

ビルマ連邦社会主義共和国  
LPG総合開発計画(フェイズIII)  
調査報告書

昭和60年 10月

国際協力事業団



ビルマ連邦社会主義共和国

L P G 総合開発計画(フェイズIII)

調査報告書

JICA LIBRARY



1034012[3]

昭和60年 10月

国際協力事業団

国際協力事業団	
受入 月日 '86. 5. 27	104
登録No. 12676	68.5
	MPI

## 序 文

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、同国におけるLPG総合開発計画（フェイズⅢ）策定のための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、角田哲彦氏を団長とする調査団を編成し、1985年4月26日から5月17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つつ、その協力を得てLPG生産基地候補地の踏査、関係資料の収集等を行った。帰国後その結果をふまえ、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、そ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LPG総合開発計画に貢献できれば幸いである。

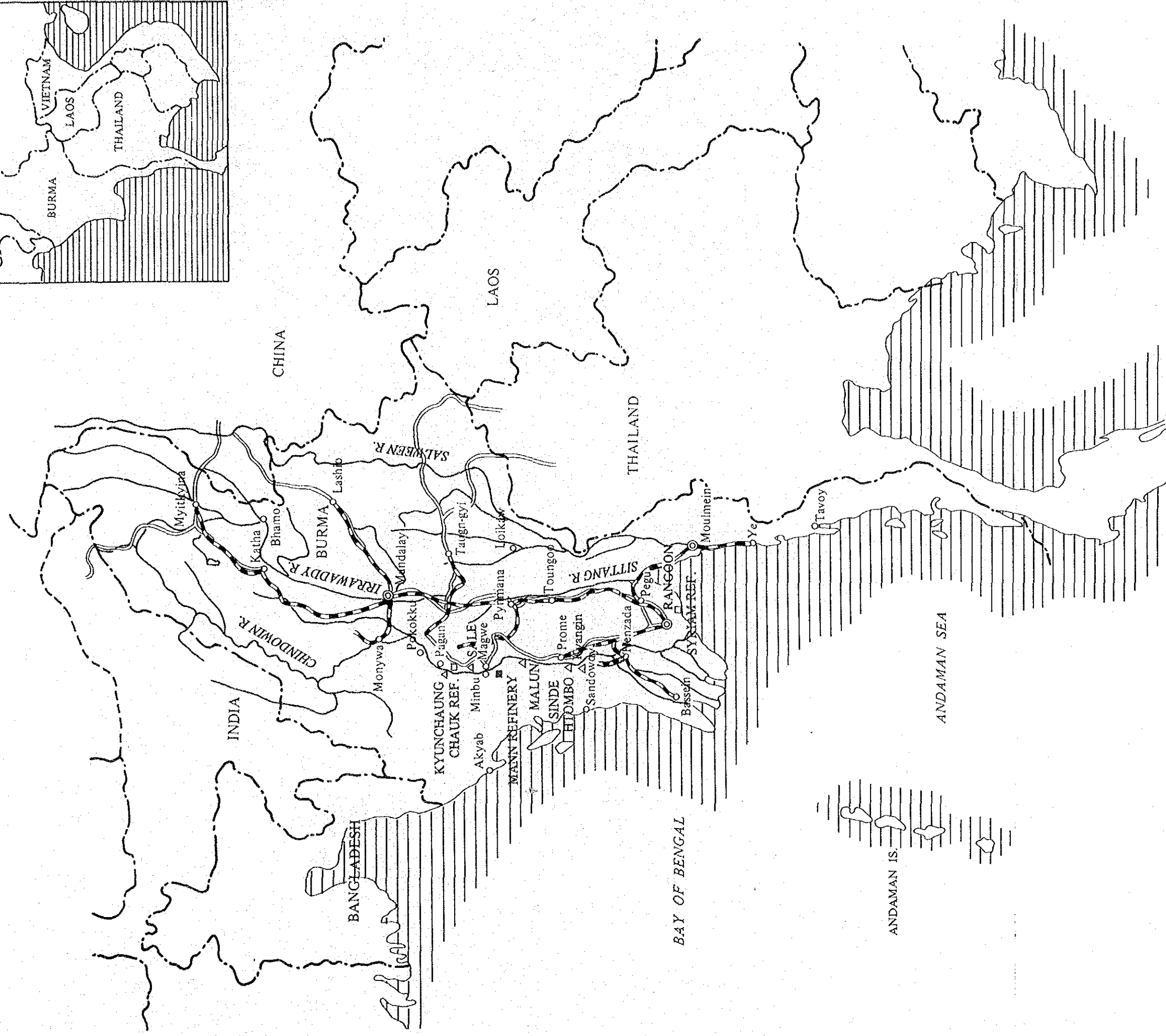
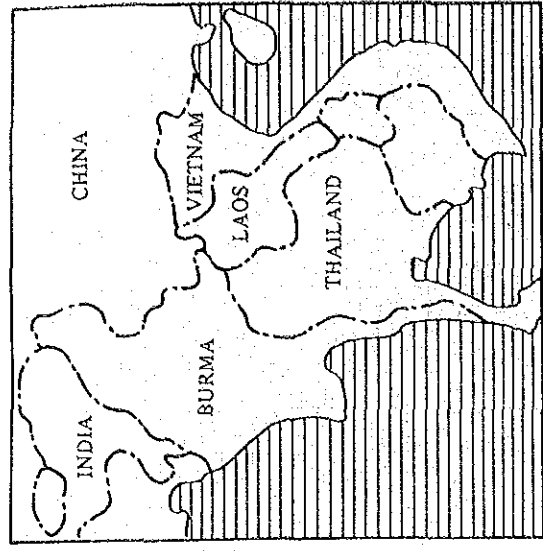
本調査の実施に当たり多大の御協力をいただいたビルマ連邦社会主義共和国政府、在ビルマ連邦社会主義共和国日本国大使館、外務省および通商産業省の関係各位に対し衷心より感謝の意を表するものである。

1985年10月

国際協力事業団

総裁 有田 圭 輔

LOCATION MAP



LEGEND

- International Boundary
- Railway
- Road
- Refinery
- Factory





# 目 次

第1章 緒 論	1 - 1
1.1 調査の背景	1 - 1
1.2 計画の概要	1 - 3
1.3 調査の目的および範囲	1 - 3
1.4 調査団の編成	1 - 4
1.5 現地調査	1 - 4
第2章 概要・結論・勧告	2 - 1
2.1 主要設備	2 - 1
2.2 建設工程	2 - 4
2.3 LPGの輸出市場	2 - 4
2.4 所要資金	2 - 4
2.5 財務・経済分析	2 - 5
2.6 評価・結論	2 - 7
2.7 勧 告	2 - 7
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 - 6
3.3 エネルギー資源利用概要	3 - 6
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 油田・ガス田の分布と埋蔵量および原油・ガスの生産状況	4 - 2
4.3 製油所・LPG回収設備の現状と将来予測	4 - 14
4.4 LPGの生産計画	4 - 16
第5章 LPGの需要	5 - 1
5.1 LPGの需要動向および将来予測	5 - 1
5.2 ビルマのLPG販売価格の将来予測	5 - 10
5.3 ビルマのLPGの将来性	5 - 14



5.4	その他副生品の需要と価格	5-20
5.5	国内市場開発	5-21
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回収設備の規模の決定	6-1
6.3	プラント・ターミナルサイトの決定	6-21
6.4	配管計画	6-21
6.5	電力供給計画	6-27
6.6	通信設備計画	6-32
第7章	LPG回収設備の概念設計	7-1
7.1	チャンギンLPG抽出設備	7-1
7.2	チャンギンLPGターミナル	7-28
7.3	シリアム・ターミナル	7-36
7.4	LPGリバーバージ(自航式)	7-49
7.5	配管計画	7-52
7.6	電力供給設備	7-54
7.7	通信設備	7-59
第8章	LPG回収設備の建設	8-1
8.1	チャンギンLPG抽出設備	8-1
8.2	チャンギンLPGターミナルおよび出荷栈橋	8-4
8.3	シリアム・ターミナルエキスパンション	8-6
8.4	LPG輸送用リバーバージ(自航式)	8-7
8.5	建設工程	8-7
8.6	建設機材計画	8-9
8.7	スーパーバイザー派遣計画	8-18
第9章	建設費	9-1
9.1	建設費算出のベース	9-1
9.2	建設費	9-2

第10章	操業計画	10-1
10.1	操業計画	10-1
10.2	組織と陣容	10-3
10.3	操業指導・訓練計画	10-9
10.4	LPG輸送用リバーバージ	10-13
10.5	運転費用	10-14
第11章	必要資金とその調達	11-1
11.1	総所要資金	11-1
11.2	必要資金の調達	11-6
11.3	資金計画	11-6
第12章	財務分析	12-1
12.1	緒言	12-1
12.2	財務分析の主要前提条件	12-1
12.3	製品の販売計画	12-4
12.4	総所要資金	12-6
12.5	運転費用	12-7
12.6	財務分析	12-10
12.7	財務分析の評価	12-22
第13章	経済評価	13-1
13.1	緒言	13-1
13.2	本プロジェクトの経済的便益	13-1
13.3	経済的内部収益率	13-2
13.4	Phase III プロジェクトの外貨収支効果	13-6
13.5	Phase III プロジェクトの間接便益	13-8
第14章	提言	14-1
14.1	建設計画	14-1
14.2	運営管理	14-2
14.3	輸出・内需販売	14-2

APPENDIX

APPENDIX-I	PROGRESS REPORT .....	Ap-I-1
APPENDIX-II	SCOPE OF WORK .....	Ap-II-1
APPENDIX-III	LPG 回収計画 (Phase III) における EXPANDER PROCESS の評価について .....	Ap-III-1
APPENDIX-IV	SUMMARY OF DISCUSSIONS .....	Ap-IV-1

## LIST OF TABLES

		Page
Table 1-1	Production of Crude Oil and Natural Gas in Burma .....	1-1
1-2	Progress of "Integrated LPG Project in Burma" .....	1-2
3-1	Estimate on Population Growth .....	3-2
3-2	Value of Net Output and Services .....	3-4
3-3	Net Output by Sector .....	3-5
3-4	Balance of Trade .....	3-7
3-5	Imports by Type of Commodity .....	3-8
3-6	Exports by Type of Commodity .....	3-9
3-7	Production of Crude Oil, Natural Gas .....	3-10
3-8	Power Installed Capacity for the Union .....	3-11
4-1	LPG Production Plan .....	4-1
4-2	Gas Reserves and Composition (-1, -2, -3, -4, -5) .....	4-4
4-3	Crude Oil Reserves & Productions (-1, -2) .....	4-9
4-4	Phase III Raw Material Gas Plan .....	4-12
4-5	Phase II Raw Material Gas Plan .....	4-13
4-6	Existing Refinery & LPG Recovery Plant Capacity & Operation Plan .....	4-17
4-7	LPG Production Plan in Refineries & Gas Fields .....	4-22
5-1	Future Forecast of LPG Supply and Demand .....	5-2
5-2	Actual LPG Demand & Supply by United Nations from 1970 to 1982 .....	5-3
5-3	Actual LPG Demand & Supply by Country by United Nations in 1982 .....	5-5
5-4	Change in FOB Price of Crude Oil/LPG (Saudi Arabia) .....	5-7
5-5	World Total LPG Supply/Base Demand (Likely Level) .....	5-8
5-6	LPG Exportable Quantities of Middle East .....	5-9
5-7	LPG Exportable Quantities of Africa .....	5-9
5-8	LPG Exportable Quantities of Oceania .....	5-10
5-9	Refrigerated Tanker Freight Rate .....	5-12
5-10	Assumption of Pressurized Tanker Freight Rate .....	5-13

		Page
Table	5-11	Pressurized Tanker Freight Rate from Rangoon . . . . . 5-14
	5-12	Estimated LPG Price (FOB) in Rangoon . . . . . 5-15
	5-13	Estimated LPG Price (FOB) Rangoon . . . . . 5-15
	5-14	Pressurized LPG Terminals . . . . . 5-16
	5-15	Actual Demand (1982) by Country . . . . . 5-17
	5-16	Future Demand (1990) by Country . . . . . 5-18
	6-1	Outline of LPG Recovery Facilities . . . . . 6-2
	6-2	Scale of Kyangin LPG Terminal . . . . . 6-4
	6-3	C <sub>3</sub> LPG Receiving and Shipping Schedule at Kyangin LPG Terminal . . . . . 6-5
	6-4	C <sub>4</sub> LPG Receiving and Shipping Schedule at Kyangin Terminal . . . . . 6-7
	6-5	Syriam Terminal Jetty and River Barges Operation Schedule . . . . . 6-9
	6-6	Condition of Use of Tanks at Kyangin LPG Terminal . . . . . 6-11
	6-7	Syriam Terminal's LPG Handling Volume . . . . . 6-12
	6-8	Scale of Syriam Terminal . . . . . 6-13
	6-9	LPG Receiving and Shipping Conditions of Syriam Terminal . . . . . 6-14
	6-10	C <sub>3</sub> LPG Receiving and Shipping Schedule at Syriam Terminal . . . . . 6-15
	6-11	C <sub>4</sub> LPG Receiving and Shipping Schedule at Syriam Terminal . . . . . 6-17
	6-12	Scheduled Use of Syriam Terminal Tanks . . . . . 6-19
	6-13	Selection of Plant Site . . . . . 6-23
	6-14	Outline for Myanaung Power Station . . . . . 6-31
	6-15	Present Load at Myanaung Power Station . . . . . 6-31
	6-16	Composition of Load . . . . . 6-32
	7-1	Design Base of Feed Gas . . . . . 7-2
	7-2	Design Conditions of Kyangin LPG Terminal . . . . . 7-29
	7-3	List of Facilities at Kyangin LPG Terminal . . . . . 7-33
	7-4	Design Conditions of Syriam Terminal . . . . . 7-36
	7-5	List of Facilities at Syriam Terminal . . . . . 7-43
	7-6	Design Conditions of Power Supply . . . . . 7-54
	7-7	Standing Codes for Transmission Lines . . . . . 7-58
	8-1	List of Construction Machinery . . . . . 8-13
	8-2	List of Locally Available Machinery . . . . . 8-14
	8-3	Supply List of Construction Machinery and Tool . . . . . 8-15
	8-4	Existing Z-Craft . . . . . 8-15

		Page
Table 8-5	List of Major Materials Locally Supplied for Civil and Architecture .....	8-16
8-6	List of Major Consumable Materials for Installations .....	8-17
10-1	LPG Handling Volume by Plants .....	10-1
10-2	Lean Gas Using Plan .....	10-3
10-3	Organization of Kyangin LPG Plant, Kyangin Terminal and Loading Jetty .....	10-5
10-4	Organization of Syriam Refinery .....	10-8
10-5	Organization of Syriam Terminal .....	10-10
10-6	Organization of LPG River Barge .....	10-14
10-7	Salary Structure at Kyangin LPG Recovery Plant and Terminal .....	10-16
10-8	Salary Structure of LPG River Barge .....	10-16
11-1	Total Capital Requirement .....	11-2
11-2	Plant Construction Cost .....	11-3
11-3	Pre-operation Cost .....	11-3
11-4	Expenditure Schedule of Investment Cost .....	11-5
11-5	Capital Investment Plan .....	11-6
12-1	Working Capital .....	12-4
12-2	Onstream Factor and Sales Volume .....	12-4
12-3	Annual Sales Revenue .....	12-6
12-4	Total Capital Requirement .....	12-6
12-5	Capital Expenditure Schedule .....	12-7
12-6	Summary of Variable Operating Cost .....	12-8
12-7	Operation Labor Cost .....	12-8
12-8	Summary of Operating Cost .....	12-9
12-9	Summary of Financial Analysis .....	12-12
12-10	Production Cost .....	12-14
12-11	Financial Indicators (IRROE Case) .....	12-15
12-12	Summary of Sensitivity Analyses .....	12-17
12-13	IRROE, Payback Period .....	12-19
13-1	Economic Benefit .....	13-3
13-2	Economic Cost .....	13-5
13-3	Economic Internal Rate of Return .....	13-5
13-4	Financing Schedule .....	13-6
13-5	Net Foreign Exchange Earnings .....	13-7

## LIST OF FIGURES

			Page
Fig. 1-1		Location Map of Integrated LPG Project in Burma .....	1-6
1-2		Plant Site Observed by JICA Survey Team .....	1-7
1-3		Rangoon Port .....	1-8
1-4		LPG Transportation System .....	1-9
4-1		Geographical Location of Oil and Gas Fields .....	4-3
4-2		Configuration of Syrian Refinery (Phase I -- part I) .....	4-15
4-3		Configuration fo Mann Refinery .....	4-18
4-4		Block Diagram of Process Flow at Mann GOCS .....	4-19
4-5		Basic Flow Scheme for Phase III Project .....	4-20
6-1		LPG Transportation System .....	6-20
6-2		Syriam Terminal Site .....	6-25
6-3		Kyangin LPG Extraction Plant, Terminal and Jetty .....	6-26
6-4		Myanaung and Kyangin Industrial Area (Pipeline Route Map) .....	6-28
6-5		Power Grid System .....	6-29
6-6		Telecommunication System .....	6-33
7-1		Soil Test Data in Kyangin Cement Mill .....	7-3
7-2		Block Flow Diagram; Base Case .....	7-9
7-3		Block Flow Diagram; Case 1 .....	7-11
7-4		Block Flow Diagram; Case 2 .....	7-13
7-5		Block Flow Diagram; Case 3 .....	7-15
7-6		One Line Diagram for LPG Recovery Plant .....	7-19
7-7		LPG Phase III Tank Flow Scheme .....	7-23
7-8		Plot Plan of Kyanging Plant Site .....	7-25
7-9		Kyangin LPG Shipping Jetty .....	7-30
7-10		Plot Plan of Kyanging LPG Terminal .....	7-37
7-11		Process Flow Diagram for Syriam Terminal .....	7-41
7-12		Jetties of Syriam Refinery .....	7-44
7-13		Syriam LPG New Jetty .....	7-46
7-14		Plot Plan for Syriam Terminal .....	7-47

Fig. 7-15	General Arrangement of LPG River Barge (600 Ton) .....	7-51
7-16	Block Flow Scheme of Shwepyitha, Myanaung, Htantabin and Kyangin Area .....	7-53
7-17	Overhead Power Line Route .....	7-56
7-18	Standard Drawing for Tower Type "A" .....	7-57
7-19	Plot Plan for Myanaung Gas Turbine Power Station .....	7-60
7-20	Plot Plan for Substation of Myanaung Power Station (1/2) .....	7-61
7-21	Plot Plan for Substation of Myanaung Power Station (2/2) .....	7-62
7-22	Main One Line Diagram for Myanaung Power Station .....	7-63
7-23	Outline for Telephone System .....	7-64
8-1	Rangoon Port .....	8-8
8-2	LPG Phase III Project Schedule .....	8-11
12-1	IRROI vs. Product Export Prices .....	12-18
12-2	IRROI vs. Plant Cost .....	12-19
12-3	IRROI vs. Variable Operating Cost .....	12-21
13-1	LPG Production and Sales Plan .....	13-2
14-1	Alternated Plot Plan for Kyagin Terminal Site .....	14-3
14-2	Alternated Plot Plan for Kyangin Plant Site .....	14-5

## [APPENDIX]

Fig. A-1	RA Process (Base Case) .....	Ap-III-7
A-2	Expander Process (Case-1) .....	Ap-III-9
A-3	Expander Process (Case-2) .....	Ap-III-11



## ABBREVIATIONS

### General

C & F	Cost & Freight
CIF	Cost Insurance and Freight
FOB	Free On Board
G.D.P.	Gross Domestic Product
JIS	Japanese Industrial Standard
K	Kyat(s)
Lakh	1.0 Lakh = 100,000
LNG	Liquefied Natural Gas
LPG	Liquefied Petroleum Gas
R/P	Reserves/Production
US\$	United States Dollar(s)
¥	Japanese Yen
FS	Feasibility Study
CTS	Contribution to the State
ID	Import Duty

### Organization and Others

CIC	Ceramic Industries Corporation
EPC	Electric Power Corporation
GOCS	Gas & Oil Collecting Station
HIC	Heavy Industry Corporation
JICA	Japan International Cooperation Agency
MOC	Myanma Oil Corporation
PCS	Petrochemical/Corporation of Singapore
PIC	Petrochemical Industries Corporation
PPSC	Petroleum Products Supply Corporation
PTC	Post and Telecommunication Corporation
TG	Thai International Air Ways
TSC	Technical Service Corporation

## Units

### Time

Y	Year
M	Month
D	Day
H, h	Hour
Min, min	Minute
Sec, sec	Second

### Length

m	Meter
Km	Kilometer

### Area

cm <sup>2</sup>	Square Centimeter
m <sup>2</sup>	Square Meter
Km <sup>2</sup>	Square Kilometer
ha	Hectar (= 10,000 m <sup>2</sup> )

### Volume

l	Liter
Kl	Kilo Liter
m <sup>3</sup>	Cubic Meter
SCF	Standard Cubic Feet (= 0.0268 Nm <sup>3</sup> )
SCFD	Standard Cubic Feet per Day
G	Gallon (= 3.785 l)
I.G.	Imperial Gallon (= 4.546 l)
B	Barrel (= 0.1589 Kl)
BBL	Barrel
BPCD	Barrel per Calendar Day
BPSD	Barrel per Stream Day

### Weight

g	Gram
Kg	Kilo Gram
T, Ton	Ton
DWT	Dead Weight Ton

## Pressure

Kg/cm <sup>2</sup>	Kilogram per Square Centi Meter
Kg/cm <sup>2</sup> g	Kilogram per Square Centi Meter Gauge
psi	Pound per Square Inch (= 0.07031 Kg/cm <sup>2</sup> )
psig	Pound per Square Inch Gauge

## Electrical Units and Others

V	Volt
kV	Kilo volt
kVA	Kilo volt Ampere
W	Watt
kW	Kilo watt
kWh	Kilo watt Hour (= 860 Kcal = 3,413 BTU)
Hz	Hertz (Frequency)
ACSR	Aluminium Conductors Steel Reinforced
CT	Current Transformer
DS	Disconnecting Switch
HTr	House Service Transformer
MCM	Mega Circular Mil
MTr	Main Transformer
NGR	Natural Grounding Resistor
PCB	Porcelain-clad Oil Circuit Breaker
SSB	Single Side Band

第 1 章  
緒 論



# 第 1 章 緒 論

## 1.1 調査の背景

ビルマ連邦社会主義共和国（以下ビルマ国と称す）では 1970 年イラワジ河中流のマン油田発見以来、原油生産量は年々増加し、1979 年度には 11,020,000 B/Y に達し、同年日本へも 1,000,000 B の輸出を行ったが、その後原油の生産は余り増加していない。

（第 1-1 表参照）

また、天然ガス（又は随伴ガス）はマン油田の他にイラワジ河中流のプローム油田、シュエピタ油田、ミヤナウ油田、タンタピン油田等がつつぎに開発され、そのガス利用は活発である。ガスタービン発電所及びセメント工場等の燃料とし、又肥料工場（将来メタノール工場）等の原料ガスとしても使われている。

（第 1-1 表参照）

Table 1-1 Production of Crude Oil and Natural Gas in Burma

	1980/81	1981/82	1982/83	1983/84 (Provisional actual)	1984/85 (Provisional)	1985/86 (Target)
Crude oil (10 <sup>3</sup> B/Y)	10,100	10,447	9,789	10,168	11,761	12,504
Natural gas (10 <sup>6</sup> SCF/Y)	14,837	14,878	17,400	18,190	24,796	44,902

Source: REPORT TO THE PYITHU HLUTTAW on the Financial, Economic and Social Conditions of the Socialist Republic of the Union of Burma for 1985/86 by MINISTRY OF PLANNING AND FINANCE (1985).

一方ビルマ国はその天然ガス（一部は製油所ガス）のより有効な利用を考えた。即ち、1982 年から稼動しているマン製油所の排ガス中に含まれるプロパン（C<sub>3</sub>）、ブタン（C<sub>4</sub>）及び前述の油田の随伴ガス中のプロパン、ブタンを LPG として回収し、その大部分を輸出する計画を立て、その企業化の可能性について、今回日本国政府に調査依頼があり、これに基づいて国際協力事業団が調査を行うことになった。

ビルマ国 LPG 総合開発計画は現在建設中の Phase I-part 1, Phase I-part 2, Phase II と計画中のこの Phase III からなっている。これらの推移は第 1-2 表のとおりである。

Table 1-2 Progress of "Integrated LPG Project in Burma"

Phase	Outline of plan	LPG output (T/Y)	Shipment for export (T/Y)	Completion	Remarks
-	Construction of Mann Refinery (25,000 B/D) (topper, reformer, coker, etc.) and jetty	13,500 18,000 (including domestic use 3,000)	-	1982	
Phase I -part 1	Construction of coker (5,200 B/D) at Syriam Refinery	6,900 (8,000)	5,900 (8,000)	Estimate 1985	
Phase I -part 2	Construction of terminal for LPG transportation at Mann and Syriam Shipbuilding of four barges	-	30,000 (45,000)	Estimate 1985 A part of them enter service	
Phase II	Construction of LPG extraction plant (24 x 10 <sup>6</sup> SCFD) at Mann GOCS.	30,000 (30,000)	-	Estimate 1986	
Phase III	Construction of LPG extraction plant (50 x 10 <sup>6</sup> SCFD) and terminal and jetty at Kyangin Shipbuilding of three big barges	61,000 (25,000)	61,000 (25,000)		
Total		111,400 (81,000)	96,900 (78,000)		

Figure in parentheses is the amount of output and shipment at planning of Phase I - part 2 and Phase II (1981).

## 1.2 計画の概要

今回のLPG総合開発計画(Phase III)の内容は次のとおりである。

イラワジ河口から約200km遡ったチャンギン付近にLPG抽出プラント、ターミナル、栈橋を建設して、その周辺のシュエピタ、ミヤナウ、クンタビン各油田から産出する随伴ガス(リッチ・ガス)の大部分( $50 \times 10^6$  SCFD)を処理し、ガス中のプロパン、ブタンをLPGとして回収し、全量(61,000 T/Y)輸出しようとするもので、処理後の副生ガス(リーン・ガス)はリッチ・ガスの代りに、今までのガスの需要家(セメント工場、発電所、メタノール工場)へ供給する。

このプロジェクトでは随伴ガスを抽出プラント迄持込むためのガス配管工事、及び発電所からの送電線工事も含む。

製品LPGはチャンギンよりリバー・バージ(600T積)によりラングーン近くのシリアム・ターミナルへ送られる。(順航3日、遡航5日)。そこで一度陸上のLPGタンクに暫く貯蔵された後、高圧LPG外航タンカー(1,000T~1,500T積)に積替えて、シンガポール等の近隣諸国へ輸出される。輸出LPG総量はPhase I, Phase IIの生産量も含め96,900 T/Yである。

## 1.3 調査の目的及び範囲

この調査はビルマ国の依頼に基づきLPG総合開発計画(Phase III)(以下Phase IIIと称す)の企業化の可能性について調査を行うとともに、Phase I-part 1, Phase I-part 2及びPhase IIの現状も把握することを目的とするものである。

尚、調査範囲は1985年4月にビルマ側関係機関と国際協力事業団との間で取交した次の文書に基いている。(添付)

" Scope of Work for the Feasibility Study on the Integrated Liquefied Petroleum Gas Project (Phase III) in the Socialist Republic of the Union of Burma agreed upon between the Japan International Cooperation Agency and the Petrochemical Industries Corporation "

その具体的調査の内容は次のとおりである。

- 1) 随伴ガス(リッチ・ガス)の供給見込の検討
- 2) LPGの需要
- 3) LPG回収プラント・ターミナル、栈橋の規模、構成検討
- 4) LPG回収プロジェクト建設サイトの検討
- 5) 随伴ガス(リッチ・ガス)、副生ガス(リーン・ガス)及び製品LPGの輸送手段、



規模構成検討。

- 6) 建設時における機器及び資材の輸送検討
- 7) 建設及び試運転に係るスーパーバイザー派遣の検討
- 8) 建設工程の検討
- 9) 関連インフラストラクチャーの検討
- 10) 送電線の検討
- 11) 通信設備の検討
- 12) 投資額の算定
- 13) 財務・経済評価
- 14) 勸告

#### 1.4 調査団の編成

本調査団の編成は次のとおりである。

	氏名	担当	所属
団長	角田 哲彦	総括	社団法人日本プラント協会
団員	吉沢 宗晃	製造・輸送	丸善石油株式会社
団員	原田 正敏	建設・操業	社団法人日本プラント協会
団員	南 雲 明	土木・インフラ	セントラルコンサルタント株式会社
団員	井爪 慎治	市場調査	丸善石油株式会社
団員	水野 三郎	電力	四電エンジニアリング株式会社
団員	栗本 雅昭	財務・経済	テクノコンサルタンツ株式会社
団員	喜多村 裕介	業務調整	国際協力事業団 鉱工業計画調査部 工業調査課

#### 1.5 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、本プロジェクトの工場予定地や、既設ターミナル及び栈橋設備などの視察により多くの情報収集を行った。

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

1985年

- 4月26日(金) 東京 → バンコック  
27日(土) バンコック → ラングーン  
28日(日) 調査団内部打合せ  
29日(月) PICと打合せ  
30日(火) 午前；日本大使館及びJICA表敬訪問，午後；PICと打合せ  
5月 1日(水) 調査団内部打合せ  
2日(木) 午前；MOCと打合せ，午後；TSC，PICと打合せ  
3日(金) 午前；PICと打合せ，午後；PIC，EPCと打合せ  
4日(土) 午前；シリアム製油所，ターミナル，栈橋訪問  
5日(日) ラングーン → セイタ  
6日(月) チャンギン(北)，(南)及び栈橋予定地調査  
7日(火) ミヤナウ油田，ミヤナウ発電所，送電線調査  
8日(水) チャンギン・セメント工場，栈橋及びセイタ・メタノール工場調査  
9日(木) シュエピタ及びタンタビン油田調査  
10日(金) セイタ → ラングーン  
11日(土) PICと打合せ  
12日(日) 調査団内部打合せ  
13日(月) PIC，TSC，EPCと打合せ  
14日(火) PCI，TSC，EPCと打合せ  
15日(水) 午前；Progress Reportのサイン交換，午後；PICと打合せ  
16日(木) 午前；日本大使館，JICAへ帰国挨拶，午後；ラングーン→バンコック  
17日(金) バンコック → 東京

(注) 井爪団員は4月28日日本発，シンガポールのLPG市場調査後調査団と合流した。

水野団員は5月1日日本発，5月2日調査団と合流した。

喜多村団員は5月4日，ラングーンより帰国した。

Fig. 1-1 Location Map of Integrated LPG Project in Burma

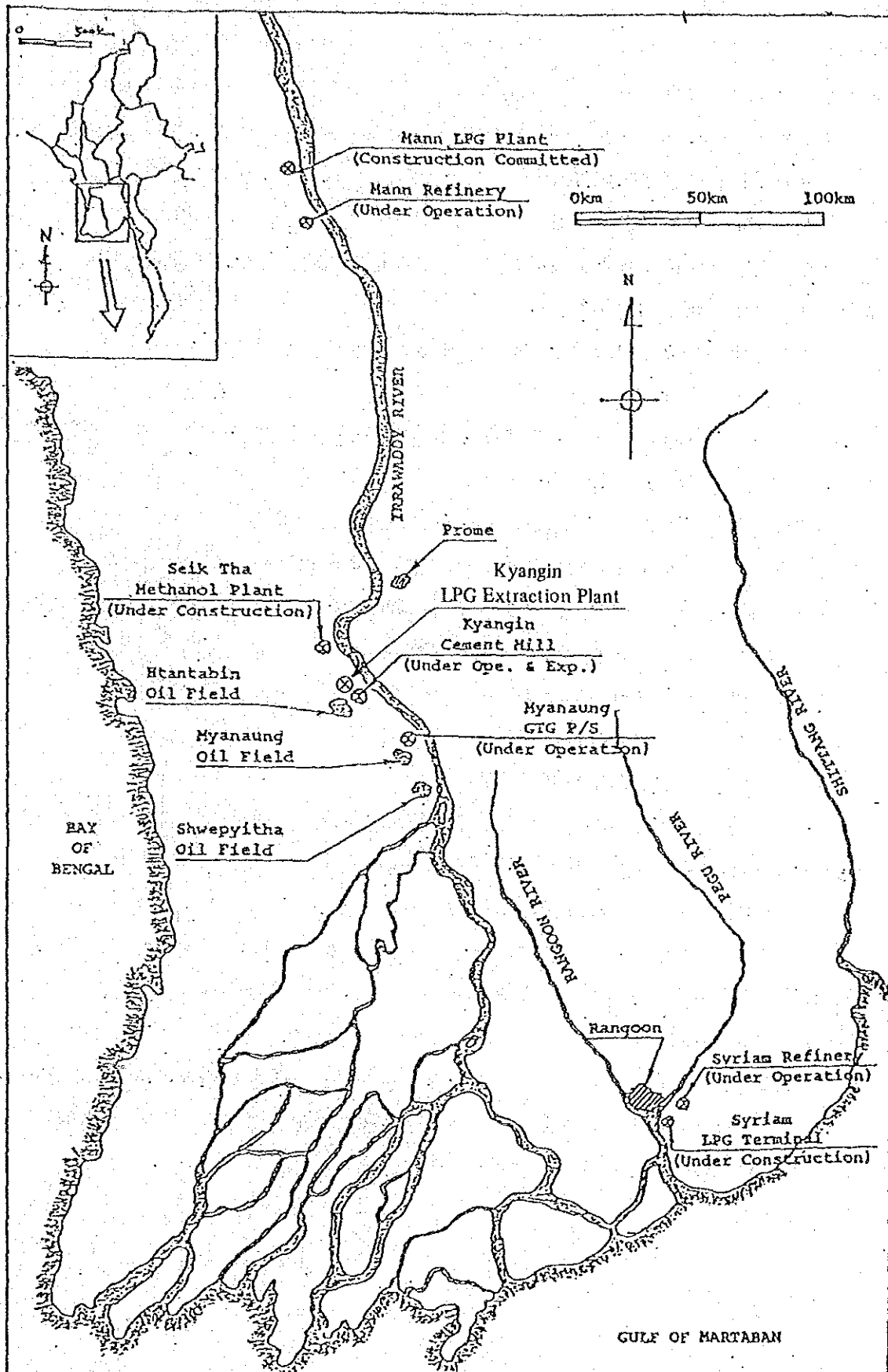


Fig. 1-2 Plant Sites Observed by JICA Survey Team

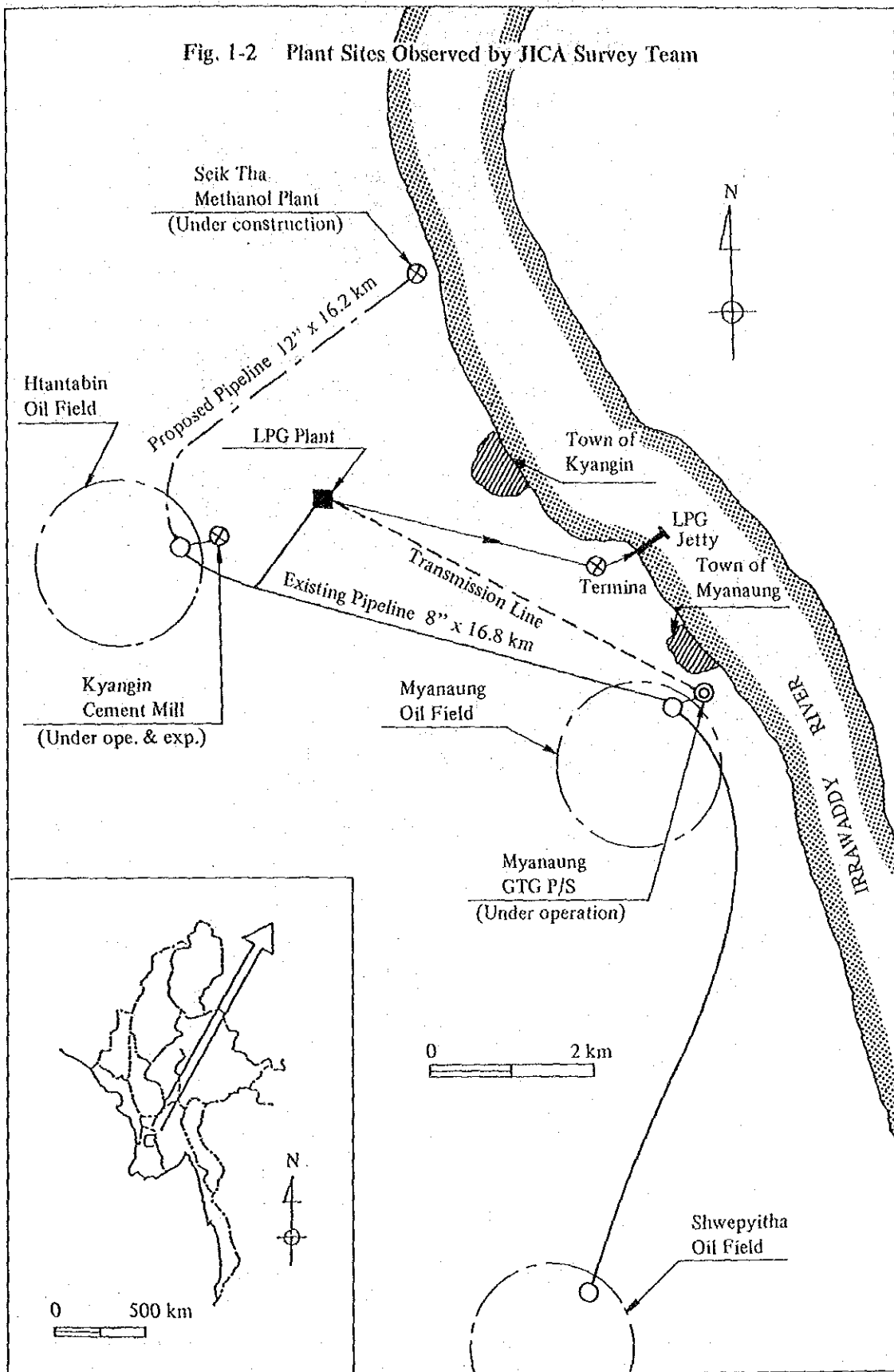


Fig. 1-3 Rangoon Port

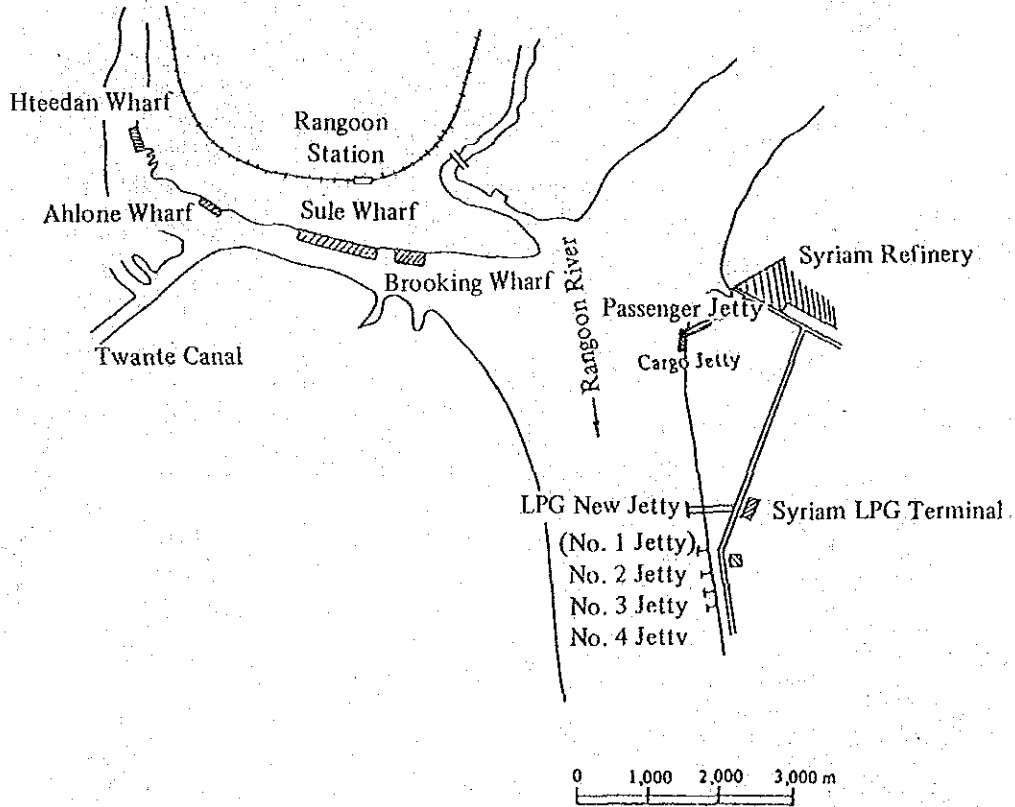
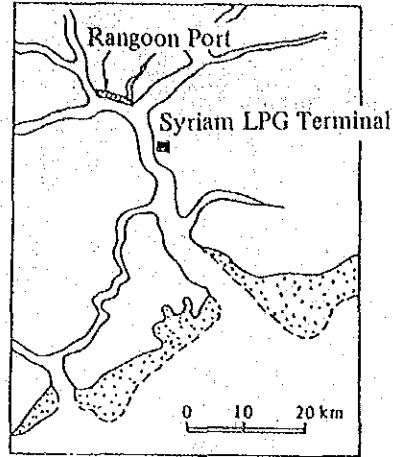
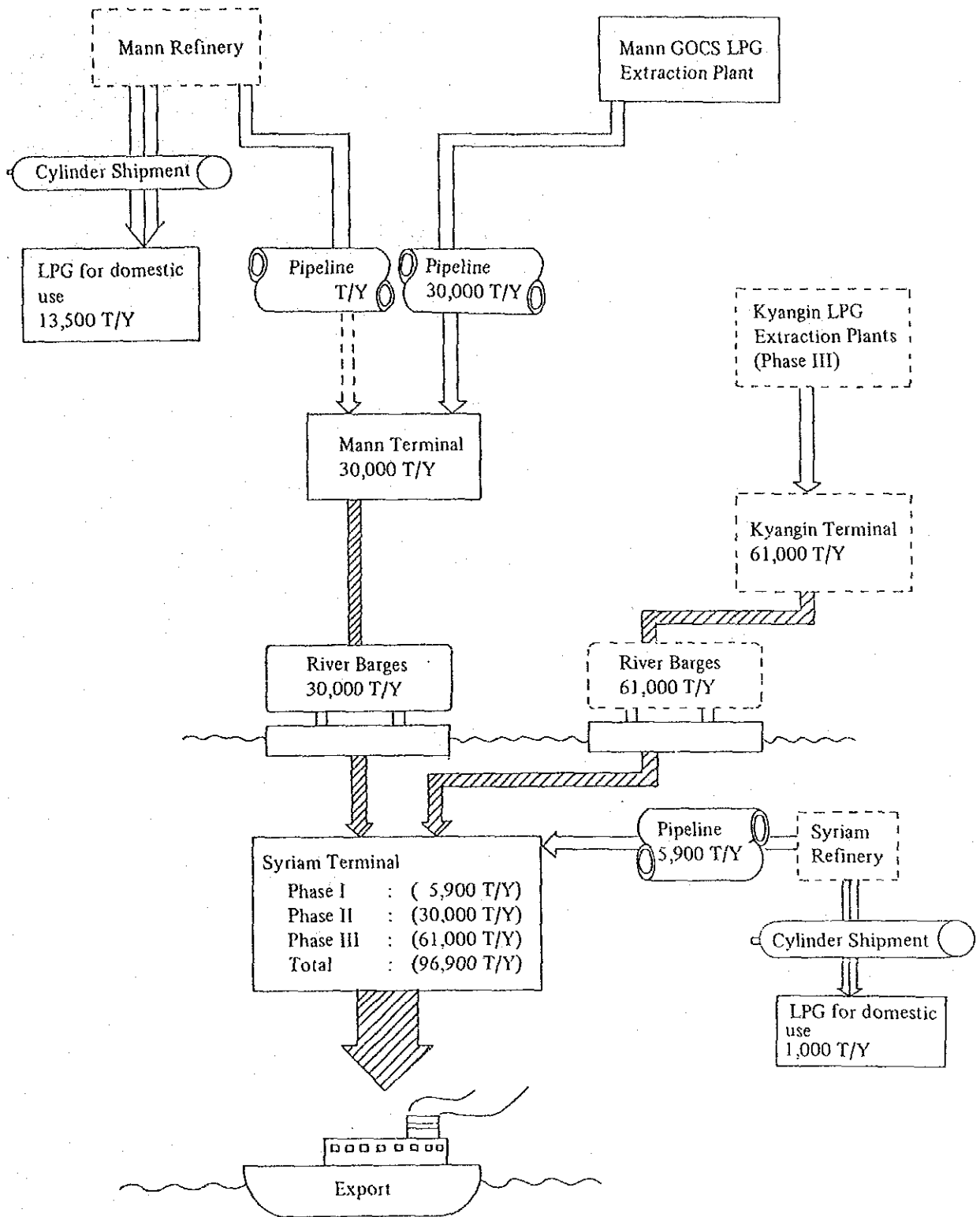


Fig. 1-4 LPG Transportation System





## 第 2 章

概要・結論・勧告





## 第 2 章 概要・結論・勧告

### 2.1 主要設備

#### ○ チャンギン LPG 抽出プラント (河岸より約 10 km)

シュエピタ、ミヤナウ、タンタビンから送られて来る随伴ガス (50 × 10<sup>6</sup> SCFD) をナフサを溶媒とした冷却吸収法で処理し、ガス中に約 8% 含まれるプロパン (C<sub>3</sub>)、ブタン (C<sub>4</sub>) の約 90% を回収し、LPG 61,000 T/Y を得ようとするもので、本プロジェクトの中心設備である。

面積 約 75,000 m<sup>2</sup> (250 m × 300 m)

人員 (抽出プラント、ターミナル、棧橋) 計 475 人

主要設備;

- a) 原料ガス及び副生ガス 圧縮系統
- b) 原料ガス 前処理系統
- c) 冷却系統
- d) プロパン、ブタン吸収系統
- e) プロパン、ブタン蒸留系統
- f) ユーティリティー設備
- g) プロパン 球型タンク (1 日分)
- h) ブタン 球型タンク (1 日分)

#### ○ チャンギン LPG ターミナル

本ターミナルはチャンギン LPG 出荷棧橋近くに位置し、抽出プラントから送られてくる LPG を球型タンクに貯蔵するもので、2~5 日間隔で LPG の積取りに来るリバーバージの運航に支障を来さないようクッションの役目を果すものである。

面積 約 20,000 m<sup>2</sup> (100 m × 200 m)

主要設備;

- a) プロパン球型タンク (15 日分)
- b) ブタン球型タンク (15 日分)

#### ○ チャンギン LPG 棧橋

前記のターミナル近くの河岸に位置し、濁水期でも 600 T 積の LPG リバーバージが自由に離着棧出来る水深と河面の広さが必要である。

主要設備;



## 電話通信施設

### ◦付帯施設

チャンギン付近はイラワジ河西岸の過疎地域なので、プラントの運転員が集りにくい。それで従業員宿舎を設けなければならないが、インフラストラクチャーは完備していないのである程度の施設はプラント建設と同時に整備して行く必要がある。

### ◦LPGリバーバージ

製品LPGをラングーン付近のシリアム・ターミナルへ送り出すためには、吃水の浅いリバーバージで運ばねばならない。又 Phase I-part 2 で建造したリバーバージ用の Pusher Boatは数が少なく、この Phase III では使えない。本計画では、リバーバージは自航式として計画する必要がある。

主要設備；

自航式LPGリバーバージ(600T積)×3隻

### ◦建設機械 その他

先行したプロジェクトで購入した建設機械は極力使用するが消耗が激しく、保守に費用がかかる。

又、この地区の特色ですべての建設資材をイラワジ河を渡河し運ばねばならず、更に上流を迂廻すればフェリーもあるが1~2日余分に時間がかかる。スムーズに建設を進めるためにも、建設現場近くの河岸に確保しておいて、何時でも舟運により物資を運べるZ・クラフトが必要である。

主要設備；

a) 建設機械一式

b) 現存建設機械のスペア・パート 一式

c) Z・クラフト 1隻

### ◦シリアム・ターミナル(ラングーン付近)

Phase II迄の計画ではシリアム・ターミナルでのLPG輸出量は53,000T/Yだったが、Phase III(改定版)では96,900T/Yとなった。当然ターミナルでのLPG受入れタンクの増強及び栈橋の拡張又は増設が必要となる。

しかし栈橋についてはLPGバージを600T積と大型化して運航回数を減らし、又ビルマ側は夜間荷役も実施することによって栈橋の拡張又は増設は避ることとした。

主要設備；

- a) プロパン 球型タンク (20日分目標)
- b) ブタン 球型タンク (20日分目標)

## 2.2 建設工程

着工 1987年7月

完成 1989年6月

若し機器調達が短期間で済めば、工期も早まる。

## 2.3 LPGの輸出市場

本計画ではLPGを全量輸出に振り向けることになっている。従って、輸出仕向先の需要及び価格に注意しておかねばならない。

LPGの国際市場では中近東のLPG産出量が圧倒的に多く、その価格が世界的なリーディング・プライスとなっており、アジア、ヨーロッパでのLPG市場価格は中近東からの現地着の価格で決る。

中近東及びインドネシアから日本への大量のLPG持込みはLPG専用の大型低温タンカー(30,000~50,000T積)を使用するので、タンカーレートも安い。しかし本計画でのLPG輸出量は96,900T/Yと少く、上記の低温タンカーの利用は無理なので、小型高压タンカー(1,000~1,500T積)で運ばざるを得ない。従ってタンカーレートは割高となり、遠距離輸送は不利で、仕向地としてはシンガポールか、せいぜい香港までしか考えられない。

特にシンガポールはシンガポール石油化学(株)(Petrochemical Corporation of Singapore)の1984年稼動以来、その原料としてのLPGの需要地として浮び上り、ビルマの輸出先とし重要になって来た。

シンガポールでのLPG価格210~220 US\$/TからラングーンFOB価格を推定すると130~150 US\$/Tとなる。本計画では、ラングーンFOB価格140 US\$/Tとする。

## 2.4 所要資金

	外貨分	内貨分
	¥1000	K1,000(千チャット)
チャンギンLPGプラント	6,516,000	26,600
チャンギンターミナル, 棧橋	1,492,000	4,500
シリウムターミナル増強	747,000	900

LPGバーズ(3隻)	1,890,000	
建設機械	600,000	21,000(借用費)
輸送	755,000	6,500(含保険)
小計	12,000,000	59,500
予備費	300,000	3,500
エスカレーション	200,000	—
建設費計	12,500,000	63,000
コミッショニング費用	100,000	
小計	12,600,000	63,000
操業前費用	—	3,246
初期運転資金	—	250
建設期間中金利	260,870	—
合計	12,860,870	66,496
総計		US\$ 60,073,000

## 2.5 財務、経済分析

### 2.5.1 前提条件

- 1) プロジェクトライフ(経済耐久年限) 20年
- 2) 外国為替レート 1US\$ = 8.6 Kyat, 100円 = 3.5 Kyat  
(1US\$ = 245.7円)

#### 3) 資本計画

- |          |      |       |      |             |
|----------|------|-------|------|-------------|
| a) 基本ケース | 金利年率 | 2.75% | 償還期間 | 30年(含据置10年) |
| b) ケースA  | "    | 5.0%  | "    | 10年         |
| c) ケースB  | "    | 7.8%  | "    | 10年         |

#### 4) 減価償却

償却は定額法を採用, 機器類は償却期間を20年, 残存価格値12%, 土木建屋は償却期間50年, 残存価値10%, 操業前費用, コミッショニング費用, 建設期間中金利については償却期間を5年とし, 残存価値はないものとする。

#### 5) 所得税<sup>注)</sup>

- a) 基本ケース 課税対象所得の30%, ただしそれが $50 \times 10^6 K$ を超える分については40%。
- b) 所得税免除ケース 基本ケースの1ケースとして考慮する。

#### 6) 輸入税

a) 基本ケース CIF価格の15%とし、稼動2年次より5年均等払とする。

b) 輸入税免除ケース 基本ケースの1ケースとして考慮する。

注) ビルマでは、国有企業には全て所謂所得税に替り Contribution to state (CTS)なる概念が導入されている。従って、本報告書の英文版では所得税 (Income tax)に替りCTSという語でこれを表わしている。

## 2.5.2 財務分析

1) 基本ケース	IRROI (%)	IRROE (%)
税引前	7.90	45.69
税引後 (輸入税, 所得税)	5.11	34.32
Payback Period	13.1 (年)	2.6 (年)
2) 基本ケースの輸入税免除ケース		
税引後 (所得税)	5.78	40.09
Payback Period	12.1 (年)	2.2 (年)
3) 基本ケースの所得税免除ケース		
税引後 (輸入税)	6.93	37.81
Payback Period	11.1 (年)	2.4 (年)
4) 基本ケースの金融条件変更ケース	Case A	Case B
	IRROE (%)	IRROE (%)
税引前	14.84	11.96
税引後 (輸入税, 所得税)	8.08	4.22
Payback Period	17.1 (年)	—

(a) 本プロジェクトの税引後IRROIは5.11%とさほど高い値ではないが、採算がとり得る水準にある。そして、本調査で設定したソフトな長期借入金条件による資金調達が可能なら、税引後IRROEは34.32%となり、収益率の向上はもとより、プロジェクトの財務状態は著しく健全なものとなる。

(b) 本プロジェクトの資金ポジション及び財務状態は健全であり、企業として成り立つことが示唆される。

## 2.5.3 経済分析

本プロジェクトのEIRRは7.20%となり、これは財務収益率の税引後IRROIの5.11%を上回り、税引前IRROI7.90%をやや下回っている。本プロジェクトの実施はビルマに種々の間接便益をもたらすこととなるので、本プロジェクトの経済的効果

は高いものと判断され、その実施の妥当性が示唆されるものである。

## 2.6 評価、結論

前節の財務分析、経済分析の結果言えることは次のとおりである。

- 1) 基本ケースの内、最もオーソドックスな税引後 IRROI は 5.11% となり、本プロジェクトの採算性はフィージブルである。

尚、基本ケースの内税引前ケースは所得税も輸入税も免除されるケースであり、IRROI は 7.90% となる。国家の最重要プロジェクトと認められた場合には、このケースも考えられる。

- 2) 基本ケースの内輸入税免除ケースは重要プロジェクト用の輸入機材に対し輸入税を免除するという条項を適用した場合である。但し、所得税は支払う。

この場合、IRROI は 5.78% となり基本ケースよりは改善される。

- 3) 基本ケースの内所得税免除ケースは、輸入税は支払うが、所得税は免除のケースである。本プロジェクトのような基幹産業となるプロジェクトでは、地域社会への貢献も他産業への波及効果も大きいので、このプロジェクトに敢えて所得税を期待しなくてもよい場合が考えられる。

この場合、IRROI は 6.93% と大巾に向上する。

- 4) ケース A、ケース B は基本ケースよりも高い金利 (5.0%、7.8%) と短い償還期間 (10年) の資金を用いたケースである。両ケースとも操業初年度より、資金ショートを来し、短期借入金の導入が必要となり、基本ケースに比べ IRROI が大巾に低下する。

ケース A の場合、投下資金の回収に 17 年以上を要し、ケース B の場合では投下資金の回収ができない。このように両ケースともプロジェクトの運営が事実上困難で、このような条件下のプロジェクト計画はインフィジブルである。

- 5) 基本ケースにおける本プロジェクトの EIRR は 7.20% で、財務収益率の税引後 IRROI 5.11% を上廻る。本プロジェクトの実施により、外貨獲得と共に、種々の間接便益がビルマ国にもたらされるので、その経済効果は高いものと判断される。

## 2.7 勸告

LPG 総合開発計画 (Phase III) 実施に当たり、次の点に留意すべきである。

### 2.7.1 プラント稼働率の向上

チャンギン LPG 抽出プラントのリッチ・ガス処理量は、現在シュエピタ、ミヤナウ、タンタピン各油田からリッチ・ガスの供給を受けている需要家 (ミヤナウ発電所、チャンギン・セメント工場、近い将来センタ・メタノール工場) のガス消費量で決る。



従って本プラントの稼働率を上げるためには、需要家各工場、発電所と密接に連絡を取り、プラントの整備期間も需要家の運転停止期間に合わせるなど、年間を通じての稼働率上昇の努力が必要である。

#### 2.7.2 建設のための準備

本計画実施が決った時は、先行プロジェクトの経験を参考として、Phase IIIの実行組織を作り、直にその人達による活動開始が期待される。

又、先行プロジェクトで使用した建設機械のリストアップ、それらの修理、ビルマ国内で購入予定の建設資材の手当等、予め準備しなければならない。

#### 2.7.3 ビルマ側の先行工事の実施

サイト付近の道路、橋等は不備なので、それ等の改善も勿論必要である。プラント・サイトの造成には大量の土運搬が伴うので時間がかかり、全建設工程のネックともなり兼ねない。

そのために本計画実施が決ったらプラント本体の建設工事に先き立って、直にサイトの造成工事を開始しなければならない。

#### 2.7.4 国内市場拡大策の実行

LPGが企業、団体、大衆にとっても、経済的にも、又取扱上からも有利なエネルギーであることがわかれば、国内消費量の増加はそれ程難しくない筈である。

他の石油製品、電力等をLPGに切替えて行くことは国家的見地からすれば明らかに利益となることなので、代替可能なガソリン、灯油、家庭用電力との価格差を小さくし、LPGの国内消費を進めるために、補助金を出すなどの具体策が望まれる。

LPG取扱のための国内法規等も早く整備しなければならない。

いつれにしろ、LPG国内市場の拡大のためには、身近な問題から次々に片付けることが必要である。

#### 2.7.5 輸出市場の確保

本計画では全製品LPGを輸出に振向けることにしているので、勢い輸出市場に注目せざるを得ない。国際石油市場ではLPGも加わり、原油、LPG、LNGと相互の価格体系は落ついたようだが、それでもLPGだけ別の動きをすることもある。それ等を見透して、機敏に、少しでも有利な条件で輸出できるように、ビルマ国自身LPG等の国際市場の調査機能を強化する必要がある。

#### 2.7.6 先行プロジェクトの経験活用

本プロジェクトの順調な遂行を期するためにも、先行プロジェクト(マン製油所、Phase I、Phase II)の経験を十分に生かすよう努力すべきである。

# 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

1984/85年における人口は36392千人であり、対前年比2.0%の増加である。過去20年間の対前年比増加率は最高2.05%、最低2.00%となっている。ここ3年間における実績は年平均2.01%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

ビルマとしては第3次4ヶ年計画について、ほぼ目標を達成することができた。続いて、第4次4ヶ年計画(F.F.Y.P)をも成し遂げつつある。すなわち、1981/82年から始まり、第3年目の1984/85年には、この計画目標をほぼ達成している。

ここ5年間における国内総生産(G.D.P)は次のとおりで年平均6.0%の割合で伸びており、人口増加に比較して成長度は高いものである。

年 度	1980	1981	1982	1983	1984
成長率(%)	7.8	6.3	6.0	6.6	6.6

国内総生産(1960/70年不変価格ベース)の推移を第3-2表に示す。

同表には1961/62年を100とした指数と、1984/85年における各部内別のシェアをパーセントで示している。

まず、1961/62~1984/85年の23年間の平均成長率は約1.0%/年であるが、最近5ヶ年間の傾向はやや落ちるが平均約0.8%/年になっている。一方、産業別の生産高構成比を1961/62年と1984/85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13.9%の急激な上昇、伸びを示しているが、一方、サービス関係は逆に1.04%落ち込み、同じく貿易関係においても3.5%下降している。

次に、産業別にみると、総生産額の1/3以上を占めている農業部門は1.0倍以上の生産額を示しているが、全体構成比では1.34%の伸びであり、1970年代から順調な伸びを維持している。

牧畜・水産部門も1.0倍以上の生産額であるが、構成比では2.4%の伸びとなっており、製造部門も8倍以上の生産額であるが、構成比では伸びはなく同率である。

また、サービス関係では、行政部門が7倍近くの増額に対し構成比では殆んど変化は

**Table 3-1 Estimates on Population Growth (Mid-fiscal year)**

Serial No.	Year	Population (thousand)	Annual Growth Rate (%)
1	2	3	4
1	1974/75	29778	2.05
2	1975/76	30389	2.05
3	1976/77	31009	2.04
4	1977/78	31642	2.04
5	1978/79	32284	2.03
6	1979/80	32939	2.03
7	1980/81	33608	2.03
8	1981/82	34287	2.02
9	1982/83	34976	2.01
10	1983/84	35680	2.01
11	1984/85	36392	2.00

Note: Population estimates are based on 1973 and 1983 censuses.

見られない。輸送業部門も5倍近くの増額であるが、構成比では逆に2.8%の下降となっている。公共サービス部門では5倍近くの増額であるが、構成比としては3.9%の下降となっている。

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、各産業とも生産額面では順調な伸びを示しているものの過去25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25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来ている。第3-3表は国内総生産額(1969/70年価格)を1961/62年と1984/85年とで企業体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、運輸と製造業および貿易業においてもPublic Sectorの比重が大巾に増加して来ている。全体では民間部門が56.4%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3-2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、農業部門の占めるパーセント比重が大きいことであるが、1984/85年における対前年度比の伸び率は約7%である。

#### b) 製 造 業

この産業の成果としては、1981/82年の対前年度比約9%、1982/83年にも約9%、1983/84年には5%、1984/85年には約12%の高い伸びを示している。

#### c) 牧蓄・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、食肉および鮮魚は牧獲量増加を示し、1981/82年の対前年度比約20%、1982/83年には約10%、1983/84年には約12%、1984/85年には約16%の伸びを示しており、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とする鉱産物の需要を満すことであり、この目的に沿って増産手段が活発にとられて来ているが、その結果として1981/82年には0%、1982/83年には約17%、1983/84年には0%、1984/85年には約24%の増産伸びとなっている。

原油生産量については、第3-7表に示すとおり1981/82年の1044万バーレルから1984/85年には1176万バーレルに増産されている。また、他の鉱産物につい

Table 3-2 Value of Net Output and Services (At current producers' prices)

(Kyat in Lakhs)

Sr. No.	Particulars	1961/62	Com- position (%)	1969/70	1974/75	1975/76	1976/77	1977/78	1978/79	1979/80	1980/81	1981/82	1982/83	1983/84 (Provi- sional actual)	1984/85 (Provi- sional)	Com- posi- tion (%)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		
1	Goods	31184	46.8	53542	108147	135798	159440	170841	180631	206047	228621	256277	282129	300695	328471	60.7
1	Agriculture	16858	25.5	29053	73198	93065	106394	107137	115188	131005	149622	167643	184399	196415	220659	38.9
2	Livestock and Fishery	3511	5.2	7359	12041	14202	17913	22085	20301	25409	24313	29113	32036	35618	41317	7.6
3	Forestry	2241	3.3	2576	3057	3244	3581	3869	5091	5614	5768	6545	6748	7151	7795	1.5
4	Mining	547	0.8	1108	1639	1357	1926	2827	3162	4102	4269	4298	5012	4900	6067	1.1
5	Processing and Manufacturing	6160	9.3	10714	15637	21060	26556	30843	31719	33632	36832	40088	43495	45630	50956	9.4
6	Power	356	0.5	610	596	661	700	940	981	1257	1351	1667	2104	2265	2671	0.5
7	Construction	1511	2.2	2122	1979	2209	2370	3140	4189	5028	6466	6923	8335	8716	9506	1.7
2	Services	16740	25.1	22947	30026	30308	33679	37675	44539	50588	56256	65373	70855	75115	79464	14.7
1	Transportation	4098	6.2	5854	6499	6981	7414	8248	9007	11461	12639	14913	16789	17897	18630	3.4
2	Communications	238	0.4	334	418	412	554	590	597	688	933	1206	1548	1767	1802	0.3
3	Financial Institutions	883	1.3	1121	2421	1226	2353	3587	5641	6481	8285	10386	10954	11722	12292	2.3
4	Social and Administrative Services	5749	8.6	8153	12294	13243	14356	15959	16866	17658	18374	20322	22154	23350	25554	4.7
5	Rentals and Other Services	5752	8.6	7485	8400	8640	9002	9291	12428	14300	16025	18546	19410	20379	21186	4.0
3	Trade	18658	28.0	26111	55302	68467	81154	87659	92834	96696	101214	107142	115721	123028	132496	24.5
4	Total Net Output (1+2+3)	66582	100.0	102600	193475	234773	274273	296175	318004	353331	386091	428792	468105	497838	540421	100.0
5	INDEX (1961/62=100)	100		154	290	352	411	444	477	530	579	644	703	747	811	

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

(Million kyats)

	1961/62				1980/81				1984/85			
	State	Co-op	Private	Total	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%)	1,828 (21.8)	136 (1.6)	6,399 (76.6)	8,363 (100%)	2,373 (22.3)	332 (3.2)	7,898 (74.5)
Agriculture			2,029	2,029	12	53	4,455	4,520	22	217	5,390	5,629
Livestock, Forestry, Fishery	40	1	620	661	156	27	1,205	1,388	169	35	1,563	1,767
Mining	2		103	105	170	4	22	196	271	7	23	301
Processing, Manufacturing	234	6	578	818	965	50	627	1,642	1,161	55	822	2,049
Power, Construction	113	0	73	186	523	2	90	615	750	6	99	855
SERVICE & TRADE TOTAL	1,546	44	2,309	3,999	5,134	412	2,896	8,442	5,307	584	3,239	9,130
Transportation	141		308	449	312	52	425	789	366	62	591	1,019
Communication	26			26	62			62	131			131
Finance	38		50	88	496	7		503	766	8		774
Social Welfare, Administration	575			575	1,638			1,638	2,018	25		2,043
Other Services	3	2	570	576	116	42	818	976	144	61	907	1,112
Trade	763	42	1,480	2,285	1,511	312	1,652	3,475	1,882	428	1,741	4,051
Total	1,935 (24.8)	51 (0.7)	5,712 (74.5)	7,798 (100%)	6,962 (41.4)	548 (3.2)	9,295 (55.4)	16,805 (100%)	7,680 (38.9)	916 (4.7)	11,137 (56.4)	19,733 (100%)



ては例えば、錫精鉱では 1259 Tons から 1644 Tons へ、タングステン精鉱では、761 Tons から 856 Tons へと、また、銀・鉛精鉱も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

第3-4, 3-5, 3-6表は、それぞれ輸出入バランス・商品別輸入および輸出である。第3-4表に示すとおり、1961/62年に比較して1972/73年は輸出・輸入ともに大巾に減少している。しかし、1982/83年においては大巾に増加し、輸出では約2.3倍、輸入では約6倍となっている。

1984/85年の貿易収支は第3-4表に見られるように約20億チャット(約600億円)の大巾な赤字となっている。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3-6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3-5表に示すとおり輸入面について、外国援助の受入れによる工業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・輸送用機械などの資本金が著しく増加して来ている。

### 3.3 エネルギー資源利用概要

ビルマ国内で既に稼働している2製油所すなわち、シリアムおよびチャウク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。これに加えて最近(1982年)稼働開始したマン製油所は、生産品としてはLPG・ガソリン・ジェット燃料・灯油・軽油・重油である。

また、現在建設中のマン・GOCS LPG Extraction Plant(1986年完成予定)およびシリアム・Coker Plant(1985年未完成予定)からのLPGが近く生産を開始する状況にある。

現在では、陸上産油のみで国内需要をほぼ充足している。その主なる油田はマン、イエナンチャウン、レパンド、タンタービン、ミヤナウン、シュピターなどである。天然ガス(含随伴ガス)は油田および天然ガス田より生産されており、これは主に発電用燃料・セメントキルン用燃料および尿素肥料生産用に利用されている。原油ならびに天然ガスの生産の推移は第3-7表に示すとおりである。

また、電力生産に関しは第3-8表に示すとおりである。

Table 3-4 Balance of Trade

(Kyat in lakh)

Serial No.	Year	Export	Import	Surplus (+) Deficit (-)
1	2	3	4	5
1	1940/41	5552	3082	(+) 2470
2	1947/48	7573	5958	(+) 1615
3	1960/61	10151	10805	(-) 654
4	1961/62	<u>12718</u>	<u>10436</u>	(+) 2282
5	1962/63	12706	10962	(+) 1744
6	1963/64	11417	10860	(+) 557
7	1964/65	10891	14129	(-) 3238
8	1965/66	9289	8035	(+) 1254
9	1966/67	6722	8166	(-) 1444
10	1967/68	5209	7570	(-) 2361
11	1968/69	5572	7533	(-) 1961
12	1969/70	5385	8968	(-) 3583
13	1970/71	5911	8521	(-) 2610
14	1971/72	6860	9214	(-) 2354
15	1972/73	<u>6902</u>	<u>7042</u>	(-) 140
16	1973/74	9670	5749	(+) 3921
17	1974/75	9258	10158	(-) 900
18	1975/76	13226	14433	(-) 1207
19	1976/77	17157	16279	(+) 878
20	1977/78	17569	20865	(-) 3296
21	1978/79	18527	32237	(-) 13710
22	1979/80	26960	43095*	(-) 16135
23	1980/81	32251	46350	(-) 14099
24	1981/82	34528	56113	(-) 21585
25	1982/83	<u>30363</u>	<u>63136</u>	(-) 32773
26	1983/84 (Provisional Actual)	34195	51973	(-) 17778
27	1984/85 (Provisional)	36538	56500	(-) 19962

\* According to latest data.

Table 3-5 Import by Type of Commodity

(Kyat in lakh)

Serial No.	Type of commodity	1980/81	1981/82	1982/83	1983/84 (Provi- sional actual)
1	2	3	4	5	6
1	Consumer goods	2628	4314	4826	3573
1	Durable goods	953	1190	1242	1244
2	Foodstuff	541	955	1082	767
3	Textiles	201	447	397	297
4	Medicines and pharmaceuticals	736	1332	1636	807
5	Other consumer goods	197	390	469	458
2	Raw materials and spares for inter-industry use	18631	22094	20445	16482
1	Raw materials	13272	14305	13653	9231
2	Fuel		305	466	
3	Tools and spares	5359	7484	6326	7251
3	Capital goods	24963	29308	37428	31728
1	Construction materials	3939	6108	7211	5502
2	Machinery and equipment	18770	18486	25709	22941
3	Transport equipment	1067	1741	3210	1777
4	Other capital goods	1187	1973	1298	1508
4	Commodity unspecified	128	397	437	190
	Total	46350	56113	63136	51973

Note: Imports on arrival basis.

Table 3-6 Exports by Type of Commodity

(Kyat in lakh)

Serial No.	Type of commodity	1980/81	1981/82	1982/83	1983/84 (Provisional actual)
1	2	3	4	5	6
1	Total domestic exports	31764	34323	30033	33726
1	Agricultural products	17612	19517	15668	17781
2	Animal and marine products	947	1246	1521	928
3	Forest products	7976	7763	8136	9194
4	Minerals and gems	4675	4736	3985	5029
5	Others	554	1061	723	794
2	Re-exports	487	205	330	469
	Total exports (1 + 2)	32251	34528	30363	34195

Note: Exports on shipment basis.

Table 3-7 Production of Crude Oil, Natural Gas

Serial No.	Particulars	A/U	1961/ 62	1969/ 70	1974/ 75	1975/ 76	1976/ 77	1977/ 78	1978/ 79	1979/ 80	1980/ 81	1981/ 82	1982/ 83	1983/ (Provi- sional actual)	1984/ (Provi- sional)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	Crude oil and natural gas														
1	Crude oil	Thousand US barrels	4366	5854	6773	7094	8586	9556	9999	11020	10110	10447	9789	10168	11761
2	Natural gas	Million Cu. ft.		1758	5566	7656	8481	8784	9892	12030	14837	14878	17400	18190	24796

**Table 3-8 Power Installed Capacity for the Union**

(Megawatts)\*

Serial No.	Year	Electric Power Corporation				Other organizations	Total
		Hydel	Thermal	Gas Turbine	Diesel		
1 k	2	3	4	5	6	7	8
1	1961/62	84	55		50	52	241
2	1972/73	84	58		54	57	253
3	1973/74	168	58	54	54	57	391
4	1974/75	168	53	54	54	57	386
5	1975/76	168	53	104	55	57	437
6	1976/77	168	53	104	56	57	438
7	1977/78	168	63	104	55	114	504
8	1978/79	168	63	104	59	121	515
9	1979/80	168	63	140	64	133	568
10	1980/81	169	74	177	81	149	650
11	1981/82	169	74	214	69	166	692
12	1982/83	169	74	229	70	180	722
13	1983/84	169	74	282	73	187	785
14	1984/85 (Provisional)	171	74	300	91	197	833

\* One megwatt is equivalent to one thousand kilowatt.



## 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

ビルマ国LPG総合開発計画において取扱われるLPGは、マン製油所・シリアム製油所で生産されるもの(Phase I)と油田からの随伴ガスを原料としマンGOCS・チャンギンLPG抽出設備で生産されるもの(Phase II・Phase III)の二種類がある。

本章では、Phase IIIにおけるLPG生産のために必要な原料確保とLPGの生産計画について検討する。更にPhase I・Phase IIの原料確保の面及びLPGの生産計画についてもレビューする。

今回の調査においてビルマ側より提示されたデータによると、原油の埋蔵量はMAN N/HTAUKSHABIN 地域に5億バレルあり、マン製油所・シリアム製油所の原油の処理計画からみて、充分20年以上の可採年数となる。また、随伴ガスの埋蔵量はMAN N/HTAUKSHABIN 地域に7,754億SCFあり、マンGOCSの原料ガスの使用量からみて、充分20年以上の可採年数となる。一方Phase IIIの原料ガスはチャンギン周辺のタンタビン油田・ミヤナウ油田・シュエピタ油田からの随伴ガスである。これら3油田の随伴ガスの埋蔵量は合計859×10<sup>9</sup>SCFである。チャンギンLPG抽出設備の原料ガスの使用量からみて、可採年数(R/P)は48年となる。タンタビン油田の随伴ガスの埋蔵量は確認量の他に多量の可能予測量が含まれている。ビルマ側では今後、逐次確認の作業を行なう計画である。Phase IIIの計画を実行するに当り、Project Lifeを20年とすれば原料確保の面は、充分であると判断される。

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、Phase I・II・IIIのLPG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		Phase II	Phase III	Total
	Mann REF.	Syriam REF.	Mann GOCS	Kyangin LPG E.P.	
1982	2,550				2,550
1983					
1984					
1985	6,700				6,700
1986	10,500	4,500			15,000
1987	12,000	5,800	30,000		47,800
1988	13,500	6,200	30,000		49,700
1989	13,500	6,500	30,000	30,000	80,000
1990	13,500	6,900	30,000	61,000	111,400

#### 4.2 油田・ガス田の分布と埋蔵量および原油・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及び油田（随伴ガスの生産地）のうち、主なるものは下記のとおりである。

Area	Kind
Mann/Htauksabin	A. G. , N. G.
Peppi	N. G.
Yenangyaung	A. G.
Chauk	N. G.
Yenongyat	N. G.
Letpando	N. G.
Myanaung	A. G. , N. G.
Shwepyitha	A. G. , N. G.
Htantabin	A. G.
Tegyigon	A. G.
Prome	A. G. , N. G.
Pyale	N. G.
Payagon	A. G. , N. G.
Pagan/Tuyintaung/Tetma	A. G.

( A. G. : Associated Gas , N. G. : 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表のとおりであり、原油の埋蔵量は第4-3表のとおりである。

##### 4.2.1 Phase Ⅲの原料計画

上記の油田のうちPhase Ⅲプロジェクトに関与しているものはタントビン油田・ミヤナウ油田及びシュエピタ油田である。原料ガスは井戸から生産された原油より分離される随伴ガスである。

##### (1) ガスの埋蔵量

ミヤナウ	( 確認値 )	$42.2 \times 10^9$ SCF
シュエピタ	( 確認値 )	$42.5 \times 10^9$ SCF
タントビン	( 確認値 )	$105.6 \times 10^9$ SCF
	( 未確認値 )	$669.2 \times 10^9$ SCF

Fig. 4-1 Geographical Location of Oil and Gas Fields

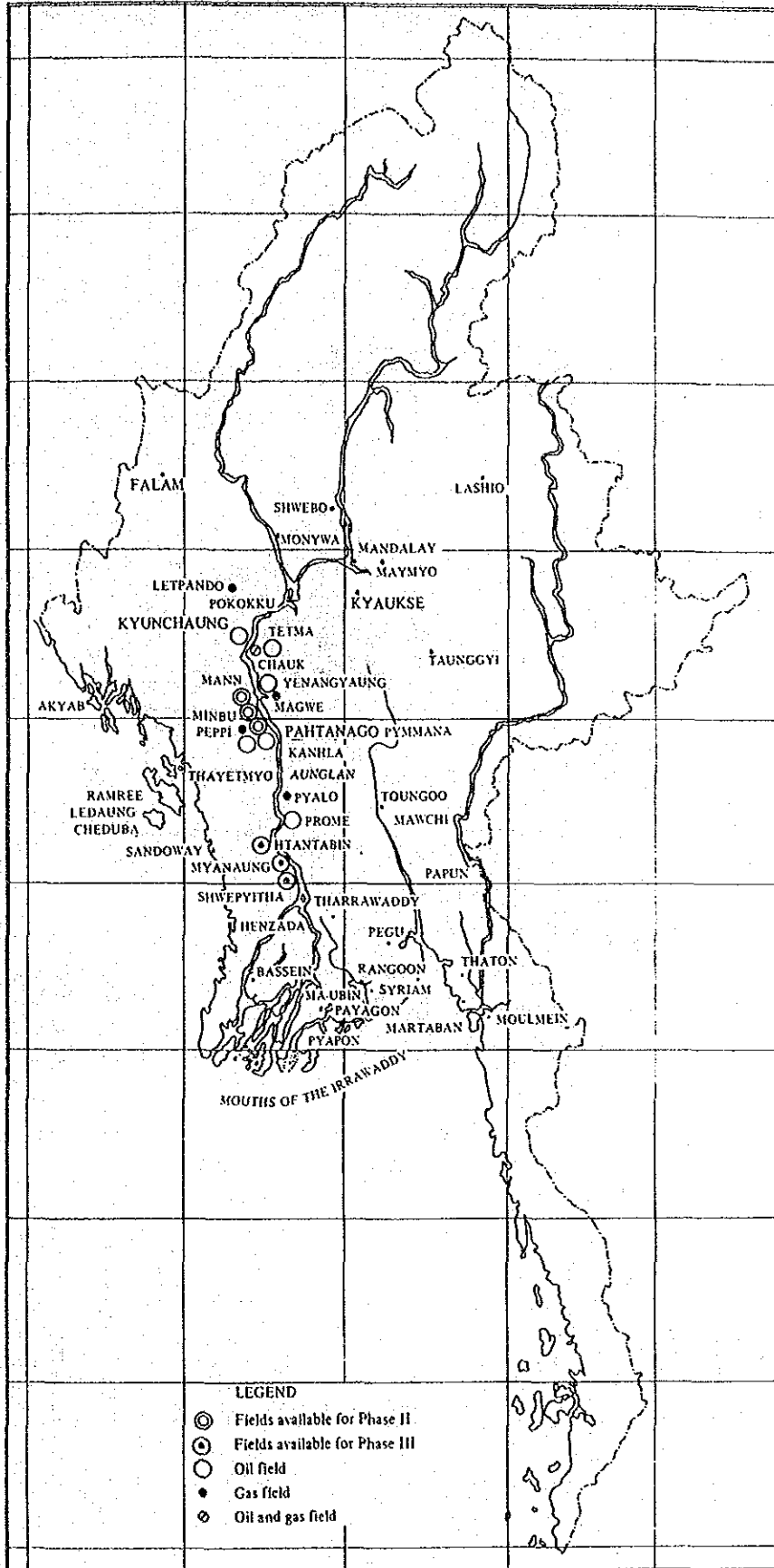


Table 4-2-1 Gas Reserves and Composition

1. Gas and oil fields	Mann/Htaukshabin	Peppi	Mindegyi	Ngahlaingdwin
2. The proved reserves (10 <sup>6</sup> SCF)	at 1.4.85	at 1.4.85	at 1.4.85	at 1.4.85
(a) Associated gas	775,446	—	—	—
(b) Natural gas	96,645	45,719	x 1,228	2,110
3. Properties (Vol %)	A.G. N.G.	A.G. N.G.	A.G. N.G.	A.G. N.G.
C1	86.34 90.63	— 99.7	— 88.84	— 95.17
C2	5.85 4.29	— 0.1	— 6.56	— 3.78
C3	3.49 2.12	— 0.1	— 1.73	— 0.61
n-C4	1.99 1.41	— Trace	— 1.10	— 0.06
i-C4	1.59 1.05	— 0.1	— 1.18	— 0.30
C5+	0.74 0.50	— Trace	— 0.59	— 0.08
CO <sub>2</sub>	—	—	—	—
H <sub>2</sub> S	—	—	—	—
Others	—	—	—	—
Temperature (°C)	21.145.5	—	—	—
Pressure (psig) at B.L. condition	LPS 30-75 HPS 600	—	—	—

LPS = Low pressure system  
HPS = High pressure system

Table 4-2-2 Gas Reserves and Composition

1. Gas and oil fields	Yenangyaung		Chauk		Yenangyat		Letpando	
	at 1.4.85		at 1.4.85		at 1.4.85		at 1.4.85	
2. The proved reserves (10 <sup>6</sup> SCF)								
(a) Associated gas	8,964		-		-		-	
(b) Natural gas	29,352		174,543		133,947		29,817	
3. Properties (Vol %)	A.G	N.G	A.G	N.G	A.G	N.G	A.G	N.G.
C1	93.87	-	-	93.26	-	94.0	-	96.67
C2	3.35	-	-	2.42	-	2.22	-	1.35
C3	1.17	-	-	1.96	-	1.86	-	0.64
n-C4	0.41	-	-	0.63	-	0.45	-	0.53
i-C4	0.92	-	-	1.62	-	1.29	-	0.64
C5+	0.28	-	-	0.11	-	0.18	-	0.17
CO <sub>2</sub>	-	-	-	-	-	-	-	-
H <sub>2</sub> S	-	-	-	-	-	-	-	-
Others	-	-	-	-	-	-	-	-
Temperature (°C)	21.1-45.5		21.1-45.5		21-45		-	
Pressure (psig) at B.L. condition	LPS 34-36 HPS 260-300		HPS 560 = 580		HPS 680		-	

LPS = Low pressure system  
HPS = High pressure system

Table 4-2-3 Gas Reserves and Composition

1. Gas and oil fields	Myanaung	Shwepyitha	Htantabin	Tegyigon	Prome
	at 1. 4. 85	at 1. 4. 85	at 1. 4. 85	at 1. 4. 85	at 1. 4. 85
2. The Reserves (10 <sup>6</sup> SCF)					
(a) Associated gas					
Proved	42,208	42,474	105,581	-	23,627
Probable	-	-	12,913	-	-
Possible	-	-	599,682	56,550	-
Sub-total	42,208	42,474	718,176	56,550	-
(b) Natural gas					
Proved	25,934	45,773	-	-	33,914
Probable	686	3,366	-	-	-
Possible	522	102,282	-	-	-
Sub-total	27,142	151,421	-	-	-
(c) Total (a) + (b)	69,350	193,895	718,176	56,550	-
3. Properties (Vol %)	A.G. N.G.	A.G. N.G.	A.G. N.G.	A.G. N.G.	A.G. N.G.
C1	81.86 84.47	85.067 93.28	85.98 -	-	88.86 96.81
C2	7.91 6.92	6.628 2.81	5.76 -	-	3.79 1.05
C3	4.72 4.54	3.748 1.78	4.72 -	-	4.32 0.94
n-C4	2.63 1.03	1.320 0.50	1.18 -	-	1.52 0.79
i-C4	1.83 2.70	2.800 1.37	1.62 -	-	1.44 0.39
C5+	0.75 0.34	0.437 0.26	0.74 -	-	0.07 0.02
CO <sub>2</sub>	0.30 -	- -	- -	- -	- -
H <sub>2</sub> S	- -	- -	- -	- -	- -
Others	- -	- -	- -	- -	- -
Temperature (°C)	32.2-43.3	32.2-43.3	32.2-43.3		32.2-43.3
Pressure (psig) at B.L. condition	LPS 100-120 HPS 400-450	HPS 400-450	LPS 85-120 HPS 400-450		LPS 30-50 HPS 790-810

LPS = Low pressure system

HPS = High pressure system

Table 4-2-4 Gas Reserves and Composition

1. Gas and oil fields	Pyalo	Natmi	Pyaye	Payagon
2. The proved reserves (10 <sup>6</sup> SCF)	at 1.4.85	at 1.4.85	at 1.4.85	at 1.4.85
(a) Associated gas	—	—	—	141,076
(b) Natural gas	72,158	2,653	815	13,002
3. Properties (Vol %)	A.G N.G	A.G N.G	A.G N.G *	A.G N.G
C1	— 97.79	— 95.07	* Composition taken similar to Pyalo since both fields being situated on the same structure.	88.54 99.40
C2	— 0.51	— 3.18		5.22 0.47
C3	— 0.48	— 1.05		2.66 0.07
n-C4	— 0.48	— 0.70		0.25 0.01
i-C4	— 0.38	—		0.55 0.02
C5+	— 0.36	—		0.50 0.03
CO <sub>2</sub>	—	—		0.24 —
H <sub>2</sub> S	—	—		— —
Others	—	—		— —
Temperature (°C)	32.2-43.3	—	—	29.4-36
Pressure (psig) at B.L. condition	LPS 120-180			HPS 580-600

LPS = Low pressure system  
HPS = High pressure system



Table 4-2-5 Gas Reserves and Composition

1. Gas and oil fields	Pagan/Tuyintaung/Tetma
2. The proved reserves (10 <sup>6</sup> SCF)	at 1. 4. 85
(a) Associated gas	395,891
(b) Natural gas	—
3. Properties (Vol %)	
C1	
C2	
C3	
n-C4	
i-C4	
C5+	
CO <sub>2</sub>	
H <sub>2</sub> S	
Others	
Temperature (°C)	21.1-45.5
Pressure (psig) at B.L. condition	

Table 4-3-1 Crude Oil Reserves & Productions

1. Oil field	Mann/Htaukshabin Field	Yenangyaung Oil Field	Chauk/Lanywa/ Yenangyat Fields
2. Proved crude oil reserve (Unit x 10 <sup>6</sup> BBL)	499,504 at 1.4.85	74,202 at 1.4.85	6,458 at 1.4.85
3. Production (BPSD)	1980-81 21,271 1981-82 22,191 1982-83 20,083 1983-84 21,277 1984-85 24,555 1985-86 26,000 1986-87 27,000 1987-88 28,450 1988-89 29,100 1989-90 29,600 1990-91 31,000	1980-81 3,229 1981-82 3,297 1982-83 3,453 1983-84 3,627 1984-85 3,515 1985-86 3,500 1986-87 3,600 1987-88 3,600 1988-89 3,700 1989-90 3,700 1990-91 3,700	1980-81 1,037 1981-82 996 1982-83 1,052 1983-84 982 1984-85 962 1985-86 950 1986-87 1,060 1987-88 1,060 1988-89 1,060 1989-90 1,060 1990-91 1,060

Table 4-3-2 Crude Oil Reserves & Productions

1. Oil field	Myanaung	Shwepyitha	Htantabin
2. Proved crude oil reserve (Unit x 10 <sup>6</sup> BBL)	22,765 at 1.4.85	6,853 at 1.4.85	67,722 at 1.4.85
3. Production (BPSD)	1980-81 1,097 1981-82 1,013 1982-83 1,012 1983-84 808 1984-85 616 1985-86 700 1986-87 800 1987-88 900 1988-89 1,000 1989-90 1,000 1990-91 1,000	1980-81 204 1981-82 123 1982-83 79 1983-84 47 1984-85 46 1985-86 100 1986-87 300 1987-88 400 1988-89 500 1989-90 500 1990-91 500	1980-81 19 1981-82 246 1982-83 361 1983-84 102 1984-85 41 1985-86 50 1986-87 50 1987-88 50 1988-89 50 1989-90 50 1990-91 200

(2) ガスの性状

プロパン分は 4.7 ~ 3.7 % , ブタン分は 2.8 ~ 4.5 %  
プロパン・ブタン合計で 9.2 ~ 7.5 % である。

(3) 随伴ガスの生産量及び使用量

現在稼動している井戸数はミヤナウ油田で自噴井 12 本, 汲み揚げ井 22 本, ガスリフティング井 2 本の合計 36 本であり, シュエピタ油田は自噴井のみの 6 本であり, タンタビン油田は自噴井のみの 5 本である。

現在の原油・随伴ガスの生産量は次のとおりである。

油田名	原油生産量 (BPSD)	ガス生産量 (10 <sup>6</sup> SCFD)
ミヤナウ	700	7.0
シュエピタ	100	8.0
タンタビン	50	2.5

現在のガスの使用状況はチャンギンセメント工場で  $6.8 \times 10^6$  SCFD、ミヤナウの発電所で  $7.9 \times 10^6$  SCFD が主なものである。

今後は随伴ガスの使用者の引取り計画にあわせて、生産量を増加させる。この為、井戸の数を逐次増していく計画である。将来の供給方法は、当初はミヤナウ・シュエピタ油田が中心になり、1990年以降からタンタビン油田の随伴ガスが増え、置き替わる計画である。

生産・供給計画の詳細を第 4 - 4 表に示す。

(4) 随伴ガスの予想可採年数

現在の埋蔵量と Phase I の原料ガス料より、可採年数を計算すると  $R/P = 52.1$  年となる。

確認量のみを対象とすると可採年数  $R/P = 11.5$  年となる。

4.2.2 Phase II の原料計画

上記の油田のうち Phase II プロジェクトに関与しているものは Mann/Htauksabin 油田である。

今回の調査においてビルマ側より提示された情報により前回の FS をレビューすると可採随伴ガス埋蔵量は  $191.8 \times 10^9$  SCF から  $775.4 \times 10^9$  SCF へ大巾に増加し、井戸の数は 265 本から 566 本に倍増している。従って予想可採年数  $R/P$  は計算上 83 年となり、原料確保面は充分である。

生産供給計画の詳細を第 4 - 5 表に示す。

Table 4-4, Phase III Raw Material Gas Plan

	Myanaung	Shwepyitha	Htantabin
• Number of wells			
(a) Flowing wells	12	6	5
(b) Pumping wells	22	--	--
(c) Gas lifting wells	2	--	--
[Total]	36	6	5
• Production rate (unit: 10 <sup>6</sup> SCFD)			
1980-81	0.018	10.066	0.336
1981-82	--	9.081	4.483
1982-83	--	7.715	8.417
1983-84	--	6.024	5.191
1984-85	1.260	8.008	2.438
1985-86	7.000	8.000	2.500
1986-87	25.000	25.000	2.500
1987-88	25.000	25.000	2.500
1988-89	25.000	25.000	--
1989-90	25.000	25.000	--
1990-91	20.000	20.000	10.000
• Supply capacity to other plants (unit: 10 <sup>6</sup> SCFD)			
(a) To phase II project			
1984-85	--	--	--
1985-86	--	--	--
1986-87	--	--	--
1987-88	--	--	--
1988-89	--	--	--
1989-90	--	--	--
1990-91	--	--	--
(b) To phase III project			
1986-87	--	50	--
1987-88	--	50	--
1988-89	--	50	--
1989-90	--	50	--
1990-91	--	50	--
1991-92	--	50	--
1992-93	--	50	--

Supply capacity = (Production rate) - (Consumption in gas fields)

• Consumption for each purpose

Purpose	Consumption (10 <sup>6</sup> SCFD)	
	Present	Future
a. Kyangin Cement Mill	6.8	--
b. Myanaung EPC	7.9	--
c. Seiktha Methanol Plant	--	--

**Table 4-5. Phase II Raw Material Gas Plan**

Mann/Htaukshabin Fields	
• Number of wells	
(a) Flowing wells	94
(b) Pumping wells	472
(c) Gas lifting wells	—
[Total]	566
• Production rate (Unit: 10 <sup>6</sup> SCFD)	
1980-81	2,320
1981-82	3,000
1982-83	4,380
1983-84	6,422
1984-85	18,340
1985-86	26,000
1986-87	32,000
1987-88	32,000
1988-89	32,000
1989-90	32,000
1990-91	32,000
• Supply capacity to other plants (Unit: 10 <sup>6</sup> SCFD)	
(a) To phase II Project	
1984-85	12
1985-86	24
1986-87	28
1987-88	28
1988-89	28
1989-90	28
1990-91	28
(b) To phase III project	
1986-87	—
1987-88	—
1988-89	—
1989-90	—
1990-91	—
1991-92	—
1992-93	—

Supply capacity = (Production rate) — (Consumption in gas fields)

• Consumption for each purpose

Purpose	Consumption (10 <sup>6</sup> SCFD)	
	Present	Future
a. EPC gas turbine	3.5	10.0
b. Refinery	3.6	7.0
c. MOC industrial use	2.0	4.0
d. Gas Injection for pressure maintenance	3.0	6.0

#### 4.2.3 Phase Iの原料計画

上記の油田のうちPhase Iプロジェクトに関与しているものはMann/Htaukshabin油田である。この油田から生産される原油はパイプラインにより、マン製油所及びシリアム製油所に移送されて、処理される。シリアム製油所の処理原油はこの配管により供給されるものの他に、少量のリバーバージにより他の油田から移送されるものがある。従ってMann/Htaukshabin油田の原油埋蔵量が、Phase Iの原料確保面で重要となる。

今回の調査においてビルマ側より提示された情報により前回のFSをレビューすると、原油の可採埋蔵量は $500 \times 10^8$  BBLあり、マン製油所の原油処理を25,000 BPSD・シリアム製油所の原油処理を26,000 BPSDとして、この原油を処理すると、可採年数は計算上29年となり、原油埋蔵量上は何ら問題ない。原油の生産計画は製油所の原油処理計画に見合っており、逐次、増産させることを考えている。

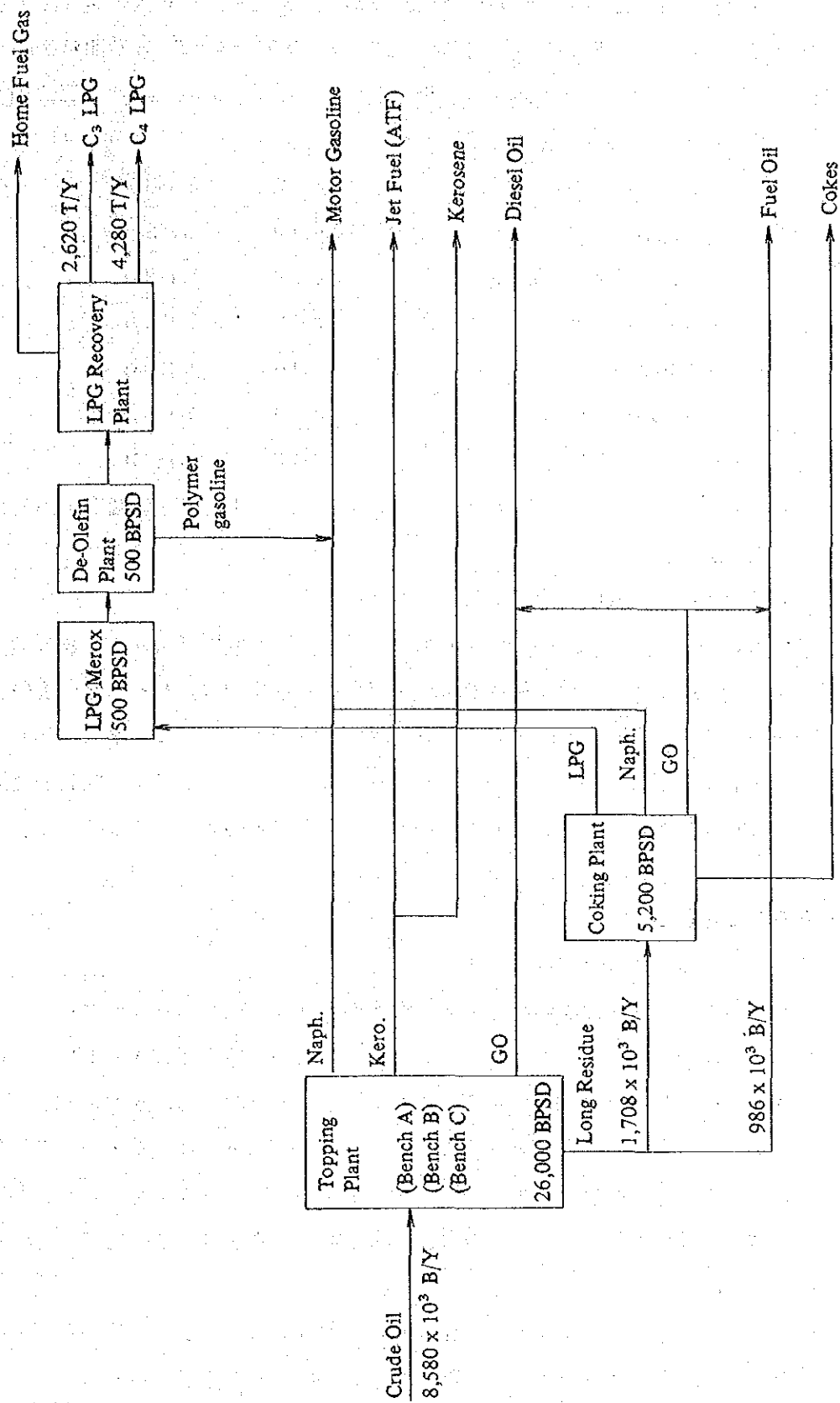
#### 4.3 製油所・LPG回収設備の現状と将来予測

現在、ビルマ国には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1982年に稼動したマン製油所がある。

- (1) チャウク製油所には6,000 BPSDの常圧蒸留装置と2,400 BPSD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3基の常圧蒸留装置があり、各々の装置能力は6,000 BPSD, 14,000 BPSD, 6,000 BPSDで合計26,000 BPSDの処理能力を持つ。更に2,400 BPSDの減圧蒸留装置と1,500 BPSDの熱分解装置がある。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る。

現在この製油所はPhase I-part 1計画として5,200 BPSDの能力のDelayed Coking Plantを建設中である。1985年11月末完成の工程で、既に大物機器の据付工事も完了し、工事は最終段階にある。この計画の中には、Coking Plant, LPG回収設備, LPG Merox Plant (LPG中に含まれる硫黄化合物を除去し品質を高める装置), De-Olefinizer Plant (LPG中のオレフィン重合させてPolymer Gasolineを製造する装置で、オレフィン含有量を減少させ、LPGの品質が改良される。)が含まれており、6,900 T/YのLPGを生産する。Coking Plant等の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。

Fig. 4-2 Configuration of Syriam Refinery (Phase I - part 1)





この製油所の各製品の生産能力及び原油の処理計画は第4-6表の通りである。

- (3) マン製油所はビルマ側の提示資料によれば、25,000BPSDの原油処理能力を持つ近代的な製油所である。1982年6月に建設工事が完了し、1982年6月に運転を開始した。この製油所にある装置群と能力は以下の通りである。

Topping Plant	25,000	BPSD
Naphtha HDS	5,000	BPSD
Catalytic Reformer	2,800	BPSD
Kerosene SPI	3,000	BPSD
LPG Merox	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・重油及びコークスが生産される。

この製油所の装置構成概念図を第4-3図に示す。

また、この製油所の各製品の生産能力及び原油の処理計画は第4-6表の通りである。

- (4) マンGOCS・LPG回収設備はPhase IIで計画されている。ビルマ側の説明によれば、現在建設工事中であり、1986年12月末完成予定である。この設備は随伴ガス $24 \times 10^6$  SCFDを原料として、この中に含まれるLPGをナフサにより吸収分離して、LPG 30,000T/Yを生産するものである。設備の概要を第4-4図に示す。

#### 4.4 LPGの生産計画

##### 4.4.1 チャンギンLPG抽出設備

チャンギンLPG抽出設備からのLPG生産量は61,000T/Yであるが、原料ガスはミヤナウ油田・シュエピタ油田・タンタビン油田からの随伴ガスであり、その必要量は $38 \sim 50 \times 10^6$  SCFDである。また副生するリーンガスは $33 \sim 43 \times 10^6$  SCFDである。現在、ガスの需要はミヤナウ発電所及びチャンギンセメント工場で約 $15 \times 10^6$  SCFDであるが、今後は建設中のセイタのメタノール工場の新規需要と上記の発電所ならびにセメント工場の増設計画による需要増により、最終的に $43 \times 10^6$  SCFDとなる。

ガスの需要に対応し、随伴ガスの生産が行なわれることにより、原料ガスの確保は充分満足される。LPGの生産は初年度から61,000T/Y規模で行なう。

チャンギンLPG抽出設備の原料・製品LPG・副生リーンガスの物流図を第4-5図に示す。

Table 4-6. Existing Refinery & LPG Recovery Plant Capacity & Operation Plan

1. Constructed Year	Chauk Refinery	Syriam Refinery			Mann Refinery	Mann GOCS LPG Recovery
		BENCH A 1957	BENCH B 1963	BENCH C 1980		
2. Process Constitution						
Topping Unit	6,000	14,000	6,000	—	25,000	LPG Extraction Plant
Vacuum Flasher	2,400	—	—	—	—	24 x 10 <sup>6</sup> SCFD
Catalytic Reformer	—	—	—	—	2,800	—
Naphtha HDS	—	—	—	—	5,000	—
Kerosen SPI	—	—	—	500	3,000	—
LPG Mercox & Recovery	—	—	—	500	800	—
Naphtha Mercox	—	—	—	—	1,400	—
Delayed Coker	—	—	—	5,200	5,200	—
Thermal Cracker	—	—	—	—	—	—
Deolefinizer	—	—	—	500	—	—
3. Products						
C3 LPG	—	—	—	104	107	C3 = 39 T/SD
C4 LPG	—	—	—	146	460	C4 = 60 "
Motor Spirit	1,383	3,235	1,387	1,370	5,750	Naph = 11 "
Kerosen	782	462	198	—	3,128	—
Jet Fuel	—	528	226	—	875	—
Diesel Oil	1,865	4,141	1,775	2,511	7,750	—
Fuel Oil	1,910	5,494	2,554	139	6,290	—
Cokes	—	—	—	104	104	—
Waxes	25	—	—	—	—	—
4. Processed Crude (past and future)						
1976 (in Thousand U.S. Barrels)	2,264	5,519	—	—	—	—
1977	2,400	5,923	—	—	—	—
1978	2,402	6,100	—	—	—	—
1979	2,491	6,267	—	—	—	—
1980	2,110	6,047	—	—	—	—
1981	2,414	6,633	—	—	—	—
1982	1,714	6,053	—	—	—	—
1983	1,143	4,745	—	—	—	—
1984	1,143	5,220	—	—	2,506	—
1985	1,143	4,745	—	—	4,563	—
1986	1,143	4,745	—	—	4,334	—
1987	1,143	5,200	—	1,139	5,100	—
1988	1,143	5,500	—	1,425	5,322	24 x 10 <sup>6</sup> SCFD
1989	1,143	5,500	—	1,520	5,597	24 "
1990	1,143	5,800	—	1,615	6,057	24 "
	1,143	6,400	—	1,710	6,545	24 "
					6,619	of feed A.G.

Fig. 4-3 Configuration of Mann Refinery

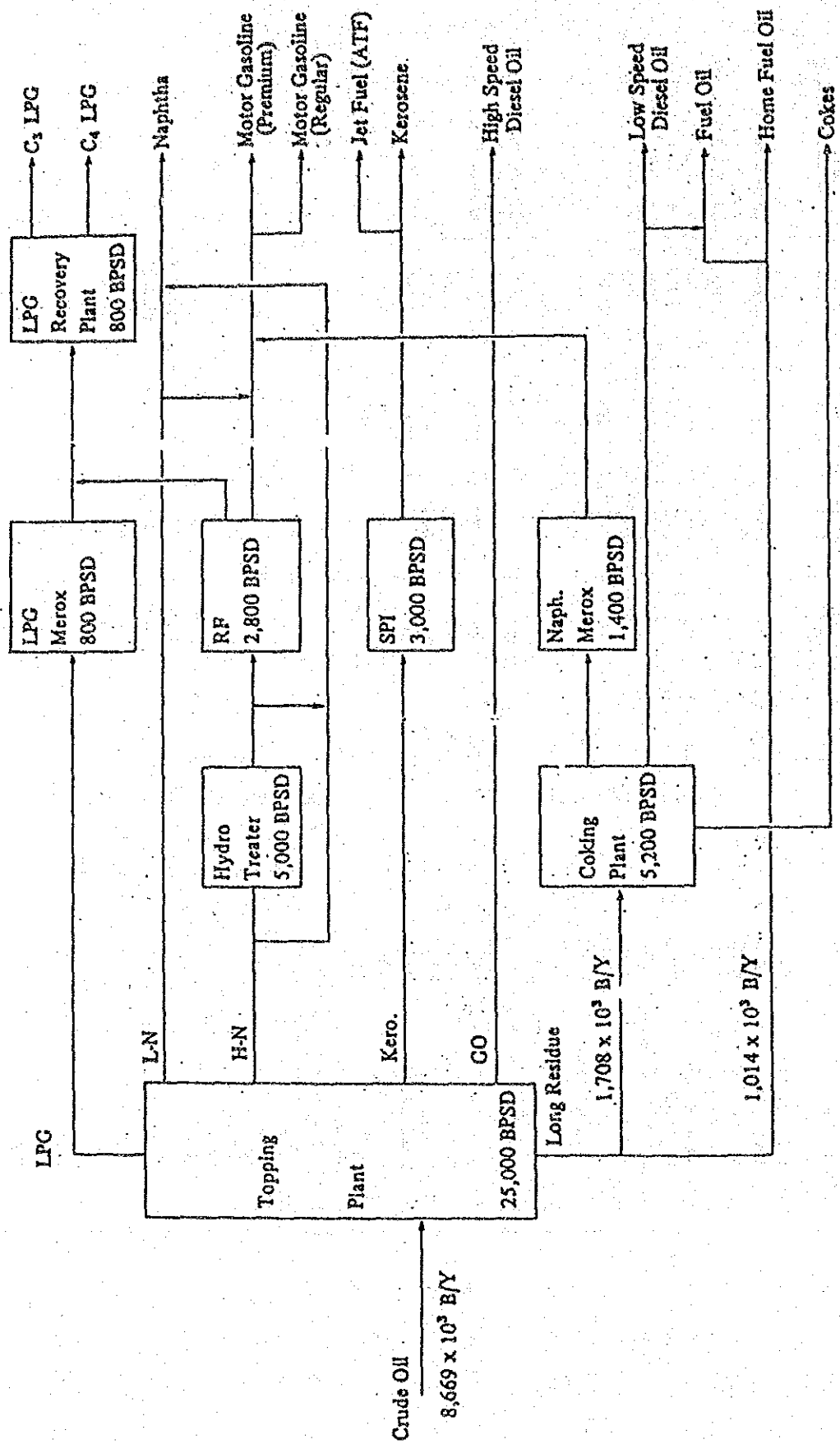


Fig. 4-4 Block Diagram of Process Flow at Mann GOCS

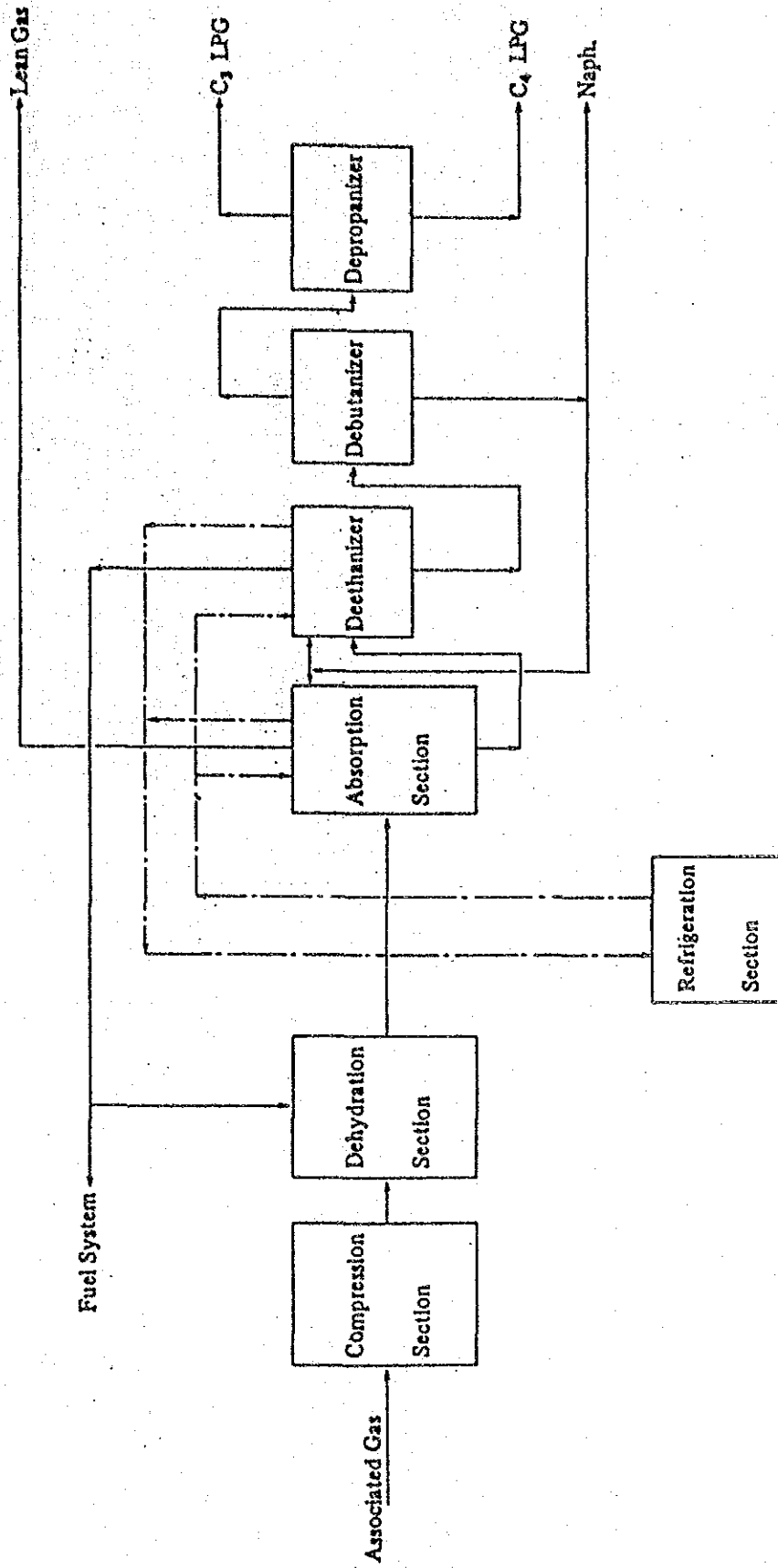
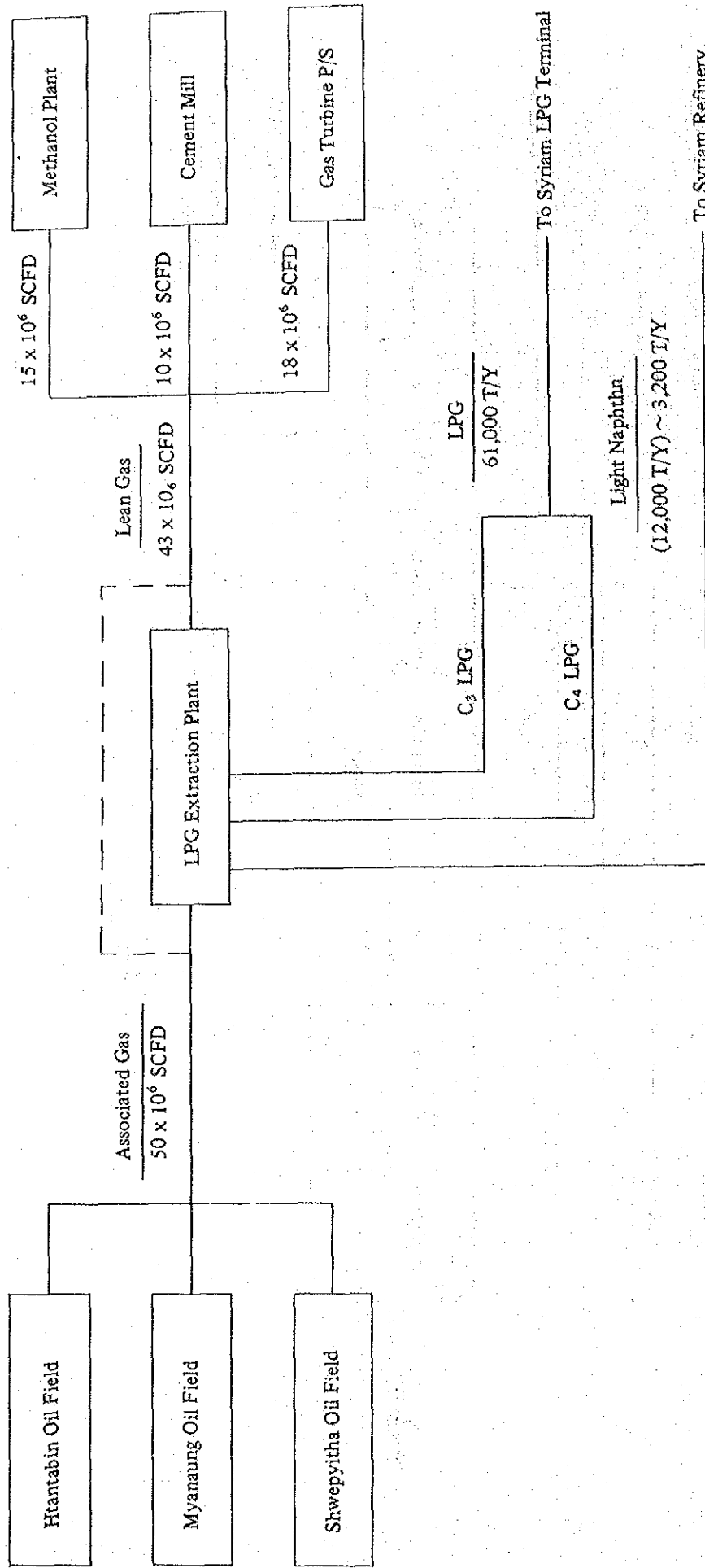


Fig. 4-5 Basic Flow Scheme for Phase III Project



#### 4.4.2 シリアム製油所

この製油所での原油処理計画は第4-6表に述べた通りであるが、軽質分の需要動向から Coking Plant は基本的に高い稼働率を保つ計画である。一方コークスの販売計画と重油の需要も加味し、稼働率は初年率60%から毎年増加させる計画である。これにより LPGの生産も1986年4,500T/Yから1990年6,900T/Yに増加する。

LPGの生産計画を第4-7表に示す。

#### 4.4.3 マン製油所

この製油所でのLPGは、Topping PlantとCoking Plantから生産される。原油処理量と稼働率によりLPGの生産量は変化するが、逐次増加し1988年以降は13,500T/Yのフル生産となる。LPGの生産計画を第4-7表に示す。

#### 4.4.4 マンGOCS LPG抽出設備

マンGOCSのLPG抽出設備からのLPG生産量は、30,000T/Yである。原料ガスは油田からの随伴ガスであり、その必要量は $24 \times 10^6$  SCFDである。ビルマ側の情報によれば、原料ガスの生産は可能であり、また副生するリーンガスの引取りも消費者の発電所・製油所・油田の使用計画で可能とされている。LPGの生産は1987年の初年度からフル生産される計画である。LPGの生産計画を第4-7表に示す。



# 第 5 章

## L P G の需要





## 第 5 章 L P G の 需 要

### 5.1 L P G の 需 要 動 向 及 び 将 来 予 測

#### 5.1.1 ビルマにおける L P G 需給の現状

ビルマ側に対する調査団からの質問等に対する回答において1982年度2,110T, 1983年度811T, 1984年534Tの生産をし全量国内消費したことになる。

1985年度では6,700Tを生産し、その内1,200Tを内需に向け残り5,500Tを輸出向に計画しており、輸出はシリアム・ターミナルが完成していないのでリバーバージから外航高圧タンカーへの瀬取りでシンガポール石化向に第1船を7月中に予定している。

#### 5.1.2 ビルマにおける L P G 需給の将来予測

1985年以降のビルマの L P G 需給計画は第5-1表の通り。

第5-1表を見ると供給では1984年度の534Tから1989年度の80,000Tに150倍の伸びを計画しているのに対し、国内需要は1984年度の500Tから1989年度の8,000Tに16倍の伸びを計画している。

Phase III完成後の装置別の生産量、国内消費量及び輸出量は次の通り。

	Production	Domestic consumption	Export
Syriam Refinery	6,900 MT	1,000 MT	5,900 MT
Mann Refinery	13,500 "	13,500 "	-
Mann GOCS	30,000 "	-	30,000 MT
Kyangin GOCS	61,000 "	-	61,000 "
Total	111,400 "	14,500 MT	96,900 "

#### 5.1.3 L P G 国際市場の現状と将来予測

##### (1) 世界の L P G 需給の現状

国連のエネルギー統計によれば1970年から1982年に至る13年間の世界の L P G 需給実績は第5-2表の通りである。

この統計によれば1982年における世界の L P G 生産量は  $117,838 \times 10^3$  T, 消費量は  $121,608 \times 10^3$  T になっており1973年から10年間に生産は22%, 消費は27%増加している。前調査団報告書の1970年から10年間の生産42%, 消費47%

Table 5-1 Future Forecast of LPG Supply and Demand

Unit: T/Y.

	1985-86			1986-87			1987-88			1988-89			1989-90		
	C3	C4	Total	C3	C4	Total	C3	C4	Total	C3	C4	Total	C3	C4	Total
(Supply)															
Syriam refinery	-	-	-	1,700	2,800	4,500	2,200	3,600	5,800	2,350	3,850	6,200	2,470	4,030	6,500
Mann refinery	1,350	5,350	6,700	2,100	8,400	10,500	2,400	9,600	12,000	2,700	10,800	13,500	2,700	10,800	13,500
Mann GOCS	-	-	-	-	-	-	11,200	18,800	30,000	11,200	18,800	30,000	11,200	18,800	30,000
Kyangin GOCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12,600	17,400	30,000
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	1,350	5,350	6,700	3,800	11,200	15,000	15,800	32,000	47,800	16,250	33,450	49,700	28,970	51,030	80,000
(Demand)															
Cooking fuel															
Industrial use															
Power generation															
Export															
Total															

Table 5-2. Actual LPG Demand & Supply by United Nations from 1970 to 1982 (Unit: 10<sup>3</sup>T)

		North America	Europe	Asia	Oceania	Central and South America	Africa	Middle East	Total
Production	1970	48,692	16,461	4,033	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
	1980	56,711	24,534	5,569	2,029	11,031	2,064	12,147	114,085
	1981	42,687	23,371	5,703	1,974	10,304	1,889	15,430	101,358
	1982	56,290	25,187	5,706	2,029	10,111	2,248	16,267	117,838
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	22,888
	1980	5,688	6,188	10,024	22	1,201	428	373	23,924
	1981	4,438	8,131	10,475	19	941	538	510	25,052
	1982	7,071	7,889	12,514	17	1,142	450	609	29,692
Export	1970	2,665	2,250	94	147	723	15	2,786	8,680
	1971	2,746	2,304	120	502	1,221	14	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	353	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
	1980	5,872	3,351	168	1,501	1,715	615	10,719	23,941
	1981	6,313	3,328	228	787	857	741	15,835	28,089
	1982	7,309	3,357	282	1,400	770	1,041	14,149	28,308
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
	1980	1,150	60	41	19	(-) 6	(-) 40	(-) 69	1,155
	1981	3,422	1,664	(-) 246	19	(-) 24	2	(-) 137	4,700
	1982	(-) 2,457	9	(-) 48	0	164	0	(-) 54	(-) 2,386

に較べ伸び率が相当鈍化してきている。

1982年の国連の国別LPG需給実績は第5-3表の通り。

消費量を国別に見れば、1982年において①米国 $55,135 \times 10^3$  T, ②日本 $15,854 \times 10^3$  T, ③ソ連 $9,500 \times 10^3$  T, ④メキシコ $3,852 \times 10^3$  T, ⑤フランス $3,175 \times 10^3$  Tとなっており、この5ヶ国で全世界の消費量の72.0%を占めている。

同様に1982年におけるLPG輸入国を国別に見れば①日本 $11,860 \times 10^3$  T, ②米国 $7,067 \times 10^3$  T, ③オランダ $1,601 \times 10^3$  T, ④フランス $1,049 \times 10^3$  Tで5ヶ国で全世界の輸入量の77.1%を占めており、特に日本及び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1982年でみれば①サウジアラビア $10,917 \times 10^3$  T, ②カナダ $5,283 \times 10^3$  T, ③オーストラリア $1,400 \times 10^3$  T, ④クウェート $996 \times 10^3$  T, ⑤アラブ首長国連邦 $999 \times 10^3$  Tで5ヶ国の全輸入量に占めるシェアは66%となっている。

なお、この国連統計には中国及び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(1982年で輸入の方が $1,384 \times 10^3$  T, 多い)が大きい等の問題がある。然し、傾向としては地域別にみた場合次の事が明らかになる。

即ち

- 1) 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70%を輸入する地域となっている。
  - 2) 中東並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その生産量の96%を輸出している。中東における他の産油国の新プロジェクト完成と共に益々輸出量が増加するものと、1982年当時は予想されていたがその後の世界的な石油需要の大幅な減少により、1984年の中東の輸出量は1984年には約 $12,500 \times 10^3$  Tに止まっている。
- (2) 世界のLPG需要の将来予測

1979年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起り、比較的供給力があつたLPGに需要が転換し大幅に増加した。この結果LPG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319US\$/Tに達した。この価格は1978年10月時点の価格に対し2.68倍であり、この間アラビアン・ライト原油は2.2倍の上昇であった。

Table 5-3. Actual LPG Demand &amp; Supply by Country by United Nations in 1982

(Unit: 10<sup>3</sup>T)

Regional Country	Item	Supply			Demand		
		Domestic Production	Import	Total	Export	Domestic Demand	Total
Africa (30 Countries)		2,248	450	2,698	1,041	1,657	2,698
	Algeria	1,200	10	1,210	760	450	1,210
	Libya	375	-	375	270	105	375
	Egypt	260	200	460	-	460	460
	Morocco	170	85	255	-	255	255
	Others	243	155	398	11	387	398
North America (3 Countries)		56,290	7,071	63,361	7,039	58,509	65,818
	U.S.A.	47,865	7,067	54,932	2,026	55,135	57,161
	Canada	8,425	-	8,425	5,283	3,370	8,653
	Bermuda	-	4	4	-	4	4
Central & South America (38 Countries)		10,111	1,142	11,253	770	10,319	11,089
	Mexico	3,776	113	3,889	37	3,852	3,889
	Brazil	2,445	575	3,020	20	2,900	2,920
	Venezuela	1,455	-	1,455	500	930	1,430
	Argentina	900	-	900	28	843	871
	Chile	433	88	521	10	511	521
	Colombia	263	-	263	-	263	263
	Others	839	366	1,205	175	1,020	1,195
Middle East (14 Countries)		16,267	609	16,876	14,149	2,781	16,930
	Saudi Arabia	11,355	-	11,355	10,917	486	11,403
	Iran	1,090	-	1,090	540	550	1,090
	Kuwait	1,035	-	1,035	996	60	1,056
	U.A.E.	1,009	-	1,009	994	15	1,009
	Others	1,778	609	2,387	702	1,670	2,372
Far East (17 Countries)		5,706	12,514	18,220	282	17,986	18,268
	Japan	4,119	11,860	15,979	44	15,854	15,889
	India	522	41	563	-	563	563
	Korea	373	228	601	1	600	601
	Philippines	114	109	223	10	217	227
	Singapore	255	-	255	223	32	255
	Thailand	138	130	268	-	268	268
	Others	185	146	311	4	461	465
West Europe (20 Countries)		14,491	7,837	22,328	3,274	19,045	22,319
	France	2,819	1,049	3,866	690	3,175	3,865
	W. Germany	2,265	817	3,082	587	2,486	3,073
	Italy	1,987	575	2,562	200	2,388	2,588
	England	2,450	361	2,811	451	2,232	2,683
	Spain	1,084	1,322	2,406	48	2,473	2,521
	Netherlands	1,972	1,601	3,573	828	2,735	3,563
	Belgium	364	370	734	282	447	729
	Portugal	242	233	475	-	477	477
	Others	1,308	1,511	2,819	188	2,632	2,820
East Europe (7 Countries)		10,696	52	10,748	83	10,665	10,748
	U.S.S.R.	9,500	-	9,500	-	9,500	9,500
	E. Germany	244	30	274	-	274	274
	Poland	187	-	187	2	185	187
	Others	765	22	787	81	706	787
Oceania (7 Countries)		2,029	17	2,046	1,400	646	2,046
	Australia	2,000	-	2,000	1,400	600	2,000
	Others	29	17	46	-	46	46
Total		117,838	29,692	147,530	28,308	121,608	149,916

Source: World Energy Supplies (UN) Figures on Japan have been modified based on actual record.

このLPG価格の高騰に対し需要家がLPGに対して信頼をなくしたり、1980年には1970年以降初めて需要が前年を1%下廻った。1981年にはサウジアラビア・ペトロミン主導で中東LPG価格はプロパン・ブタン平均で64US\$/T下げられたにもかかわらず、世界のLPG需要は対前年比17%減少した。1982年はLPG価格が更に18US\$/T下げられ、原油は2US\$/BBL上昇した影響で需要は対前年比30%と大幅に増加した。

1983年に入ると世界的な原油需要特にOPEC原油に対する需要が激減した結果、主に原油の随伴ガスから生産されるLPGの生産量は激減し、1983年5月には280US\$/Tに値上げされた。

その結果、LPG需要が減少しかかったがサウジアラビアがその後も6回にわたり値下げを行い、現在はプロパン・ブタン平均206US\$/Tでアラビアン・ライト原油の熱量比90%である。サウジアラビアのLPG公示価格及びアラビアンナイト原油の公示価格の推移は第5-4表を参照のこと。

需要動向は

- (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の相互的価格水準

等により複合的に決定されるものであるが、米国のPurvin & Geltz社が現地調査と総合的解析に基づき1983年11月に出した世界のLPG需給の見通しは第5-5表の通りである。

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0.9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。

1985年5月1日現在でサウジアラビア・ペトロミンのLPG公示価格206US\$/Tとアラビアン・ライト原油の公示価格28US\$/BLの重量価格比0.99とUGの新規需要開発には不利な状況になっているが、一方世界的な原油需要の減少のためLPG生産量も大幅に減少しているため余剰数量は1985年では2~3百万トンに現時点では減っているものと思われる。

### (3) 世界の主要供給地

中東、アフリカおよび大洋州の3地域が1980年代の世界の主要供給地である。

LPGの調査では世界的権威であるPURVIN & GERTZ社の各地域の輸出見通しは以下の通り。

Table 5-4. Change in FOB Price of Crude Oil/LPG (Saudi Arabia)

Year	Month	FOB price			FOB Price (US\$/BBL)			FOB Price (US\$/MM BTU)			Premium value	
		Crude oil (US\$/BBL)	Propane (US\$/t)	Butane (US\$/t)	Crude oil	Propane	Butane	Crude oil (A)	Propane (B)	Butane (C)	(B)/(A)	(C)/(A)
1981	Jan.	32.00	305.0	295.0	32.00	24.62	27.44	5.54	6.44	6.31	1.16	1.14
	Feb.	32.00	305.0	298.0	32.00	24.63	27.72	5.54	6.44	6.38	1.16	1.15
	Apr.	32.00	300.0	298.0	32.00	24.23	27.74	5.54	6.33	6.38	1.14	1.15
	May	32.00	275.0	295.0	32.00	23.83	27.44	5.54	5.80	6.31	1.05	1.14
	May (19)	32.00	255.0	255.0	32.00	20.59	23.72	5.54	5.38	5.46	0.97	0.99
1981	Oct.	34.00	255.0	255.0	34.00	20.59	23.72	5.88	5.38	5.46	0.91	0.93
	Dec.	34.00	255.0	255.0	34.00	18.17	20.93	5.88	4.75	5.46	0.81	0.93
1982	Nov.	34.00	235.0	255.0	34.00	18.98	20.93	5.88	4.96	5.46	0.84	0.93
1983	Jan.	34.00	250.0	250.0	34.00	20.19	23.25	5.88	5.28	5.35	0.90	0.91
	Feb.	30.00	260.0	270.0	30.00	20.99	25.11	5.19	5.49	5.78	1.06	1.11
	Mar.	29.00	260.0	270.0	29.00	20.99	25.11	5.02	5.49	5.78	1.09	1.15
	May	29.00	280.00	280.0	29.00	22.61	26.04	5.02	5.92	5.99	1.18	1.19
	Aug.	29.00	270.00	270.0	29.00	21.80	25.11	5.02	5.70	5.78	1.14	1.15
	Sept.	29.00	260.00	260.0	29.00	20.99	24.18	5.02	5.49	5.56	1.09	1.11
	Oct.	29.00	225.00	250.0	29.00	18.17	23.25	5.02	4.75	5.35	0.95	1.07
1984	Apr.	29.00	225.0	240.0	29.00	18.17	22.32	5.02	4.75	5.13	0.95	1.02
	Aug. (1)	29.00	215.0	215.0	29.00	17.36	20.00	5.02	4.54	4.60	0.90	0.92
	Aug. (7)	29.00	206.0	206.0	29.00	16.63	19.16	5.02	4.35	4.41	0.87	0.88
1985	Feb.	28.00	206.0	206.0	28.00	16.63	19.16	4.84	4.35	4.41	0.90	0.91

Remarks: Propane 12.384 BBL/ton (S.G.O. 508); Butane 10.751 BBL/ton (S.G.O. 585); Crude oil 5.78 MMBTU/BBL;  
Propane 47.39 MM BTU/ton; Butane 46.74 MM BTU/ton.



Table 5-5. World Total LPG Supply/Base Demand (Likely Level)

Unit: 10<sup>3</sup>T

	Historical										Projected				
	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	
[Supply]															
North America	42,434	43,236	42,401	43,231	40,195	40,020	41,006	41,853	42,141	42,410	42,409	42,252			
Europe	14,641	16,231	14,766	13,888	14,700	15,055	16,590	16,820	17,235	17,205	16,835	16,525			
Asia	6,051	6,559	6,768	6,300	6,503	6,710	6,923	7,523	8,062	8,415	9,859	10,920			
Oceania	2,395	2,546	2,423	2,467	2,540	2,702	3,120	3,615	3,625	3,465	3,515	4,445			
Latin America	8,701	9,367	10,595	11,312	11,752	11,040	12,455	12,870	14,625	14,980	10,170	18,490			
Africa	1,210	1,730	1,062	2,244	2,53	2,000	5,265	6,565	7,955	7,990	8,050	12,100			
Middle East	9,493	12,072	13,121	15,429	16,246	13,739	15,072	19,023	19,908	21,323	24,971	27,301			
Total	84,934	81,047	92,016	94,957	94,560	93,746	101,231	100,269	113,551	115,796	121,009	132,033			
[Base Demand]															
North America	42,104	46,106	43,122	43,401	43,071	41,246	41,054	42,443	42,304	42,372	41,070	42,977			
Europe	15,506	17,721	17,309	17,463	17,334	17,170	17,390	16,977	17,137	17,137	17,491	18,140			
Asia	14,902	16,305	16,908	17,209	18,675	17,205	17,647	18,519	19,232	19,560	21,400	24,005			
Oceania	541	539	600	605	760	810	870	1,000	1,225	1,310	1,555	2,045			
Latin America	8,215	9,032	10,052	11,161	12,154	12,010	13,305	13,095	15,065	15,610	17,465	21,015			
Africa	1,467	1,631	1,055	2,093	2,001	2,236	2,553	2,715	2,922	3,064	3,528	4,501			
Middle East	1,406	1,491	1,547	1,457	1,576	1,699	2,045	2,501	2,072	3,264	3,905	5,700			
Total	84,301	92,905	91,553	93,469	95,651	93,254	95,762	98,130	100,662	102,317	107,382	110,543			
[Surplus (Deficit)]															
North America	250	(2,950)	(641)	(170)	(2,876)	(1,236)	(848)	(590)	(163)	46	539	(725)			
Europe	(865)	(1,490)	(2,623)	(3,575)	(2,554)	(1,323)	(808)	(157)	193	50	(656)	(1,615)			
Asia	(8,931)	(9,746)	(10,220)	(10,823)	(12,172)	(10,575)	(10,724)	(10,996)	(11,170)	(11,145)	(11,620)	(13,165)			
Oceania	1,054	2,107	1,923	1,782	1,786	1,972	2,250	2,535	2,400	2,155	1,960	2,400			
Latin America	406	335	543	151	(402)	(970)	(940)	(1,025)	(440)	(630)	(1,295)	(2,525)			
Africa	(248)	105	7	151	457	574	2,712	3,050	5,033	4,926	4,522	7,599			
Middle East	8,007	10,501	11,574	13,972	14,670	12,040	13,027	16,522	17,036	18,059	20,906	21,521			
Total (1)	633	(1,050)	463	1,406	(1,091)	492	5,469	10,139	12,009	13,479	14,427	13,490			

Notes (1) Beginning in 1983, these supplies are available for additional market development.

1) 中 東

1970年代オイルショック後、従来大量に焼却されていた原油随伴ガスを資源の有効利用から天然ガス及びLPG等に回収する計画が目白押しであったが、それがほぼ完成し中東はますます輸出地域として重要性を増して来た。最近は原油需要の減退でサウジアラビアなどは設備能力の約半分程度しか生産出来ないため、構造的ガス田の開発も行なわれるようになった。

Table 5-6 LPG Exportable Quantities of Middle East

Unit: 10<sup>3</sup>T

	Iran	Iraq	Saudi Arabia	Kuwait	Qatar	U.A.E	Others	Total
1985	300	0	10,645	1,880	742	2,850	105	16,522
1986	450	0	10,920	1,930	751	2,875	110	17,036
1987	600	0	11,420	1,955	959	3,030	95	18,059
1990	1,500	1,900	11,220	1,960	1,186	3,170	50	20,986

この見通しは1983年秋発表されたものであるが、1985年の数量を現時点で見直すると11,000×10<sup>3</sup>Tに下方修正すべきと考える。

2) アフリカ

構造的ガス田からLPGを大量に回収するプロジェクトが完成したアルジェリアが今後ヨーロッパ、地中海地域及び南米にLPGを輸出する地域として脚光を浴びて来るだろう。

アフリカの輸出見通しは第5-7表の通り。

Table 5-7 LPG Exportable Quantities of Africa

Unit: 10<sup>3</sup>T

	Libya	Algeria	Nigeria	Others	Total
1985	445	3,420	140	(155)	3,850
1986	440	4,840	138	(185)	5,033
1987	425	4,580	136	(215)	4,826
1990	365	4,380	127	(350)	4,522