

第 1 1 章

必要資金とその調達

第 11 章 必要資金とその調達

11.1 総建設費

第 9 章で算出した建設費に基づき、プラント建設に必要な資金を第 11-1 表に示すごとく算出した。

Table 11-1. Construction Cost

Item	Phase I - Part 2		Phase II	
	Foreign Currency Portion (1,000 ¥)	Local Currency Portion (1,000 K)	Foreign Currency Portion (1,000 ¥)	Local Currency Portion (1,000 K)
Equipment & Machinery and Erection Work	7,691,250	34,029	6,772,500	30,375
Building, Civil Work	-	4,973	-	2,594
Sub-Total	7,691,250	38,992	6,772,500	32,969
(Sub-Total in US Dollars)	(US\$38,440,000)		(US\$33,668,000)	
Grand Total	US\$72,108,000			

11.2 その他の費用

総建設費以外に、プラント建設期間中に発生する費用として下記の費用を計上する。

- コミッショニングコスト
- 操業前費用
- 運転資金
- 建中金利

上記の各費用の算定基準について以下に説明する。

1) コミッショニングコスト

コミッショニングコストとはコントラクターがプラント建設を終了し発注者にプラントを引き渡す際行なう性能保証運転に必要となる費用のことである。

本調査ではコミッショニングコストを以下のごとく算出した。

(a) Phase I - part 2

Phase I - part 2 は製品 L P O の集出荷設備であることからコミッショニングコストを必要としない。但し、P I O のこの期間における人件費は操業前費用として計上する。

(b) Phase II

コミッショニング期間を2カ月間とし、2月分の人件費と10日間の性能運転に必要な原料費及び用役費をコミッショニングコストとして算出し、算出結果を第11-2表に示す。P I C 人員の人件費は前項と同様に操業前費用として計上する。

Table 11-2: Commissioning Cost (Phase II)

Item	Foreign Currency Portion (1,000 ¥)	Local Currency Portion (1,000 K)
Supervisor's Fee	32,000	-
Labor Cost	-	100
Material and Utility Cost	-	30
Sub-Total	32,000	130
Total (1,000 US\$)	156	

2) 操業前費用

操業前費用としてP I C の建設期間中の人件費及びその付帯費用を算出するとともに発注費用として調査費用・事務所備品の購入費用等を見積った。

◦ Phase I - part 2 ; K. 1,584,000 (209,000 US\$)

◦ Phase II ; K. 1,728,000 (228,000 US\$)

3) 運 転 資 金

運転資金とは新設設備を運転しつづけるのに必要な資金である。本調査では以下に説明する手持ち現金、ターミナルタンク在庫額、売掛金の合計から買掛金を差し引いた額と定義し、算出した。算出結果を表 11-3 に示す。

(a) 手 持 ち 現 金

通常の算出の方法に従い、Phase I - part 2 及び Phase II ともに人件費・オーバーヘッド・用役費・LPG (またはガソリン材) 輸送費の 2 カ月分相当を現金で保有する。

(b) ターミナルタンク在庫額

第 6 章で検討されたごとくマンおよびシリアム・ターミナルにおける LPG の平均在庫量を求めた。

マン・ターミナル (Phase I - part 2) ; 1,570 ton

シリアム・ターミナル (Phase I - part 2) ; 720 ton

(c) 売 掛 金

売上金の受け取り猶予期間として 1 カ月を想定し、1 カ月分の総売上高を売掛金として計上した。

(d) 買 掛 金

原料費の支払い猶予期間を 1 カ月とおき、買掛金を算出した。

Table 11-3. Working Capital

Item	Phase I - Part 2 (1,000 K)	Phase II (1,000 K)
(a) Cash	820	672
(b) Inventory (Product)	2,951	-
(c) Account Receivable	5,691	1,142
(d) Account Repayable	872	693
Working Capital = (a) + (b) + (c) - (d)	8,590	1,121
Sub-Total (1,000 US\$)	1,133	148
Total (1,000 US\$)	1,281	

11.3 必要資金合計（建中金利は除く）

11.1および11.2で算出した結果に基づき、必要資金を合計すると第11-4表に示すとくなる。

Table 11-4. Total Capital Requirement

Item	Phase I - Part 2		Phase II	
	Foreign Currency Portion (1,000 ¥)	Local Currency Portion (1,000 K)	Foreign Currency Portion (1,000 ¥)	Local Currency Portion (1,000 K)
Construction Cost				
Equipment, Machinery and Erection Work	7,691,250	34,019	6,772,500	30,375
Building and Civil Work	-	4,973	-	2,594
Commissioning Cost	-	-	32,000	130
Pre-Operation Cost	-	1,584	-	1,728
Sub-Total	7,691,250	40,576	6,804,500	34,827
Working Capital	-	8,590	-	1,121
Sub-Total	7,691,250	49,166	6,804,500	35,948
Sub-Total (1,000 US\$)	33,295	6,486	29,457	4,742
Total (1,000 US\$)		39,781		34,199
Grand Total (1,000 US\$)				73,980

Note: A description of 'Interest During Construction' is given in Chapter 10.

11.4 必要資金の調達

内貨及び外貨分を含む必要資金の調達方法は以下に述べるとくとする。

1) 外 貨 分

ビルマ側は必要外貨資金の金額を長期借入金として借り入れることを希望しているが、現段階ではその融資源が確定していない。

本調査においては、必要外貨資金の金額を政府間長期借款により調達することとし、融資条件を下記のごとく想定する。

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年間半年賦とする。

2) 内 貨 分

必要内貨資金は、ビルマ側が自己資本により賄う。

11.5 資金計画

第8章で検討した建設計画に基づき第11-4表に示すとく算出した必要資金の各建設年度における資金流出を第11-5表にまとめた。

Table 11-5. Capital Investment Plan

(1,000 US\$)

	Phase I - Part 2						Phase II					
	1983		1984		1985		1984		1985		1986	
	F.C.P. ^{#1}	L.C.P. ^{#2}	F.C.P.	L.C.P.	F.C.P.	L.C.P.	F.C.P.	L.C.P.	F.C.P.	L.C.P.	F.C.P.	L.C.P.
Total Construction Cost	16,647	1,795	16,648	2,693	-	-	14,659	1,603	14,659	2,404	-	-
Equipment, Machinery and Erection Work	-	262	-	394	-	-	-	137	-	205	-	-
Building and Civil Work	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Commissioning Cost	-	-	-	-	-	-	-	-	139	17	-	-
Pre-Operation Cost	-	137	-	72	-	-	-	169	-	59	-	-
Working Capital	-	-	-	-	-	1,133	-	-	-	-	-	-
Total	16,647	2,194	16,648	3,159	-	1,133	14,659	1,909	14,798	2,685	-	148

Notes: #1 F.C.P. = Foreign Currency Portion
 #2 L.C.P. = Local Currency Portion

第 1 2 章

財 務 評 估

第12章 財務評価

12.1 財務計算の基データ

本調査の財務分析で用いた数値、制度及び仮定等につき以下に説明する。

12.1.1 財務分析上のプロジェクトの促え方

本調査は、ビルマ側が計画しているLPG回収計画のうち、Phase I-part 2及びPhase IIの計画をその調査範囲としている。第6章で述べたごとくPhase I-part 2の計画はマン及びシリアム製油所及びマンGOCS LPG抽出設備から回収されたLPGを輸出すべくLPGの集出荷・貯蔵施設を建設することを目的とし、Phase IIはマン油田の随伴ガスを原料とするLPG抽出設備を建設することを目的としている。

Phase IIの計画はPhase I-part 2の計画が実行されない場合、製品LPGを輸出できなく、Phase I-part 2の計画はPhase IIの計画が実行されない場合、その集出荷及び貯蔵設備の規模を変更せざるを得なくなる。すなわちPhase I-part 2及びPhase IIの計画は互いに設備規模及び役割の面から密接に関係しており、財務評価においてはPhase I-part 2及びPhase IIの両計画を統合した本計画全体の評価を行なうことが適切であると判断する。

従って本調査の財務評価では、Phase I-Part 2及びPhase IIの両計画について個別の採算性評価をも試みるが、本計画全体の採算性をその判断指標とする。

尚、本報告書では本プロジェクトの契約時点の価格ベースに基づき財務評価を行なう。

12.1.2 プロジェクトライフ（経済耐久年限）

本計画はPhase IIで建設されるマンGOCS LPG抽出設備により生産されるLPGをPhase I-part 2で建設される集出荷・貯蔵設備により輸出するものである。

一方、本計画の実行スケジュールによると、Phase IIの運転開始はPhase I-part 2の1年後に予定されている。そこでPhase IIのプロジェクトライフ期間中に生産されるLPGの全量を輸出すべく、Phase I-part 2（LPG集出荷設備）とPhase IIのプロジェクト終了時点を一致させる必要がある。

以上のことを考慮しビルマ側と打合せた結果、本計画のプロジェクトライフを下記のごとく設定した。

Phase I-part 2 : 21年

Phase II : 20年

上記に示したプロジェクトライフは、

- 1) 本計画に類するプロジェクトライフは一般に15年ないし20年の年限をもって評価される。
 - 2) 第4章で検討したごとく、上記に示したプロジェクトライフ期間において原料の安定供給が可能である。
- 等から適切であると判断する。

12.1.3 為替レート

ビルマ側との打合せの結果、財務計算で用いる通貨の為替レートは、本年9月の平均値を用いることにした。本年9月平均為替レートを採用する理由は下記に示すごとくである。

- 1) ビルマ政府はKyat(チャット)の他国との交換レートを各国通貨の対SDRレートの変動に合わせて随時決定するという変動相場制を採っている為、財務計算においては毎月最新の為替レートを採用する必要がある。
- 2) また最近のビルマ経済は比較的安定しており、当分通貨体制の著しい変動は起こらないものと考えられる。

第12-1表に本年1月から9月にかけての為替レートの推移を示す。

Table 12-1. Exchange Rate

Period	U.S. Dollar	
	Kyat per Unit ^{*1}	Yen per Unit ^{*2}
1981 Jan.	6.7175	203.21
Feb.	6.6988	206.92
Mar.	6.8955	209.98
Apr.	6.8000	216.32
May	7.0158	221.87
Jun.	7.1772	235.47
Jul.	7.3598	233.17
Aug.	7.4880	235.07
Sept.	7.5794	231.09

Notes: ^{*1} Based on Selected Monthly Economic Indicators published in Burma.

^{*2} Based on data released by Bank of Tokyo.

12.1.4 所要総資金

第11章で算出した結果を用い、財務計算を行なう。尚、プロジェクトの資本内部利益率の試算を行なう場合、建設中金利を所要総資金として計上する。

12.1.5 資金計画

第11章で述べた資金計画に従い、財務計算を行なう。尚、必要外貨資金の全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年間半年賦とする。

従って、プロジェクトの資本内部利益率の試算を行なう場合、上記の融資条件に基づいて返済スケジュールが設定される。その返済スケジュールを第12-2表に示す。

Table 12-2. Schedule for Repayment of Foreign Currency Loan

(1,000 US\$)

Year	Phase I – Part 2		Phase II		Total Scheme	
	Loan: 16,647 (1983) 16,648 (1984)		Loan: 14,659 (1984) 14,798 (1985)		Loan: 16,647 (1983) 31,307 (1984) 14,798 (1985)	
	Repayment	Interest	Repayment	Interest	Repayment	Interest
1 (1983)	-	187	-	-	-	187
2 (1984)	-	562	-	165	-	727
3 (1985)	-	750	-	496	-	1,246
4 (1986)	-	750	-	663	-	1,413
5 (1987)	-	750	-	663	-	1,413
6 (1988)	-	750	-	663	-	1,413
7 (1989)	-	750	-	663	-	1,413
8 (1990)	-	750	-	663	-	1,413
9 (1991)	-	750	-	663	-	1,413
10 (1992)	-	750	-	663	-	1,413
11 (1993)	416	750	-	663	416	1,413
12 (1994)	1,248	736	336	663	1,614	1,399
13 (1995)	1,664	703	1,103	650	2,767	1,353
14 (1996)	1,664	665	1,473	621	3,137	1,286
15 (1997)	1,664	627	1,473	588	3,137	1,215
16 (1998)	1,664	591	1,473	555	3,137	1,146
17 (1999)	1,664	553	1,473	522	3,137	1,075
18 (2000)	1,664	515	1,473	489	3,137	1,004
19 (2001)	1,664	477	1,473	456	3,137	933
20 (2002)	1,664	441	1,473	423	3,137	864
21 (2003)	1,664	403	1,473	390	3,137	793
22 (2004)	1,664	365	1,473	356	3,137	721
23 (2005)	1,664	328	1,473	324	3,137	652
24 (2006)	1,664	291	1,473	290	3,137	581
25 (2007)	1,664	253	1,473	257	3,137	510
26 (2008)	1,664	215	1,473	224	3,137	439
27 (2009)	1,664	178	1,473	191	3,137	369
28 (2010)	1,664	141	1,473	157	3,137	298
29 (2011)	1,664	103	1,473	125	3,137	228
30 (2012)	1,664	66	1,473	91	3,137	157
31 (2013)	1,255	29	1,473	58	2,728	87
32 (2014)	424	5	1,106	25	1,530	30
33 (2015)	-	-	368	4	368	4

12.1.6 販売計画

1) 製品数量

第11章で述べた操業計画に従い、本計画により販売される製品を以下に説明する。

(a) マン製油所で生産されるLPG

マン製油所から生産されるLPGはまず国内需要に向けられ、余剰LPGがシリアム・ターミナルへパイプ輸送され、ターミナルより輸出される。

(b) シリアム製油所で生産されるLPG

シリアム製油所から生産されるLPGは全量輸出される。

(c) マンQOOS LPG 抽出設備で生産されるLPG

マンQOOS LPG 抽出設備から生産されるLPGは全量マン・ターミナルにパイプ輸送された後シリアム・ターミナルへパイプ輸送され、ターミナルより輸出される。

(d) マンQOOS LPG 抽出設備での副産品

マンQOOS LPG 抽出設備から生産されるガソリン材は、輸出向ガソリン材とし、リーングスはMOCへ売却される。

2) 製品販売価格及び原料購入価格

ビルマ側との打合せの結果、製品及び原料価格は以下のごとく設定した。

(a) 輸出用LPG販売価格(ラングーンFOB価格)

LPG輸出価格を170 US\$/ton と設定し財務計算を行なう。これは第5章で述べたごとく下記的前提条件のもとに設定した輸出価格である。

・国際市場価格に基づいて算出した。

・製品LPGの仕向地として台湾・フィリピンを想定した。

本計画の採算性は輸出価格により大きく左右される。すなわち輸送コストの比較的低いシンガポール、香港等をLPGの仕向地と想定すれば輸出価格は上昇し、本計画の採算性は高くなる。一方、日本、韓国等を仕向地と想定すれば本計画の採算性は低くなる。この点から仕向地として台湾、フィリピンを想定するケースは、最も高い採算性を期待できるケースと最も低い採算性を期待できるケースのほぼ中間的ケースであるといえる。

以上のことからここで設定した170 US\$/ton の輸出価格は本計画の採算性の楽観的及び悲観的評価を避けることができる点から適正であると判断する。

(b) 副産品販売価格

マンQOOS LPG 抽出設備から生産されるガソリン材(C₃₊留分)及びリーン

ガスの価格は以下のごとく設定した。

○ガソリン材

第5章で述べたごとく、ガソリン材は輸出するとし、マン石油製品ターミナル残りの価格を295 US \$/ton とした。

○リーンガス

第5章で述べたごとく、リーンガスの価格は第12-3表に示すものを用いる。リーンガスは現在の随伴ガスの用途をそのまま代替できることから、MOCはリーンガスを随伴ガス価格と等価で買取ることになっている。

Table 12-3. Local Sales Price of Lean Gas (Associated Gas)

	Sales Price (K/1,000 SCF)	Tax	Ex-Factory Price (K/1,000 SCF)	Ex-Factory Price (US\$/1,000 SCF)
Lean Gas (Associated Gas)	1.05	-	1.05	0.139

(Source: MOC)

(c) 随伴ガス購入価格

随伴ガス価格は第12-3表に示すものを用い財務計算を行う。この価格にて石油・ガスの開発及び生産を担当しているMOCより購入するものとした。

(d) マン及びシリアム製油所からのLPG購入価格

第5章の5.2.1で述べたごとくマン及びシリアム製油所から生産されるLPGは現在の灯油の用途をそのまま代替できることから、その単位重量当たりの価格を第12-4表に示す内需用灯油価格にほぼ等しい60 US \$/ton とし財務計算を行なう。

Table 12-4. Local Sales Price of Kerosene

	Sales Price (K/I.G.)	Tax (K/I.G.)	Ex-Factory Price (K/I.G.)	Ex-Factory Price (US\$/Ton)
Kerosene	2.10	0.93	1.17	60.0

3) 売 上 高

前項(1)及び(2)で設定した諸前提に基づき算出した各年の製品売上高を第12-5表に示す。

Table 12-5. Summary of Sales Revenue

Year	Item	Phase I - Part 2				Phase II				
		LPG				Lean Gas				
1985	Quantity	21,100 (T)	-	-	-	-	-	-	-	-
	Unit Price	170 (US\$/T)	-	-	-	-	-	-	-	-
	Revenue	3,587 (1,000 US\$)	-	-	-	-	-	-	-	-
	Total									
	Project Total						3,587 (1,000 US\$)			
1986	Quantity	22,600 (T)	30,000 (T)			6,850,800 (MSCF)				2,900 (T)
	Unit Price	170 (US\$/T)	170 (US\$/T)			0.139 (US\$/MSCF)				295 (US\$/T)
	Revenue	3,842 (1,000 US\$)	5,100 (1,000 US\$)			952 (1,000 US\$)				856 (1,000 US\$)
	Total	3,842 (1,000 US\$)				6,908 (1,000 US\$)				
	Project Total					10,750 (1,000 US\$)				
1987-2005	Quantity	23,000 (T)	30,000 (T)			6,850,800 (MSCF)				2,900 (T)
	Unit Price	170 (US\$/T)	170 (T)			0.139 (US\$/MSCF)				295 (US\$/T)
	Revenue	3,910 (1,000 US\$)	5,100 (1,000 US\$)			952 (1,000 US\$)				856 (1,000 US\$)
	Total					6,908 (1,000 US\$)				
	Project Total					10,818 (1,000 US\$)				

12.1.7 運 転 費 用

(1) 原 料 費

12.2.8で検討した原料価格に基づいて年間の原料費用を算出した。

(2) 人 件 費

第10章で検討した所要人員及び給与体系に基づき、年間の人件費総額を算出した。

(3) 補 修 費

年間の補修費としてプラント機器購入費(FOB価額)の2.8%を見込んだ。このうち外貨分として、プラント機器購入費(FOB価額)の1.5%を計上した。

(4) 保 険 費

年間の保険費として、プラント機器購入費(FOB価額)の1.0%を見込んだ。

(5) 固 定 資 産 税

PIOは公社であり、その所有者、事業の目的が公共的なものであることから、非課税とされている。

(6) 一 般 管 理 費

年間の一般管理費として、人件費の5.0%を見込んだ。

(7) 用 役 費

第10章で検討した年間使用用役量及び単位価格に基づき、年間の用役費を算出した。

以上の金利及び減価償却費を除く運転費用を第12-6表に示す。

尚、金利と減価償却費は融資条件及び償却条件により異なるが、本財務計算では下記的前提に基づき算出した。

◦ 金 利 条 件 : 12.1.5項を参照のこと。

◦ 償 却 条 件 : 定額法を用い、すべての機器は償却期間を20年、残存価値を10%とし、コミッショニングコスト・操業前費用・運転資金及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。

Table 12-6. Summary of Operating Cost

(1,000 US\$)

Year	Item	Phase I - Part 2	Phase II
1985	Raw Material	1,266	-
	Labor	60	-
	Maintenance	519	-
	Insurance	185	-
	Overhead	30	-
	Utility	45	-
	LPG Transportation	130	-
	Motor Spirit Material Transportation	-	-
	Total	2,235	-
	Project Total	2,235	
1986	Raw Material	1,356	1,100
	Labor	60	49
	Maintenance	519	513
	Insurance	185	183
	Overhead	30	25
	Utility	112	454
	LPG Transportation	441	-
	Motor Spirit Material Transportation	-	4
	Total	2,703	2,328
	Project Total	5,031	
1987-2005	Raw Material	1,380	1,100
	Labor	60	49
	Maintenance	519	513
	Insurance	185	183
	Overhead	30	25
	Utility	113	454
	LPG Transportation	445	-
	Motor Spirit Material Transportation*	-	4
	Total	2,732	2,328
	Project Total	5,060	

Notes: Interest and depreciation excluded.

12.1.8 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。

12.2 財務分析

本計画を実施しようとしているPICはシリアム・チャウク・マ alun 及びマンの4製油所を管理している。そこで本財務分析においては、本計画がPIC全体の財務状況に及ぼす影響を示すことを目的とした。

PICは本計画を実施するのに必要となる資金の外貨分は外国からの長期ローンにより調達し、内貨分については自己資金により賄うことを計画している。

そこで本調査ではDCF法(Discounted Cash Flow Method, 現金流量割引法)を用い下記のIRR(Internal Rate of Return, 内部利益率)を試算することにより財務分析を行なう。

(1) IRROI (IRR on Investment, 投下資金内部利益率)

IRROIとはPICの投資金(内貨分)及び外国からの借入金(外貨分)を合計した全投下資金に対するIRRのことであり、対象プロジェクト自体の採算性を示すものである。すなわち借入金の融資条件及び自己資金比率の増減の影響等の問題を除外し、プロジェクト本来の採算性を示すものである。

(2) IRROE (ORR on Equity, 資本内部利益率)

IRROEとはPICの投資金(内貨分)に対するIRRのことであり、融資分を除いた資本金のみの採算性を示すものと考えられている。

12章で想定した借入金の融資条件及び自己資本額に基づきIRROEの試算を行なう。

12.2.1 分析の前提

本計画はLPGの集出荷と貯蔵を目的とするPhase I-part 2の計画及び随伴ガスよりのLPG抽出を目的とするPhase IIIの計画より成り立つ。

Phase I-part 2はPhase IIIで生産されるLPG以外にマン及びシリアム製油所よりのLPGをも取扱い、その計画実施時期はPhase IIIと異なるものの、Phase IIIのLPG全量の取扱い基地でありPhase IIIのインフラストラクチャー的役割を果たす。従って両計画を分離して経済性を論ずることはできず、両計画を総合した全体の財務評価を行なうことが適切であり、これをベースケース(Base Case)とする。尚、Base Caseの採算性に及ぼす両計画の個々の財務状況の考察も行なった。これらの評価に当たっての主要前提を下記にまとめる。

(1) 売上高 (Gross Sales)

(a) Base Case

操業初年度 (1985年) においては、LPG 21,100 T/Y、2年度 LPG 52,600 T/Y 及び副産品 (リーンガス、ガソリン材)、3年度以降19年間に渡り LPG 53,000 T/Y 及び副産品の販売により得られる収入を売上高とする。尚、これらの売上高は第12-7表に示されている。

(b) Phase I-part 2, Phase II の採算性考察ケース

Base Case に占める両計画の財務状況を試算すべく下記の前提を設ける。

◦ Phase I-part 2

操業初年度 (1985年) においては LPG 21,100 T/Y、2年度 52,600 T/Y、3年度以降19年間に渡り 53,000 T/Y を取扱うものとする。

◦ Phase II

Phase I-part 2 に対し、その設備を利用する費用、すなわちターミナル費用 (バージによる運賃を含む) を支払い LPG を輸出すると仮定する。その場合 Phase I-part 2 の LPG 1 ton 当たりの運転費用 (原料費及び金利を除く) である 60 US \$ / ton を Phase I-part 2 に支払うものとする。

(2) 資金繰り、借入金返済

本財務分析では第11章にて示した所要資金に対し、その IRRO I を求める。IRRO E を求める場合は P I G の自己資本投資額及び借入金の融資条件に基づき建中金利各年度における元金返済額及び支払金利が算出される (TABLE 12-2 参照)。尚、プロジェクトライフ以降の借入金返済も考慮し IRRO E を求める。

(3) 運 転 費 用

(a) Base Case

第12-9表に示す Phase I-part 2 及び Phase II における運転費用。

(b) Phase I-part 2, Phase II の採算性を夫々に考察するケース

◦ Phase I-part 2

第12-6表の Phase I-part 2 の運転費用及び Phase II からの LPG 購入費用。

◦ Phase II

第12-6表の Phase II の運転費用。

その他の諸前提は12.1項による。

12.2.2 分析結果

(1) 財務分析表 (FINANCIAL PROJECTION)

(a) Base Case

・ IRROI : 第12-9表に示す。

・ IRROE : 第12-10表に示す。

(b) Phase I - part 2, Phase II の採算性考察ケース

・ IRROI (part 2) : 第12-11表に示す。

・ IRROI (Phase II) : 第12-12表に示す。

・ IRROE (part 2) : 第12-13表に示す。

・ IRROE (Phase II) : 第12-14表に示す。

(2) 分析結果の要約

下表に財務分析表により求めた IRROI, IRROE を示す。

Table 12-7. IRROI, IRROE

	Base Case	Viability of Each Facility	
		Phase I - Part 2	Phase II
IRROI (%)	3.52	3.26	3.84
IRROE (%)	25.04	21.43	30.81

(3) 採算性

(a) Base Case

第12-7表に示すごとく Base Case の採算性指標である IRROI は 3.52 である。この数値はプロジェクトの採算性としてはさほど高くはないが Base Case が採算のとれるプロジェクトであることを示している。

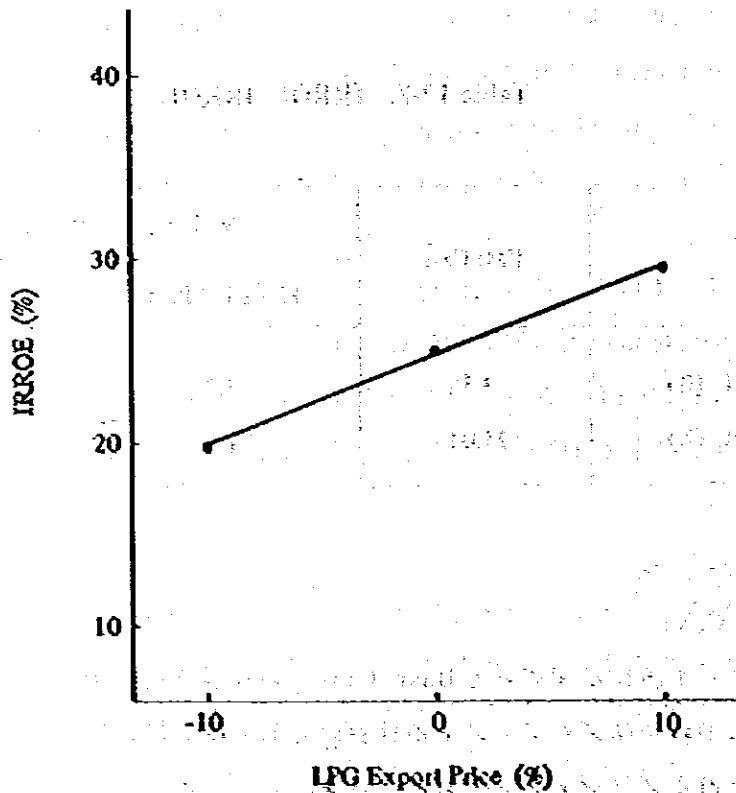
また PIC の資本金に対する採算性指標である IRROE は 25.04 % である。この IRROE の値は本調査で想定した融資条件及び PIC の自己資金額に基づいて算出した結果であり、融資条件等が変わると IRROE も変化する。また第12-10

図に示すごとく Financial Projection の Cash Flow Element (各年における Cash Flow) は第 12-9 図 (IRROI 試算ベースの Financial Projection) と比較して小さいため、製品価格の変化による売上高の増減により、IRROE は大きく左右される。

例えば第 12-1 図に示すごとく、LPG 価格の 10% の変化は IRROE 約 4.9% の変化としてあらわれている。一方、IRROI は 12.2.3 項の感度分析で検討した結果 LPG 価格に対してあまり感応的でなくわずかに約 1.3% の変化としてあらわれているにすぎない。

以上のことから IRROE は融資条件、自己資金比率の変化により大きく影響され不安定であるが、本調査で設定した条件下で本計画が実行されるならば、充分実行可能なプロジェクトになり得る。

Fig. 12-1. IRROE vs. LPG Export Price (Base Case)



- (b) Phase I-part 2, Phase II の採算性考察ケース
 第 12-7 表に示すごとく Phase I-part 2 及び Phase II の IRROI はそれぞれ

3.26多、3.84多である。ここに示した両者の採算性はベースケースにおける採算性を便宜上区分したものである。この区分は一例であり、各種の採算性の組合せが考えられる。たとえばPhase I-part 2はインフラストラクチャーであることからその採算性をさらに低く想定すればPhase IIIの採算性は高まる。

1.2.2.3 感 度 分 析

1.2.1で設定した諸前提のうち下記の2項目を選び、それらの変化がBase Caseの採算性に与える影響を分析した。

- ・総建設費
- ・輸出用LPG販売価格(FOB価格)
- ・マン及びシリアム製油所からのLPG購入価格

(1) 総建設費の影響

総建設費の変化は、減価償却費、補修費及び保険費の変化を通じて運転費用に影響を与える。

IRROIを指標に、総建設費を±15%の範囲で変化させた結果を第12-2図、第12-8表に示す。

結果に示すごとく、IRROIは総建設費に対してあまり感応的でない。すなわち総建設費の15%の変化はIRROI約1.4%の変化としかあらわれていない。これは減価償却費、補修費及び保険費の運転費用に占める割合がさほど高くないため、総建設費の変化が採算性の変化へと大きく結びつかなかったためである。しかしながら総建設費が15%上昇することによりIRROIは2.34多となり、かろうじて採算がとれるという状況に陥る。

(2) 輸出用LPG販売価格の影響

IRROIを指標に、輸出用LPG販売価格を±10%の範囲で変化させた結果を第12-3図、第12-8表に示す。

結果に示すごとく輸出用LPG販売価格が10%上昇することによりIRROIは3.52多から4.64多に高められる。

(3) マン及びシリアム製油所からのLPG購入価格の影響

マン及びシリアム製油所から購入するLPGの価格はビルマ側との打合せにより60 US\$/tonと設定し、これに基づいてプロジェクトの財務評価を行なった。

しかしながら、もし、本プロジェクトのPhase I-part 2が実施されない場合、マン及びシリアム製油所から発生するLPGは国内需要分(3,000トン/年)を除いては、

焼棄されることになり、エネルギーの有効な活用はできないことになる。

この様な観点から考えた場合、上記LPGの購入価格は再評価されて然るべきであろう。また実際問題として、このLPG価格はPIG内部の移転に過ぎない。

以上のことからIRROIを指標に、マン及びシリアム製油所からのLPG購入価格を10 US \$ / ton と 30 US \$ / ton に設定した場合について検討してみた。その結果を第12-4図、第12-8表に示す。

結果に示すごとく、IRROIはLPG購入価格に対してあまり感応的ではないが、LPG購入価格を10 US \$ / ton と設定すればIRROIは4.97多となる。

Table 12-8. Sensitivity on IRROI (%)

	Variation	Sensitivity on IRROI (%)	
Construction Cost (1,000 US\$)	+15% (82,922)	2.34	(-1.18)
	Base (72,108)	3.52	(Base)
	-15% (61,290)	5.04	(+1.52)
LPG Sales Price (US\$/T)	+10% (187)	4.64	(+1.12)
	Base (170)	3.52	(Base)
	-10% (153)	2.33	(-1.19)
Price of LPG from Mann and Syriam Refinery (US\$/T)	60 (Base)	3.52	(Base)
	30	4.41	(+0.89)
	10	4.97	(+1.45)

Fig. 12-2. Sensitivity Analysis – Change in Construction Cost

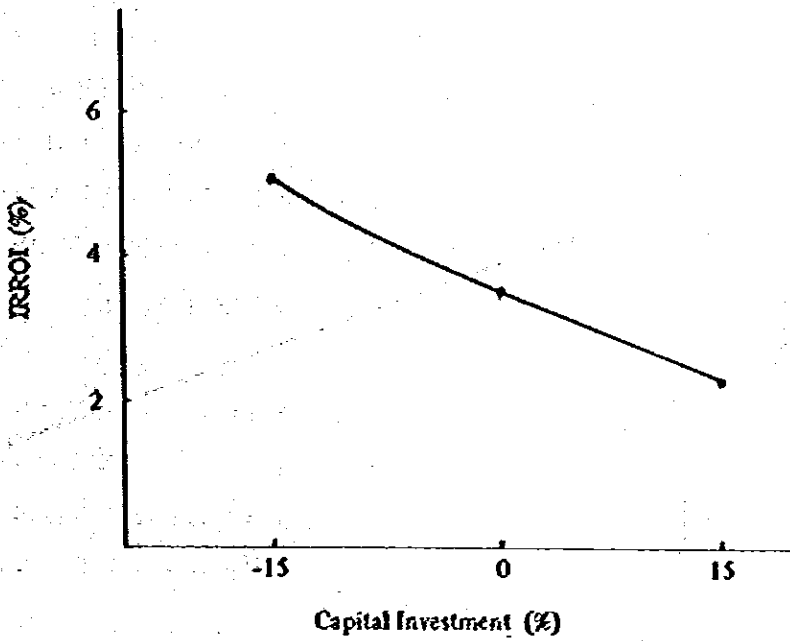


Fig. 12-3. Sensitivity Analysis – Change in LPG Export Price

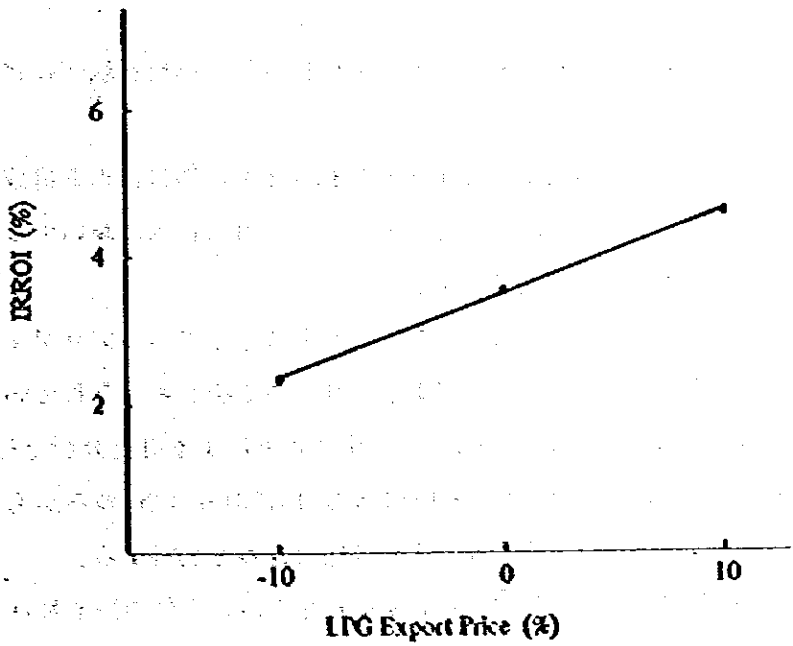
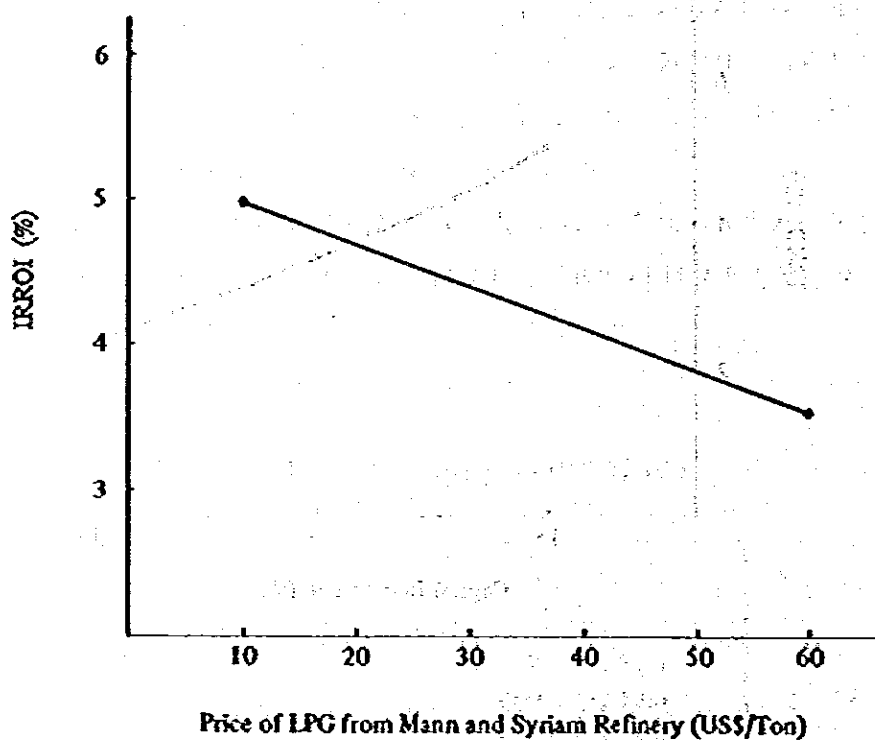


Fig. 12-4. Sensitivity Analysis -- Change in Price of LPG from Mann and Syriam Refinery



12.3 結 論

前項で得られた分析結果及び感度分析に基づいて得られた結論を以下に述べる。

(i) 財務分析上の本計画の妥当性

前述のごとく本計画は Phase I-part 2 及び Phase II の両計画から構成され、両計画は設備規模及び役割の面から密接に関連している。従って財務評価においては両計画を包含した本計画全体の採算性をその判断指標とする。

プロジェクトの投資決定の手法には、評価の対象になっているプロジェクトの特徴、あるいは投資を行なう企業側の評価の観点により、種々の手法が考えられているが、本調査では DCF法を用い IRROI 及び IRROE を試算することにより財務分析を行なった。

以上のことから本計画を試算した IRROI 及び IRROE の値のみから評価すると、以下に述べる理由により本計画に対する投資は正当化できると判断する。

(a) 本計画の IRROI は 3.52% である。すなわち本計画自体の採算性はさほど高くはないが、採算がとれる。

(b) 本調査で想定した低利でかつ返済期間が長期に渡ることが許容される資金を調達した場合、IRROEは25.04%となり、本計画は充分実行可能なプロジェクトとなり得る。

(2) 問題点

何らかの事情で本計画の建設スケジュールが遅延することになれば、インフレーションの影響により総建設費は上昇する。

感度分析において検討したごとく本計画自体の採算性は、総建設費の変化に対してあまり感応的ではないが、総建設費が15%上昇することにより、IRROIは23.4%となりかろうじて採算がとれるという状況に陥る。

(3) 提言

前項(1)、(2)で述べた結論に基づき本計画の採算性を高めるべく下記の提言を行なう。

(a) 本計画自体の採算性は35.2%とさほど高くないが、本調査で想定した低利でかつ返済期間が長期に渡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。従って本計画に有利となる資金調達を図るべきである。

(b) 近隣諸国へのLPGの輸出によりタンカーフリースの低減を図り、LPG輸出販売価格を高める努力をするべきである。

(c) 本計画の採算性は建設費の15%上昇によりIRROIが35.2%から23.4%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う採算性に及ぼす影響が大きいことから、本プロジェクトは計画どおりに実行されることが肝要である。

Table 12-9. Financial Projection (IRROI - Base Case)

(1,000 US\$)

Year	#1 Investment (1)	#1 W.C. (2)	Gross Sales (3)	#2 Op. Costs (4)	Gross Revenue (5)-(3)-(4)	Depreciation (6)	#3 P.B.T. (7)-(5)-(6)	#4 Tax (8)	#5 P.A.T. (9)-(7)-(8)	Cash Flow (10)-(9)-(6)-(1)-(2)
1 (1983)	18,841	-	-	-	-	-	-	-	-	-18,841
2 (1989)	36,375	-	-	-	-	-	-	-	-	-36,375
3 (1985)	17,483	1,133	3,587	2,235	1,352	1,772	-420	-126	-294	-17,138
4 (1986)	-	148	10,750	5,031	5,719	3,364	2,355	707	1,648	4,864
5 (1987) -7 (1989)	-	-	10,818	5,060	5,758	3,364	2,394	718	1,676	5,040
8 (1990)	-	-	10,818	5,060	5,758	3,322	2,436	751	1,705	5,027
9 (1991) -22 (2004)	-	-	10,818	5,060	5,758	3,245	2,513	754	1,759	5,004
23 (2005)	-	-8,492	10,818	5,060	5,758	1,515	4,243	1,273	2,970	12,977

IRROI: 3.52%

#3 P.B.T.: Profit before Tax

#2 Op. Costs: Operating Cost excluding Depreciation,

#1 W.C.: Working Capital,

#4 Tax = Contribution to State,

#5 P.A.T.: Profit after Tax

Table 12-10. Financial Projection (IRROE – Base Case)

(1,000 US\$)

Year	Equity (1)	*1 I.D.C. (2)	*2 W.C. (3)	Gross Sales (4)	*3 Op. Costs (5)	Gross Revenue (6)=(4)-(5)	Depreciation (7)	Interest (8)	*4 P.B.T. (9)=(6)-(7)-(8)	*5 Tax (10)	*6 P.A.T. (11)=(9)-(10)	Repayment (12)	Cash Flow (13)=(11)+(7)-(12)-(1)-(2)-(3)
1 (1983)	2,194	187	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-2,381
2 (1984)	5,068	727	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-5,795
3 (1985)	2,685	496	1,133	3,587	2,235	1,352	1,921	750	-1,319	-396	-923	-	-3,316
4 (1986)	-	-	148	10,750	5,031	5,719	3,645	1,413	661	198	463	-	3,960
5 (1987)	-	-	-	10,818	5,060	5,758	3,645	1,413	700	210	490	-	4,135
6 (1988)	-	-	-	10,818	5,060	5,758	3,645	1,413	700	210	490	-	4,135
7 (1989)	-	-	-	10,818	5,060	5,758	3,645	1,413	700	210	490	-	4,135
8 (1990)	-	-	-	10,818	5,060	5,758	3,454	1,413	891	267	624	-	4,078
9 (1991)	-	-	-	10,818	5,060	5,758	3,245	1,413	1,100	330	770	-	4,015
10 (1992)	-	-	-	10,818	5,060	5,758	3,245	1,413	1,100	330	770	-	4,015
11 (1993)	-	-	-	10,818	5,060	5,758	3,245	1,413	1,100	330	770	416	3,599
12 (1994)	-	-	-	10,818	5,060	5,758	3,245	1,399	1,114	334	780	1,614	2,411
13 (1995)	-	-	-	10,818	5,060	5,758	3,245	1,353	1,160	348	812	2,767	1,290
14 (1996)	-	-	-	10,818	5,060	5,758	3,245	1,286	1,227	368	859	3,137	967
15 (1997)	-	-	-	10,818	5,060	5,758	3,245	1,215	1,298	389	909	3,137	1,017
16 (1998)	-	-	-	10,818	5,060	5,758	3,245	1,146	1,367	410	957	3,137	1,065
17 (1999)	-	-	-	10,818	5,060	5,758	3,245	1,075	1,438	431	1,007	3,137	1,115
18 (2000)	-	-	-	10,818	5,060	5,758	3,245	1,004	1,509	453	1,056	3,137	1,164
19 (2001)	-	-	-	10,818	5,060	5,758	3,245	933	1,580	478	1,106	3,137	1,214
20 (2002)	-	-	-	10,818	5,060	5,758	3,245	864	1,649	495	1,154	3,137	1,262
21 (2003)	-	-	-	10,818	5,060	5,758	3,245	793	1,720	516	1,204	3,137	1,312
22 (2004)	-	-	-	10,818	5,060	5,758	3,245	721	1,792	538	1,254	3,137	1,362
23 (2005)	-	-	-8,492	10,818	5,060	5,758	1,515	652	3,591	1,077	2,514	3,137	9,384

Cash Flow of Subsequent Years: Yr 24 (2006): -3,544, Yr 25 (2007): -3,494, Yr 26 (2008): -3,444, Yr 27 (2009): -3,395, Yr 28 (2010): -3,346,
Yr 29 (2011): -3,297, Yr 30 (2012): -3,247, Yr 31 (2013): -2,789, Yr 32 (2014): -1,551, Yr 33 (2015): -371

IRROE: 25.04%

Notes: *1 I.D.C.: Interest During Construction, *2 W.C.: Working Capital, *3 Op. Costs: Operating Costs excluding Depreciation and Interest, *4 P.B.T.: Profit Before Tax
*5 Tax = Contribution to state, *6 P.A.T.: Profit After Tax

Table 12-11. Financial Projection (IRROI -- Phase I -- Part 2)

(1,000 US\$)

Year	^{#1} Investment (1)	^{#1} W.C. (2)	Gross Sales (3)	^{#2} Op. Costs (4)	Gross Revenue (5)-(3)-(4)	Depreciation (6)	^{#3} P.B.T. (7)-(5)-(6)	^{#4} Tax (8)	^{#5} P.A.T. (9)-(7)-(8)	Cash Flow (10)-(9)+(6)-(1)-(2)
1 (1983)	18,841	-	-	-	-	-	-	-	-	-18,841
2 (1989)	19,807	-	-	-	-	-	-	-	-	-19,807
3 (1985)	-	1,139	3,587	2,235	1,352	1,772	-420	-126	-294	345
4 (1986)	-	-	8,942	6,003	2,939	1,772	1,167	350	817	2,589
5 (1987) - 7 (1989)	-	-	9,010	6,032	2,978	1,772	1,206	362	844	2,616
8 (1990) - 22 (2004)	-	-	9,010	6,032	2,978	1,730	1,248	374	874	2,604
23 (2005)	-	-4,977	9,010	6,032	2,978	-	2,978	893	2,085	7,062

IRROI: 3.26%

Notes: ^{#1} W.C.: Working Capital, ^{#2} Op. Costs: Operation of Cost excluding Depreciation, ^{#3} P.B.T.: Profit Before Tax
^{#4} Tax = Contribution to state, ^{#5} P.A.T.: Profit After Tax

Table 12-12. Financial Projection (IRROI - Phase II)

(1,000 US\$)

Year	#1 Investment (1)	#1 W.C. (2)	Gross Sales (3)	#2 Op. Costs (4)	Gross Revenue (5)-(3)-(4)	Depreciation (6)	#3 P.B.T. (7)-(5)-(6)	#4 Tax (8)	#5 P.A.T. (9)-(7)-(8)	Cash Flow (10)-(9)-(6)-(1)-(2)
1 (1983)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2 (1984)	16,568	-	-	-	-	-	-	-	-	-16,568
3 (1985)	17,483	-	-	-	-	-	-	-	-	-17,483
4 (1986)	-	148	5,108	2,328	2,780	1,592	1,188	356	832	2,276
5 (1987) - 8 (1990)	-	-	5,108	2,328	2,780	1,592	1,188	356	832	2,424
9 (1991) - 22 (2004)	-	-	5,108	2,328	2,780	1,515	1,265	380	885	2,400
23 (2005)	-	-3,515	5,108	2,328	2,780	1,515	1,265	380	885	5,915

IRROI: 3.84%

Notes: #1 W.C.: Working Capital. #2 Op. Costs: Operation of Cost excluding Depreciation. #3 P.B.T.: Profit before Tax
 #4 Tax = Contribution to state. #5 P.A.T.: Profit after Tax

Table 12-13. Financial Projection (IRROE - Phase I - Part 2)

(1,000 US\$)

Year	Equity (1)	*1 I.D.C. (2)	*2 W.C. (3)	Gross Sales (4)	*3 Op. Costs (5)	Gross Revenue (6)=(4)-(5)	Depreciation (7)	Interest (8)	*4 P.B.T. (9)=(6)-(7)-(8)	*5 Tax (10)	*6 P.A.T. (11)=(9)-(10)	Repayment (12)	Cash Flow (13)=(11)+(7)-(12)-(1)-(2)-(3)
1 (1983)	2,194	187	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-2,381
2 (1984)	3,159	562	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-3,721
3 (1985)	-	-	1,133	3,587	2,235	1,352	1,921	750	-1,319	-396	-923	-	-135
4 (1986)	-	-	-	8,942	6,003	2,939	1,921	750	268	80	188	-	2,109
5 (1987)	-	-	-	9,010	6,032	2,978	1,921	750	307	92	215	-	2,136
6 (1988)	-	-	-	9,010	6,032	2,978	1,921	750	307	92	215	-	2,136
7 (1989)	-	-	-	9,010	6,032	2,978	1,921	750	307	92	215	-	2,136
8 (1990)	-	-	-	9,010	6,032	2,978	1,730	750	498	149	349	-	2,079
9 (1991)	-	-	-	9,010	6,032	2,978	1,730	750	498	149	349	-	2,079
10 (1992)	-	-	-	9,010	6,032	2,978	1,730	750	498	149	349	-	2,079
11 (1993)	-	-	-	9,010	6,032	2,978	1,730	750	498	149	349	416	1,663
12 (1994)	-	-	-	9,010	6,032	2,978	1,730	736	512	154	358	1,248	840
13 (1995)	-	-	-	9,010	6,032	2,978	1,730	703	545	164	381	1,664	447
14 (1996)	-	-	-	9,010	6,032	2,978	1,730	665	583	175	408	1,664	474
15 (1997)	-	-	-	9,010	6,032	2,978	1,730	627	621	186	435	1,664	501
16 (1998)	-	-	-	9,010	6,032	2,978	1,730	591	657	197	460	1,664	526
17 (1999)	-	-	-	9,010	6,032	2,978	1,730	553	695	209	486	1,664	552
18 (2000)	-	-	-	9,010	6,032	2,978	1,730	515	733	220	513	1,664	579
19 (2001)	-	-	-	9,010	6,032	2,978	1,730	477	771	231	540	1,664	606
20 (2002)	-	-	-	9,010	6,032	2,978	1,730	441	807	242	565	1,664	631
21 (2003)	-	-	-	9,010	6,032	2,978	1,730	403	845	254	591	1,664	657
22 (2004)	-	-	-	9,010	6,032	2,978	1,730	365	883	265	618	1,664	684
23 (2005)	-	-	4,977	9,010	6,032	2,978	-	328	2,650	795	1,855	1,664	5,168

Cash Flow of Subsequent Years: Yr 24 (2006): -1,868, Yr 25 (2007): -1,841, Yr 26 (2008): -1,815, Yr 27 (2009): -1,789, Yr 28 (2010): -1,763,
Yr 29 (2011): -1,736, Yr 30 (2012): -1,710, Yr 31 (2013): -1,275, Yr 32 (2019): -428, Yr 33 (2015):

IRROE: 21.43%

Notes: *1 I.D.C.: Interest During Construction, *2 W.C.: Working Capital, *3 Op. Costs: Operating Costs excluding Depreciation and Interest, *4 P.B.T.: Profit Before Tax
*5 Tax = Contribution to state, *6 P.A.T.: Profit After Tax

Table 12-14. Financial Projection (IRROE - Phase II)

(1,000 US\$)

Year	Equity (1)	*1 I.D.C. (2)	*2 W.C. (3)	Gross Sales (4)	*3 Op. Costs (5)	Gross Revenue (6)-(4)-(5)	Depreciation (7)	Interest (8)	*4 P.B.T. (9)-(6)-(7)-(8)	*5 Tax (10)	*6 P.A.T. (11)=(9)-(10)	Repayment (12)	Cash Flow (13)=(11)+(7)-(12)-(1)-(2)-(3)
1 (1983)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2 (1984)	1,909	165	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-2,074
3 (1985)	2,685	496	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-3,181
4 (1986)	-	-	148	5,108	2,328	2,780	1,724	663	393	118	275	-	1,851
5 (1987)	-	-	-	5,108	2,328	2,780	1,724	663	393	118	275	-	1,999
6 (1988)	-	-	-	5,108	2,328	2,780	1,724	663	393	118	275	-	1,999
7 (1989)	-	-	-	5,108	2,328	2,780	1,724	663	393	118	275	-	1,999
8 (1990)	-	-	-	5,108	2,328	2,780	1,724	663	393	118	275	-	1,999
9 (1991)	-	-	-	5,108	2,328	2,780	1,515	663	602	181	421	-	1,936
10 (1992)	-	-	-	5,108	2,328	2,780	1,515	663	602	181	421	-	1,936
11 (1993)	-	-	-	5,108	2,328	2,780	1,515	663	602	181	421	-	1,936
12 (1994)	-	-	-	5,108	2,328	2,780	1,515	663	602	181	421	366	1,570
13 (1995)	-	-	-	5,108	2,328	2,780	1,515	650	615	185	430	1,103	842
14 (1996)	-	-	-	5,108	2,328	2,780	1,515	621	644	193	451	1,473	493
15 (1997)	-	-	-	5,108	2,328	2,780	1,515	588	677	203	474	1,473	516
16 (1998)	-	-	-	5,108	2,328	2,780	1,515	555	710	213	497	1,473	539
17 (1999)	-	-	-	5,108	2,328	2,780	1,515	522	743	223	520	1,473	562
18 (2000)	-	-	-	5,108	2,328	2,780	1,515	489	776	233	543	1,473	585
19 (2001)	-	-	-	5,108	2,328	2,780	1,515	456	809	243	566	1,473	608
20 (2002)	-	-	-	5,108	2,328	2,780	1,515	423	842	253	589	1,473	631
21 (2003)	-	-	-	5,108	2,328	2,780	1,515	390	875	263	612	1,473	654
22 (2004)	-	-	-	5,108	2,328	2,780	1,515	356	909	273	636	1,473	678
23 (2005)	-	-	-3,515	5,108	2,328	2,780	1,515	324	941	282	659	1,473	4,216

Cash Flow of Subsequent Years: Yr 24 (2006): -1,676, Yr 25 (2007): -1,653, Yr 26 (2008): -1,630, Yr 27 (2009): -1,607, Yr 28 (2010): -1,583,
Yr 29 (2011): -1,561, Yr 30 (2012): -1,537, Yr 31 (2013): -1,514, Yr 32 (2014): -1,124, Yr 33 (2015): -371

IRROE: 30.81%

Notes: *1 I.D.C.: Interest During Construction, *2 W.C.: Working Capital, *3 Op. Costs: Operating Costs excluding Depreciation and Interest, *4 P.B.T.: Profit Before Tax
*5 Tax = Contribution to state, *6 P.A.T.: Profit After Tax

第 1 3 章

經 濟 評 價

第13章 経 済 評 価

本プロジェクト(Phase I-part 2 および Phase II)の財務評価については、前章にその詳細を示したが、それに加えて、前章では取り上げることの出来なかつた幾つかの観点から、更に若干の検討を加えることが、本プロジェクトの性格を確認するうえで極めて重要であると考え、従つて検討項目を列挙すると以下のとおり。

- 1) ビルマ国内における、今後のLPG市場開拓に伴う民生向上ならびに経済開発に及ぼす効果
- 2) マン並びにシリアム製油所からの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

以上の6点について検討し、それらの観点から前章の財務評価の結果よりも、なお一層高い評価が本プロジェクトに対し与えられて然るべきであることを指摘したい。

13.1 ビルマ国内における、今後のLPG市場開拓に伴う民生向上ならびに経済開発に及ぼす効果

本プロジェクトにおいては、マン製油所から発生するLPG $18,000 T$ の内 $3,000 T$ をビルマ国内に販売し、残りの $15,000 T$ およびシリアム製油所のコーカープラントから発生するLPG $8,000 T$ ならびにマンOOGSに建設される随伴ガスからのLPG抽出プラントにおいて生産されるLPG $30,000 T$ を輸出することが計画されている。

この様な計画となった理由は、現在のところビルマ国内に十分なLPGの市場が、未だ開拓されてないことによるものであつて、本プロジェクトの担当者であるPICは、国内市場の開拓に積極的に取組み、将来は工場・病院・学校等公共施設および一般家庭用のエネルギー需要をLPGに転換することを計画している。

即ち、現在、工場・病院・学校等公共施設で消費されている重油・クロシン等をLPGに転換することにより、石油製品の輸出増大を図り、また、一般家庭で使われている木材・木炭・クロシン等をLPGに転換することにより、民生向上をうながし、更に木材資源の他の有効産

業への活用あるいは輸出の増大を図ることを考えている。

PIGの計画によれば、国内のエネルギー消費をLPGに転換するには、相当の時間を必要とするといわれており、先づ最初に工場・病院・学校等の公共施設の燃料をLPGに転換し、然る後、一般家庭用の普及を図ることとしている。具体的には既にHICにおいて、LPG用燃焼器具の開発を進めており、その研究によればLPG用燃焼器具は、現在使われているケロシン用燃焼器具の2倍の熱効率が期待できるとされている。

この国内エネルギー消費のLPGへの転換計画が実現すれば、飛躍的な民生向上が期待できると同時に、木材資源の有効活用あるいは輸出ならびに石油製品の輸出拡大と、そのビルマ国の経済発展に及ぼす波及効果は極めて大きいものといえることができる。

1.3.2 マン並びにシリアム製油所からのLPG買取り価格が本プロジェクトの収益性に及ぼす影響

マン並びにシリアム製油所からのLPGの本プロジェクトへの買取り価格は、今回の調査においては、PIGとの打合せに基づきLPGの国内想定販売価格である6.0 US\$/tonということで、財務評価を行なって来た。

然し乍ら、若し、本プロジェクトが実現しない場合は、これらのLPGはその一部を製油所における自家燃料として使い、残りは焼棄するか、現在天然ガスあるいは随伴ガスを使っている所、例えば発電所等へ送って利用することになり、極めて低い付加価値のものにならざるを得ない。

この様な前提に立って考える場合、LPGの買取り価格6.0 US\$/tonはそれをベースとしたプロジェクトの財務評価の結果が低いことから考えて再検討されて然るべきであろう。

例えば、このLPGを天然ガスあるいは随伴ガスと同様の使い方をすると考えて、その価格を天然ガスあるいは随伴ガスの価格K 1.05 / 1.000 SCPと等価と考え熱量換算により求めるとton当り5.5 US\$となる。これをマンおよびシリアムのLPGの買取り価格とすることも可能であるということになる。

前章の財務評価において、この買取り価格の変動による本プロジェクトのIRROIの感度分析を行なったが、LPG買取り価格を5.5 US\$/tonと設定した場合、IRROIは5.12%となることが計算上確認されていることを指摘したい。

1.3.3 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

本プロジェクトは、P.I.Oが計画しているインテグレイテッドLPGプロジェクトの内、プロジェクト・インプリメンテーションに必要な資金調達上の理由およびプロジェクト・インプリメンテーションの時期のずれということから、Phase I-part 2およびPhase IIを取り出して調査対象としたものであって、いわば全体計画の内の一部に過ぎない。従って、本プロジェクトを評価する場合、全体計画の評価という観点からも検討を行なうことが、本プロジェクトの性格を確認する上で、極めて重要であるといえる。特に本プロジェクトのPhase I-part 2は全体計画の中でLPGの集出荷施設という役割を担っており、いわばインフラストラクチャー的な立場におかれており、他のPhaseあるいはpartに容与するためのものであるといえる。

更にシリウム・ターミナルはその規模がPhase IIIにおける生産予定量である25,000TのLPGにも対応できるようにデザインされており、その分はいわば先行投資という形になっている。

全体計画の評価を行なうに当たって、Phase I-part 1は本プロジェクトのスコープ外であるため、評価のベースとなる数値はP.I.Oから与えられた資料をもとに調査団が推定したものを扱うことになるが、全体計画の評価を行なう目的から考えると、推定による数値であっても、特別な支障はないものと考えられる。

Phase IIIは本プロジェクトのスコープ外であり、そのフィードストックとなる天然ガスの組成、プラントサイトその他重要なファクター（例えば夫々のLPG抽出プラントの規模等）に関する資料がなく、評価のベースとなる数値が得られないため、ここでの検討の対象から外すこととする。

以上の前提に基づいて、全体計画のIRROIの試算を行った結果26.01%（Table 13-7参照）という数値が得られた。この26.01%という数値は、全体計画が高い収益性を持っていることを意味しており、全体計画の中のインフラストラクチャー的な立場にあるPhase I-part 2を含め、この全体計画は実施に値いするものであることを充分証明しているといえる。

この全体計画のIRROI試算の詳細について、次に述べる。

1) 前提条件

Phase I-part 2およびPhase IIの両計画に関しては「第12章財務評価」で用いた前提条件に従うものとし、Phase I-part 2の計画について以下の前提条件を用いて採算性評価を

行なった。

① 必要総資金

シリアム・ローカー設備を建設するために必要な資金の合計額を第13-1表に示すように見積った。Phase I-part 1, Phase I-part 2 および Phase II の計画の投資計画を第13-2表に示す。

Table 13-1. Capital Requirement (Phase I - Part 1)

Item	Foreign Currency Portion (1,000 ¥)	Local Currency Portion (1,000 K)
Construction Cost		
Machinery & Equipment and Erection Work	8,000,000	36,000
Building and Civil Work	-	3,000
Commissioning Cost	32,109	152
Pre-operation Cost	-	19,46
Working Capital	-	24,976
Sub-total	8,032,109	66,084
Sub-total (1,000 US\$)	34,771	8,718
Total (1,000 US\$)	43,489	

Table 13-2. Total Capital Investment Plan

(1,000 US\$)

	Phase I - Part 1				Phase I - Part 2			Phase II		
	1982	1983	1984	1985	1983	1984	1985	1984	1985	1986
Total Construction Cost	9,943	14,917	14,917	-	18,704	19,735	-	16,399	17,268	-
Commissioning Cost	-	-	159	-	-	-	-	-	156	-
Pre-operation Cost	169	59	30	-	137	72	-	169	59	-
Working Capital	-	-	-	3,295	-	-	1,133	-	-	148
Total	10,112	14,976	15,106	3,295	18,841	19,807	1,133	16,568	17,483	148

② 売 上 高

シリウム・コーカー設備により生産される製品とその輸出価格を第13-3表に示す。
なお、生産されるLPGはPhase I-part 2へ引き渡されるので表中には記さなかった。

第13-3表に基づきPhase I-part 1, Phase I-part 2およびPhase IIによる各年の売上高を第13-4表に示す。

Table 13-3. Products and Prices (Phase I - Part I)

Product	Quantity (T/Y)	Unit Price (U.S.\$/T)
Coker Gasoline (Motor Spirits Material)	57,000	300
Coker Gas Oil	129,000	202
Coke	38,000	55

③ 運 転 費 用

シリウム・コーカー設備の原料およびユーティリティ消費量を第13-5表に示す。
Phase I-part 1, 2およびPhase IIの各年の運転費用を第13-6表にまとめた。

Table 13-4. Summary of Sales Revenue

Year	Item	Phase I - Part 1			Phase I - Part 2	Phase II		
		Motor Spirits Material	Gas Oil	Petroleum Coke	LPG	LPG	Lean Gas	Motor Spirits Material
1985	Quality	57,000 (T)	129,000 (T)	38,000 (T)	21,100 (T)	-	-	-
	Unit Price	300 (US\$/T)	202 (US\$/T)	55 (US\$/T)	170 (US\$/T)	-	-	-
	Revenue	17,100 (1,000 US\$)	26,058 (1,000 US\$)	2,090 (1,000 US\$)	3,587 (1,000 US\$)	-	-	-
	Total	45,248 (1,000 US\$)			3,587 (1,000 US\$)	-		
	Project Total	48,835 (1,000 US\$)						
1986	Quality	57,000 (T)	129,000 (T)	38,000 (T)	22,600 (T)	30,000 (T)	6,850,800 (MSCF)	2,900 (T)
	Unit Price	300 (US\$/T)	202 (US\$/T)	35 (US\$/T)	170 (US\$/T)	170 (US\$/T)	0.139 (US\$/MSCF)	295 (US\$/T)
	Revenue	17,100 (1,000 US\$)	26,058 (1,000 US\$)	2,090 (1,000 US\$)	3,842 (1,000 US\$)	5,100 (1,000 US\$)	952 (1,000 US\$)	856 (1,000 US\$)
	Total	45,248 (1,000 US\$)			3,842 (1,000 US\$)	6,908 (1,000 US\$)		
	Project Total	55,998 (1,000 US\$)						
1987-2005	Quality	57,000 (T)	129,000 (T)	38,000 (T)	23,000 (T)	30,000 (T)	6,850,800 (MSCF)	2,900 (T)
	Unit Price	300 (US\$/T)	202 (US\$/T)	55 (US\$/T)	170 (US\$/T)	170 (T)	0.139 (US\$/MSCF)	295 (US\$/T)
	Revenue	7,100 (1,000 US\$)	26,058 (1,000 US\$)	2,090 (1,000 US\$)	3,910 (1,000 US\$)	5,100 (1,000 US\$)	952 (1,000 US\$)	856 (1,000 US\$)
	Total	45,248 (1,000 US\$)			3,910 (1,000 US\$)	6,908 (1,000 US\$)		
	Project Total	56,066 (1,000 US\$)						

Table 13-5. Raw Material and Utility Consumption (Phase I - Part 1)

	Requirement	Unit Price	Annual Cost (1,000 US\$)
Raw Material (Residue Oil)	4,680 (B/CD)	58.03 (U.S.\$/KL)	15,761
Cooling Water	3,000 (T/H)	0.5 (K/1,000 L/G)	348
Electricity	2,460 (KVA)	0.15 (K/kWh)	351
Steam	20 (T/H)	2.31 (U.S.\$/KL)	370
Home Fuel Oil	0.87 (KL/H)	58.03 (U.S.\$/KL)	404

④ 分析結果

第13-7表に示すごとく、Phase I-part 1を含めたPhase I-part 1.2 および Phase IIの3計画のプロジェクトの採算性 (IRROI) は26.01%となり極めて高い利益率となる。

Table 13-6. Summary of Operating Cost

(1,000 US\$)

Year	Item	Phase I - Part I	Phase I - Part 2	Phase II
1985	Raw Material	15,761	-	-
	Labor	50	60	-
	Maintenance	500	519	-
	Insurance	200	185	-
	Overhead	25	30	-
	Utility	1,473	45	-
	LPG Transportation	-	130	-
	Mot. Sp. Mat. Transportation*	-	-	-
	Total	18,009	969	
	Project Total		18,978	
1986	Raw Material	15,761	-	1,100
	Labor	50	60	49
	Maintenance	500	519	513
	Insurance	200	185	183
	Overhead	25	30	25
	Utility	1,473	112	454
	LPG Transportation	-	441	-
	Mot. Sp. Mat. Transportation*	-	-	4
	Total	18,009	1,347	2,328
	Project Total		21,684	
1987-2005	Raw Material	15,761	-	1,100
	Labor	50	60	49
	Maintenance	500	519	513
	Insurance	200	185	183
	Overhead	25	30	25
	Utility	1,473	113	454
	LPG Transportation	-	445	-
	Mot. Sp. Mat. Transportation*	-	-	4
	Total	18,009	1,352	2,328
	Project Total		21,689	

- Notes: ○ Except the interest and depreciation costs.
 ○ Mot. Sp. Mat. Transportation = Motor Spirits Material Transportation.

Table 13-7. Financial Projection of the Entire Project

(Unit: 1,000 US\$)

Year	Investment (1)	Working Capital (2)	Gross Sales (3)	Operating Cost* (4)	Gross Revenue (5)-(3)-(4)	Profit before Contribution to State (6)-(5)	Cash Flow (before Contribution to State) (7)-(6)-(1)-(2)
1 (1982)	10,112	-	-	-	-	-	-10,112
2 (1983)	33,817	-	-	-	-	-	-33,817
3 (1984)	51,481	-	-	-	-	-	-51,481
4 (1985)	17,483	4,428	48,835	18,978	29,857	29,857	7,946
5 (1986)	-	148	55,998	21,684	34,317	34,317	34,166
6 (1987) ~ 23 (2004)	-	-	56,066	21,689	34,377	34,377	34,377
24 (2005)	-	-15,765	56,066	21,689	34,377	34,377	50,142

Note: * Operating cost, excludes depreciation

IRROI : 26.01%

1.3.4 LPG回収計画の外貨収支効果

ビルマ国の国際収支は貿易収支上の赤字を抱え、この赤字を外国からの援助資金等の資本収支で補うというかたちとなっている。従ってここでは本計画がビルマ国の外貨収支に与える影響を分析した。

1) 分析 方 法

財務分析で用いた前提条件に従い、外貨収支に影響する因子として以下のものを考えた。

- (a) 外貨流入 — LPG及びガソリン材の輸出による売上高
- (b) 外貨流出 — 長期借入金の返済金及び支払い金利、補修費の内、外貨により調達される費用

上記の外貨流入から外貨流出を差引いたものを本計画により得られる外貨収入とする。第13-1表に各年の外貨収支状況を示す。

2) 分 析 結 果

第13-1表に基づき、プロジェクトライフを通じての本計画による外貨収入を算出すると、98761,000US\$になるものと推定される。従って本計画がビルマ国の外貨収支改善に果たす役割が大きいことがわかる。

Table 13-8. Net Foreign Currency Earnings

(1,000 US\$)

Year	Foreign Currency Input			Foreign Currency Output				New Foreign Currency Flow (1)-(2)
	LPG Export	Motor Spirit Material Export	Sub-Total (1)	Maintenance Cost	Interest on Foreign Loan	Repayment of Foreign Loan	Sub-Total (2)	
1 (1983)	0	0	0	0	187	0	187	-187
2 (1984)	0	0	0	0	727	0	727	-727
3 (1985)	3,587	0	3,587	278	1,246	0	1,524	2,063
4 (1986)	8,942	887	9,829	553	1,413	0	1,966	7,863
5 (1987)	9,010	887	9,897	553	1,413	0	1,966	7,931
6 (1988)	9,010	887	9,897	553	1,413	0	1,966	7,931
7 (1989)	9,010	887	9,897	553	1,413	0	1,966	7,931
8 (1990)	9,010	887	9,897	553	1,413	0	1,966	7,931
9 (1991)	9,010	887	9,897	553	1,413	0	1,966	7,931
10 (1992)	9,010	887	9,897	553	1,413	0	1,966	7,931
11 (1993)	9,010	887	9,897	553	1,413	416	2,382	7,515
12 (1994)	9,010	887	9,897	553	1,399	1,614	3,566	6,331
13 (1995)	9,010	887	9,897	553	1,353	2,767	4,673	5,224
14 (1996)	9,010	887	9,897	553	1,286	3,137	4,916	4,921
15 (1997)	9,010	887	9,897	553	1,215	3,137	4,905	4,992
16 (1998)	9,010	887	9,897	553	1,146	3,137	4,836	5,061
17 (1999)	9,010	887	9,897	553	1,075	3,137	4,765	5,132
18 (2000)	9,010	887	9,897	553	1,004	3,137	4,694	5,203
19 (2001)	9,010	887	9,897	553	933	3,137	4,623	5,274
20 (2002)	9,010	887	9,897	553	864	3,137	4,554	5,343
21 (2003)	9,010	887	9,897	553	793	3,137	4,483	5,414
22 (2004)	9,010	887	9,897	553	721	3,137	4,411	5,486
23 (2005)	9,010	887	9,897	553	652	3,137	4,342	5,555
24 (2006)	0	0	0	0	581	3,137	3,718	-3,718
25 (2007)	0	0	0	0	510	3,137	3,647	-3,647
26 (2008)	0	0	0	0	439	3,137	3,576	-3,576
27 (2009)	0	0	0	0	369	3,137	3,506	-3,506
28 (2010)	0	0	0	0	298	3,137	3,435	-3,435
29 (2011)	0	0	0	0	228	3,137	3,365	-3,365
30 (2012)	0	0	0	0	157	3,137	3,294	-3,294
31 (2013)	0	0	0	0	87	2,728	2,815	-2,815
32 (2014)	0	0	0	0	30	1,530	1,560	-1,560
33 (2015)	0	0	0	0	4	368	372	-372
Total	183,719	17,740	201,459	11,338	28,608	62,752	102,698	98,761

1.3.5 LPG回収計画の技術移転効果

現在のところビルマにおけるLPG需要はガラス工場、乾電池工場等に限定されており、その需要量も年間数百トン程度と少量である。また今後の内需の動向については第5章(LPGの需要)で詳述しているように、当面は3,000T/Yの需要で推移するようである。

このようにLPGの国内需要が少量で推移する理由は、LPGが高圧下で液化されたものであるためその取扱いに必要な比較的高レベルの技術がビルマでは、今のところ十分に普及していない事によるところが大である。

従って、現在計画中のLPG回収計画が実行されるならば、例えば、

- 1) 高圧LPG製造技術の修得
- 2) 高圧LPG取扱い技術の修得
- 3) LPGの国内需要の開発
 - (a) LPG焼きボイラー設備の開発
 - (b) 家庭用LPG焼きコンロの開発
 - (c) LPGを使用する工業設備の推進

等のように工業技術並びに一般国民の技能レベルの向上におよぼす影響は大きい。その貢献は評価されるべきであろう。

1.3.6 LPG回収計画の雇用促進効果

本プロジェクトは、既存の製油所、油田地帯に設備を設置する計画であるため、新規立地の製油所建設計画等と比較すると雇用促進効果は小さいものであるが、Phase I + part 2 と Phase II を合せると約230人、それらの家族も含めると約800人の人口に対して安定的な収入が期待される。

第3次4ヶ年計画が強力に推進されているビルマにあって、わずかばかりの効果と云えどもビルマの経済および民生の安定におよぼす本プロジェクトの貢献は評価されるべきである。

第 1 4 章

提 言

第14章 提 言

本プロジェクトが予定の時期（Phase I-part 2：1982.10.1契約調印～1985.1.1運転開始，Phase III：1983.10.1契約調印～1986.1.1運転開始）に建設を完了し，願望な操業を行うために調査団として，次の事項の提言を行う。

14.1 建設計画

- 1) 本プロジェクトにおいて，予定されたLPG取扱量（Phase I-part 2：21,100 T / 1985年・22,600 T / 1986年・23,000 T / 1987～2005年，Phase III：30,000 T / 1986～2005年）の確保は，本プロジェクトの採算性におよぼす影響大なるものがあるため重要である。その意味からPhase I-part 1（シリアム・コーカ一設備）の建設はPhase I-part 2の完成までに完了しておくこと。
- 2) 建設工程の遅延を防ぐために，次のことを厳守すること。
 - (a) サイトの詳細調査は本プロジェクトの契約前に完了しておくこと。
 - (b) シリアム・ターミナルの送電線工事は1984年1月末までに，また，マン・GOOSの送電線工事は1985年1月末までに完了しておくこと。
 - (c) 建設時の機器・資材類はイラワジ河による運送のため，専用船の確保を行なうこと。
 - (d) 外航船使用によるLPG出荷のために必要なシリアム第1 Jettyの補修は，Jetty上の輸送管布設の関係上シリアム・ターミナルの着工前（1983.1.1迄）に完了しておくこと。
- 3) 建設予定地（第6-13表）の変更は，本プロジェクトの採算性に大きな影響をおよぼすため，十分なる配慮が必要である。
- 4) 工程の遅延による建設費の上昇は採算性への影響が大きいことから，本プロジェクトは建設工程表（第8-2図）どおりに実行されることが必要である。
- 5) 建設工程および建設費の変更を避けるために，本プロジェクト建設に必要な機器・資材のうち，ビルマ側で調達を予定されているもの（第8-2，4表）は工事進捗上支障なきよう確保しておくこと。

14.2 運営管理

- 1) 基地の運営に際しては，基地のタンク能力に限界があるためLPGの入出荷のスケジュール調整を綿密に行う必要がある。更にシリアム・ターミナルについては外航船の配給繰りに

も十分な配慮とマネージメントの習熟が必要である。

- 2) L P G取扱いに関する国内法規類を新規に整備しておくこと。
- 3) 高圧ガス取扱いにかゝる災害を防止するために、L P Gの取扱いには熟達した技術者を事前に育成しておくこと。

1 4.3 市 場

- 1) L P Gの安定した輸出先を確保するため、本プロジェクトの実施決定後直ちにマーケティングを開始のうえ、相手国との長期輸出契約を締結するよう最善の努力を払うこと。
- 2) L P Gの輸出に際しては、出来る限り輸送コストの低い国を選ぶことが肝要であり、この輸送コストが本プロジェクトの収益性を左右することに鑑み、近隣諸国への輸出を優先して考えること。

APPENDIX

APPENDIX - I

1. The first part of the report is a summary of the work done during the period covered by the report.

2. The second part of the report is a detailed account of the work done during the period covered by the report.

INTERIM REPORT
A summary of the work done during the period covered by the report.

Dated: 14th October, 1981

Managing Director
Petrochemical Industries Corporation

Dear Sir,

Re: Feasibility Study on the Integrated Liquefied Petroleum Gas Project

In accordance with the "MINUTES OF THE MEETINGS ON THE FEASIBILITY STUDY ON THE INTEGRATED LIQUEFIED PETROLEUM GAS PROJECT IN THE SOCIALIST REPUBLIC OF THE UNION OF BURMA" August 26, 1981 Burma, we, the feasibility study team, have been sent to Burma by Japan International Cooperation Agency from September 26 to October 15, 1981.

We would like to express our sincere appreciation for your warmhearted welcome and cooperation given our study team during the stay in your esteemed country, without which we were unable to carry out the study so effectively and efficiently.

Although the final report will be prepared after our study team returns to Japan, we hereby submit our interim report and other documents related to the study made in Burma as follows:

1. Interim Report on the Feasibility Study on the Integrated Liquefied Petroleum Gas Project in the Socialist Republic of the Union of Burma (Please see Annexure 1).
2. Basic conditions related to the Feasibility Study (Please see Annexure 2).
3. Notes of Discussion and Visit (Please see Annexure 3).
4. List of Members; the Japanese Side and Burmese Counterparts (Please see Annexure 4).

Following documents related to the study have been submitted to the study team by the Burmese side.

1. 010000A

5. Data and information handed over and explained to the team by Burmese Counterparts.

6. Other documents in response to the study team's request; such as filled-up forms of the written request; Drawings of the Syriam Foreshore, Maps, etc.

Sincerely Yours,

YUWEN KIMURA

(A. Hijikata)
Team Leader,
The Peasibility Study Team,
Japan International Cooperation Agency (JICA)

INTERIM REPORT

Interim Report

1. BACKGROUND

In accordance with "MINUTES OF THE MEETING ON THE FEASIBILITY STUDY ON THE INTEGRATED LIQUEFIED PETROLEUM GAS PROJECT IN THE SOCIALIST REPUBLIC OF THE UNION OF BURMA, August 26, 1981 Burma", the Japan International Cooperation Agency (JICA) sent a nine-member survey team (team) led by Mr. Akifumi Hijikata to Burma to study the feasibility of the Proposed Integrated LPG Project (this Project) from September 26 to October 15, 1981.

2. THE PURPOSE OF TEAM

The purposes of the team's activity in Burma are to collect supplementary information and data to examine the feasibility of Phase I - Part two and Phase II from economic and technical point of views.

3. INTERIM REPORT

Although the conclusion of the study can only be brought through study in Japan, the team would like to state the tentative views on some points of this Project.

It should be clearly noted that the team's views mentioned here might be changeable in the course of further study.

3.1 Coker LPG from Refineries

In order to export product Coker LPG, it is recommendable that,

(a) Coker LPG from Mann Refinery is reduced the content of olefines by using the existing SPI Plant. But it is necessary to get confirmation by detail technical study.

(b) Coker LPG from Syriam Refinery should be treated in a de-olefinizer plant to be installed.

3.2 The Proposed Sites of this Project

The following proposed sites may be suitable for this Project.

(a) Syriam terminal site.

(b) Mann terminal site.

(c) Mann GOCS LPG Extraction Plant site near No. (3) GOCS.

3.3 The Existing Jetties

The following existing jetties may be suitable for this Project.

(a) Syriam No. (1) Jetty for ocean vessels after completion of the present repairment.

(b) Syriam No. (4) Jetty for River Barges.

(c) Mann No. (1) Jetty for River Barges after completion of the present construction.

4. SUBJECTS OF STUDY

(a) LPG production rate and properties from Mann and Syriam Refineries.

(b) Associated Gas reserves, production capability and properties of Mann GOCS.

(c) Marketing of LPG.

(d) Plans of terminals and Mann GOCS LPG Extraction Plant facilities.

(e) Plan of River Barges.

(f) Construction.

(g) Economic evaluation.

(h) Others.

5. ACTIVITIES OF THE TEAM IN BURMA

To meet the requirements of the study the team collected information and data on various aspects of this Project regarding the said subjects of study through discussion with the Burmese officials and investigation in Mann and Syriam Area.

Details of activities of the team in Burma are shown in Appendix III, "Notes of Discussion and Visit".

6. The following items will be studied by the team after its return to Japan.

A. LPG production rate and properties from Mann and Syriam Refineries.

(1) Evaluation of LPG production rate and properties from Mann and Syriam Refineries.

B. Associated gas reserves and production capability of Mann GOCS.

(1) Evaluation of Mann GOCS reservoir for this Project.

(2) Productivity of Mann GOCS LPG.

C. Marketing of LPG

(1) Analysis of LPG demand.

(2) LPG demand forecast in Burma by using Burmese informations.

(3) International LPG demand forecast by using world wide informations about LPG.

(4) Estimation of LPG export price at Rangoon Port.

D. Plans of terminals and Mann GOCS LPG Extraction Plant facilities.

(1) Making conception designs

(a) Capacity

(b) Site

(c) Layout

(d) Facilities

(e) Processing

(2) Investigation as to the following items

(a) Utilities plan

(b) LPG pipeline

— Syriam Refinery to Syriam terminal

— Mann Refinery to Mann terminal

— Mann GOCS LPG Extraction Plant to Mann terminal

(c) Managements for terminals and Mann GOCS LPG Extraction Plant

(3) Evaluation of site conditions and design basis.

E. Plan of LPG River Barges

(1) Evaluation of transport condition of Irrawaddy River, existing jetties and Rangoon Port conditions.

(2) Making conception design of Special River Barges for transportation of LPG from Mann terminal to Syrian terminal.

(a) Capacity

(b) Number

(c) Management

F. Investment cost and Implementation Schedule.

(1) Investment cost shall be estimated in foreign currency portion and local currency portion respectively.

(2) Preparation of the detailed plan of this Project implementation schedule.

G. Economic Evaluation

Economic and financial evaluation will be done in the following manners, and some alternative evaluation, if necessary, will be also done.

(1) Financial analysis

Actual revenue and cost incurred from this Project will be used.

(2) Economic analysis

The analysis will be made from the viewpoint of this Project's contribution to Burmese Economy.

**BASIC CONDITIONS
RELATED TO THE FEASIBILITY STUDY**

Basic Conditions Related to the Feasibility Study

No.	Items	Basic Conditions
1.	Sites	(1) The proposed Syriam Terminal Site. (2) The proposed Mann Terminal Site. (3) The proposed Mann GOCS LPG Extraction Plant Site near No. 3 GOCS.
2.	Jetties	(1) Syriam existing No. 1 Jetty for Ocean Vessels. (2) Mann existing No. 1 Jetty for River Barges.
3.	Production Rate	(1) LPG from Syriam Refinery – 8,000 MT/Year. (2) LPG from Mann Refinery – 18,000 MT/Year. (3) LPG from Mann GOCS LPG Extraction Plant – 30,000 MT/Year.
4.	Domestic Demand of LPG	3,000 MT/Year.
5.	Amount of Export LPG	53,000 MT/Year.
6.	Products Prices	(1) Export LPG – 170 US\$/MT at Rangoon FOB. (2) LPG from Refineries to Terminals – 60 US\$/MT (changeable). (3) Domestic LPG – 60 US\$/MT (changeable). (4) Associated Gas from Mann GOCS to LPG Extraction Plant – 1.05 K/1,000 SCF (1 US\$ = 7.12 K). (5) Lean Gas from LPG Extraction Plant to Mann GOCS – 1.05 K/1,000 SCF. (6) Motor Spirit from Mann GOCS LPG Extraction Plant to domestic use – 1.50 K/LPG al.

Annexure 3

NOTES OF DISCUSSION AND VISIT

Notes of Discussion and Visit

- Sep. 26th (Sat.) Arrive at Rangoon by TG305 General discussion at Airport with PIC.
- Sep. 27th (Sun.) Discussing within the team.
- Sep. 28th (Mon.) Visit the Japanese Ambassador in the morning.
Discussing at the Technical Services Corporation with PIC and TSC in the afternoon.
- Sep. 29th (Tue.) Discussion at TSC with PIC and TSC.
- Sep. 30th (Wed.) Discussing at TSC with PIC, TSC and MOC.
- Oct. 1st (Thu.) Discussing at TSC with PIC and TSC.
- Oct. 2nd (Fri.) Visit the Syriam Oil Refinery with PIC and TSC.
- Oct. 3rd (Sat.) Survey the Proposed Site for the Syriam LPG Terminal and Existing Jetties with PIC and TSC.
- Oct. 4th (Sun.) Discussing within the team.
- Oct. 5th (Mon.) Tour from Rangoon to Malun HIC guest house with PIC and TSC by PIC Mini-Bus.
- Oct. 6th (Tue.) Study the Mann Refinery and Survey the Proposed Site for the Mann LPG Terminal and Existing Jetty with PIC and TSC.
- Oct. 7th (Wed.) Study the Mann Oil Fields and Survey the Proposed Site for the Mann GOCS LPG Extraction Plant with PIC, TSC and MOC in the morning.
Visit the Matsushita Electric Factory at HIC Malun with PIC, TSC and HIC in the afternoon.
- Oct. 8th (Thu.) Tour from Malun to Rangoon with PIC and TSC by PIC Mini-Bus.

- Oct. 9th (Fri.) Discussing at TSC with PIC and TSC in the afternoon.
- Oct. 10th (Sat.) Discussing within the team.
- Oct. 11th (Sun.) Discussing within th team.
- Oct. 12th (Mon.) Discussing at PIC with PIC and TSC.
 Visit the Japanese Ambassador and reporting to Japanese Embassy in
 the afternoon.
- Oct. 13th (Tue.) Discussing at PIC with PIC and TSC.
- Oct. 14th (Wed.) Finally discussing at TSC with PIC and TSC.
 Explaining the Interim Report to PIC and TSC.
 Acknowledgement of receipt of data for the Integrated LPG Project
 handed over by PIC Side letter No. 1770/1504(1)/55/81 dated 12th
 October 1981.
 Handing over of Interim Report to PIC by JICA Feasibility Mission.
- Oct. 15th (Thu.) Leave Rangoon by TG 306.

LIST OF MEMBERS

... ..

List of Members

JAPANESE SIDE :

Mr. AKIFUMI HIJIKATA

Team Leader

Mr. KUNIAKI KUDO

Assistant Leader

Mr. MASATOSHI HARADA

Project Engineer

Mr. AKIRA NAGUMO

Civil Engineer

Mr. YASUHIRO KURIYAMA

Economist

Mr. YASUKI MURAKAMI

Industrial Engineer

Mr. MASAHIDE FURUZONO

Process Engineer

Mr. SHOJIRO MORI

Industrial Economist

Mr. JUNSAKU KOIZUMI

Advisor

Mr. TOORU SHINOHARA

Japanese Embassy

BURMESE SIDE :

P.I.C. (Head Office)

U KYAW KHIN	Managing Director
U TIN MAUNG AYE	Director (Planning)
U TIN HLA	Director (Finance)
U HLAING MYINT SAN	Assistant Director (Planning)
U MAUNG MAUNG GYI	Head of Department
U TIN TUT	Head of Department (Finance)
U THEIN AUNG	Advisor

P.I.C. (Syriam Refinery)

U KHIN OO	General Manager
U KYAW SEIN	Deputy General Manager
U NGWE	Chief Engineer
U TIN TUN MAUNG	Elect. Engineer
U HLA TUN	Asst. Chemist

P.I.C. (Mann Refinery)

U THAN WIN	Project Director
U MAUNG MAUNG MYINT	Deputy Project Director
U AYE KYAW	Deputy Refinery Manager
U KYAW WIN MAUNG	Project Engineer

T.S.C.

Lt: Col. KHIN MG THEIN	Managing Director
U MAUNG MAUNG (2)	Director (Planning)
U WIN MYINT	Deputy Assistant Director
U KYAW SOE	Head of Department
DAW TIN TIN HLA	Head of Branch

M.O.C.

U NYUNT
U WIN PE TIN

Chief Geologist
Manager of Mann Oil Field

H.I.C. (MATSUSHITA Electric Factory)

MAJOR AUNG PE
MAJOR KYAW WIN

General Manager
General Manager

APPENDIX -- II

MINUTES OF THE MEETING

ON

THE FEASIBILITY STUDY

ON

THE INTEGRATED LIQUEFIED PETROLEUM GAS PROJECT

IN

THE SOCIALIST REPUBLIC OF THE UNION OF BURMA

August 26, 1981 Burma

Minutes of the Meetings

The Preliminary Survey Team sent by the Japan International Cooperation Agency (JICA) (Schedule of the Preliminary Survey Team is attached in Annexure I) and the Burmese counterparts have discussed the study of the Integrated Liquefied Petroleum Gas Project (the Study) in the Socialist Republic of the Union of Burma (Member lists of both sides are attached in Annexure II).

Based on the above discussion the Preliminary Survey Team has clarified the contents of the Integrated Liquefied Petroleum Gas Project proposed by the Government of the Socialist Republic of the Union of Burma and both sides agreed on the Scope of Works attached in Annexure III.

(SHIZUO KISHIDA)

Team Leader

The Preliminary Survey Team
Japan International Cooperation Agency
(JICA)

(U KYAW KHIN)

Managing Director

Managing Director
Petrochemical Industries Corporation

Schedule of the Preliminary Survey Team

- Aug. 22nd** Arrive at Rangoon by TG 305.
- Aug. 23rd** Discussion within the team.
- Aug. 24th** To discuss Scope of Work at the Technical Service Corporation with PIC and TSC.
- Aug. 25th** To visit the Syriam Oil Refinery Complex.
- Aug. 26th** Courtesy Call on FERD.
Signing of the Minutes of the Meeting on the Scope of Work.
- Aug. 27th** Reporting to the Japanese Embassy.
Leave Rangoon by TG 306.

Member List of the Attendants of the Meeting

Japanese Side

Mr. Shizuo Kishida
Team Leader (JICA)

Mr. Ryouichi Namikawa
Facilities (MITI)

Mr. Satoshi Kondo
Refinery (ANRE)

Mr. Shinya Nakai
Coordinator (JICA)

Mr. Toru Shinohara
First Secretary
Japanese Embassy

Mr. Keichi Takeda
Technical and Administrative Staff
Japanese Embassy

Burmese Side

U Kyaw Khin
Managing Director (PIC)

U Tin Maung Aye
Director (PIC)

U Maung Haung (2)
Director (TSC)

U Win Myint
Dy. Assl. Director (TSC)

U Thein Aung
Advisor (PIC)

SCOPE OF WORKS
OF
THE TECHNICAL COOPERATION
BETWEEN
THE JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

AND

THE PETROCHEMICAL INDUSTRIES CORPORATION

ON

THE FEASIBILITY STUDY

ON

THE INTEGRATED LIQUEFIED PETROLEUM GAS PROJECT

IN

THE SOCIALIST REPUBLIC OF THE UNION OF BURMA

Scope of Works of The Technical Cooperation

I. Background

In response to the request of the Socialist Republic of the Union of Burma, the Government of Japan dispatched a preliminary survey team headed by Mr. Shizuo Kishida from 22nd to 27th August, 1981, through the Japan International Cooperation Agency (hereinafter referred to as "JICA"), the official agency responsible for the implementation of the technical cooperation of the Government of Japan, to carry out the preliminary survey for the feasibility study on the Integrated Liquefied Petroleum Gas Project in the Socialist Republic of the Union of Burma (hereinafter referred to as "the Study") and to discuss the scope of works of the Study with the Ministry of Industry Number Two, Petrochemical Industries Corporation and authorities concerned in the Socialist Republic of the Union of Burma.

II. Basic Project Conception Proposed by the Government of the Socialist Republic of the Union of Burma

I. The Integrated Liquefied Petroleum Gas Project (hereinafter referred to as "the Project") is composed of the 3 phases as follows:

Phase I: Part One

Installation of one coking plant with capacity of 5,200 BPSD using topped crude as feedstock at the Syriam Refinery equipped with facilities to produce approximately 12,000 metric tons of internationally acceptable quality liquefied petroleum gas (LPG) including de-olefiniser in addition to premium motor-spirit, regular motor-spirit, diesel-oil and petroleum coke.

Phase I: Part Two

(1) Installation of terminals for LPG at Syriam Refinery Complex and Mann Refinery Complex.

The terminal at Syriam is to be adequately sized to accommodate 85,000 metric tons on final annual basis as follows.

(i) LPG production from Syriam Refinery (12,000 metric tons)

- (ii) Mann Refinery (18,000 metric tons)
 - (iii) Mann oil-fields (30,000 metric tons)
 - (iv) Chauk, Ayadaw and Shwephitha oil fields (25,000 metric tons)
- (2) The terminal at Syriam is to be equipped to receive LPG from special river crafts (barges) and to load LPG into export tankers.
 - (3) Procurement of 4 Nos. special river crafts (barges) to enable transport of LPG from terminal at Mann Refinery complex to Syriam terminal.

Phase II:

- (1) Installation of one LPG extraction plant with capacity of 24,000,000 standard cubic feet per day (SCFPD) using associate gas as feedstock at Mann oil-fields.
- (2) Installation of LPG pipe line from the Extraction Plant to terminal at Mann Refinery Complex.

Phase III:

- (1) Installation of three units of LPG Extraction Plant with capacity of 12,000,000 SCFPD using natural gas as feedstock one each at Chauk, Ayadaw and Shwephitha.
- (2) Auxiliary facilities to receive, store and load LPG production into special river crafts (barges).
- (3) Procurement of 3 special river crafts (barges) to enable transport LPG from (3) sites, Chauk, Ayadaw and Shwephitha to Syriam terminal.

2. Expected Production of LPG per annum

12,000 metric tons from the Syriam Refinery (Phase I: part one)
 18,000 metric tons from the Mann Refinery (Phase I: part two)
 30,000 metric tons from Mann oil-fields (Phase II)
 25,000 metric tons from Chauk, Ayadaw and Shwephitha (Phase III)
 (Total production of LPG per annum is 85,000 metric tons.)

3. Expected Implementation Schedule of the Project

- (1) Phase I part one and Phase I part two are planned to be launched simultaneously in fiscal year 1981-82.**
- (2) Phase II is planned to be launched in fiscal year 1982-83.**
- (3) Phase III is planned to be launched in fiscal year 1983-84.**

III. Objective of the Study

The objective of the Study is to examine the feasibility of Phase I part two and Phase II from economic and technical point of views.

IV. Scope of Works

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

1. Areas

(1) Syriam

(2) Mann

(i) Refinery area

(ii) Oil-fields area

2. Data Collection

(1) Natural Condition

1) Location

2) Topography

3) Geography

(2) Feed Stock

- 1) Quantity
- 2) Quality
- 3) Composition
- 4) Price

(3) The Oil Refinery Complexes at Syriam and Mann

- 1) Facilities
- 2) Method of processing
- 3) Products

(4) LPG Production

- 1) Quantity
- 2) Quality
- 3) Composition
- 4) Price

(5) Storage, Loading Facilities and Transportation

- 1) Road
- 2) River
- 3) Terminals
- 4) Port

(6) Infrastructure and Utilities

- 1) Electricity
- 2) Water
- 3) Others

3. Conception Design

(1) The terminals at Syriam and Mann for LPG

- 1) Capacity
- 2) Site
- 3) Layout
- 4) Facilities

(2) Special river crafts (barges) for transportation of LPG

- 1) Capacity
- 2) Number

(3) The LPG Extraction Plant at Mann oil-fields

- 1) Capacity
- 2) Site
- 3) Layout
- 4) Facilities
- 5) Processing

4. Managements

5. Marketing

6. Investment and Operating Costs

7. Implementation Schedule

8. Economic and Financial Analysis

9. Overall Evaluation and Recommendations

V. The Study Schedule

1. The Government of Japan will dispatch a feasibility study team (hereinafter referred to

as "the F/S Team") through JICA within approximately one (1) month after the preliminary survey.

2. The F/S Team will prepare and submit the following reports, including all related maps and plans, in English, within the time period indicated, to the Government of the Socialist Republic of the Union of Burma:

- 1) Draft Final Report, at the end of January, 1982 (20 copies)
- 2) Final Report, at the end of February, 1982 (50 copies)

VI. Roles of the Government of Japan

1. The Government of Japan will dispatch the F/S Team through JICA, and provide expertise.
2. The Government of Japan will extend the technical cooperation to transfer the technology related to the Project for the Burmese counterparts through their participation in the Study.

VII. Roles of the Government of the Socialist Republic of the Union of Burma

1. The Government of the Socialist Republic of the Union of Burma shall designate a sufficient number of full-time counterparts corresponding to the experts of the F/S Team at the starting date of the Study.
2. Petrochemical Industries Corporation (PIC), the Project implementing agency shall make best efforts to render assistance to the F/S Team to acquire all available information and data relevant to the Project including discussions with connected Government Agencies for the F/S Team to complete the work in time.
3. PIC shall provide the F/S Team with the following items.
 - 1) Suitable office with necessary office supplies and equipment.
 - 2) Local non-technical staff including secretaries, typists.
 - 3) Necessary means and equipments for the F/S Team activities in Burma such as motor vehicles, etc.
4. PIC shall arrange the F/S Team to conduct the field surveys upon request. PIC shall also do the best efforts to ensure the security of the members of the F/S Team during their stay in Burma.

APPENDIX - III

**NECESSITY OF DE-OLEFINIZATION OF COKER LPG
AND ITS METHODS**

COKER LPGの脱オレフィンの必要性和その方法

1. COKER LPGの性状

Coking Process は、重質油を熱分解および重縮合し、より付加価値の高いLPG留分、分解ガソリン、軽油およびコークスを製造する装置である。この装置からの製品の収率および品質は、原料油の種類および反応温度、コークドラムの圧力、循環比等の運転条件の設定によって異なるが、生産されるLPG留分はオレフィン分に富んでいる。C₂留分中のC₂オレフィン、C₃留分中のC₃オレフィンの含有量は、一般的には約50%程度と言われている。ピルマのマン製油所に建設されているCoking Plant およびシリウム製油所に建設予定のCoking Plant はUOP社のDelayed Cokerである。Mann Topped Crude Oilを原料として、生産されるLPG留分には、C₂留分中に35%のC₂オレフィンを、C₃留分中には、44%のC₃オレフィンを含んでいる。従って、このままでLPGの回収を行うと、製品中に、ほぼ同程度のオレフィンが含まれることになる。

2. LPG中のオレフィン分除去の必要性

オレフィン分を含んだLPGも用途によっては問題はないが、下記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、オレフィン分の除去が必要となる。

- 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) 用途によっては、オレフィン含有のLPGは使用が制限される。
- 3) 単純な燃焼使用の場合も、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LPG用の特別なタンク等の設備は有していない。

3. オレフィンの分離除去の方法

オレフィン分の分離除去方法としては、大別次の様な方法がある。

- 1) 蒸留により分離する方法
- 2) オレフィン分を重合させることにより除去する方法
- 3) オレフィン分を水素添加し、飽和分に変える方法

これらの方法について概略を以下に記す。

(a) 蒸留により分離する方法

プロパンとプロピレンあるいはブタンとブチレンの様に沸点差の小さいものの分離には、段数の非常に多い蒸留塔が必要であり、単なる分離のみを目的とした場合、この方法は経済的に不利である。

(b) 重合により除去する方法

これは、本来はガソリン製造を目的としたいくつかのプロセスが存在する。固体燐酸触媒を使い、オレフィンの重合反応を利用した Polymer gasoline Process や HF (弗化水素) または硫酸を使いオレフィンとイソブタンを反応させる Alkylation Process がある。しかし、この方法は LPG の品質改善を目的とする場合、利用する反応の性格上、次のような欠点がある。

① オレフィン分が重合ガソリンに変化するため、LPG の生産量が低下する。

② 若干のオレフィン分が未反応のまま製品 LPG 中に残る。

(c) 水素添加による方法

この方法は、Ni・Co・Mo・Pt 等を触媒として水素雰囲気下で、オレフィンと反応させるもので、通常の水添脱硫装置ではオレフィンの水添反応は同時に起きている。従って、充分な水素源があり、かつ適当な水添装置が利用できるならば、この方法は妥当である。またこの方法では LPG の生産量が低下しないという利点がある。

3.1 Polymer gasoline Process によるオレフィン除去

シリウム製油所ではこのプロセスを採用している。

この製油所には水素源が無いので、前記(b)の方法を採用せざるを得ない。(b)の方法の中では、次の様な点を考慮すると LPG 中のオレフィン除去の目的では、Polymer gasoline Process の方が優れていると考えられる。

1) Polymer gasoline Process はオレフィン同士の重合反応を利用しているが、Alkylation Process は、オレフィンとイソブタンの反応を利用する。このため、後者の場合は飽和分も重合ガソリンとなるため、LPG の生産量は更に低下する。

2) Alkylation Process では、HF や硫酸のように、取扱い上や腐食上問題のある液体薬品を使用しているが、Polymer gasoline Process では、固定床触媒の反応器のため、この様な問題がない。

3.2 SPI 装置を利用しての水添反応によるオレフィン除去

SPI 装置は、本来的にはジェット燃料、灯油の煙点を改良するために、これら留分中の芳香族環に水素添加してシクロパラフィンにする装置である。マン製油所では、この装置で

オレフィン分を含んだLPOを処理して、飽和のLPOを得ようとするものである。この場合、反応的には、 O_2 、 O 、オレフィンへの水素添加反応の方が、芳香族環への水素添加反応より容易であるため問題は無い。しかしながら、この反応は大きな発熱を伴うので、現在のマン製油所のSPI装置の反応部門の熱収支をチェックする必要がある。調査団が東京において、ライセンサーのヒアリングを行なったところ、マン製油所のSPI装置ではクエンチングシステムが無いため、LPOの単独処理は無理であろうとのことであった。しかし、現在の灯油またはジェット燃料3,000B/D処理にLPO500B/Dを混合した運転を行うことは、可能であるとのことであった。

一方、ジェット燃料・灯油・LPOのブローグノベレニシオンを考えるならば、リアクターを改造し、クエンチングシステムを導入するか、また、LPO処理の場合のみ、製品LPOの循環による熱除去を行わねばならない。前者の場合は改造費がかなり高くなるだろうし、LPOの中間タンクの新設が必要となる。また、運転操作上も、処理油切替の度にめんどろな操作が発生して好ましくない。後者の場合には、熱除去のために製品LPOを循環するので、装置能力のうち、LPO処理用に使う部分が大きくなり、ジェット燃料・灯油の処理能力が低下する。極端な場合には、例えば製品LPOの必要循環量が2,500B/D以上になると、ジェット燃料・灯油の処理能力は零になる。これは、ジェット燃料・灯油の生産計画との関連で問題が発生するし、例えばまくバランスできたととしても、前記の運転操作上の問題は残る。

従ってSPI装置でのLPO処理は灯油またはジェット燃料との混合による連続処理の方が好ましい。

一方、蒸留部門においては、現設計では灯油留分とそれと溶解してくる軽質ガスの分熱のみを考慮している。従ってLPO留分との混合連続処理の場合は、更にLPO留分を分離しなくてはならないので、現在の蒸留塔では設計圧力の不足およびオーバーヘッド系の能力不足等が考えられる。

以上のとおり、既存の設備を用いてCoker LPOを脱オレフィンするについては、今後ピルマ側において早期に詳細な検討を行う必要がある。

JICA