェクトであることを示している。

(2) P I Oから本プロジェクトに投下される資本金に対する採算性指標であるIRROEは本調査で想定した自己資本金額および借入金の融資条件に基づき算出した結果であり、融資条件等が変わるとIRROEは変化する。

すなわち、本計画自体の採算性はさほど高くないが、本調査で想定した極めて低利でかつ、返済期間が長期に亘ることが許容される資金を調達すれば本計画は充分実行可能なプロジェクトとなり得る。

2.12.2 本計画の採算性を高めるべく以下の提言を行なう。

(1) 本計画に有利となる低利で、かつ、返済期間が長期に亘ることが許容される資金調達を図るべきである。

(2) タンカーレートの低減を図るために、近隣諸国への輸出先き選びに努力し、そして、L P O輸出価格を高めるべきである。

- (3) 本計画の採算性は建設費が仮りに15%上昇すれば、前述のIRROIが3.52%から2.34%に低下し、かろうじて採算がとれるという状況に陥る。従って建設費の上昇に伴なり採算性におよぼす影響が大きいことから、本プロジェクトはスケジュールどおりに実行されることが肝要である。

2.13 経済的観点に立てば本プロジェクトは

- 1) ビルマ国内における今後のLPG市場開拓に伴なり民生向上ならびに経済開発に及ぼす効果
 - 2) マン並びにシリウム製油所からのLPG買取り価格が、本プロジェクトの収益性に及ぼす影響
 - 3) インテグレイテッドLPGプロジェクトとして、Phase I - part 1, 2; Phase II および Phase III を包括した全体プロジェクトとしての評価
 - 4) LPG回収計画の外貨収支効果
 - 5) LPG回収計画の技術移転効果
 - 6) LPG回収計画の雇用促進効果
- 等により、ビルマ国に便益をもたらすものと評価される。

2.14 本プロジェクトが予定の時期に建設を完了し、順調な操業を行うためには、第14章提言に記述された注意事項について、ビルマ国側で万全の処置をとる必要がある。

第 3 章

ビルマの経済事情



第3章 ビルマの経済事情

3.1 経済概観

1) 人口

1980/81年における人口は34,083千人であり、対前年比2.31%の増加である。過去20年間の対前年比増加率は最高2.31%、最低2.20%となっている。ここ3年間における実績は年平均2.27%の割合で増加している。人口増加の推移を第3-1表に示す。

2) 生産と所得

ビルマは第3次4ヶ年計画(TFYP)を成し遂げつつある。すなわち、1978/79年から始まり、第3年目の1980/81年には、この計画目標をほぼ達成している。

ここ3年間における国内総生産(G.D.P)は年平均6.7%の割合で伸びており、国民1人当たりの所得および消費について見ると次のとおりである。すなわち1977/78年はそれぞれ94.1チャット(28,200円)と820チャット(24,600円)であり、1980/81年はそれぞれ1,147チャット(34,400円)と891チャット(26,700円)になり、高い成長を遂げている。人口増加と国内総生産の推移にかかる比較を第3-2表に示す。この表からわかるように国内総生産の伸び率は人口増加に比較して成長度は高いものである。

国内総生産(1969/70年不変価格ベース)の推移を第3-3表に示す。同表には1961/62年を100とした指数と、1980/81年における各部門別のシェアをパーセントで示している。

まず、1961/62~1980/81年の19年間の平均成長率は5.0%/年であるが、最近5ヶ年間の傾向はやや伸びており5.8%/年になっている。一方産業別の生産高構成比を1961/62年と1980/81年で比較のうえ、支配的なカテゴリーについての傾向は次のとおりである。

生産財関係は4.2%の伸びであり、サービス関係も3.1%の伸びを示しておりやや上昇気味であるが、貿易関係においては逆に7.3%の落ち込みとなっている。

次に産業別に見ると、総生産額の3/1近くを占めている農業部門は2倍以上の生産額を示しているが、全体構成比では2.6%の伸びであり、往年から順調な伸びを維持している。牧畜・水産部門も2倍以上の生産額であるが、構成比では0.9%の伸びとなっており、製造部門も2倍以上の生産額であるが、構成比では変っていない。

また、サービス関係では、行政部門が3倍近くの増額に対し、構成比も3.0%の伸びを示

**Table 3-1. Estimates on Population Growth
(1960/61 to 1980/81)**

Serial No.	Year	Total Population (Thousand)		Annual Growth Rate %
		Mid Fiscal Year (Past)	Mid Fiscal Year (Current)	
1	2	3	4	5
1	1960/61	22,200		
2	1961/62	22,688		2.20
3	1962/63	23,187		2.20
4	1963/64	23,697		2.20
5	1964/65	24,218		2.20
6	1965/66	24,751		2.20
7	1966/67	25,303		2.23
8	1967/68	25,867		2.23
9	1968/69	26,444		2.23
10	1969/70	27,034		2.23
11	1970/71	27,637		2.23
12	1971/72	28,262		2.26
13	1972/73	28,886		2.21
14	1973/74	29,521		2.20
15	1974/75	30,170	29,846	2.20
16	1975/76	30,834	30,502	2.20
17	1976/77	31,512	31,173	2.20
18	1977/78	32,206	31,859	2.20
19	1978/79		32,573	2.24
20	1979/80		33,313	2.27
21	1980/81		34,083	2.31

Note: Past fiscal year – October to September
Current fiscal year – April to March

**Table 3-2. The Indices of Population and Net Output
(1964/65 = 100)**

Serial No.	Year	Index of Population	Index of Net Output and Services
1	2	3	4
1	1961/62	94	86
2	1962/63	96	97
3	1963/64	98	91
4	1964/65	100	100
5	1965/66	102	96
6	1966/67	104	92
7	1967/68	107	101
8	1968/69	109	104
9	1969/70	112	110
10	1970/71	114	114
11	1971/72	117	117
12	1972/73	119	116
13	1973/74	122	119
14	1974/75	125	122
15	1975/76	127	127
16	1976/77	130	135
17	1977/78	132	143
18	1978/79	134	152
19	1979/80 (Provisional Actual)	138	160
20	1980/81 (Provisional)	141	174

1999

1999

1999

Table 3-3. Value of Net Output and Services

Serial No.	Particulars	1961/62	Composition (%)	1970/71	1971/72	1972/73	1973/74	1974/75	1975/76	1976/77	1977/78	1978/79 (Actual)	1979/80 (Provisional Actual)	1980/81 (Provisional)	Composition (%)
1	2	3		4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
				Kyat in Lakhs											
1	Goods	37,989	48.7	55,088	55,635	52,482	55,119	55,224	58,358	61,911	65,795	70,701	74,998	83,635	52.9
1	Agriculture	20,280	26.0	28,962	29,536	27,654	30,228	29,628	31,219	33,064	34,806	37,478	39,438	45,201	28.6
2	Livestock and Fishery	4,345	5.6	8,042	8,235	7,148	8,028	7,940	8,339	8,624	8,959	9,496	10,079	10,220	6.5
3	Forestry	2,264	2.9	2,824	2,765	2,720	2,360	2,720	2,629	2,783	2,929	3,348	3,500	3,666	2.3
4	Mining	1,051	1.3	1,488	1,372	1,388	1,200	1,174	1,202	1,340	1,568	1,689	1,898	1,960	1.2
5	Processing and Manufacturing	8,182	10.5	11,069	11,074	10,811	10,541	10,983	12,002	12,953	13,852	14,193	14,763	16,426	10.4
6	Power	356	0.5	669	651	719	887	886	971	1,089	1,312	1,366	1,520	1,694	1.1
7	Construction	1,511	2.0	2,034	2,002	2,042	1,875	1,913	1,996	2,058	2,369	3,131	3,720	4,468	2.8
2	Services	17,131	22.0	23,404	24,775	26,530	26,369	28,165	28,628	30,637	32,970	35,228	37,302	39,679	25.1
1	Transportation	4,489	5.7	5,855	6,085	5,873	5,546	5,734	5,851	5,945	6,259	6,653	7,245	7,888	5.0
2	Communications	258	0.3	380	398	352	383	396	400	495	527	532	613	617	0.3
3	Financial Institutions	883	1.1	1,293	1,686	2,044	1,843	2,165	1,461	2,399	3,253	4,362	4,821	5,025	3.2
4	Social and Administrative Services	5,749	7.4	8,379	9,034	10,313	10,379	11,470	12,331	13,054	13,950	14,441	15,088	16,381	10.4
5	Rentals and Other Services	5,752	7.4	7,497	7,572	7,948	8,218	8,400	8,585	8,744	8,981	9,240	9,535	9,761	6.2
3	Total	22,856	29.3	25,389	25,997	26,365	26,629	27,602	28,631	30,105	31,192	32,504	33,600	34,746	22.0
4	Total Net Output	77,976	100.0	103,881	106,407	105,377	108,117	111,011	115,617	122,653	129,957	138,433	145,900	158,053	100.0
5	INDEX (1961/62 = 100)	100		134	137	136	139	143	149	158	167	178	188	203	

ており、輸送業部門も2倍近くの増額であるが、構成比では変っていない。公共サービス部門では3倍近くの増額であるが、構成比としては3.0%の伸びである。

その他の産業部門においては、ほとんど変化は見られない。このように各産業とも、順調な伸びを示しているものの過去19年間の産業構造は、殊更目立った変化をしていないといえよう。

次に企業体別に過去19年間の変化を見ると、国有化の促進と共同組合の育成拡大により、公的部門の比重が高まってきた。第3-4表は国内総生産(1969/70年価格)を1961/62年と1980/81年とで企業形態別に比較したものである。鉱業と金融業は、そのほとんどまたは、総べてがPublic(State, Co-Operative)に移行され、運輸と製造

Table 3-4. Net Output by Sector (at 1969/70 Price)

(Million kyats)

	1961/62				1980/81			
	State	Co-op	Private	Total	State	Co-op	Private	Total
GOOD TOTAL	389 (10.2%)	7 (0.2%)	3,403 (89.6%)	3,799 (100.0%)	1,828 (21.8%)	136 (1.6%)	6,399 (76.6%)	8,363 (100.0%)
Agriculture			2,029	2,029	12	53	4,455	4,520
Livestock, Forestry, Fishery	40	1	620	661	156	27	1,205	1,388
Mining	2		103	105	170	4	22	196
Processing, Manufacturing	234	6	578	818	965	50	627	1,642
Power, Construction	113	0	73	186	523	2	90	615
SERVICE & TRADE TOTAL	1,546	44	2,309	3,999	5,134	412	2,896	8,442
Transportation	141		308	449	312	52	425	789
Communication	26			26	62			62
Finance	38		50	88	496	7		503
Social Welfare, Administration	575			575	1,638			1,638
Other Services	3	2	570	576	116	42	818	976
Trade	763	42	1,480	2,285	1,511	312	1,652	3,475
Total	1,935 (24.8%)	51 (0.7%)	5,712 (74.5%)	7,798 (100.0%)	6,962 (41.4%)	548 (3.2%)	9,295 (55.4%)	16,805 (100.0%)

業および貿易業においても Public Sector の比重が大幅に増加して来てる。全体では民間部門が 55.4% を占めるものの、その主たる分野は農業・牧畜業・林業・水産業および貿易業の一部である。

3) 産業別動向

前述の第 3-3 表を産業別に見ると、その動向は次のとおりである。

a) 農 業

ビルマ経済の特徴としては、農業部門の占める多比重が大きいことである。1980/81 年における対前年度比の伸び率は 14.6% である。

b) 製 造 業

この産業の成果としては、1978/79 年には対前年度比 2.5%、1979/80 年には 4.0%、1980/81 年には 11.3% の高い伸びを示している。

c) 牧畜・水産業

この産業に関しては、短期開発計画が設定されているが、食肉および鮮魚は収穫量増加を示し、1978/79 年の前年度比は 6.0%、1979/80 年は 6.1%、1980/81 年には 1.4% の伸びを示し、この期間内に計画目標を達成している。

d) 鉱 業

この産業の主要目的は、鉱産物輸出の拡大と国内工業部門の発展に必要なとする鉱産物の需要を満たすことであり、この目的に沿って増産手段が活発にとられて来ている。その結果 1978/79 年には 7.7%、1979/80 年には 12.4%、1980/81 年には 3.3% の増産伸びとなっている。

原油生産量においては、1977/78 年の 960 万バレルから 1980/81 年には 1,120 万バレルに増産されている。また、他の鉱産物については例えば、錫精鉱では 257 ton から 1,347 ton へ、タングステン精鉱では 421 ton から 700 ton へと、また、銀・鉛精練および亜鉛精鉱もそれぞれ増産傾向を示している。

3.2 貿易動向

1) 貿 易

第 3-5、3-6、3-7 表はそれぞれ輸出入バランス・商品別輸入および商品別輸出である。第 3-5 表に示すとおり 1961/62 年に比較して 1972/73 年は輸出・輸入ともに大幅に減少している。しかし、1979/80 年には大幅に増加し、輸出では約 110% 増、輸入では約 230% 増となっている。

1980/81年の貿易収支は第3-5表に見られるように約19億チャット(約570億円)の大幅な赤字となっている。

Table 3-5. Balance of Trade

(Kyat in Lakhs)

Serial No.	Year	Export	Import	Surplus (+), Deficit (-)	
1	2	3	4	5	
1	1940/41	5,552	3,082	(+)	2,470
2	1947/48	7,573	5,958	(+)	1,615
3	1960/61	10,151	10,805	(-)	654
4	1961/62	12,718	10,436	(+)	2,282
5	1962/63	12,706	10,962	(+)	1,744
6	1963/64	11,417	10,860	(+)	557
7	1964/65	10,891	14,129	(-)	3,238
8	1965/66	9,289	8,035	(+)	1,254
9	1966/67	6,722	8,166	(-)	1,444
10	1967/68	5,209	7,570	(-)	2,361
11	1968/69	5,572	7,533	(-)	1,961
12	1969/70	5,385	8,968	(-)	3,583
13	1970/71	5,911	8,521	(-)	2,610
14	1971/72	6,860	9,214	(-)	2,354
15	1972/73	6,902	7,042	(-)	140
16	1973/74	9,670	5,749	(+)	3,921
17	1974/75	9,258	10,158	(-)	900
18	1975/76	13,226	14,433	(-)	1,207
19	1976/77	17,157	16,279	(+)	876
20	1977/78	17,569	20,865	(-)	3,296
21	1978/79	18,527	32,218	(-)	13,691
22	1979/80 (Provisional Actual)	26,960	35,476	(-)	8,516
23	1980/81 (Provisional)	31,232	51,198	(-)	19,966

しかし、ビルマは広い国土と温暖な気候により農業生産では潜在的な力をもっており、また、鉱物資源にも恵まれており、開発のための諸施策が取られるならば、拡大均衡への道を歩む可能性を秘めている。

輸出面では第3-7表に見られるとおり、鉱業および宝石が著しい伸びを示し、次いで農産物の伸びが目立っている。

一方、第3-6表に示すとおり輸入面については、外国援助の受入れによるプロジェクトの推進のため、機械装置および機器・建設資材・輸送用機器などの資本材が著しく増加している。

3.3 エネルギー資源利用概要

ビルマ国内で現在稼働しているシリアム・チャウクの2製油所からの主要石油製品は、ガソリン・ジェット燃料・灯油・軽油・重油などである。これに加えて現在建設中のマン製油所が1982年より稼働予定であり、生産品としてはLPG・ガソリン・ジェット燃料・灯油・軽油・重油などである。

現在では陸上産油のみで国内需要をほぼ充足している。その主たる油田はマン・イエナンチャウン・ミャナウン・レバンドなどである。天然ガスは油田からの随伴ガスおよび天然ガス田より生産されており、主に発電用燃料および尿素肥料生産用に使用されている。原油ならびに天然ガスの生産の推移は第3-8表に示すとおりである。

電力生産に関しては第3-9表に示すとおりである。

Table 3-6. Imports by Type of Commodity

(Kyat in Lakh)

Serial No.	Type of Commodity	1976/77	1977/78	1978/79	1979/80 (Provi- sional Actual)
1	2	3	4	5	6
1	Capital goods	6,721 (100)	9,919 (147)	19,222 (286)	20,573 (306)
1	Construction materials	1,521	2,546	2,655	4,161
2	Machinery and equipment	3,444 (100)	4,950 (144)	13,490 (391)	12,703 (369)
3	Transport equipment	1,504	2,002	2,446	3,018
4	Other capital goods	252	421	631	691
2	Raw materials and spares for inter-industry use	8,016 (100)	8,650 (120)	10,784 (134)	12,863 (160)
1	Raw materials	5,778 (100)	6,536 (110)	7,689 (133)	8,252 (143)
2	Fuel	202	20	1	54
3	Tools and spares	2,036 (100)	2,274 (112)	3,094 (152)	4,557 (224)
3	Consumer goods	1,420	2,173	2,087	1,886
1	Durable goods	249	325	597	483
2	Food stuff	452	438	653	567
3	Textiles	271	688	164	567
4	Medicines and pharmaceuticals	356	461	553	550
5	Other consumer goods	92	261	120	199
4	Commodity unspecified	122	123	125	154
	Total	16,279 (100)	20,865 (128)	32,218 (198)	35,476 (218)

Note: Imports on arrival basis.

Table 3-7. Exports by Type of Commodity

(Kyat In Lakh)

Serial No.	Type of Commodity	1976/77	1977/78	1978/79	1979/80 (Provi- sional Actual)
1	2	3	4	5	6
1	Agricultural products	8,858 (100)	10,697 (120)	5,404 (61)	15,342 (173)
2	Animal and marine products	184	365	568	818
3	Forest products	3,839 (100)	3,981 (104)	9,090 (236)	5,576 (145)
4	Minerals and gems	1,065 (100)	1,955 (183)	2,897 (272)	4,597 (431)
5	Others	198	280	464	457
6	Total domestic exports (1 + 5)	14,144 (100)	17,278 (122)	18,423 (130)	26,790 (183)
7	Re-exports	3,013	291	104	170
	Total exports (6 + 7)	(100) 17,157	(102) 17,569	(108) 18,527	(157) 26,960

Note: Exports on shipment basis.

Table 3-8. Production of Crude Oil, Natural Gas

No.	Particulars	A/U	1961/62	1969/70	1970/71	1971/72	1972/73	1973/74	1974/75	1975/76	1976/77	1977/78	1978/79	1979/80 (Provisional Actual)	1980/81 (Provisional)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	Crude oil and natural gas														
1	Crude oil	Thousand U.S. barrels million	4,366	6,854	6,230	7,238	7,468	7,027	6,773	7,094	8,586	9,556	9,999	11,020	11,180
2	Natural gas	cu-foot		1,758	2,333	3,610	3,987	4,575	5,566	7,656	8,481	8,784	9,892	12,030	20,016

Table 3-9. Power Installed Capacity for the Union

(Mega watt*)

Serial No.	Year	Electric Power Corporation				Other Organizations	Total
		Hydel	Thermal	Gas Turbine	Diesel		
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1961/62	84	55		50	52	241
2	1968/69	84	58		54	57	253
3	1969/70	84	58		54	57	253
4	1970/71	84	58		54	57	253
5	1971/72	84	58		54	57	253
6	1972/73	84	58		54	57	253
7	1973/74	168	58	54	54	57	391
8	1974/75	168	53	54	54	57	386
9	1975/76	168	53	104	55	57	437
10	1976/77	168	53	104	56	57	438
11	1977/78	168	63	104	55	114	504
12	1978/79	168	63	104	59	121	515
13	1979/80 (Provisional Actual)	168	63	140	64	167	602
14	1980/81 (Provisional)	168 (23)	74 (10)	177 (25)	82 (11)	218 (31)	719 (100%)

Note: * One mega watt is equivalent to one thousand kilo watt.

第 4 章

LPG回収計画のための原料と生産計画

第4章 LPG回収計画のための原料と生産計画

4.1 要 旨

本計画において取扱われるLPGは、製油所で生産されるもの(Phase I - part 2)と油田からの随伴ガスから生産されるもの(Phase II)の二種類がある。

本章ではLPG生産のために必要な原料確保の面の検討とLPGの生産計画について検討する。

原油の埋蔵量については、既にマン製油所建設計画のための調査の中で詳細に調査されている。同報告書によると1985年の予想可採年数(R/P)は20.7年であり、本計画においても問題ないと考えられる。

一方、マン地域の随伴ガスの埋蔵量は、今回の調査においてビルマ例より提示されたデータによると191,847×10⁶SOPである。その可採年数(R/P)は20.2年であり、本計画を実行するに当り充分であると考えられる。

現在の原油処理計画及び随伴ガスの生産計画に基づいてLPGの生産量を計算すると第4-1表のとおりとなる。

Table 4-1. LPG Production Plan

(Unit: T/Y)

	Phase I - Part 2		Phase II	Total
	Syriam Refinery	Manh Refinery	Manh GOCS	
1982	-	1,000	-	1,000
1983	-	2,000	-	2,000
1984	-	3,000	-	3,000
1985	8,000	16,100	-	24,100
1986	8,000	17,600	30,000	55,600
1987	8,000	18,000	30,000	56,000
1988	8,000	18,000	30,000	56,000
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮

4.2 油ガス田の分布と埋蔵量および油・ガスの生産状況

ビルマ国内で発見されている天然ガス田および随伴ガスの生産地（油田）のうち、主なものは下記のとおりである。

Area	Kind
Letpando	Natural gas
Pagan	Natural gas
Mann	Associated gas
Peppi	Natural gas
Chauk	Natural gas
Tenangyaung	Natural gas, Associated gas
Myanaung	Natural gas, Associated gas
Shwepyitha	Natural gas
Prome	Natural gas, Associated gas
Pyalo	Natural gas

これらの地理的な所在地は第4-1図のとおりである。

また、代表的な地域のガス埋蔵量及びガス組成は第4-2表のとおりである。

1) マン地域のガス埋蔵量

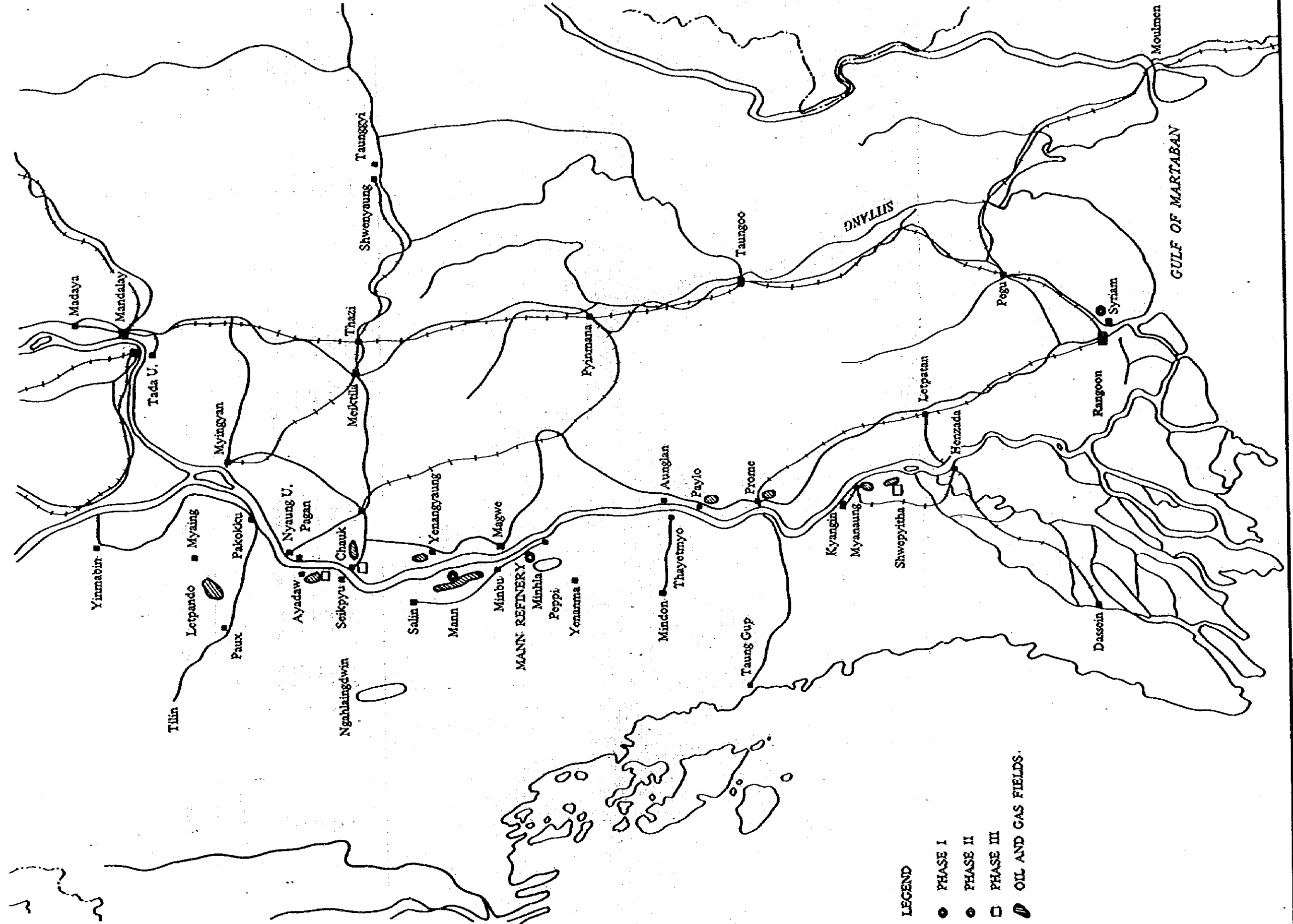
上記ガス田のうち本プロジェクトに關与しているものは、Phase IIにおけるマン地域である。この地域のガス埋蔵量は、井戸から汲み揚げた原油より分離される随伴ガスで191,847 × 10⁶ SCFである。

2) 随伴ガスの生産量及び使用量

現在のマン地域においては6ヶ所のGOSO (Gas & Oil Collecting Station) で生産を行っており、1ヶ所のGOCSが現在建設中である。また、現在稼働している井戸数は自噴井105本、汲揚井111本、ガスリフティング井49本の合計265本である。マン地域における油およびガスの生産状況は原油が約2,500 B/D、随伴ガスが約26 × 10⁶ SCFDである。また、現在建設中のマンGOCSが完成すると約30 × 10⁶ SCFDの生産が可能となる。

また、生産された随伴ガスの用途別使用量は次のとおりである。

Fig. 4-1. BURMA - OIL AND GAS FIELDS



LEGEND
 ● PHASE I
 ● PHASE II
 □ PHASE III
 ▨ OIL AND GAS FIELDS.

Table 4-2. Gas Reserves and Composition

1. Area	Myanming Shwepyitha	Prome	Pyalo	Mann	Chauk	Ayadaw Yenangyat
2. Reserves (10 ⁶ SCF)						
2-1 Associated gas	11,213	29,494	-	191,847	-	-
2-2 Natural gas	146,153	25,955	170,237	-	251,302	406,125
Total	157,366	55,449	170,237	191,847	251,302	406,125
3. Properties (%)	AC	AC	NG	AG	NG	NG
C ₁	88.00	88.86	97.79	86.34	93.26	94.00
C ₂	3.90	3.79	0.51	5.85	2.42	2.22
C ₃	2.61	4.32	0.48	3.49	1.96	1.86
C ₄	3.39	2.96	0.86	3.58	2.55	1.76
C ₅ +	0.68	0.07	0.36	0.74	0.11	0.18

Purpose	Consumption, SCF/M
(a) Gas lifting	405.5 x 10 ⁶
(b) Mann gas turbine power station	76.5 x 10 ⁶
(c) Gas compressors	60.0 x 10 ⁶
(d) Htaukshabin oil field	21.5 x 10 ⁶
(e) Malum Refinery and HIC*	11.8 x 10 ⁶
(f) Field use	10.0 x 10 ⁶
(g) Others	4.7 x 10 ⁶
(h) To atmosphere	180.0 x 10 ⁶
Total	770.0 x 10 ⁶ (= 25.7 x 10 ⁶ SCFD)

* HIC (Heavy Industry Corporation)

これらの用途のうち、a), c), d), f)等、油田地区で使われるものは油の汲揚げ用として井戸内を加圧するために、井戸に注入されるものであり、ガス組織は問題視されない。従って随伴ガスからのLPGを回収した後のいわゆるリーン・ガスでも使用可能である。また、原油・ガスの生産を担当するMOGはガスリフティングの代わりにポンプを使用する計画を持っており、この計画が実行されるとガスリフティング用のガスの使用は無くなり、通常の油回収率を上げるためのガス・インジェクションのみで用を足すことになる。

また、b), c)で使用されるガスについては、LPGを抽出してしまったリーンガスになると単位容量当りの発熱量は、低下してしまいが量でカバーできるために、リーンガスに代替可能である。従って、本プロジェクトが実施される段階ではリーンガスを使用することになっている。

従って、現在の随伴ガスの各種用途のうち、ほぼ全量(約26 x 10⁶ SCFD)が、LPG抽出設備の原料として使用可能である。

3) 随伴ガスの予想可採年数

現在の埋蔵量と生産量より、可採年数を計算するとR/P = 20.2年となる。

4) 原油の可採年数

原油の埋蔵量については「ビルマ連邦社会主義共和国、製油所建設計画調査報告書」の中で詳細に記述されている。それによると1976年1月1日時点での確認埋蔵量は217 x 10⁶

BBLであり、推定埋蔵量+予想埋蔵量は 2.12×10^6 である。

1980年の原油の可採年数(R/P)は22.3年であり、1985年においても20.7年であるので製油所LPGの原料は確保されていると考えられる。

4.3 製油所の現状と将来予測

現在、ビルマ国では1954年に建設されたチャウク製油所と、1957年に建設され、その後2回の増設を行ったシリアム製油所及びマルーンの小型簡易製油所が操業を行なっている。

また、1982年始め、稼働予定のマン製油所がある。

- 1) チャウク製油所には6,000BPSDの常圧蒸留装置と2,400BPSDの減圧蒸留装置及びWAX製造装置があり、ガソリン・灯油・軽油・重油・WAXの生産を行っている。
- 2) シリアム製油所はBench A・Bench B・Bench Cと称する三基の常圧蒸留装置があり、各々の装置能力は6,000BPSD、14,000BPSD、6,000BPSDで合計26,000BPSDの処理能力を持つ。更に2,400BPSDの減圧蒸留装置と1,500BPSDの熱分解装置(コーカー)がある。Bench Aの常圧蒸留装置・減圧蒸留装置・熱分解装置は1957年に建設され、更に1963年にBench Bが、そして1980年10月にBench Cの常圧蒸留装置が建設されて、現在の装置構成となっている。この製油所の製品はガソリン・灯油・ジェット燃料・軽油・重油及びコークスであり、各製品の生産量は第4-3表の通りである。

この製油所では老朽化した熱分解装置をスクラップとし、新しく5,200BPSDのDelayed Coking Plantを建設する計画(Phase I-part 1)がある。この計画の中には、Coking Plant, LPG Merox Plant, De-olefinizer Plant (Polymer Gasoline Plant)及びLPG抽出設備が含まれており、8,000T/YのLPGを生産する。Coking Plant等完成後のシリアム製油所の装置構成は第4-2図のようになる。

この製油所での原油処理計画は以下のとおりである。

- 3) マルーン製油所は2,000B/Dの常圧蒸留装置のみをもつ小型簡易製油所である。

この製油所からは、ガソリン・灯油・軽油・重油が生産され近隣地方の需要をまかなっている。この製油所は現在建設中のマン製油所が稼働し始めたら、主として訓練用として稼働すると聞いている。

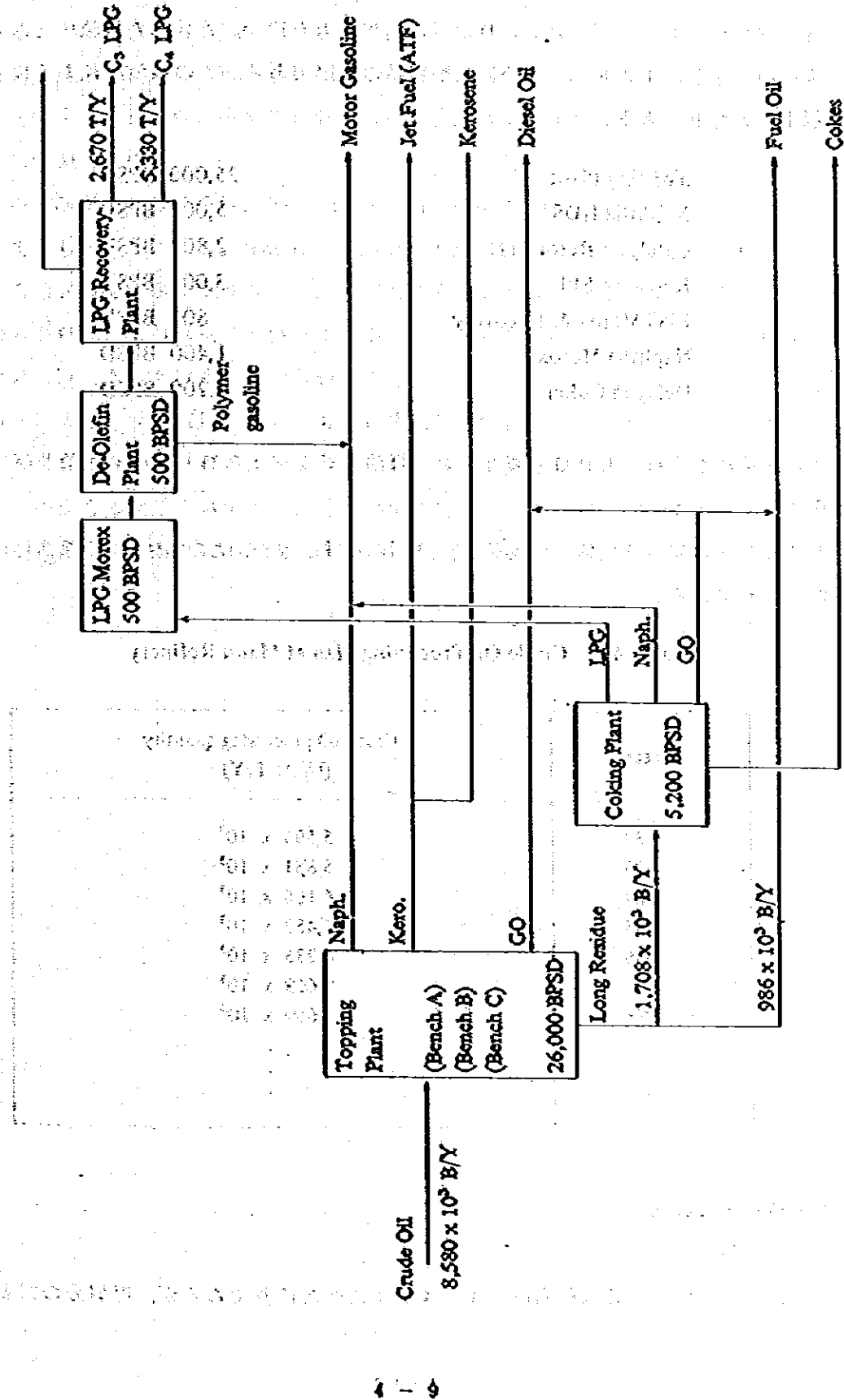
Table 4-3. Products and Output in Each Refinery

1. Refinery	Chauk Refinery	Syriam Refinery			Maun Refinery
		Bench A	Bench B	Bench C	
2. Constructed Year	1954	1957	1963	1980	Under construction
3. Product (BPSD)					
C ₃ LPG	-	-	-	-	107 BPCD
C ₄ LPG	-	-	-	-	460 BPCD
Motor Gasoline	1,383	1,387	3,235	1,387	6,137 BPCD
Kerosene	782	198	462	198	3,298 BPCD
ATF (Jet Fuel)	-	226	528	226	829 BPCD
Diesel Oil	1,865	1,775	4,141	1,775	7,274 BPCD
Fuel Oil	1,910	2,114	5,494	2,554	3,686 BPCD
Cokes (T/D)	-	45	-	-	-
Waxes (T/D)	25	-	-	-	1,042 T/D

Table 4-4. Crude Oil Processing Plan at Syriam Refinery

Year	Crude oil processing quantity (Unit: B/Y)
1982	2,964 x 10 ³
1983	5,964 x 10 ³
1984	6,564 x 10 ³
1985	7,221 x 10 ³
1986	8,151 x 10 ³
1987	8,580 x 10 ³
1988	8,580 x 10 ³
⋮	⋮
⋮	⋮

Fig. 4-2. Configuration of Syrian Refinery (Phase I - Part 1)



4) マン製油所

現在建設中の25,000 BPSDの原油処理能力を持つ、近代的な製油所である。1981年末建設完了し、1982年始めに運転開始の予定である。この製油所にある装置郡と能力は以下のとおりである。

Topping Plant	25,000 BPSD
Naphtha HDS	5,000 BPSD
Catalytic Reformer	2,800 BPSD
Kerosene SPI	3,000 BPSD
LPG Merox & Recovery	800 BPSD
Naphtha Merox	1,400 BPSD
Delayed Coker	5,200 BPSD

この製油所からは、LPG・ガソリン・灯油・ジェット燃料・軽油・重油及びコークスを産する。

この製油所の装置構成概念図を第4-3図に示す。また、この製油所での原油処理計画は以下のとおりである。

Table 4-5. Crude Oil Processing Plan at Mann Refinery

Year	Crude oil processing quantity (Unit: B/Y)
1982	5,595 x 10 ³
1983	5,881 x 10 ³
1984	6,166 x 10 ³
1985	6,452 x 10 ³
1986	8,235 x 10 ³
1987	8,669 x 10 ³
1988	8,669 x 10 ³
⋮	⋮
⋮	⋮

4.4 LPGの生産計画

1) シリアム製油所

この製油所での原油処理計画は第4-4表に述べた通りであるが、軽質分の需要から

Coking Plant はできるだけ高い稼働率を保つ計画である。現在のシリアム製油所における常圧残渣油の得率は原油処理量の31.4%である。従って原油処理量と得率で常圧残渣油の生産量が決定され、これによりCoking Plantの稼働率が決まる。

以上により、LPGの生産量を計算したものが第4-6表である。

2) マン製油所

この製油所でのLPGは、Topping Plant・Catalitic Reformer及びCoking Plantの三ヶ所から発生してくる。Topping PlantとCatalitic ReformerからのLPGの発生量はそれら装置の稼働率により変動し、直接的に原油処理量に依存する。一方Coking PlantからのLPGは、その稼働率に依存するが、シリアム製油所の場合と同じく、Coking Plantの稼働率はできるだけ高く保つ計画である。

以上により、マン製油所からのLPG生産量を計算すると第4-7表のとおりである。

3) マンGOCSのLPG抽出設備からのLPG生産量は30,000 T/Yであるが、原料ガスは油田からの随伴ガスであり、その必要量は 24×10^6 SCFDである。現在の随伴ガスの生産量は約 26×10^6 SCFDであり、このままで量的には充分満足される。

Fig. 4-3. Configuration of Mann Refinery

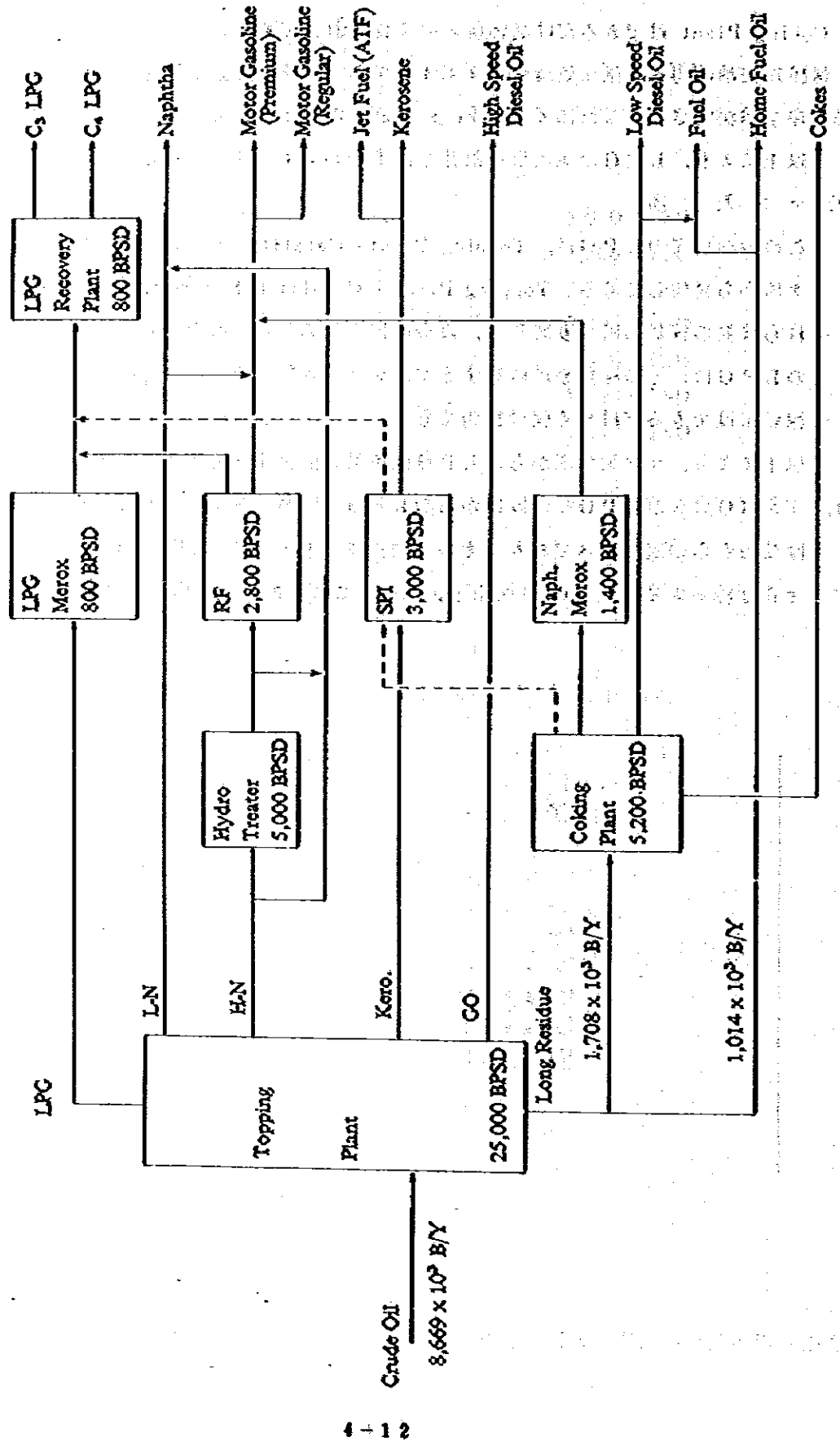


Table 4-6. LPG Production Plan at Syriam Refinery

	Crude oil processing quantity	LR* output	Coking Plant		Product of C ₃ LPG	Product of C ₄ LPG
			Charge	Operation rate		
	Unit 10 ³ B/Y	10 ³ B/Y	10 ³ B/Y	%	T/Y	T/Y
1982	2,964	931	-	-	-	-
1983	5,964	1,873	-	-	-	-
1984	6,564	2,061	-	-	-	-
1985	7,221	2,267	1,708	100	2,670	5,330
1986	8,151	2,559	↓	↓	↓	↓
1987	8,580	2,694	↓	↓	↓	↓
1988	↓	↓	↓	↓	↓	↓
1989	↓	↓	↓	↓	↓	↓
1990	↓	↓	↓	↓	↓	↓
2004	↓	↓	↓	↓	↓	↓

Note *: LR: Long Residue

Table 4-7. LPG Production Plant at Mann Refinery

	Refinery		LR ^{*1} output	Coking plant		LPG generation quantity			Total generation quantity	LPG recovery (Recovery rate 77.1%)	LPG output		Total output
	Crude oil processing quantity	Operation rate		LR ^{*1} processing quantity	Operation rate	TP	RF	Coking plant			C ₃ LPG	C ₄ LPG	
	Unit 10 ³ B/Y	%	10 ³ B/Y	10 ³ B/Y	%	10 ³ B/Y	10 ³ B/Y	10 ³ B/Y	10 ³ B/Y	10 ³ B/Y	T/Y	T/Y	T/Y
1982	5,595	64.5	1,757	1,708	100.0	56.1	16.0	156.6	229	176	2,600	12,800	^{*2} (15,400) 1,000
1983	5,881	67.8	1,847	↓	↓	58.9	16.8	↓	232	179	2,600	13,000	^{*2} (15,600) 2,000
1984	6,166	71.1	1,936	↓	↓	61.8	17.7	↓	236	182	2,600	13,200	^{*2} (15,800) 3,000
1985	6,452	74.4	2,026	↓	↓	64.6	18.5	↓	240	185	2,700	13,400	16,100
1986	8,235	95.0	2,586	↓	↓	82.5	23.6	↓	263	202	2,900	14,700	17,600
1987	8,669	100.0	2,722	↓	↓	86.9	24.8	↓	268	207	3,000	15,000	18,000
1988	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	
1989	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	
1990	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	
2004	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	↓	

Note *1: LR: Long Residue

*2: () shows the output attainable.

In reality production is made to the domestic demand.

第 5 章

L P G の 需 要

第5章 LPGの需要

5.1 LPGの需要動向及び将来予測

5.1.1 ビルマにおけるLPG需給の現状

国連のエネルギー統計によればビルマにおけるLPG生産は1948年4,000トン、1979年2,000トンとなっており、輸出入は、全量国内消費となっている。

一方今回の調査においてビルマ側の説明によればHIC管轄の工場において現在約700トン/年のLPGが使用されており全量日本等から容器詰で輸入されているとのことであり、現状の消費量は非常に小さい。

又ビルマ側に対する調査団からの質問書に対する回答において1975年から1980年におけるビルマのLPG需給実績は供給、販売は無しとなっている。

5.1.2 ビルマにおけるLPG需要の将来予測

1) LPGの供給計画

1982年以降のビルマのLPG生産見通しは次のとおりである。

Table 5-1. LPG Supply Plan

Unit: ton

	Man Refinery	Syiam Refinery	Man GOCS	Total
1982	1,000			1,000
1983	2,000			2,000
1984	3,000			3,000
1985	16,100	8,000		24,100
1986	17,600	8,000	30,000	55,600
1987	18,000	8,000	30,000	56,000

尚1987年以降においてPhase IIIの天然ガスからのLPG抽出設備が完成稼動すればその時点から25,000トン/年の生産量がこれに加算される。

2) 国内需要

ビルマの人口約3,400万人から考えれば厨房用・業務用等だけで5,000トン/年前後の潜在需要は存在すると判断出来るが、容器充填所も1982年始めに稼動するマン製油所に初めて設置される等物流システムの整備確立を考慮すると一般家庭へのLPG普及

はここ数年間は殆んど期待できないと考える。一方工業用需要においても天然ガスの有効利用を合せて考慮する必要があり、LPGの急速でかつ多量の需要増は困難と思われる。

以上の状況からビルマ国内のLPG需要の将来予測については今回の調査においてビルマ側から示された数量とした。

即ち当面のLPG需要として見込まれる用途は次の通りである。

- (a) H.I.C. 700トン/年
- (b) ガラス工事 300トン/年
- (c) 病院・ホテル・公共施設等 1,000～1,500トン/年
- (d) その他 500トン/年
- 合計 2,500～3,000トン/年

また今後のビルマ国内のLPG需要の伸長率としては

3,000トン/年→5,000トン/年 15%/年 伸長

5,000トン/年→7,000トン/年 10%/年 伸長

7,000トン/年→ 7%/年 伸長

が考えられているが、これはPhase IIIを含めた将来目標でありビルマ側と協議の結果今回のF/Sにおいては上述の3,000トン/年で限定した。

尚ビルマ側はビルマ国内のLPG需要3,000トン/年について全量ブタンを考えているが用途によってはプロパンの使用も可能と考えられるので病院・ホテル・公共施設等におけるLPG器材の設置、物流システムの整備に当っては海外のLPG需要の変動に弾力的に対応出来るようプロパン・ブタン両品質が使用可能な施設を配慮すべきである。

3) 輸出可能量

上述の生産、国内需要の見通しから輸出可能量は次のとおりとなる。

Table 5-2. LPG Exportable Quantities

Unit: ton/year

	Propane	Butane	Total
1985	5,370	15,730	21,100
1986	16,770	35,830	52,600
1987	16,870	36,130	53,000
1988 onward*	25,570	52,430	78,000

Note *: Phase III

5.1.3 LPO国際市場の現状と将来予測

1) 世界のLPO需給の現状

国連のエネルギー統計によれば1970年から1979年に至る10年間の世界のLPO需給実績は第5-3表のとおりである。

この統計によれば1979年における世界のLPO生産量は110,810千トン、消費量は113,787千トンとなっており、1970年からの10年間に生産は42%、消費は47%増加している。

消費量を国別にみれば、1979年において①米国55,803千トン、②日本13,897千トン、③ソ連8,180千トン、④メキシコ3,620千トン、⑤西独3,125千トンとなっており、この5ヶ国で全世界の消費量の74.4%を占めている。

同様に1979年におけるLPO輸入量を国別にみれば①日本9,419千トン、②米国6,805千トン、③スペイン1,240千トン、④ノルウェー555千トン、⑤アルゼンチン425千トンで5ヶ国で全世界の輸入量の80.6%を占めており、特に日本・米国が他の国を圧倒している。

また、この輸入需要に対する供給ソースとしての輸出国を1979年でみれば①サウジアラビア5,725千トン、②カナダ4,204千トン、③オーストラリア1,400千トン、④クウェート1,200千トン、⑤ベネズエラ1,035千トンで5ヶ国の全輸出量に占めるシェアは68.6%となっている。

尚、この国連統計には国連に加入していない台湾等の数量が抜けている等、国別にみた場合に数量に疑問な点がある事、輸出入の数量ギャップ(1979年で輸入の方が3,113千トン多い)が大きい等の問題がある。然し乍ら傾向としては地域別に見た場合次の事が明らかになっている。

即ち

(a) アジア地域は日本という大輸入国があるため、その消費量の60%を輸入する地域となっている。

(b) 中東ならびに大洋州は輸出地域である。特に中東の中でもサウジアラビアは生産量の97%(1979年5,725千トン)を輸出しており、中東における他の産油国の今後のLPO生産量の増大と共に益々この地域の輸出傾向が顕著になっていくものと思われる。

2) 世界のLPO需要の将来予測

1979年は世界的にLPO需要が大幅に伸長した年であった。この原因はイラン革命の発生により世界的に石油系炭化水素の供給不足が惹起し、比較的供給力があったLPO

Table S-3. Actual LPG Demand & Supply (by United Nations)

Unit: 1,000 tons

	North America	Europe	Asia	Oceania	Central and South America	Africa	Middle East	Total
Production								
1970	48,692	16,461	4,093	313	4,994	292	3,436	78,221
1971	50,916	17,341	4,441	721	5,783	331	4,188	83,721
1972	53,966	18,694	4,869	1,015	6,571	648	4,500	90,263
1973	55,403	20,323	5,627	1,344	7,539	896	5,558	96,690
1974	54,542	20,619	5,670	1,503	7,699	907	6,371	97,311
1975	53,526	20,509	5,786	1,617	7,843	1,195	6,390	96,866
1976	54,084	22,162	5,840	1,659	8,332	1,300	7,197	100,574
1977	55,023	23,713	5,903	1,805	9,279	1,416	8,619	105,758
1978	54,013	24,393	6,067	1,841	9,377	1,860	9,660	107,211
1979	55,699	25,469	6,299	1,947	9,901	1,935	9,560	110,810
Import								
1970	1,650	2,009	2,754	11	1,756	226	141	8,547
1971	2,209	2,077	3,418	10	2,039	281	140	10,174
1972	2,786	2,109	4,419	15	1,988	359	82	11,758
1973	4,141	2,115	5,285	15	1,777	282	56	13,671
1974	3,866	2,236	5,847	14	1,734	295	98	14,090
1975	3,499	2,556	5,890	16	1,705	346	201	14,213
1976	4,077	2,875	6,721	16	1,446	429	272	15,836
1977	5,061	3,283	7,491	17	1,220	681	291	18,044
1978	3,857	3,691	8,356	20	866	802	384	17,976
1979	6,808	4,073	9,790	19	982	831	385	22,883
Export								
1970	2,665	2,250	94	147	723	15	2,786	8,680
1971	2,746	2,304	120	502	1,221	18	3,131	10,042
1972	3,565	2,372	126	726	1,507	252	3,227	11,755
1973	3,960	2,560	263	1,053	1,876	393	4,258	14,323
1974	3,751	2,358	244	987	1,638	287	5,124	14,389
1975	3,762	2,415	241	1,089	1,536	411	5,073	14,527
1976	4,035	2,735	212	1,178	1,197	417	5,914	15,688
1977	4,511	3,294	279	1,379	1,528	441	7,069	18,501
1978	3,727	3,145	279	1,389	1,210	487	8,341	18,578
1979	4,667	3,478	222	1,400	1,275	501	8,232	19,775
Change in Stock								
1970	37	388	226	-	7	2	(-)22	638
1971	145	122	82	-	28	(-)1	172	548
1972	38	111	155	-	4	(-)1	291	598
1973	(-)5	325	67	-	21	9	89	506
1974	108	126	238	-	(-)16	5	(-)9	452
1975	201	(-)17	(-)29	-	12	16	62	245
1976	(-)57	119	15	-	(-)1	-	79	155
1977	26	(-)150	353	1	72	2	249	553
1978	(-)1	327	(-)219	1	33	2	8	151
1979	(-)138	258	-	-	-	5	11	136

Table 5-4. Total LPG Supply/Demand

Unit: Thousands of Tonnes

	Historical			Est.	Projected							
	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
Supply												
North America	43,832	43,633	47,561	47,794	41,902	42,171	42,815	42,581	41,994	41,100	39,183	37,549
Europe	14,237	14,653	14,904	16,286	16,335	16,970	18,655	19,205	19,285	19,315	20,370	21,250
Asia	5,802	5,941	6,222	6,779	6,955	7,302	7,645	7,900	8,220	8,595	9,340	10,410
Oceania	1,736	1,959	2,463	2,588	2,593	2,600	2,607	2,585	2,830	2,950	3,285	3,025
Latin America	7,920	8,358	8,447	9,244	10,467	11,558	12,954	14,290	14,797	16,658	17,888	19,345
Africa	1,301	1,145	1,325	1,674	2,098	2,753	3,060	3,691	4,756	7,308	13,852	16,021
Middle East	6,772	8,123	9,181	10,802	11,720	17,365	22,125	24,660	26,745	28,800	30,220	31,210
Total	81,600	83,812	85,103	90,107	92,070	100,719	109,861	114,912	118,627	124,926	134,138	138,810
Demand												
North America	44,951	42,891	42,452	45,559	41,933	42,091	42,287	42,532	42,787	43,768	44,234	45,501
Europe	14,718	14,702	15,483	17,428	17,337	18,270	19,330	19,135	19,700	20,279	21,415	23,872
Asia	12,980	13,825	15,246	16,443	17,066	18,007	18,964	20,042	20,937	22,022	24,193	27,950
Oceania	511	501	557	608	640	675	725	800	890	980	1,110	1,390
Latin America	8,068	7,993	8,492	9,033	9,812	10,607	11,256	12,392	13,392	14,054	15,123	16,863
Africa	1,184	1,247	1,440	1,550	1,450	1,782	1,948	2,107	2,269	2,434	2,740	3,247
Middle East	940	1,006	1,076	1,189	1,335	1,476	1,687	1,913	2,164	2,395	2,838	3,583
Total	83,352	82,163	84,746	91,810	89,773	92,908	96,192	98,921	101,779	105,332	111,643	122,406
Surplus (Deficiency)												
North America	(1,119)	742	109	(2,765)	(31)	80	528	49	(773)	(1,868)	(5,051)	(7,952)
Europe	(481)	(49)	(579)	(1,142)	(1,002)	(1,300)	(675)	70	(415)	(964)	(1,045)	(2,622)
Asia	(7,178)	(7,884)	(9,024)	(9,664)	(10,111)	(10,705)	(11,319)	(12,142)	(12,717)	(13,427)	(14,843)	(17,540)
Oceania	1,225	1,458	1,906	1,980	1,953	1,925	1,882	1,785	1,940	1,970	2,175	1,635
Latin America	(148)	365	(45)	211	435	951	1,698	1,896	1,745	2,604	2,765	2,482
Africa	117	(102)	(115)	64	448	971	1,112	1,584	2,487	4,874	11,112	12,774
Middle East	5,832	7,117	8,105	9,613	10,385	15,889	20,443	22,747	24,581	26,405	27,387	27,672
Total(1)	(1,752)	1,647	357	(1,703)	2,297	7,811	13,669	15,991	16,848	19,594	22,495	16,404

Note (1): Beginning in 1980, these applies are available for additional market development.

August 1980, PURVIN & GERTZ., INC.

に需要が転換したためである。特にヨーロッパにおいては石油化学原料用を中心に対前年比12.6%も需要が伸び日本においても8%の需要伸長を見た。この結果LPGの価格も原油を上廻って上昇し、1980年5月にはサウジアラビア・ラストヌラFOBでプロパン・ブタン平均公示価格はUS\$320/tonに達した。この価格は1978年10月時点のUS\$119/tonに対し2.69倍であり、この間原油(アラビアンライト)はUS\$127.0/BBLからUS\$28/BBLと2.2倍の上昇であった。

この反動として1980年に入りLPG需要は後退し、最大消費国である米国の10%近い需要減等から世界的にも対前年比9.8%程度の消費レベルになったものと推定される。

一方、この間後述するサウジアラビアのマスター・ガスプランに基づくLPG回収設備の一部稼働等中東を中心とする産油国のLPG供給力の増加があり原油より一歩先んじてLPGの供給過剰現象が現出し、1981年5月には中東産油国のLPG公示価格サウジアラビア・ペトロミン主導によりton当りUS\$40(13.6%)の引下げが実施され現在に至っている。

需給動向は

(a) 経済活動

(b) LPGの供給力及び輸送・受入設備

(c) 他の競合石油製品の需給

(d) 原油、その他競合石油製品に対するLPGの相対的価格水準

等により複合的に決定されるものであるが、米国のPURVIN & GERTZ社が現地調査と総合的解析に基づき1980年秋に出した世界のLPG需給見通しは第5-4表のとおりである。

この需給見通しは中東FOB価格においてLPG/原油の重量価格比が1.4の前提で推計されたものであり中東・アフリカを中心とする供給力の増加により、1980年代は新規需要の開発が必要となる供給過剰の時代となっている。

1981年10月1日現在でサウジアラビア・ペトロミンのLPG公示価格US\$255/tonとアラビアンライト原油公示価格US\$34/BBLの重量価格比は1.01と可成りLPGが価格競争力を持った状況となっている。然しこれはLPGが1981年5月にUS\$40/tonという大幅な値下げが行われ、遂にアラビアンライト原油がOPECの原油価格再統一により1981年10月1日付でUS\$32/BBLからUS\$34/BBLに値上げされた結果である。今後のLPG・原油の価格相関関係がこの水準で維持されることになれば1980年代のLPG過剰は需要の開発により大幅に改善される

ものと期待出来る。

3) 世界の主要供給地

1980年代の世界のLPGの主要な供給地域となるのは中東・アフリカ・南米・大洋州の4地域である。(カナダは北米地域に入り輸入地域区分になる)

(a) 中 東

中東においては原油生産の随伴ガスからのLPG回収が中心である。特にサウジアラビアにおいて従来利用率の低かったガスの有効利用を目的にマスター・ガスプランが企画実施され、メタン・エタン留分は燃料・石油化学原料へ、プロパン・ブタン留分はLPGとして、C₅₊はナフサとして輸出用に生産される見込である。中東の輸出可能量はPURVIN & GERTZ社の見通しでは次のとおりである。

Table 5-5. LPG Exportable Quantities of Middle East

Unit: 1,000 tons

	Iran	Iraq	Saudi Arabia	Kuwait	Qatar	United Arab Emirates	Others	Total
1981	550	-	9,610	2,350	739	2,420	220	15,869
1982	1,160	130	12,500	2,340	748	3,350	215	20,443
1983	1,550	1,380	12,960	2,340	757	3,560	200	22,747
1984	1,700	2,635	13,260	2,330	746	3,720	190	24,581
1985	1,700	3,770	13,580	2,730	725	3,730	170	26,405
1987	1,700	3,530	14,950	2,720	682	3,640	160	27,382
1990	1,700	3,200	15,800	2,700	617	3,520	90	27,627

この見通しは長期的傾向としては妥当性があるが、短期的には原油生産水準の低下、イラン・イラク戦争の影響により輸出可能量は1981年13,000千トン、1982年15,000千トン、1983年17,700千トン程度に下方修正すべきと考えられる。

(b) ア フ リ カ

今後ヨーロッパ間LPG供給地域として期待されるのがアフリカであるが、中でも原油随伴ガスからの回収だけでなく天然ガス田からのLNG・LPG回収が見込まれるアルジェリアがその中心となるものと思われる。

アフリカの輸出可能量は第5-6表のとおりである。

Table 5-6. LPG Exportable Quantities of Africa

Unit: 1,000 tons

	Libya	Algeria	Nigeria	Others	Total
1981	390	901	117	(-)437	971
1982	385	927	144	(-)344	1,112
1983	515	1,183	151	(-)265	1,584
1984	540	2,049	148	(-)250	2,487
1985	630	4,355	144	(-)255	4,874
1987	610	8,322	2,535	(-)355	11,112
1990	625	8,960	3,719	(-)530	12,774

(c) 南 米

1979年迄南米はヴェネズエラ以外は輸入国であり地域全体でも輸入地域となっていた。然し1980年以降石油生産の増加したメキシコがLPG輸出国になり1982年以降は北米を主要マーケットとするLPGの供給地域になるものと考えられる。

南米の輸出可能量は次の通りである。

Table 5-7. LPG Exportable Quantities of South America

Unit: 1,000 tons

	Argentina	Brazil	Mexico	Venezuela	Others	Total
1981	(-)100	(-)90	458	863	(-)180	951
1982	50	30	787	981	(-)150	1,698
1983	90	(-)11	982	1,012	(-)175	1,898
1984	110	(-)41	920	986	(-)230	1,745
1985	130	(-)31	1,357	1,378	(-)230	2,604
1987	90	(-)20	1,754	1,211	(-)270	2,765
1990	100	(-)60	1,945	987	(-)190	2,482

㉔) 大 洋 州

オーストラリア・インドネシアが輸出供給力を持っている。オーストラリアでは製油所生産分が国内消費に向けられ1970年に生産が開始されたバス海峡における天然ガスから回収されるLPGが主として日本向け輸出されているが、これに加え1983年以降は南オーストラリアのクーバー・ベイスンの天然ガスから回収されるLPG約300千トン/年が増量される見込みである。

インドネシアは現在アルジュナから冷凍タイプで年間約300千トン、サンタンから高圧タイプで年間約150千トンが主として日本・米国に輸出されているが油田の構造が中東等に比較して衰退が早いことから輸出可能量は減少する傾向があると見られる。但し、製油所の増設により1984年以降プロパン・ブタン混合の高圧LPGが300千トン～500千トン/年程度輸出することが検討されているが、最終的には決定していないため下記大洋州の輸出可能見込量から除外した。

Table 5-8. LPG Exportable Quantities of Oceania

Unit: 1,000 tons

	Australia	Indonesia	Total
1981	1,475	450	1,925
1982	1,442	440	1,882
1983	1,365	420	1,785
1984	1,530	410	1,940
1985	1,610	360	1,970
1987	1,890	285	2,175
1990	1,460	175	1,635

5.2 ビルマのLPG販売価格の動向

5.2.1 ビルマ内需用

価格についての将来予測は非常に困難であるが、ビルマ側とのディスカッションにより現在の灯油内需価格にリンクさせ1ton当りUS\$60とする事になった。従って本プロジェクトにおいて製油所から輸出用として引渡されるLPG価格もUS\$60/tonとすることとした。

Table 5-9. Change in FOB Price of Crude Oil / LPG (Saudi Arabia)

Year	Month	FOB Price			FOB Price (US\$/barrel)			FOB Price (US\$/MMBTU)			Premium Value	
		Crude oil (US\$/barrel)	Propane (US\$/ton)	Butane (US\$/ton)	Crude oil	Propane	Butane	Crude oil (A)	Propane (B)	Butane (C)	(B)/(A)	(C)/(A)
1973	Apr.	2.2	18.2	18.2	2.2	1.47	1.69	0.42	0.38	0.39	0.90	0.93
	Jul.	2.48	25.0	25.0	2.48	2.02	2.33	0.46	0.52	0.53	1.13	1.15
1974	Jan.	9.00	80.0	65.0	9.00	6.46	6.05	1.52	1.67	1.39	1.10	0.91
	Apr.	9.50	119.5	101.5	9.50	9.65	9.44	1.60	2.50	2.16	1.56	1.35
	Oct.	10.15	128.0	111.0	10.15	10.33	10.32	1.72	2.68	2.37	1.56	1.38
1977	Jul.	12.70	130.0	110.0	12.70	10.50	10.23	2.14	2.32	2.35	1.27	1.10
	Oct.	12.70	133.0	110.0	12.70	10.74	10.23	2.14	2.78	2.78	1.30	1.10
1978	Apr.	12.70	130.0	110.0	12.70	10.50	10.23	2.14	2.72	2.35	1.27	1.10
	Oct.	17.70	126.0	112.0	12.70	10.18	10.42	2.14	2.64	2.39	1.23	1.12
1979	Jan.	13.34	125.0	115.0	13.34	10.10	10.70	2.25	2.62	2.45	1.16	1.09
	Apr.	14.55	123.0	125.0	14.55	9.92	11.63	2.45	2.57	2.67	1.05	1.09
	Jul.	18.00	160.0	180.0	18.00	12.71	16.74	3.04	3.35	3.84	1.10	1.26
	Aug.	18.00	185.0	215.0	18.00	14.94	20.00	3.04	3.87	4.58	1.27	1.51
	Sept.	18.00	200.0	230.0	18.00	16.15	21.35	3.04	4.18	4.90	1.38	1.61
	Oct.	18.00	210.0	250.0	18.00	16.16	23.25	3.04	4.30	5.33	1.44	1.75
	Nov.	24.00	220.0	275.0	24.00	17.77	25.58	4.05	4.60	5.86	1.14	1.45
	Dec.	24.00	240.0	290.0	24.00	19.32	26.57	4.05	5.02	6.18	1.24	1.53
1980	Jan.	26.00	275.0	330.0	26.00	22.30	30.43	4.38	5.75	7.07	1.31	1.61
	Apr.	28.00	300.0	325.0	28.00	24.33	30.23	4.72	6.30	6.94	1.33	1.47
	May	28.00	315.0	325.0	28.00	25.44	30.23	4.72	6.62	6.94	1.40	1.43
	Jun.	28.00	315.0	370.0	28.00	25.44	29.76	4.72	6.62	6.82	1.40	1.45
	Jul.	28.00	315.0	310.0	28.00	25.44	28.83	4.72	6.02	6.63	1.40	1.40
	Aug.	30.00	315.0	300.0	30.00	25.44	27.80	5.06	6.62	6.41	1.31	1.27
	Sept.	30.00	315.0	295.0	30.00	25.44	27.44	5.06	6.62	6.31	1.31	1.25
	Oct.	30.00	305.0	290.0	30.00	24.63	26.93	5.06	6.41	6.19	1.27	1.22
	Nov.	32.00	305.0	290.0	32.00	24.03	26.97	5.40	6.41	6.19	1.19	1.15
	Dec.	32.00	305.0	295.0	32.00	24.62	27.44	5.40	6.41	6.30	1.19	1.19
1981	Feb.	32.00	305.0	298.0	32.00	24.63	27.72	5.40	6.41	6.36	1.19	1.18
	Apr.	32.00	300.0	298.0	32.00	24.23	27.74	5.40	6.30	6.36	1.17	1.18
	May	32.00	275.0	295.0	32.00	23.83	27.44	5.40	6.20	6.30	1.15	1.17
	May (19)	32.00	255.0	255.0	32.00	20.59	23.72	5.40	5.36	5.45	0.88	1.01
	Oct.	34.00	255.0	255.0	34.00	20.59	23.72	5.72	5.36	5.45	0.94	0.95

5.2.2 輸 出 用

本プロジェクトのLPG輸出価格は国際価格に競争的でなければならないが、国際価格として世界最大の輸出ソースである中東、中でも最大の輸出量を持つサウジアラビアの価格に支配される。

サウジアラビアの原油ならびにLPGの1973年以降の公示価格の推移は第5-9表の通りである。

原油・LPGの将来価格を推計することは困難である。原油とLPGの価格相関関係は第5-9の通りであり、過去において幅の変動があるにせよLPGの原油に対するプレミアム・バリューが可成存在していたが、中東を中心に世界的にLPG供給力が上昇した今日以降数年間は中東FOB熱量換算ベースで原油とLPGはほぼ等価で推移するものと考えられる。(勿論この間に戦争その他政治的要因等により世界のエネルギー情勢に変化があった場合は別である。)

このような価格水準の下であれば既に述べた通りLPGの需要の開拓は可能と思われる。

ビルマLPGの輸出価格見通しもその国際価格見通しの困難なことからビルマ側と討議の結果、現在の国際価格US\$255/tonアラビア湾FOBを前提に本プロジェクトを検討することとした。

1) タンカー・フレート

(i) ビルマLPGは高圧タイプで輸出される為5.3.2で述べているように1,000トン積の高圧タンカーを1984年施工で建造、長期用給することで下記前提を基本にラングーンから各想定地の仕向地別運賃を算出した。

(高圧タンカー運賃計算の前提)

(A) 給費	5年間平均	369,946千円/年	年間コスト (5年間平均)
◦ 建造給費 (1984年竣工)		10億円	
◦ 減価償却	残存簿価	10% 11年定額	81,818千円
◦ 返済金利	10年返済	年利10%	75,000千円
◦ 保 険	日本人クルー	10億円付保	11,117千円
◦ 固定資産税	残存簿価 × 1/2 × 14/1,000		5,855千円
◦ 給 員 費	15名	734,339円/人/月	146,077千円
		毎年15% up	
◦ 修 繕 費	初年度～第4年度各種検査の修理工費設定		17,739千円
		第5年度以降年率5% up	

- 管理費 初年度 15,000千円以降5%/年up 16,577千円
- 給用品費 初年度 4,000千円以降7%/年up 4,601千円
- 潤滑油 初年度 6,600千円以降5%/年up 7,294千円
- 船内雑費 初年度 3,500千円以降5%/年up 3,868千円

② 運航費

- (a) 速力 12.5ノット/時間
- (b) 燃料 MDO US\$34.0/ton
CFO US\$23.0/ton
消費量 航海 COF 8.0トン/日
停泊 MDO 0.6トン/日
荷役 MDO 2.0トン/日

(c) 港費

- ラングーン 5,000 US\$/航海
- マニラ 4,000
- シンガポール 5,000
- 釜山 3,500
- 香港 4,000
- バンコック 3,500
- 高雄 3,500
- 横浜 4,000

- (d) 荷役 積み 2日間
揚げ 1日間

(iii) 中東(ラスタヌラ)から冷凍タンカーで輸送した場合の運賃は現在のクエートLPOタンカーの日本迄の運賃US\$34/ton(75,000^メタイプ)を基礎に年率4%で上昇するという前提を置き1985年ラスタヌラ・日本間をUS\$4.0/tonと推計し、その他の仕向地については単純にラスタヌラ・日本間のワールドスケール(1981.7.1~1981.12.31有効)のベースレートと中東・当該仕向地間の同レートの比率を以って計算した。

勿論仕向地によっては、船型の変動等運賃が変わる要素があるがこれの影響は計算上は省略した。

Table 5-10. Freight by supposed Destinations

Exchange Rate: ¥231/US\$

Destinations	Distance (mile)	Freight (US\$/ton)
Singapore	1,120	76.69
Bangkok	1,964	112.64
Manila	2,463	135.23
Hongkong	2,546	139.12
Kaoshiung	2,745	147.28
Pusan	3,631	185.96
Yokohama	4,025	203.51

Table 5-11. Freight from Middle East to Destinations

Route	World Scale Base Rate (US\$/ton)	Freight (US\$/ton)
Ras Tanura - Japan	19.04	40
Ras Tanura - Yoesu	17.64	37
Ras Tanura - Kaoshiung	15.59	33
Ras Tanura - Manila	14.40	30

2) ラングーンFOB価格

ビルマLPQの各仕向地でのC&F価格が中東産LPQの当該仕向地の輸入基地払出価格と等価なる価格を以て競争的価格という前提を置き、各仕向地毎に第5-12表のとおりラングーンFOB価格を推測した。

第5-12表の試算結果およびビルマ側との討議により本フェージビリティ・スタディでは、計算上予想される仕向地の平均値段を設定しラングーンFOB価格US\$170/tonとした。

勿論これはあくまでも計算上の想定仕向地であり現実の取引先として固定するものではない。

また、現在の東南アジアの市場での取引価格が各輸入地C&FでUS\$330~US\$

350/tonと推計されるので、さきのラングーンからの高圧タンカーの運賃を前提に計算すればシンガポール向US\$260、香港向でUS\$200/tonのレベルの可能性も期待出来るものと思われる。

Table 5-12. Estimated LPG Price (FOB) in Rangoon

Unit: US\$/ton

		Japan (Yokohama)	Korea (Yoesu)	Taiwan (Kaoshung)	Philippines (Manila)
Estimated cost of Middle East LPG	Ras Tanura FOB	255	255	255	255
	Refrigerated tanker freight	40	37	33	30
	Estimated terminal cost	30	30	30	30
	Total	325	322	318	315
High pressure tanker freight from Rangoon		203.51	185.96	147.28	135.23
FOB price Rangoon		121.49	136.04	170.72	179.77

5.3 ビルマのLPGの将来性

5.3.1 ビルマLPGの品質の改善

本プロジェクトのLPGのうちコーカープラントから生産されるLPGは15~20%の不飽和分・プロピレン・ブチレンを含有しているが、シリアムにおいては脱オレフィン裂置により除去、マンにおいては煙点改良装置等で水添して全量飽和分として輸出することで計画されている。

不飽和分即ちオレフィン含有のLPGも用途によっては問題はないが、次の理由から市場性が限定されるため安定した販売と、収益の確保を図るためには全量飽和LPGにすることが必要と考えられる。

- 1) 国際取引により売買されるLPGの主流は天然ガス或いは原油随伴ガスから回収されたもので、オレフィンは含まれていない。
- 2) 用途によってオレフィン含有のLPGは使用が制限される。(エチレン製造原料用等)
- 3) 単純な燃料使用の場合も燃焼性に対する懸念等から取引上好まれない。

4) 二次基地・充填所等ではオレフィン含有用のための特別なタンク等設備を有していない。

5.3.2 高圧LPGの取扱い

LPGの最終消費の状態は高圧ガスであるが、現在の国際貿易で大量に移動するLPGは大部分が冷凍(プロパン-43°C程度、ブタン-4°C程度)タイプである。

LPGの貿易、輸送の最大のポイントはその輸送コストにある。即ちLPGを高圧で輸送する場合その数量が限定されコストが高くなるため長距離の貿易・移動は経済的でない。このため冷凍技術と資材の進歩と相まってガスを冷却して常圧で液化することで多量輸送・輸送コストの引下げが可能になり大量に国際取引されるようになった。

この結果米国・日本・西欧等大量のLPGを輸入する国は基本的に冷凍タイプのLPGを輸入基地に陸揚し、そこで高圧LPGに転換して二次基地へ輸送或いはパイプラインで配送するパターンを形成している。逆にいえば輸入基地には原則的に高圧LPGを受入れる設備を有していないことになる。従って本プロジェクトの高圧LPGは輸送コスト・設備両面からも比較的需要の少ない近隣の地域にその市場を求めべきと考える。

また、高圧タイプのLPGの受入基地はタンク容量が小さく、日本の場合でも二次基地で1ロット1,000トン以上のLPGを受入れる所は一部特定の需要家の基地を除いては現在存在しない。従って本プロジェクトの検討に当たっては1,000トン・1ロットの出荷を基本として考えざるを得ず、輸送には1,000重量トンの高圧タイプのタンカーを基本的に使用するように考える。

5.3.3 ビルマLPG輸出の将来性

1) アジアのLPG需給の現状と将来予測

本プロジェクトのLPGは高圧タイプであることからその収益性を確保するためには比較的輸送費が小さい東南アジアを市場とすべきと考える。

5.1.3(1)世界のLPG需給の現状で述べたように現在アジア全体では消費量の60%を輸入する地域であるが、これは飽くまで日本という大量輸入国が含まれているからであり、日本を除くアジアの主要LPG消費国の1980年の需給実績推定は第5-13表の通りである。

これらの国の1985年のLPG需給をPURVIN & QERTZ社の見通しを基礎に推計すれば第5-14表のように考えられる。

第5-14表に示す通りタイ及びマレーシアは天然ガスからのLPG回収を開始するため輸出国に転換する。

Table 5-13. Actual Demand (1980) in Destinations

Unit: 1,000 tons

	Demand	Domestic Production	Import (Export)
Taiwan	610	460	150
Korea	380	320	60
Hongkong	120	-	120
Thailand	200	130	70
Philippines	240	180	60
Singapore	60	220	(160)
Malaysia	100	70	30
Total	1,710	1,380	330

Table 5-14. Future Demand (1985) in Destinations

Unit: 1,000 tons

	Demand	Domestic Production	Import (Export)
Taiwan	1,150	740	410
Korea	1,050	880	170
Hongkong	199	-	199
Thailand	453	658	(205)
Philippines	350	240	110
Singapore	85	305	(220)
Malaysia	150	470	(320)
Total	3,437	3,293	144

タイ

ユニオン・三井石油開発・東南アジア石油開発・テキサス・パシフィック等により開発中であったシャム湾での天然ガスが1981年から商業生産に入ったが、タイ石油庁(P.T.T)はこの天然ガスからLPGを回収するプロジェクトを進めており順調に行けば1984年末には輸出可能となる。P.T.T計画によれば1985年には205千トン

が輸出可能となっているが、タイ国内の需要想定が過大と判断されることから輸出余力はこれ以上に増大する可能性が高い。

マレーシア

マレーシアはシンガポールにおけるLNG輸出に伴い1984年からはLPGが分離回収され約300千トン/年の輸出が開始される予定であり、また、トレンガスでも天然ガスから年間200千トンのLPGを回収し、高圧タイプで輸出することが検討されている。

2) アジアにおけるLPG貿易の構造変化

1981年迄は冷凍LPGの受入可能な国は日本を除けば台湾(高圧17,000トン)のみであったが、LPG輸入の増大に伴い台湾において15,000トンの冷凍タンクが増設中(1981年末稼働予定)であり、韓国でも麗水に240,000トンの地下式冷凍タンクを有する輸入基地建設が進められており、1983年初頭には稼働開始予定である。更にフィリピン(マニラ)においてジェルが45,000トンの冷凍輸入基地建設を計画しており1983年末には完成する見込である。

これらの設備投資は従来日本・台湾以外には直接輸入されていなかった中東産の大量のLPGのアジアへの導入を図るものである。

3) ビルマLPGのマーケティング

以上の諸状況を勘案するとき本プロジェクトのLPGを安定的に高付加価値を以って輸出するためにはビルマ側のLPGのマーケティングに関する一層の研究と努力が必要である。

LPGは

(i) 需要が民生用等世界的に安定して存在し、他の用途についても原油・その他石油製品の代替エネルギーとして今後需要の開拓が期待出来る。

(ii) 原油と異なり産地毎にその品質に大きな差異が無いこと

等から国際的競争価格の維持を前提に短期的な当用買による価格の急高下に目を奪われず、合理的な販売政策をとればマーケティングは可能と考えられる。

再三述べたように本プロジェクトのLPGの数量、タイプを考慮すると如何に輸送コストの小さい所へ輸送するかにより本プロジェクトの収益性が左右されることをポイントにマーケティングを検討すべきである。

以上から本調査団としてマーケティングに関し次の助言を致し度い。

(a) 本プロジェクトが実施される場合はその意志決定後直ちにマーケティングを開始

すべきである。

(b) その場合先ずは近隣諸国の需要家（シンガポール・フィリピン・香港等）との精力的交渉に重点をおく。

(c) 当用売買を避け合理的な価格公式に基く諸条件により長期（3～5年）契約を志向する。

現時点では単に一つのアイデアであるが、1982年秋稼働予定のPGS（PETRO-CHEMICAL OF SINGAPORE）への化学原料用としての販売も想定され得るものである。（注）

（注） 5.3.3 1985年のアジア需給見通しに繰込まれていない需要としてシンガポールでの原料用需要が期待出来る。

シンガポールと日本の合弁事業として1982年秋から稼働予定であるエチレンプラント（300千トン/年）で1984年から原料をナフサおよびLPGとする予定であり、その需要量はナフサ700～800千トン/年、LPG200～300千トン/年である。これが予定通り実施されればシンガポールはLPG輸出国から逆に少量とはいえ輸入国になる可能性がある。

また、タンク設備等も高圧設備タイプになると思われる。

5.4 その他副産品の需要と価格

5.4.1 副生ガソリン材

1976年～1980年の5年間のビルマ国内におけるモーターガソリン・灯油・軽油の生産量および原油生産量は第5-15表のとおりである。生産した石油製品は全て国内で消費され、原油・石油製品の輸入は行なっていない。第5-15表より明らかな様に、原油の生産が5年間で18%の伸びを示しているのに対して、ガソリンが19%、軽油が25%と各々原油生産の伸びを上回っている。そのため製油所の生産パターンが変化して、灯油の得率・生産量が低下している。このことは、従来灯油を使っていた用途が他のエネルギー源に転換していることを示す。

ガソリンの供給計画を第5-16表に示す。これによると1981年～1985年の5年間のモーターガソリンの伸びは79%程度のぼり、かつ1983年からはガソリンの輸出を考えている。これは1982年からマン製油所が稼働開始し、生産量が増加するためと考えられる。

従って、マンGOCSのLPO抽出装置より副生するガソリン基材は国内にマーケットを見出すことは難しく輸出向けと考えざるを得ない。

現在のビルマ国内におけるガソリンの市場価格は3.50 Kyat/1G（約23円/ℓ）であ