

第 6 章

プロジェクトの遂行

第 6 章

プロジェクトの遂行

製油所は世界で最も巨大な設備の一つに位置付けられる。しかも本プロジェクトの場合、未開発地域に建設される、原油輸送配管および海上施設を含んだグラスルーツ製油所である。

この種のプロジェクトはその規模と大きさと複雑さから、プロジェクトマネジメント、エンジニアリング、建設および操業等のあらゆる段階において人員の組織編成、運転、工程についての綿密な遂行計画を立て実行することがプロジェクトを成功裡に実現させるのに不可欠である。

遂行計画は製油所の合弁会社設立後早期に、あらゆる詳細業務の開始に先立ち確立されなければならない。

本章では第9章で述べられる経費推算のための基準を与えることを目的としてプロジェクトの遂行に関する予備的な検討を行なう。本章では以下の項目について概述する。

- 全体建設工程
- 動員計画
- 製油所組織および人員編成
- 従業員訓練計画

6.1 全体建設工程

プロジェクトの開始時に概略の期日および工程を示す全体計画が立案される。

この計画はエンジニアリング、調達、輸送、建設および運転等の各遂行グループによって詳細に検討されその結果に基づいて適宜修正される。

図6.1は製油規模250,000BPSDの製油所建設についての予備的な全体工程を示すものである。但し、本工程は以下の仮定に基づいている。

- プロジェクトは主契約会社との間で1979年8月1日付をもって発効する。
- プロジェクト発効以前に精製装置に関する基本設計要求書がコントラクターに手交され、又ライセンサーはすでに選定されているものとする。
- 同様に基本設計資料およびプロジェクトの仕様基準もその時まで有効となっている

ものとする。

- 重量反応器、塔、槽、蒸気発生設備および発電装置等の工期を支配する機器類については早期調達を考慮する。
- 機器の入札と売り手の選定には4ヶ月要するものとする。
- 真機材の納期については現在の世界の趨勢に基く。
- 製作会社から建設現場までの機器の輸送には4ヶ月間を要する。
- 敷地造成、アクセスウェイ等の産業基盤は図中に示された期日までに整備されるものとする。
- 製油所の機械的完成から商業運転開始までは6ヶ月間を要する。

上記の仮定の下で250,000BPSD規模の製油所完成までは建設に44ヶ月、試運転に6ヶ月の合計50ヶ月の期間を要する。

125,000BPSD規模の製油所の場合もその完成に要する日数は250,000BPSDの場合と大差は無い。

500,000 BPSD 規模の製油所の場合は2系列に分割して建設され、最初の1系列は契約発効期日後50ヶ月で操業が開始され残りの1系列も遅れること9ヶ月で操業に入る。

6.2 動員計画

ここでは建設を遂行するためのマンパワーを推算し、建設期間中およびそのピーク時でのマンパワー動員計画を示す。

動員計画に際しては建設に従事するマンパワーを次の3種類に分類する。

- 監督およびスタッフ

現場所長とそのスタッフであり現場作業全般にわたっての運営、管理およびコーディネーション業務を担当する。

- 直接工事に従事する労働者

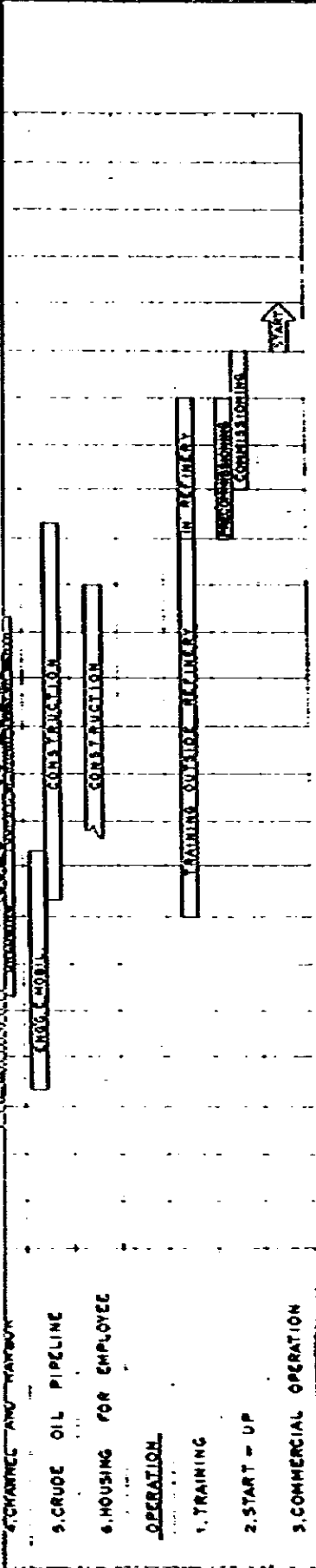
建設工事に直接従事する職工長、熟練技能工、半熟練工および一般労働者である。

- 間接工事に従事する労働者

製油所建設のための仮設設備の建設および保守に従事する労働者である。

上記の分類および同様のプラントについての実績から、250,000 BPSD 規模の製油所に

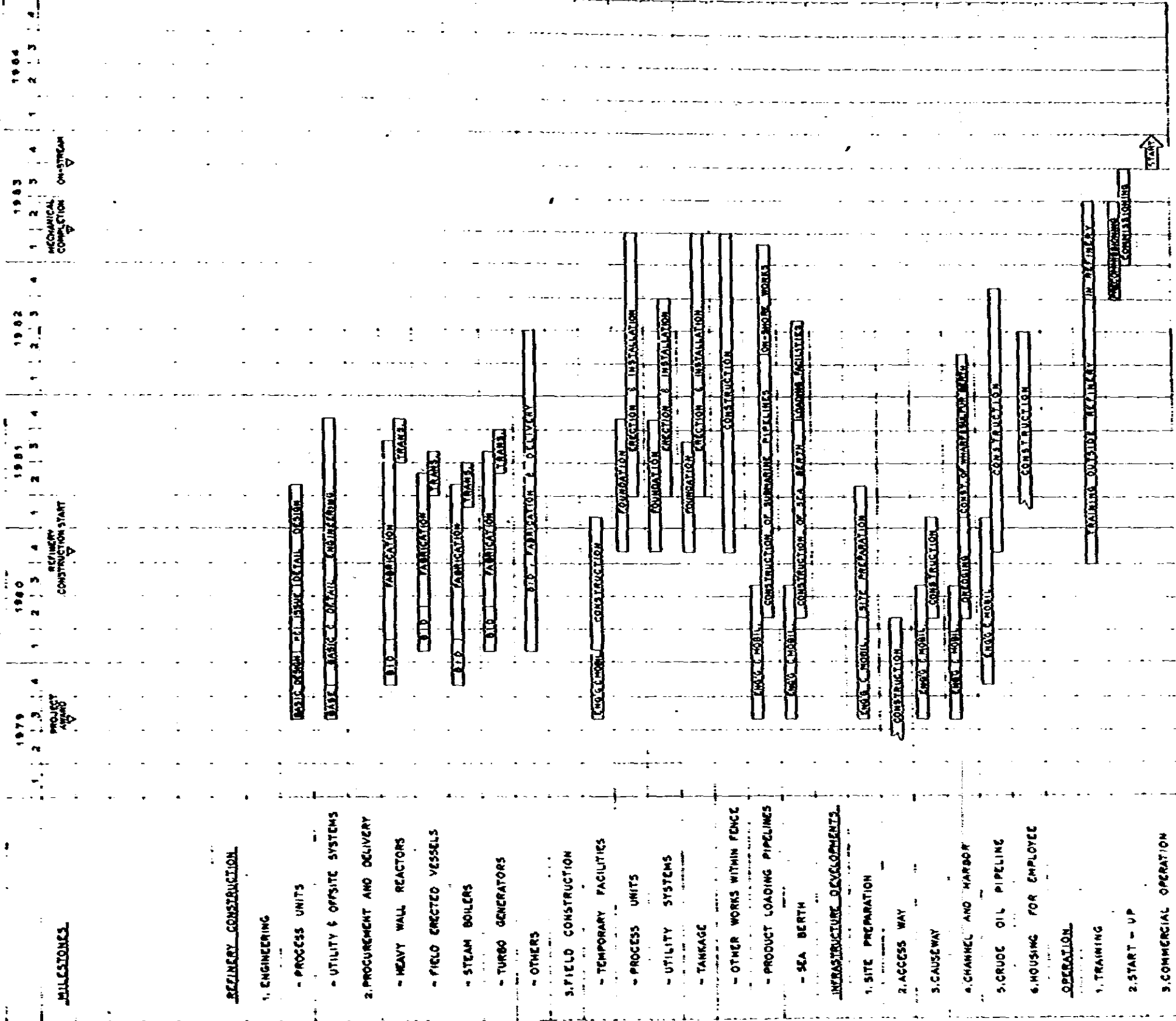
PRELIMINARY PROJECT SCHEDULE



IRAN-JAPAN EXPORT REFINERY

PRELIMINARY PROJECT SCHEDULE
250,000 BPSD CASE
FIGURE 6.1

PRELIMINARY PROJECT SCHEDULE



ついてその建設の進展に従って必要となるマンパワーが予想される。

図 6.2 および図 6.3 は各々監督・スタッフ、直接工事労働者についての動員計画である。更に製油所建設工事のための仮設設備の建設および保守に要するマンパワーも加算される。表 6.1 は 125,000、250,000 および 500,000 BPSD 規模の製油所建設について上述の様にして計算した結果を総所要マンパワーおよびピーク時の動員数としてまとめたものである。

表 6.1

マンパワー - 動員計画

ITEM	CAPACITY		
	125,000 BPSD	250,000 BPSD	500,000 BPSD
a. Supervisor and Staff			
Total (Man-Month)	3,160	4,210	6,650
Number at Peak Time (Man-Month/Month)	120	160	200
b. Labor in Direct Work			
Total (Man-Day)	1,930,000	2,565,000	4,050,000
Number at Peak Time (Man-Day/Day)	3,900	5,200	6,600
c. Labor in Indirect Work			
Total (Man-Day)	315,000	420,000	660,000
Number at Peak Time (Man-Day/Day)	450	600	750

6.3 製油所組織および人員編成

本節では操業関連事項として製油所組織および人員の編成について検討する。

製油所の各設備を円滑に運転・保守するために事務的、技術的および管理機能を備えた組織を整備し人員を編成することはプロジェクトを成功させる上で重要な鍵である。

図 6.4 に計画された製油所組織図を示す。

所内組織は所長および副所長から成る最高管理グループの下に各部長を最高責任者とする下記の4部署より構成される。

- ・製造部
- ・技術部
- ・工務部
- ・総務部

また本組織は上部からの指令が短い系統で伝達されるように比較的平坦な構成となっている。

表6.2はこの組織構成に基づいて製油所の操業に必要な人員数を推算し、検討した基本6ケースについて示したものである。

尚、人員数の推算に際しては以下の基準を設定している。

- ・1人の労働時間は年間2,000時間とする。
- ・直勤務者は病欠、休暇、超過勤務等のための人員も含めてシフトポジション当り5人配置する。

また各部署に配置する必要人員数は以下に述べる検討に基づいて推算した。

製 造 部

製造部の各課別および日勤・直勤務別人員編成を表6.3に示す。

製油規模が125,000 BPSD および 250,000 BPSD の製油所の場合には担当部門別に6人のスーパーバイザーを配し部長を補佐する。

これらのスーパーバイザーは第1装置部門(原油蒸留装置群)、第2装置部門(残渣油水素化脱硫装置群)、用役設備部門、貯蔵・出荷部門、廃棄物処理部門および海上施設部門を各々担当する、

海上施設部門のスーパーバイザーは港務での作業を監督しシーバースの運営に対しても責任を持って管理する。

また500,000 BPSD 規模の場合には更に装置部門に2人、用役設備部門に1人の合計3人のスーパーバイザーを追加する必要がある。

ハイドロスキミング型製油所の場合、精製装置は上記の2系統に分割して運転され従ってオンサイト運転用員の班長は125,000 および 250,000 BPSD 規模で2人、500,000 BPSD

Figure 6.2
 Construction Supervisory Force
 (250,000 BPSD C

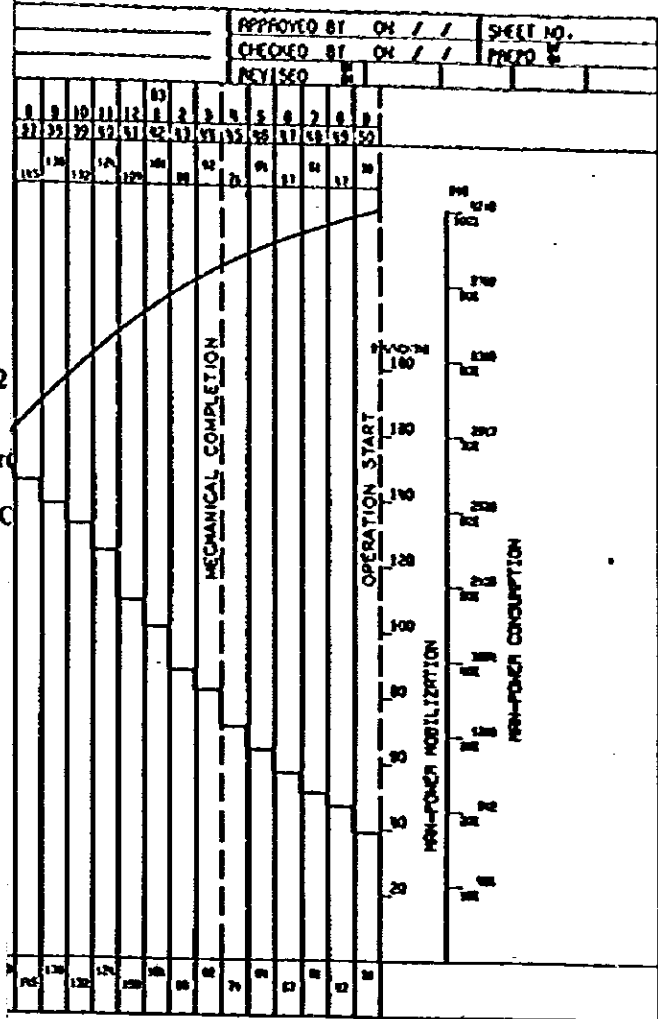


Figure 6.1
 Construction Labor Mo
 (250,000 BPSD

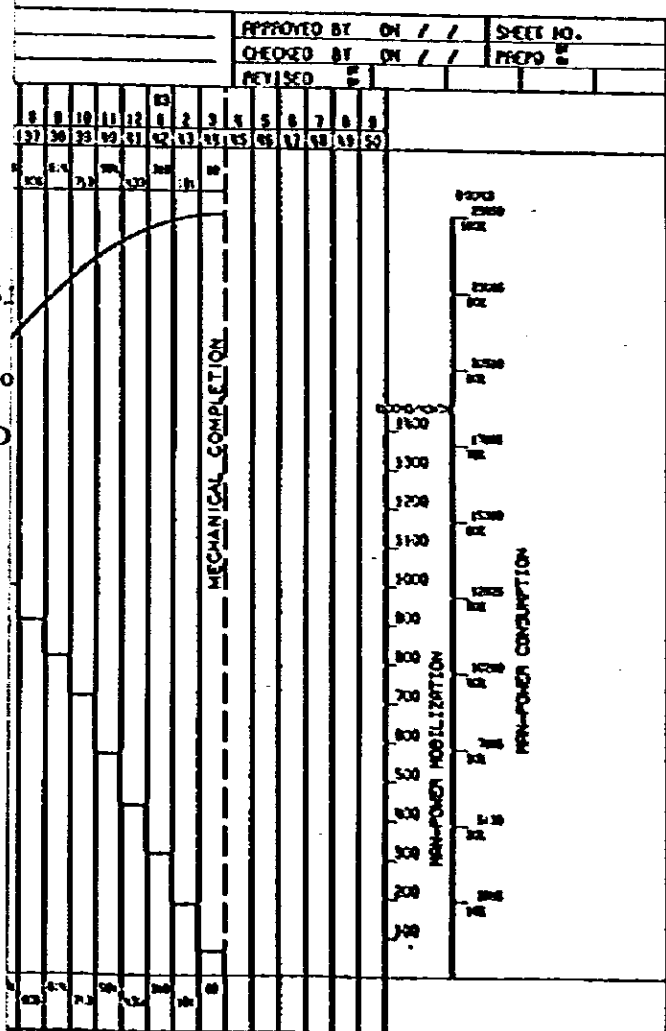


Figure 6.1 Refinery Organization Chart

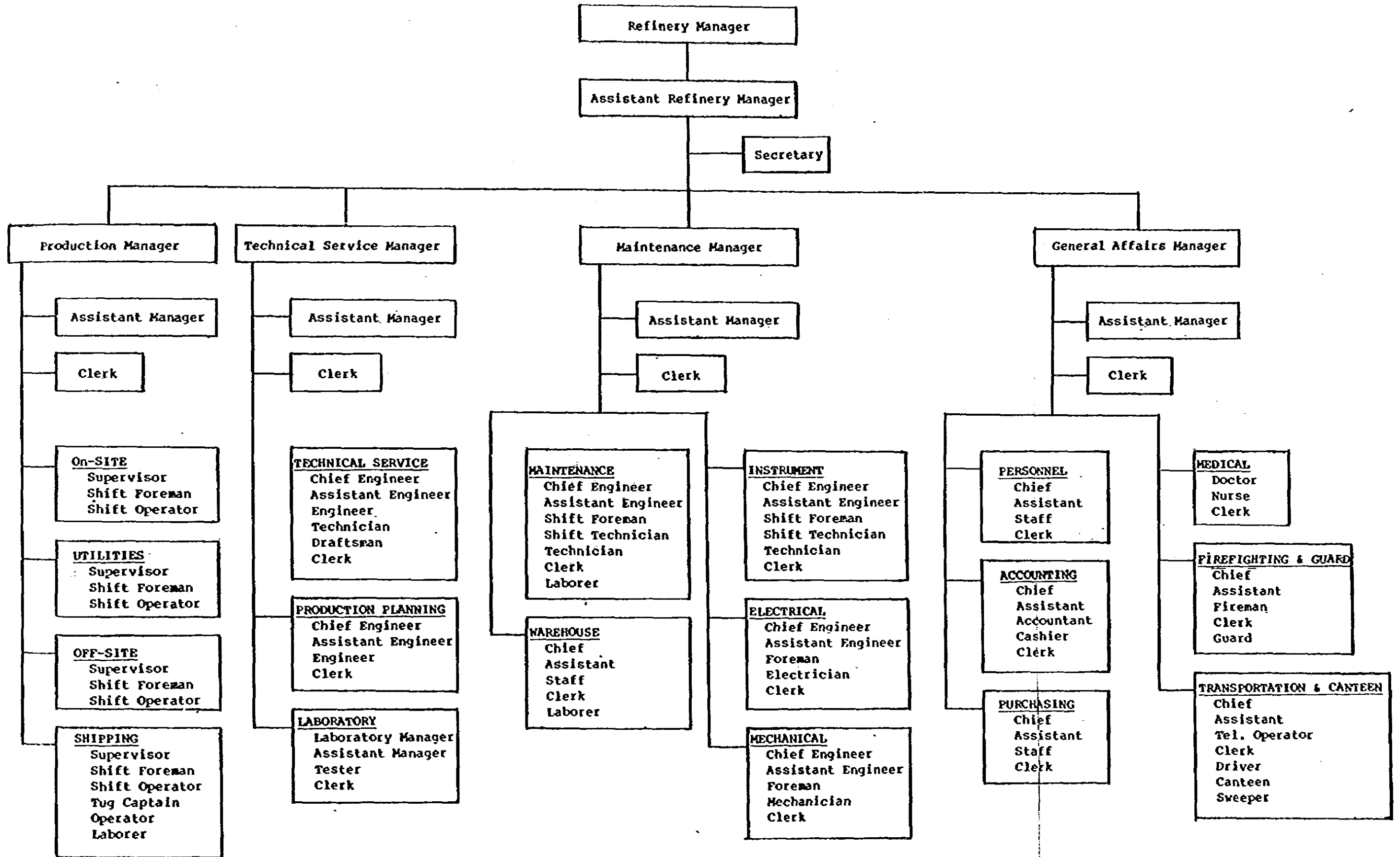


表 6.2
所 要 人 員 數

Position	Hydrofining		Hydrocracking	
	125,000/250,000 BPSD	500,000 BPSD	125,000/250,000 BPSD	500,000 BPSD
Refinery Manager	1	1	1	1
Assistant Refinery Manager	1	1	1	1
Secretary	2	2	2	2
Subtotal	4	4	4	4
PRODUCTION DEPARTMENT				
Manager and Assistant Manager	2	2	2	2
Supervisor	6	9	6	9
Clerk	6	6	6	6
On-site	145	275	180	330
Utilities	75	75	75	75
Off-site/Shipping	70	70	70	70
Subtotal Production Dept.	304	437	339	492
TECHNICAL SERVICE DEPARTMENT				
Manager and Assistant Manager	2	2	2	2
Clerk	2	2	2	2
Laboratory	27	51	27	51
Technical Service	18	18	18	18
Production Planning	5	5	5	5
Subtotal Technical Service Dept.	54	78	54	78
MAINTENANCE DEPARTMENT				
Manager and Assistant Manager	2	2	2	2
Clerk	2	2	2	2
Maintenance	80	130	80	130
Instrument	28	38	28	38
Electrical	19	19	19	19
Mechanical	35	35	35	35
Warehouse	15	15	15	15
Subtotal Maintenance Dept.	181	241	181	241
GENERAL AFFAIRS DEPARTMENT				
Manager and Assistant Manager	2	2	2	2
Clerk	2	2	2	2
Personnel	13	18	13	18
Medical	7	7	7	7
Accounting	8	11	8	11
Purchasing	8	10	8	10
Fire Fighting and Guard	35	37	35	37
Transportation and Canteen	28	28	28	28
Subtotal General Affairs Dept.	103	115	103	115
Grand Total	616	875	633	930

表 6.3

製造部人員編成

Configuration and Capacity Position	Hydrosteaming				Hydrocracking			
	125,000/ 250,000 BPSD		500,000 BPSD		125,000/ 250,000 BPSD		500,000 BPSD	
	Day	Shift	Day	Shift	Day	Shift	Day	Shift
Manager and Assistant	2		2		2		2	
Supervisor	6		9		6		9	
Clerk	6		6		6		6	
<u>On-Site</u>								
Foreman		2		4		3		6
Operator		27		51		33		60
<u>Utilities</u>								
Foreman		1		1		1		1
Operator		14		14		14		14
<u>Off-Site</u>								
Foreman		2		2		2		2
Operator	8	5	8	5	8	5	8	5
Tug Captain	4		4		4		4	
Laborer	23		23		23		23	
Subtotal	49	51	52	77	49	58	52	88
Total	304		437		339		492	

表 6.4

技術部人員編成

Configuration and Capacity Position	Hydrosteaming		Hydrocracking	
	125,000/ 250,000 BPSD	500,000 BPSD	125,000/ 250,000 BPSD	500,000 BPSD
Manager and Assistant	2	2	2	2
Clerk	2	2	2	2
<u>Laboratory</u>				
Chief and Assistant	2	2	2	2
Tester	24	48	24	48
Clerk	1	1	1	1
<u>Technical Service</u>				
Chief and Assistant	2	2	2	2
Engineer	10	10	10	10
Draftman and Technician	5	5	5	5
Clerk	1	1	1	1
<u>Production Planning</u>				
Chief and Assistant	2	2	2	2
Engineer	2	2	2	2
Clerk	1	1	1	1
Total	54	78	54	78

規模で倍の4人必要である。

一方、水素化分解型製油所の場合には水素化分解装置の運転用として班長並びに運転員が別に追加される。

尚、海上での作業は全て日中に行なわれるものとする。

技 術 部

技術部は研究所、技術課および生産計画課の3つのセクションで構成され各々主任技術者を責任者とする。

当部の機能は製油所の操業および製品品質の管理・調整を行なう上での技術的要請に対処することである。

表6.4に技術部の人員編成を示す。この表から分かるように技術部においては直勤務者は無く、又製油規模による人員数の差としては500,000BPSDケース時の品質試験員の増加があるだけである。

工 務 部

工務部には保守、計装、電気、機械および倉庫の各部門が所属する。

保守部門は直勤務によって所内全般の保守業務に当ると共に製油所の定期修理時には配管、熱交換器等の点検修理、溶接、大工仕事、塗装等の主要な保守業務を担当する。

機械部門は所内修理工場でポンプ、コンプレッサー、タービン等の回転機器及び他の大型機器の分解点検修理を担当する。

計装および電気部門は計器、分析計、安全弁、電算機、通信機器、事務機等の点検・保修を担当する。

倉庫部門では製油所の運転および修理に必要な部品を提供し在庫管理を行なう。

工務部の人員編成を表6.5に示す。

この表から分かるように工務部の所要人員数は125,000および250,000BPSD規模の製油所の場合、日勤者131名、直勤務者10名となり、500,000BPSD規模の場合には日勤者で15名、直勤務者で9名増加する。

総務部

総務部では管理、財政、購買、会計およびその他の製油所全体に関する一般的業務を担当する。

表 6.6 の人員編成に示すように機能別に 6 部門に分かれているがその業務内容については名前の通りであり詳述は省略する。

当部では消防士、守衛を除き全てが日勤者である。

給与レベル別人員構成

製油所従業員とその担当業務の程度に応じて以下に示す 6 段階の等級に分類した。

但し、分類は NIOC より呈示された給与体系に基いている。

- 等級 A : 所長/副所長
- 等級 B : 部長/医師
- 等級 C : 課長/スーパーバイザー/技師
- 等級 D : 班長/運転員/熟練工/秘書/看護婦
- 等級 E : 事務員
- 等級 F : 労務者

上記の分類に従った給与別従業員数を表 6.7 に示す。また、表 6.8、6.9、6.10 および 6.11 には検討 6 ケースについて部署別、等級別の従業員構成を示す。

表 6.5

工 務 部 人 員 編 成

Configuration and Capacity Position	Hydrofinning				Hydrocracking			
	125,000/ 250,000 BPSD		500,000 BPSD		125,000/ 250,000 BPSD		500,000 BPSD	
	Day	Shift	Day	Shift	Day	Shift	Day	Shift
Manager and Assistant Clerk	2		2		2		2	
<u>Maintenance</u>								
Chief and Assistant Foreman	2		2		2		2	
Technician	25	1	25	2	25	1	25	2
Clerk	3	6	3	12	3	6	3	12
Laborer	15		30		15		30	
<u>Instrument</u>								
Chief and Assistant Foreman	2		2		2		2	
Technician	10	1	10	1	10	1	10	1
Clerk	1	2	1	4	1	2	1	4
<u>Electrical</u>								
Chief and Assistant Foreman	2		2		2		2	
Technician	1		1		1		1	
Clerk	15		15		15		15	
	1		1		1		1	
<u>Mechanical</u>								
Chief and Assistant Foreman	2		2		2		2	
Technician	1		1		1		1	
Clerk	30		30		30		30	
	2		2		2		2	
<u>Warehouse</u>								
Chief and Assistant Staff	2		2		2		2	
Clerk	4		4		4		4	
Laborer	1		1		1		1	
	8		8		8		8	
Subtotal	131	10	146	19	131	10	146	19
Total	181		241		181		241	

表 6.6

總務部人員編成

Configuration and Capacity Position	Hydrostriking				Hydrocracking			
	125,000/ 250,000 BPSD		500,000 BPSD		125,000/ 250,000 BPSD		500,000 BPSD	
	Day	Shift	Day	Shift	Day	Shift	Day	Shift
Manager and Assistant	2		2		2		2	
Clerk	2		2		2		2	
<u>Personnel</u>								
Chief and Assistant	2		2		2		2	
Staff	10		15		10		15	
Clerk	1		1		1		1	
<u>Medical</u>								
Doctor	2		2		2		2	
Nurse	4		4		4		4	
Clerk	1		1		1		1	
<u>Accounting</u>								
Chief and Assistant	2		2		2		2	
Accountant	3		4		3		4	
Cashier	2		4		2		4	
Clerk	1		1		1		1	
<u>Purchasing</u>								
Chief and Assistant	2		2		2		2	
Staff	5		7		5		7	
Clerk	1		1		1		1	
<u>Fire Fighting & Guard</u>								
Chief and Assistant	2		2		2		2	
Fireman		4		4		4		4
Guard	2	2	4	2	2	2	4	2
Clerk	1		1		1		1	
<u>Transportation & Canteen</u>								
Chief and Assistant	2		2		2		2	
Tel. Operator	3		3		3		3	
Driver	3		3		3		3	
Canteen	8		8		8		8	
Sweeper	10		10		10		10	
Clerk	2		2		2		2	
Subtotal	73	6	85	6	73	6	85	6
Total	103		115		103		115	

表 6.7

給与別所要人員数

Salary Grade	US\$/Month	Hydroskimming		Hydrocracking	
		125,000/ 250,000 BPSD	500,000 BPSD	125,000/ 250,000 BPSD	500,000 BPSD
Class A	4,500	2	2	2	2
Class B	3,100	10	10	10	10
Class C	2,200	44	47	44	47
Class D	1,300	478	687	513	742
Class E	600	33	33	33	33
Class F	250	79	96	79	96
Total	-	646	875	681	930

表 6.8

人員構成および所要人員数
(ケース:ハイドロスキミング型 125,000/250,000 BPSD)

Salary Grade Position	Day Personnel						Shift Personnel		Total
	A	B	C	D	E	F	D	F	
Refinery Manager	1								1
Assistant Refinery Manager	1								1
Secretary				2					2
PRODUCTION DEPARTMENT									
Manager and Assistant Manager		2							2
Supervisor			6						6
Clerk					6				6
On-site							145		145
Utilities							75		75
Off-site/Shipping				12		23	35		70
Subtotal Production Dept.	0	2	6	12	6	23	255	0	304
TECHNICAL SERVICE DEPARTMENT									
Manager and Assistant Manager		2							2
Clerk					2				2
Laboratory			2	24	1				27
Technical Service			12	5	1				18
Production Planning			1		1				2
Subtotal Technical Service Dept.	0	2	15	29	5	0	0	0	54
MAINTENANCE DEPARTMENT									
Manager and Assistant Manager		2							2
Clerk					2				2
Maintenance			2	25	3	15	35		80
Instrument			2	10	1		15		28
Electrical			2	16	1				19
Mechanical			2	31	2				35
Warehouse			2	4	1	8			15
Subtotal Maintenance Dept.	0	2	10	66	10	23	50	0	181
GENERAL AFFAIRS DEPARTMENT									
Manager and Assistant Manager		2							2
Clerk					2				2
Personnel			2	10	1				13
Medical		2		4	1				7
Accounting			2	5	1				8
Purchasing			2	5	1				8
Fire Fighting and Guard			2		1	2	20	10	35
Transportation and Canteen			2		5	21			28
Subtotal General Affairs Dept.	0	4	10	24	12	23	20	10	103
Grand total	2	10	44	153	33	69	325	10	646

表 6.9

人員編成および所要人員数
(ケース：ハイドロスキミング型 500,000 BPSD)

Salary Grade Position	Day Personnel						Shift Personnel		Total
	A	B	C	D	E	F	D	F	
Refinery Manager	1								1
Assistant Refinery Manager	1								1
Secretary				2					2
PRODUCTION DEPARTMENT									
Manager and Assistant Manager		2							2
Supervisor			9						9
Clerk					6				6
On-site Utilities							275		275
Off-site/Shipping							75		75
Subtotal Production Dept.	0	2	9	12	6	23	35	0	79
TECHNICAL SERVICE DEPARTMENT									
Manager and Assistant Manager		2							2
Clerk					2				2
Laboratory			2	48	1				51
Technical Service			12	5	1				18
Production Planning			1		1				2
Subtotal Technical Service Dept.	0	2	16	53	5	0	0	0	76
MAINTENANCE DEPARTMENT									
Manager and Assistant Manager		2							2
Clerk					2				2
Maintenance			2	25	3	30	70		130
Instrument			2	10	1		25		38
Electrical			2	16	1				19
Mechanical			2	31	2				35
Warehouse			2	4	1				7
Subtotal Maintenance Dept.	0	2	10	86	10	30	95	0	243
GENERAL AFFAIRS DEPARTMENT									
Manager and Assistant Manager		2							2
Clerk					2				2
Personnel			2	15	1				18
Medical		2		4	1				7
Accounting			2	8	1				11
Purchasing			2	7	1				10
Fire Fighting and Guard			2		1				3
Transportation and Canteen			2		5	4	20	10	37
Subtotal General Affairs Dept.	0	4	10	34	12	25	20	10	115
Grand total	2	10	47	187	33	86	500	10	875

表 6.10

人員構成および所要人員数
(ケース:水素化分解型 125,000/250,000 BPSD)

Salary Grade Position	Day Personnel						Shift Personnel		Total
	A	B	C	D	E	F	D	F	
Refinery Manager	1								1
Assistant Refinery Manager	1								1
Secretary				2					2
PRODUCTION DEPARTMENT									
Manager and Assistant Manager		2							2
Supervisor			6						6
Clerk					6				6
On-site							180		180
Utilities							75		75
Off-site/Shipping				12		23	35		70
Subtotal Production Dept.	0	2	6	12	6	23	290	0	339
TECHNICAL SERVICE DEPARTMENT									
Manager and Assistant Manager		2							2
Clerk					2				2
Laboratory			2	24	1				27
Technical Service			12	5	1				18
Production Planning			1		1				2
Subtotal Technical Service Dept.	0	2	18	29	5	0	0	0	54
MAINTENANCE DEPARTMENT									
Manager and Assistant Manager		2							2
Clerk					2				2
Maintenance			2	25	3	15	35		80
Instrument			2	10	1		15		28
Electrical			2	16	1				19
Mechanical			2	31	2				35
Warehouse			2	1	1	4			10
Subtotal Maintenance Dept.	0	2	10	86	10	23	50	0	181
GENERAL AFFAIRS DEPARTMENT									
Manager and Assistant Manager		2							2
Clerk					2				2
Personnel			2	10	1				13
Medical		2		4	1				7
Accounting			2	5	1				8
Purchasing			2	5	1				8
Fire Fighting and Guard			2		1	2	20	10	35
Transportation and Canteen			2		5	23			28
Subtotal General Affairs Dept.	0	4	10	24	12	23	20	10	103
Grand Total	2	10	46	153	33	69	369	10	691

表 6.11

人員編成および所要人員数
(ケース：水素化分解型 500,000 BPSD)

Salary Grade Position	Day Personnel						Shift Personnel		Total
	A	B	C	D	E	F	D	F	
Refinery Manager	1								1
Assistant Refinery Manager	1								1
Secretary				2					2
PRODUCTION DEPARTMENT									
Manager and Assistant Manager		2							2
Supervisor			9						9
Clerk					6				6
On-site Utilities							330		330
Off-site/Shipping							75		75
Subtotal Production Dept.	0	2	9	12	6	23	440	0	492
TECHNICAL SERVICE DEPARTMENT									
Manager and Assistant Manager		2							2
Clerk					2				2
Laboratory			2	48	1				51
Technical Service			12	5	1				18
Production Planning			4		1				5
Subtotal Technical Service Dept.	0	2	18	53	5	0	0	0	78
MAINTENANCE DEPARTMENT									
Manager and Assistant Manager		2							2
Clerk					2				2
Maintenance			2	25	3	30	70		130
Instrument			2	10	1		25		38
Electrical			2	16	1				19
Mechanical			2	31	2				35
Warehouse			2	4	1	8			15
Subtotal Maintenance Dept.	0	2	10	86	10	38	95	0	241
GENERAL AFFAIRS DEPARTMENT									
Manager and Assistant Manager		2							2
Clerk					2				2
Personnel			2	15	1				18
Medical		2		4	1				7
Accounting			2	8	1				11
Purchasing			2	7	1				10
Fire Fighting and Guard			2		1	4	20	10	37
Transportation and Canteen			2		5	21			28
Subtotal General Affairs Dept.	0	4	10	34	12	25	20	10	115
Grand Total	2	10	47	187	33	86	555	10	930

6.4 従業員訓練計画

従業員の訓練は製油所の円滑な運転にとって不可欠である。

しかし乍らその実施には多大な労力を必要とし、又下記事項を十分に考慮する必要がある。

- 一定資質レベル以上の人員の採用
- よく準備された訓練計画の企画および実施
- 適切な指導者および訓練設備の準備

本調査では、第9章の経費推算を行なうための基準を与えることを目的としてトレーナーおよびトレーニーの所要メンバーを推定する。

訓練計画としては以下に述べる形態が実施されるものと想定した。

- 装置運転員の班長に対してはシミュレーターおよび模型を使用した訓練を4ヶ月間日本で行なう。
- 主任運転員に対しては教室および実務での訓練をNIOCの製油所あるいはイランの公共訓練施設で12ヶ月間行なう。
- 研究所の分析係に対しては教室での訓練をNIOCの製油所あるいはイランの公共訓練施設で6ヶ月間行なう。
- 全運転者に対しては建設サイトにおいて6ヶ月間オンサイト訓練を行なう。

その他の従業員に関しては、各々の職種について一定レベル以上の人員が採用できるものとして訓練は行なわない。

上記の訓練計画に基いたトレーニーの人員数および所要メンバーを表 6.12、6.13 に示し、又トレーニーについてのそれを表 6.14 および 6.15 に示す。

尚、訓練を受ける主任運転員は製油所建設完了より18ヶ月前に採用することに留意しなければならない。

表 6.12

トレーニ - 所要人員数

Configuration and Capacity Class of Trainee	Hydrostimming		Hydrocracking		Period (Month)
	125,000/ 250,000 BPSD	500,000 BPSD	125,000/ 250,000 BPSD	500,000 BPSD	
<u>On-Site</u>					
Foreman	10	20	15	30	4
Chief Operator	25	45	30	45	18
Operator	110	210	135	255	6
<u>Utilities</u>					
Chief Operator	10	10	10	10	18
Operator	60	60	60	60	6
<u>Off-Site</u>					
Chief Operator	10	10	10	10	18
Operator	23	23	23	23	6
<u>Laboratory</u>					
Tester	24	48	24	48	6
Total	272	426	397	481	-

表 6.13

トレーニ - 所要マンパワー

(Unit: Man - Month)

Configuration and Capacity Class of Trainee	Hydrostimming		Hydrocracking	
	125,000/ 250,000 BPSD	500,000 BPSD	125,000/ 250,000 BPSD	500,000 BPSD
Foreman	40	80	60	120
Chief Operator	810	1,170	900	1,170
Operator	1,159	1,758	1,308	2,028
Tester	244	288	144	288

表 6.14

トレーナー-所要人員数

Configuration and Capacity Training Course	Hydrokimming		Hydrocracking		Period (Month)
	125,000/ 250,000 BPSD	500,000 BPSD	125,000/ 250,000 BPSD	500,000 BPSD	
<u>On-Site</u>					
Foreman	2	2	2	2	4
Chief Operator	2/1	3/2	2/1	3/2	13/7
Operator	4	7	5	9	7
<u>Utilities</u>					
Chief Operator	2/1	2/1	2/1	2/1	13/7
Operator	2	2	2	2	7
<u>Off-Site</u>					
Chief Operator	2	2	2	2	13
Operator	1	1	1	1	7
<u>Laboratory</u>					
Tester	2	3	2	3	7
Recruiting	2	2	2	2	2
Total	21	27	22	19	-

表 6.15

トレーナー-所要マンパワー

(Unit: Man・Month)

Configuration and Capacity Training Course	Hydrokimming		Hydrocracking	
	125,000/ 250,000 BPSD	500,000 BPSD	125,000/ 250,000 BPSD	500,000 BPSD
Foreman	8	8	8	8
Chief Operator	92	112	92	112
Operator	49	70	56	84
Tester	14	21	14	21
Recruiting	4	4	4	4

第 7 章

産業基盤の整備の必要量

第 7 章

産業基盤の整備の必要量

本章では当該プロジェクトの実施に際し必要な産業基盤について概述する。

産業基盤の適切な整備計画を立てることは事業を成功させる上で最も重要な要素の一つであろう。

7.1 産業基盤の定義

一般に「産業基盤」という言葉は産業活動を実施する上で必要となる基盤を意味する。

この言葉は広く色々な意味に使われており各々プロジェクト特有の条件によりその意味するところは違ってくる。

以上から本調査では産業基盤と見なされる主要な要素を工業的ならびに社会的産業基盤に分類し項目別に概述する。

工業的産業基盤

未開発地域において工業化を推進するためには事業投資ならびに運営を円滑に実施する上で一定水準の産業基盤が必要である。

一般に工業化を進めようとする地域は土地、輸送、原料および用役等工業化にとって第1次のな諸条件を満足するような工業団地として政府又はそれにかわる公共団体により整備される場合が多い。

この基本概念に沿って本プロジェクト固有の工業的産業基盤として原油供給用配管、製油所の敷地造成さらに渡漁航路、港湾設備およびコーズウェイで構成される製品出荷用海上施設を含めることとした。

社会的産業基盤

製油所での操業が開始するまでに従業員を収容できる共同施設を製油所近辺に建設し、さらにそこから製油所までの道路を整備する必要がある。

また社会環境を改善することは産業活動を円滑に行なうために非常に重要な要素である。

従ってそのような社会的な公共施設も又社会的産業基盤と考えられる。

表7.1はこの基本的な考え方に従った社会的産業基盤の一覧表である。

7.2 活用可能な産業基盤

用地周辺の現状

1976年の国勢調査に依れば、ブッシュェール市の人口は約58,000人であり過去10年間の増加率は年9.3%以上である。

ブッシュェール地区においては大部分の人が農業あるいは漁業に従事している。

又この地区の現存の地場産業は本プロジェクトを遂行するに際して大して寄与しないであろうと考えられる。

社会基盤として期待できる主要施設は約10km²の市街地のあるブッシュェール市に集中している。

ブッシュェール市の主要施設の現況は以下に述べる通りである。

住 居 施 設：

- ・利用可能な借家の数は限られている。
- ・部屋数40の旅行者用ホテルが利用可能。
- ・新しく部屋数60のホテルが建設中。

用 役 施 設：

- ・将来のこの地域での需要に備え日産200,000㎡規模の淡水化設備が建設中である。
- ・ここで消費する主食糧品は大部分がシラズおよび近隣都市から供給されている。

輸 送 施 設：

- ・市中道路は大部分アスファルト舗装されている。
- ・アスファルト道路がブッシュェールからボラジオン、カゼルンを経てシラズに通じている。
- ・ブッシュェールの南地区に通じる道路が計画されている。

表 7.1
社会的產業基盤

1. Administration	Public Offices, Public Center, Police Station, Fire Station
2. Housing	Housing for employee
3. Utility	Water, Electric, and Fuel Supply Systems Sewer System Dust Collection and Incineration Systems
4. Business Service	Shopping Center, Hotel, Bank
5. Transportation	Road and Public Traffic System, Air Port, Marine Facilities
6. Communication	Telephone and Post Offices
7. Education	Kindergarten, Elementary School, High School, Training Center
8. Health	Hospital, Clinic
9. Recreation	Public Hall, Gymnasium, Play Ground, Library, Cinema Theater
10. Others	

- ブッシュェールには鉄道に依る連絡は無い。
- 1級国内空港が存る。
- ブッシュェール港の主要設備は下記の通りである。
 - 総延長 340 m の棧橋 2 本
 - 水深 8.8 m のドルフィン 1 基
 - 床面積 4,500 m² の屋根付倉庫 7 棟
 - タグボート 1 隻および 100 トンのモビール・クレーン 1 台

通 信 施 設

- ブッシュェールでは電話、電報、テレックスおよび郵便の利用が可能
- 市内での電話設置台数は約 4,000 台
- ブッシュェールと各都市とは国営マイクロウェーブ通信回線で結ばれている。

医 療 施 設

- ブッシュェールでは下記の医療施設の利用が可能であり、特別な場合にはシラズ等近隣の設備を使用する。
 - ベッドを備えた病院 3 ヶ所
 - 診 療 所 17 ヶ所
 - ドラッグ・ストア 5 ヶ所
- ベッド数 480 の総合病院建設の契約が取り交されている。

教 育 施 設

- ブッシュェール地区には下記の教育施設があり全てイラニアン・スクールである。
 - 幼 稚 園 16 ヶ所
 - 小 学 校 30 ヶ所
 - 中学校および高校 16 ヶ所
 - 軍 学 校 13 ヶ所
 - 専 門 学 校 2 ヶ所

娯楽施設：

・下記の娯楽施設が利用可能である。

- 競 技 場	4ヶ所
- スポーツ・クラブ	6ヶ所
- サ ッ カ ー 場	8ヶ所
- バスケッ ト ボール 場	3ヶ所
- テニス・コート	1ヶ所
- 映 画 館	3ヶ所
- 図 書 館	7ヶ所

そ の 他：

・ブッシュェール半島には空軍および海軍の基地がある。

当地区に於ける主要工業の将来計画

ブッシュェール地区においては地域工業化計画が着手されている。

ブッシュェールに近いハリリーには12,00メガワットの原子力発電所が2ヶ所すでに建設中であり各々1980年および1981年の終わりには操業を開始すると予想される。なお発電される電力は全国広域送電網に供給される。

原子力発電所と相まって日産100,000 m^3 の能力を持つ2基の淡水化設備が建設中でありその大部分の淡水は民生用および工業用水として使用される。

政府5ヶ年計画によれば既設ブッシュェール港の拡張工事はまもなく完成し4基のバースおよび3棟の倉庫があらたに建設されることにより年間の貨物取扱い能力は一般貨物で100万トンに達する。

その他当地区では造船、アルミ精練およびメタノール燃料等の工業の整備が計画されている。

7.3 検討と推奨

産業基盤の範囲をどのように設定するかはイラン政府と共同出資会社との間でお互いに了解されるべき事項であるが、ここでは本調査で産業基盤と考えた事項に限定して検討を行なう。

また電力、淡水および天然ガスが用役として製油所外から供給される代替ケースについてその供給設備を検討する。

原油輸送配管

モハメド・アメリまでの原油配管については第5章でその概要が述べられている。

表7.2は各候補地に対して必要な配管の総延長と管径の一覧表である。なお全ケースについて中間ポンプステーションを設置する必要は無い。

表 7.2

原油輸送配管一覧表

Refinery Site	Length	Pipe Size for Capacity		
		125,000 BPSD	250,000 BPSD	500,000 BPSD
Farageh	95 Km	14 inches	18 inches	24 inches
Chughadak	140 Km	16 inches	20 inches	26 inches
Muhammad Ameri	165 Km	16 inches	20 inches	26 inches
Ameri	190 Km	16 inches	20 inches	26 inches

注：全ケース共配管本数は2本とする。

予備調査によれば原油配管敷設工事には3年の期間を要した工事は製油所の操業開始より6ヶ月先行して完成する必要があると予測される。

工事にかかる経費については500,000 BPSDの通油量の場合、ファラゲー、チュガダキ、モハメド・アメリおよびアメリの各候補地に対して各々6千ドル、1億ドル、1億2千万ドルおよび1億4千万ドル程度となる。

原油輸送に関してはNIOCの責任のもとでグレーポンプステーションにて管理されると考

えた。

原油の供給を安定して行なうには、ポンプステーションと製油所との間で常に緊密な連絡を取ることが必要であろう。

土地造成

最終製油規模 500,000BPSD の製油所建設に必要な敷地面積は約 4,000,000 m^2 である。

造成工事量および経費については候補地により下記のように大きな差がある。

・フアラゲー

- 冠水対策として現状地盤高より 2 m 盛土する必要がある。
- 土工事量は 8,500,000 m^3 を要する。
- 推定経費は約 8 千万ドル

・チェガダキ

- 冠水対策として現状地盤高より 2 m 盛土する必要がある。
- 土工事量は 8,500,000 m^3 を要する。
- 推定経費は約 8 千万ドル

・モハメド・アメリ

- 整地工事のみ必要である。
- 土工事量は 3,000,000 m^3 を要する。
- 推定経費は約 2 千万ドル

・アメリ

- 山岳地を切り崩し階段状に造成する必要がある。
- 土工事量は 6,000,000 m^3 を要する。
- 推定経費は約 5 千万ドル

土地造成は現場工事開始から約 6 ヶ月後までに完成する必要がある。

淡水航路、港湾設備およびコーズウェイ

海上作業を行なうための産業基盤として水路、港湾およびコーズウェイ等の整備が必要である。

これらの設備については第 5 章でモハメド・アメリの場合に対して概述した。

本調査では硫黄およびパンカー重油の出荷用として最高10,000DWT級の運搬船を受け入れる港湾設備を計画した。さらにこの港湾設備では製油所の建設、操業ならびに定期修理用の一般貨物も取り扱う。港湾設備の整備は地域の工業化に寄与するところが多い。各候補地について必要工事項目および推定経費は以下の通り。

・フ ァ ラ ゲ ー

- コーズウェイ延長 約 5.5 Km
- 浅瀬航路延長 約 3 Km
- 10,000DWT級の硫黄運搬船および 5,000DWT級のパンカー重油運搬船を受け入れる港湾設備
- 推定経費は約1億3千万ドル

・チ ュ ガ ダ キ

- 既設プッシュェール港の利用が期待できる。
- 港湾設備のみ建設する必要があり浅瀬航路およびコーズウェイの建設は不要。
- 推定経費は約7千万ドル

・モハメド・アメリ

- コーズウェイ延長 約 3.5 Km
- 浅瀬航路延長 約 9 Km
- 10,000DWT級の硫黄運搬船および 5,000DWT級のパンカー重油運搬船を受け入れる港湾設備
- 推定経費は約1億2千万ドル

・ア メ リ

- コーズウェイ延長 約 0.3 Km
- 浅瀬航路延長 約 4 Km
- 10,000DWT級の硫黄運搬船および 5,000DWT級のパンカー重油運搬船を受け入れる港湾設備
- 推定経費は約7千万ドル

製油所建設時にこれらの海上施設を利用するため、プロジェクト開始から21ヶ月後すなわち大規模な機器の最初の搬入が行なわれる時期までにこれら海上施設を完成させる必要がある。

隣接施設からの用役供給システム

本調査では製油所は全ての用役を自家供給することを前提に計画されている。

しかし第Ⅲ編“補完資料”の各種代案の検討ではNIOCからの下記の示唆に基づき隣接施設から用役が供給される場合についても検討している。

・電力供給

ブッシュェールでは2ヶ所に原子力発電所が建設中である。

発電能力は共に1,200メガワットであり最初の1基は1980年末までにまた2番目も1981年末までには操業が開始される。

この発電所から製油所へ電力を供給するケースを検討すること。

・淡水供給

現在ブッシュェールでは利用できる淡水は都市部の民生用として供給されている。将来の需要に備えて200,000m³/日規模の海水淡水化計画が進行中であり、製油所に用役として供給することが検討されている。また製油所の建設期間中は他のプロジェクトでも行なわれたように必要な水はタンクローリーで運ぶかあるいは小規模な淡水化装置を設置して賄うことになろう。

・天然ガス供給

製油所の燃料として天然ガスを供給することが検討されている。一つの案として現在イラン第2の主ガスインのベースとして考えられているカンガン地区の天然ガスの供給があり、経済性および利用可能量を考慮した上でガス輸送配管が製油所まで敷設されることになろう。なお所要ガス量は製油所の精製形態を選定してはじめて予測される。

本調査ではこれらの用役の輸送設備そのものについての検討は行っていない。この製油所プロジェクトにとって下記の諸条件を満足する用役の供給は好都合であろう。

・安定した供給

・製油所プロジェクトと呼応した整備

・適切な供給価格

表7.3はこれら用役の所要量の基本ケースの製油所に対する一覧表である。

工業的産業基盤に関する経費の推算

製油所の経済性に対する工業的産業基盤への資本投下の影響を検討するために基本ケースについて経費を表7.4の通り推算した。

住居および通勤施設

製油所はブッシュェール市から最も近い候補地で20Kmまた最も遠い候補地では90Km離れた地点に立地する。

しかしながら製油所従業員の住居施設を整備する際にはブッシュェール市の既存の諸設備を有効に利用することが全く新しく独立した住居施設を造るより得策であろう。

この場合、製油所従業員の毎日の通勤は定期バスにより行なわれることになろう。

従って製油所の操業開始に先立って既存幹線道路から分岐して製油所まで通じる道路を整備することが必要となろう。

製油所従業員とその家族のための住居設備について概略の検討を行った。

- ・製油所で働く正社員の総人数は製油規模125,000BPSDおよび250,000BPSDの場合約650人また500,000BPSDの場合約900人と予想される。

- ・従業員を表7.5のように分類して住居設備を計画する。

この計画では全従業員の約40%に対して家族帯同用住居を供給しまた約45%に対して独身用住居を供給する。

残りの15%はブッシュェールの居住者であると想定した。

- ・以上から住居設備計画に分類した各従業員数は表7.6に示す通りとなる。

- ・家族帯同従業員用住居は5人家族を想定し、また独身者用住居にはホテル型式を採用するものとする。

表7.7は従業員の住居設備の一案を示す。

さらに本プロジェクトのような巨大な産業活動の実施は地域企業による様々な商業活動の需要を増大させる。

したがってこれらの企業に従事する労働者も含めて10,000人程度の人々が新たにブッシュェール地区に居住すると予想される。

この人口を考えた場合この地区の既存の社会的産業基盤は量的にも又多様性においても十分ではなく整備される必要がある。

ブッシュェールはイラン南部の中心都市としてさらに発展することが期待され本プロジェクトを実施する上でひいてはこの地区の工業化を推進するために果たすべき所は大きい。

表 7.3
所 要 用 役 量

Refinery Capacity	125,000 BPSD	250,000 BPSD	500,000 BPSD
Electric Power, 10^3 KW	17 - 19	34 - 37	68 - 75
Fresh Water, 10^3 m ³ /CD	4 - 5	8 - 10	16 - 20
Fuel, 10^9 Kcal/CD	9.5 - 11	19 - 21	38 - 43

表 7.4
工業的産業基盤の推定建設費

Refining Capacity, BPSD	125,000	250,000	500,000
	(10^6 US\$)	(10^6 US\$)	(10^6 US\$)
<u>Case 1 Hydroskimming</u>			
1. Site Preparation	9.5	11.9	19.0
2. Channel, Harbor & Causeway	124.1	124.1	124.1
3. Crude Oil Pipelines	54.5	75.7	118.5
Total	188.1	211.7	261.6
<u>Case 2 Hydrocracking</u>			
1. Site Preparation	10.0	12.5	20.0
2. Channel, Harbor & Causeway	124.1	124.1	124.1
3. Crude Oil Pipelines	54.5	75.7	118.5
Total	188.6	212.3	262.5

表 7.5
従業員 の 分 割

Symbol	Status	Distribution %
F - 1	with Family - Managers	2
F - 2	with Family - Management Staffs	8
F - 3	with Family - Staffs and above 3 years Service	30
S - 1	Single - Management Staffs	5
S - 2	Single - Staffs and above 3 years Service	20
S - 3	Single - under 3 years Service	20

表 7.6
分 類 別 従 業 員 数

Symbol	Refinery Capacity		
	125,000 BPSD	250,000 BPSD	500,000 BPSD
F - 1	13	13	18
F - 2	52	52	72
F - 3	195	195	270
S - 1	33	33	45
S - 2	130	130	180
S - 3	130	130	180

表 7.7
住 居 設 備 一 覧

Accommodate for	Area per Unit (m ²)		125,000/250,000 BPSD				500,000 BPSD			
	Building	Land	Total Area (m ²)		No. of Units	Total Area (m ²)		No. of Units	Total Area (m ²)	
			Building	Land		Building	Land		Building	Land
F - 1	400	2,000	13	5,200	26,000	18	7,200	36,000		
F - 2	275	600	52	14,300	31,200	72	19,800	43,200		
F - 3	175	400	195	34,200	78,000	270	47,300	108,000		
S - 1	1,200	3,000	4	4,800	12,000	6	7,200	18,000		
S - 2	6,000	3,000	2	12,000	6,000	3	18,000	9,000		
S - 3	2,400	2,000	3	7,200	6,000	4	9,600	8,000		
Grand Total			269	77,700	159,200	373	109,100	222,200		

次のような独身寮を採用した。

分 類	1人あたり床面積	階 数	1棟あたり床面積
S-1	150 m ²	2	600 m ² × 2
S-2	100 m ²	10	600 m ² × 10
S-3	50 m ²	4	600 m ² × 4

第 8 章

候補地の比較検討および選定

第 8 章

候補地の比較検討および選定

本章では製油所立地点をペルシャ湾岸ブッシュェール地区としてその候補地の検討を行なう。

候補地の選定に当っては、5万分の1の地図を基に本プロジェクトに対する下記の主要求を考慮して予備検討を行なった。

- ・所要敷地面積：約4,000,000㎡(500,000 BPSD相当)
- ・製品出荷基地所要水深：20m(200,000 DWT相当)
- ・残黄出荷棧橋所要水深：10m(10,000 DWT相当)
- ・原油受取地点：グレー・ポンプステーション

予備検討の結果に基き選定された7ヶ所の候補地について、現地踏査およびボーリング調査を行なった。

その他ブッシュェールにおいて各種データの集取を行ない、又政府関係者および民間企業との面談の機会を持った。

現場で得られたデータを集積し、最終的な吟味、分析に供し、詳細検討の結果更に深く比較検討を行なうべき候補地としてファラゲー、チュガダキ、モハメド・アメリおよびアメリの4ヶ所を選定した。

本調査を実施するに当っては、下記の資料を参考にした。

- ・ Results of a field reconnaissance made by JICA
- ・ Surface water hydrogy, near Kangan, Iran Dames & Moore, July 1977
- ・ Results of a soil survey made by Dames & Moore
- ・ Published topographic map (scale 1 : 50,000)
- ・ Published marine charts (scale 1 : 25,000, 1 : 100,000 and 1 : 350,000)
- ・ Published road map (scale 1 : 2,500,000)
- ・ Published general map (scale 1 : 2,500,000)
- ・ Miscellaneous publications
 - Persian gulf pilot eleventh edition, 1967
 - Geological and mining survey of Iran, report No. 40, 1977
 - A brief account of ancient and present Iranian reports, port and shipping organization, Teheran, Oct. 1971

8.1 候補地の立案

候補地の立案に際し考慮した主要事項は次の通りである。

ブッシュェール半島内の制約

ブッシュェール半島は所要水深を海岸に近い海域に確保でき、又土質条件も適しているという点で有力な候補地である。しかし、現在ブッシュェール半島南部に建設中の原子力発電所から10km圏内に製油所を立地することは事実上禁止されている事、さらにブッシュェール半島北部は市街地であり又中央部には海軍基地が存在すること等からブッシュェール半島内に立地可能なスペースを見出すことは困難と言えよう。

インフラストラクチャの活用

既設のインフラストラクチャを活用することは、初期投資を抑える面および建設工程の促進という面に大きく寄与する。

対象地域の状況は市街地に集中している。

道路については近隣都市間には整備をみているが、ベルシャ湾岸に沿った道路等の設備は不十分である。

港湾については、外国貿易に供し得るものとしてはブッシュェール港が挙げられる。ブッシュェール港の利用および先に述べた道路の整備状況等を含めインフラストラクチャの活用が可能である地域は候補地として考えるべきである。

又、建設中の原子力発電所から水および電力の供給を受ける可能性があり、この場合水供給システム、送電システムの利用も念頭に置かなければならない。

原油供給地点からの距離

原油はブッシュェールの北東約130kmの既設グレー・ポンプステーションで受け取り計画された原油輸送配管により製油所まで送られる。

従って製油所立地点がグレーから遠くなれば原油輸送配管の総延長および管径もそれだけ増加する。

地形から見た立地の適否

製油所の地形的立地条件としては、所要敷地面積が確保できることはもとより、平坦で広い地形が望まれる。

また、製品輸出用製油所の本質的機能から石油製品および硫黄輸送タンカーの所要水深が海岸から近距離に確保でき、さらに海水の取水、廃水の放流のために製油所立地点が海域から近いということが必要である。

立地の適否は以上の要件ができるだけ狭い範囲内で満足されるか否かに係る。

以上の要素を踏まえ、さらに候補地選定に対するNIOCの意向に従って地図および海図をもとに考え得る多くの候補地を検討し、現地調査さらにその後の検討結果から4ヶ所の候補地を選定した。

図8.1にこれら選定された4候補地を示す。

各候補地の概要は以下に述べる通りである。

候補地——フアラゲー（図8.2参照）

本候補地はフアラゲーの東約2km、ヘリー川の近くに位置し、周囲は標高約10mの平坦な地形である。

ポンプステーションのあるグレーに最も近く、海域においては製品タンカー等の所要水深が海岸から近距離に確保できる候補地である。反面ヘリー川は蛇行しており、河口部はその運搬土砂の堆積が著しく、河岸の侵食と共に雨期における河川の増水から溢流に対する危惧がある。土質は地表から30m近くまで軟弱層が続き基礎地盤には特別な配慮が必要であろう。

候補地——チュガダキ（図8.3参照）

ブッシュェールとボラジャンを結ぶ道路に近接していることから、この道路の利用さらに道程20kmあまりのブッシュェール港の利用が可能となる候補地である。また、ヘリーに立地する原子力発電所から用役供給が行なわれる場合必要となる設備の建設量は軽微である。一方、候補地群の中で最も内陸部に位置し、20kmにも及ぶ製品出荷用配管および硫黄運搬設備がブッシュェール市街地を通ることになる。土質はフアラゲーよりは良好であるが、地表面下10m近くまで軟弱層が存在する。

候補地——モハメド・アメリ（図 8.4 参照）

モハメド・アメリとデルバーの中間に位置する候補地である。

標高は 8 m 程度であり、後方約 7 km の地点はタンゲスタン山塊の北端にあたり、カルク山（海拔約 300 m）がある。

臨海候補地の中では、ブッシュェールからの道程および海岸までの距離も短く、陸域の条件は土質条件も含めて概ね望ましい候補地の一つである。

海域においては前面海底勾配が緩やかであり、製品出荷用海上シーバースは係船のための所要水深条件から沖合約 18 km に設置されることになる。

候補地——アメリ（図 8.5 参照）

アメリの北に位置する候補地で標高約 5 m である。

背後にはマンドの山岳地帯がせまり地盤は良好と判断される。

海域については、所要水深は候補地群の中で最も海岸に近い距離で確保できる。反面、最も南に位置するため原油輸送配管の敷設距離が長くなる。また、ブッシュェール市街地から遠く、バシ/ルスタミ間約 10 km の山岳部における道路状況も芳しくない。

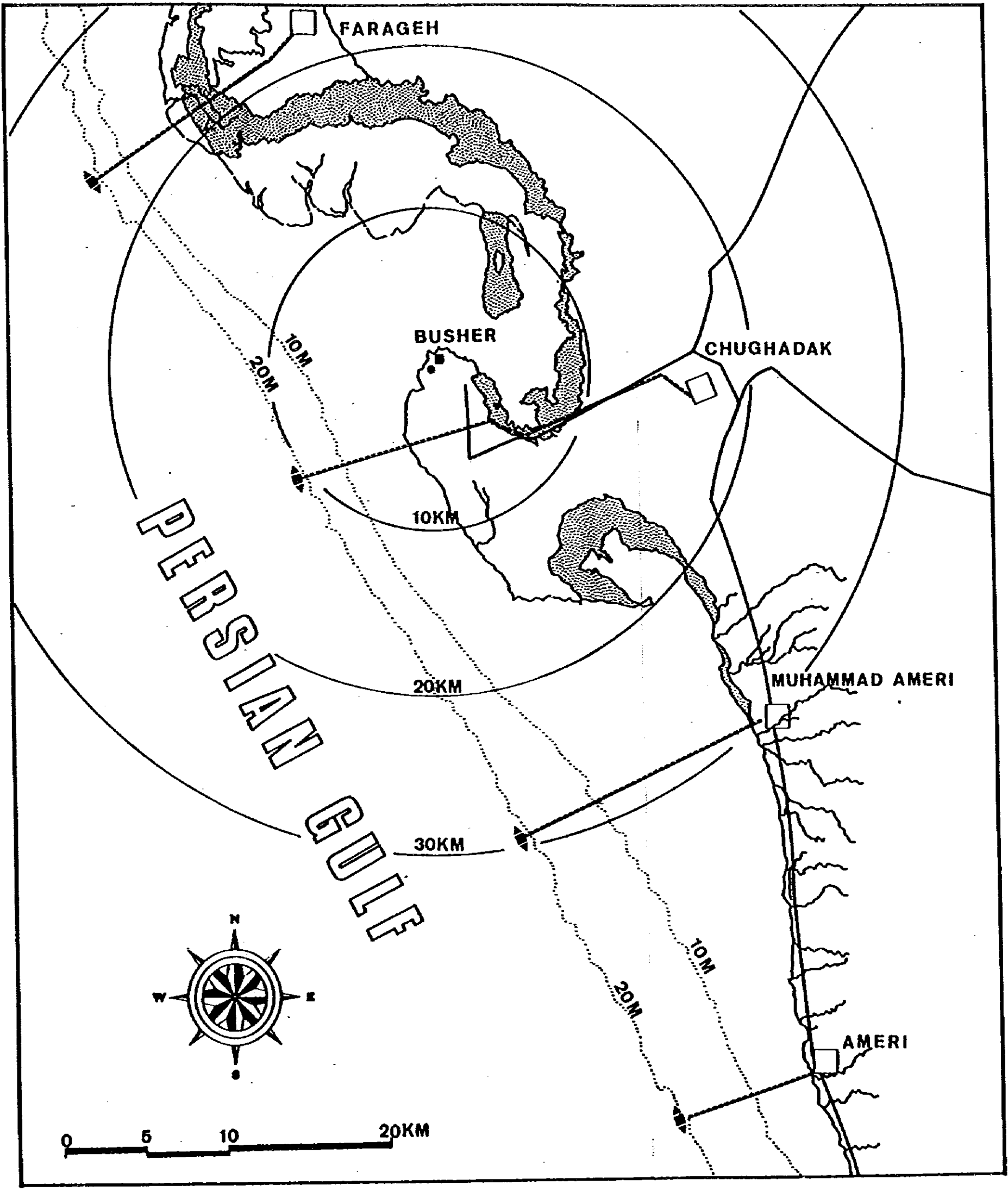
LEGEND

□ CANDIDATE SITE

FARAGEH
CHUGHADAK
MUHAMMAD AMERI
AMERI

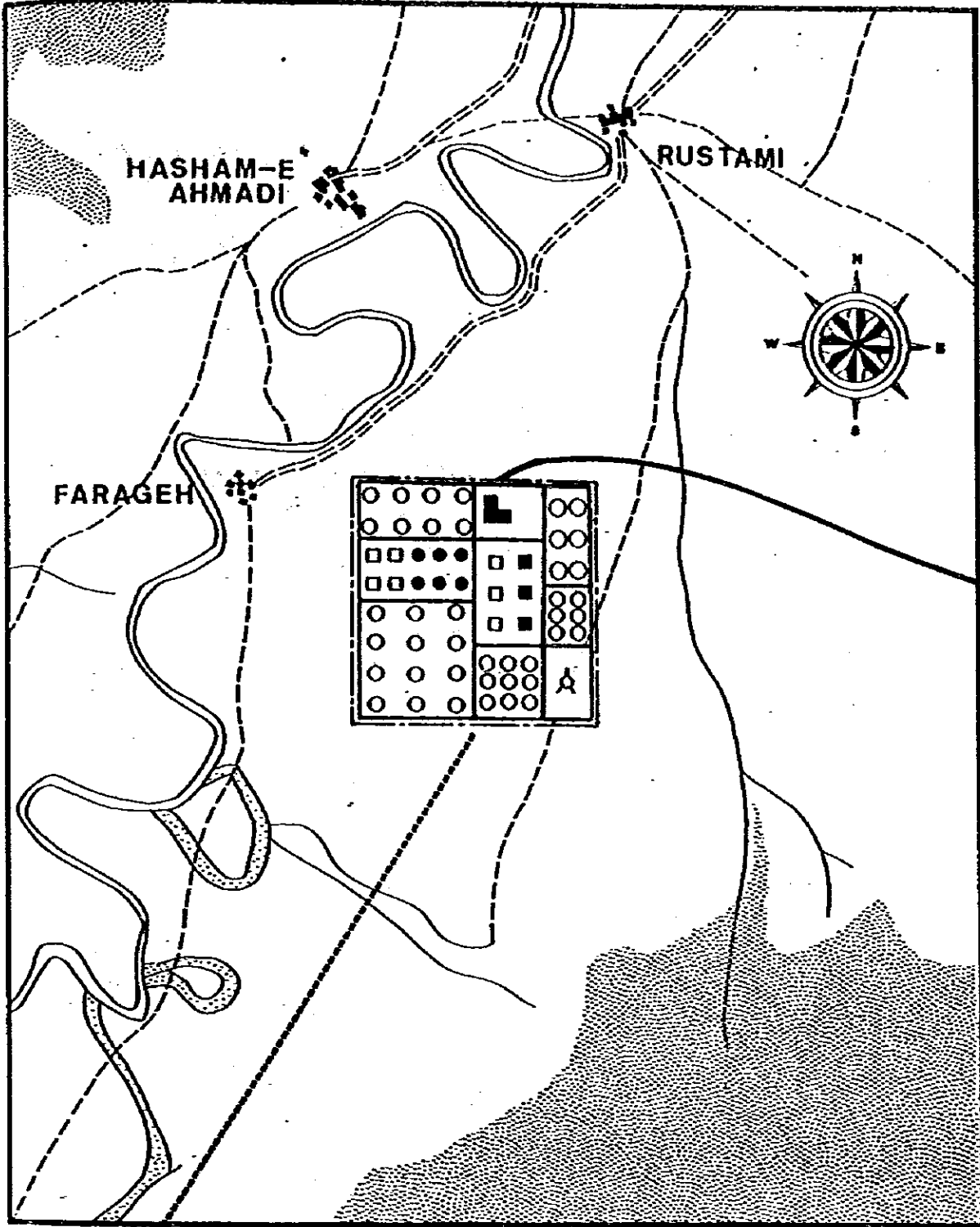
■ BUSER
* BUSER AIRPORT

--- PIPE LINE
⊖ SEA BERTH
▨ TIDAL FLATS
- - - SOUNDING DEPTH
— ROAD

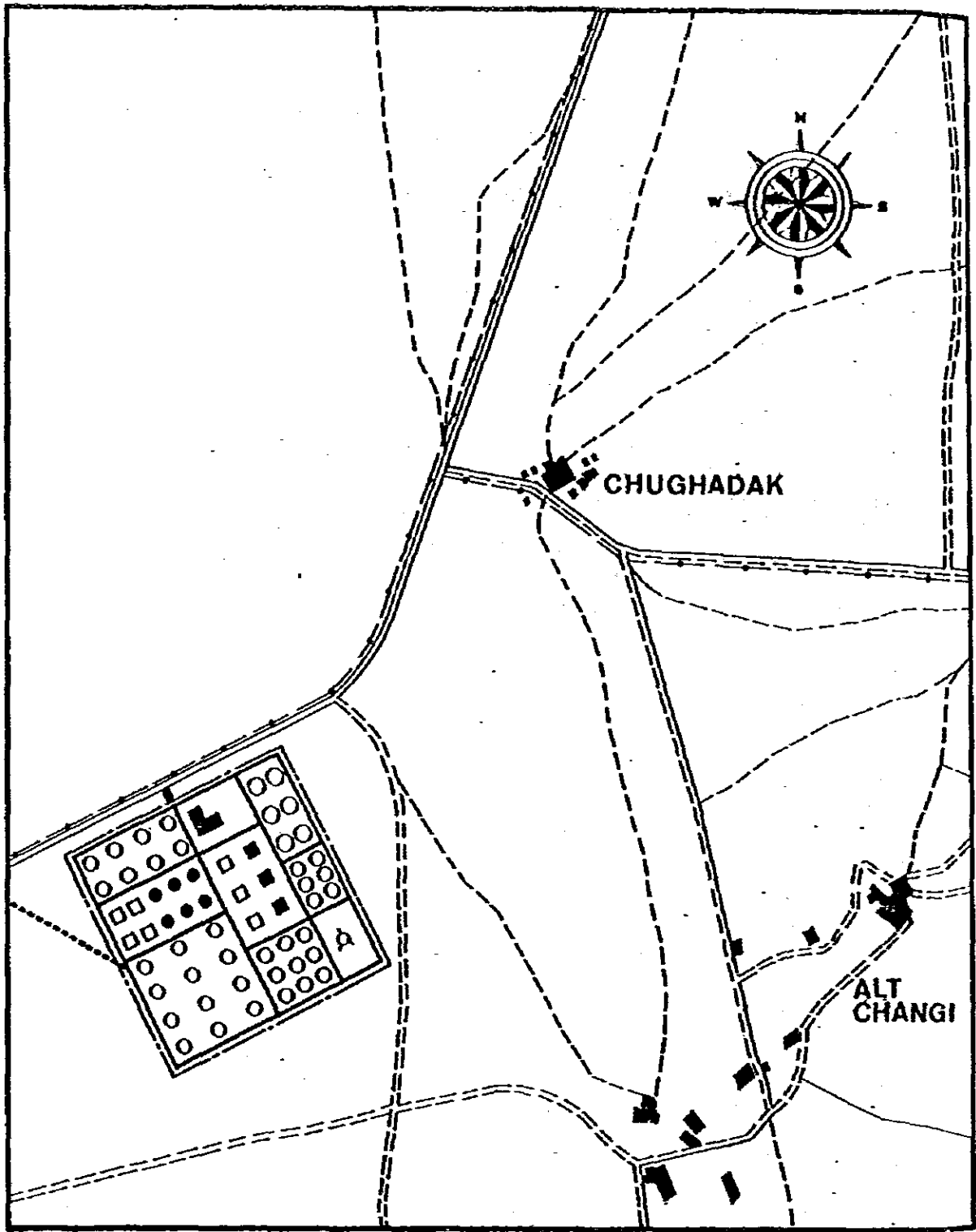


□ CANDIDATE SITE
LOCATION MAP

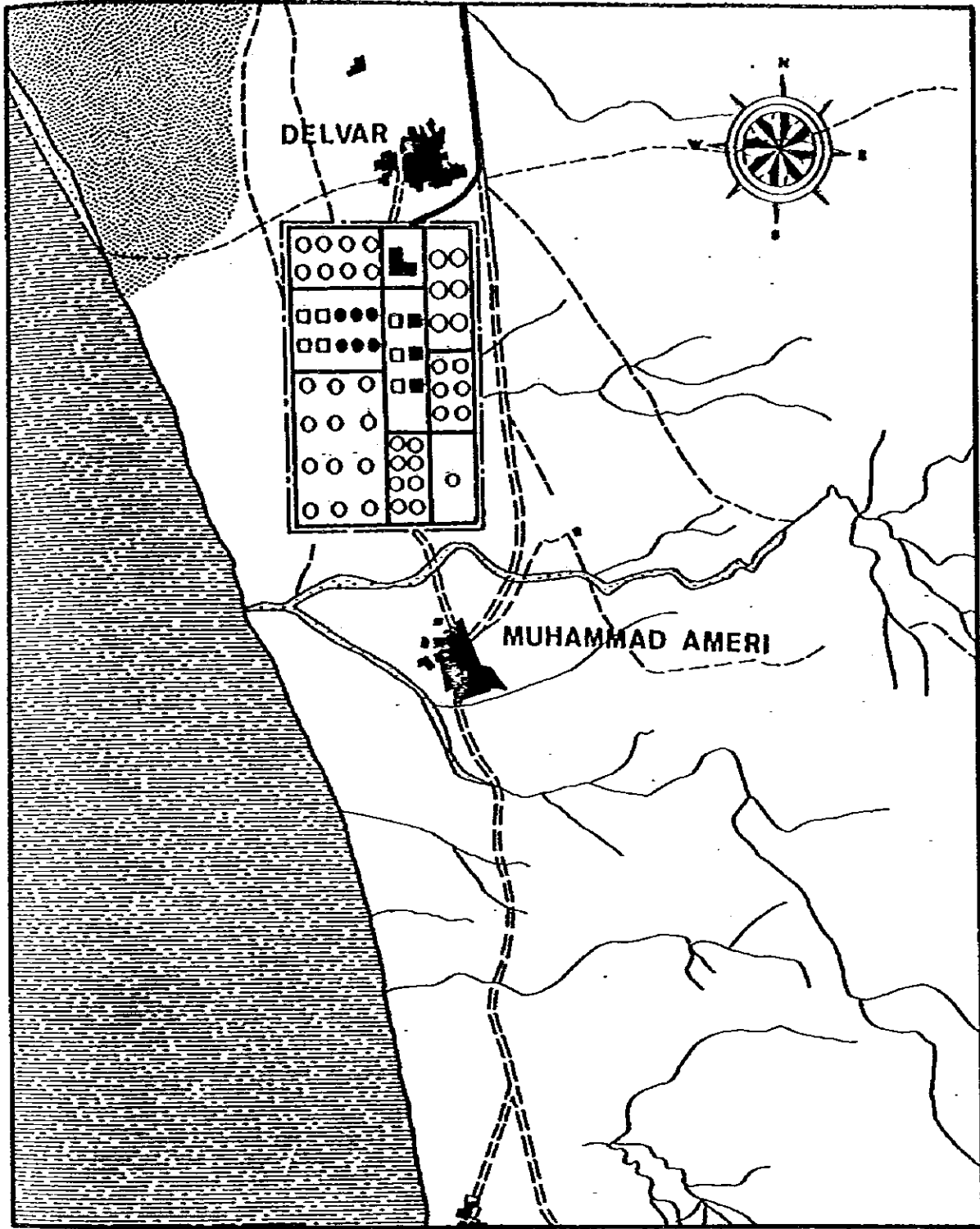
FIG 8.1



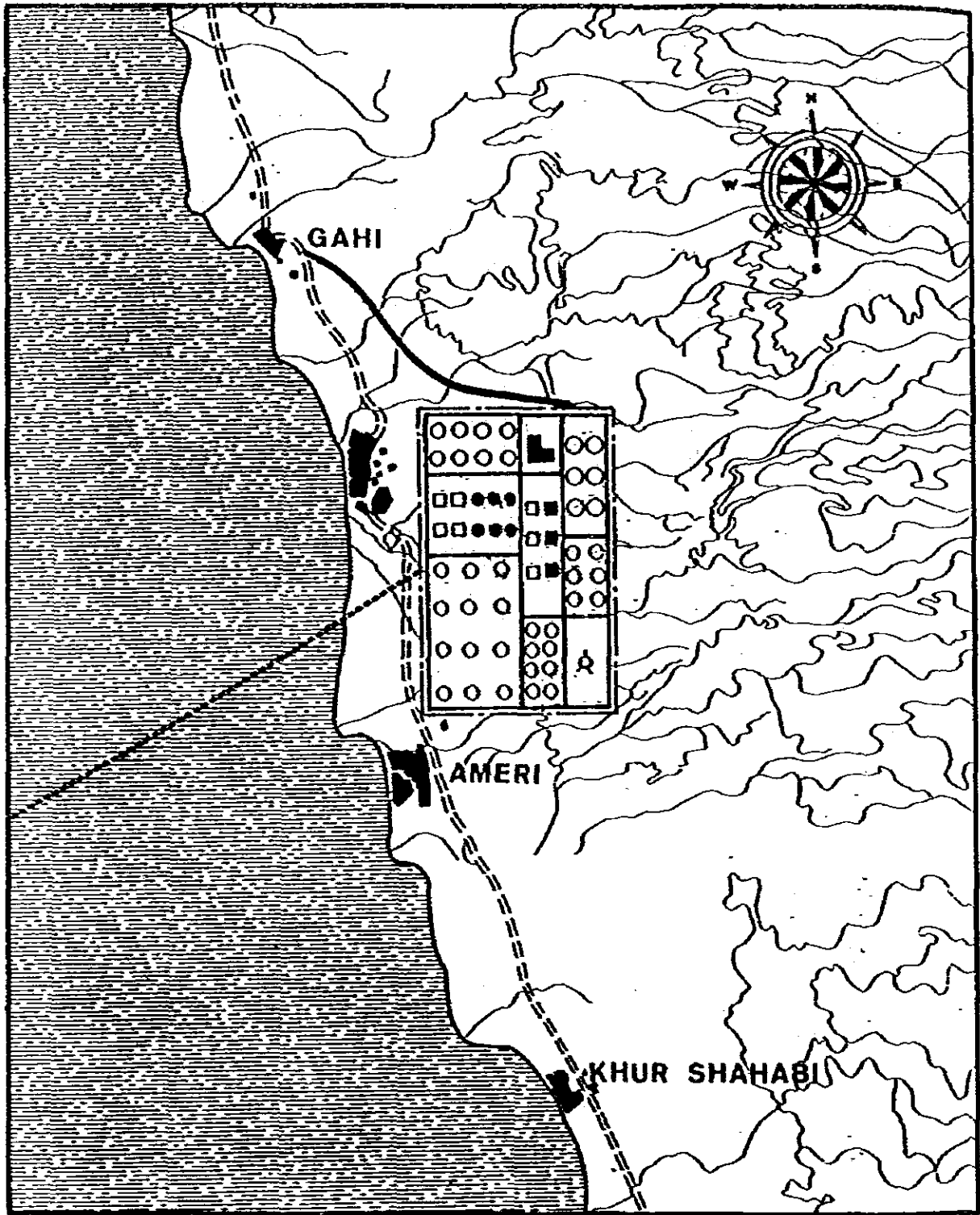
□ CANDIDATE SITE - FARAGEH FIG 8.2



□ CANDIDATE SITE—CHUGHADAK Fig 8.3



□ CANDIDATE SITE—MUHAMMAD AMERI Fig 8.4



□ CANDIDATE SITE—AMERI

FIG. 5

8.2 各候補地の相互比較

各候補地およびその周辺の条件の相違を定量的に示すべく、各候補地とその周辺の条件をいくつかの主要項目に代表させ、これらに関係の深い建設工事項目を挙げて建設工事量として比較する。

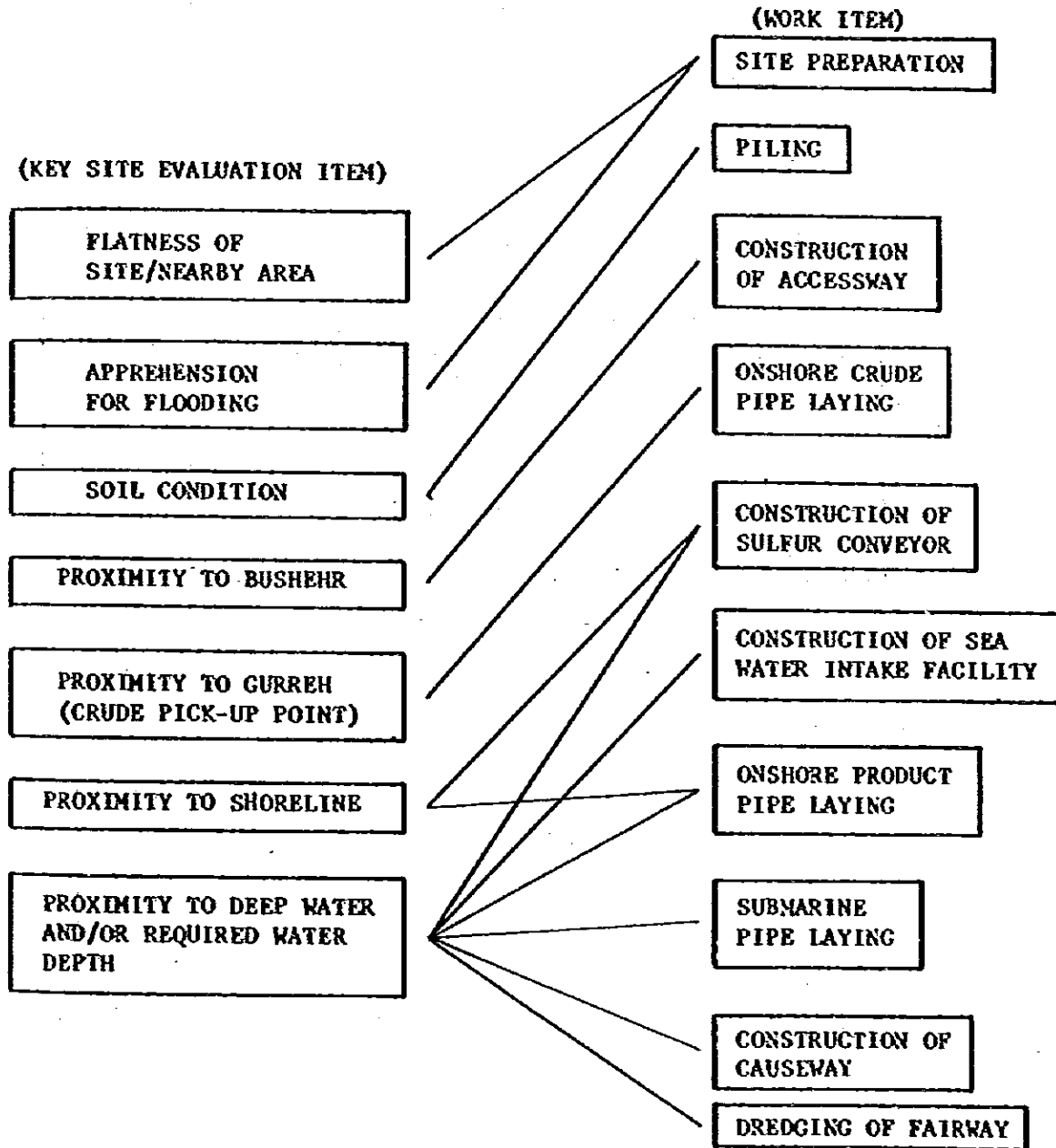


Fig. 8.6 Correlation Between Key Site Evaluation Item and Work Item

また、建設工事量比較のための前提条件は次の通りである。

土地造成

ファラゲーおよびチュガダキの候補地は冠水対策として現状地盤高より2m盛土する。

モハメド・アメリおよびアメリの候補地は降雨時の後背地集水面積が少ないので、製油所周囲に排水溝を設け冠水対策とする。

アメリの候補地では背後に山岳がせまっており、同一標高で平坦地を確保することが難しいので難境に造成する。

杭打工事

ボーリング調査結果より次のように設定した。

Candidate Site	Piling	Pile length/each
FARAGEH	Required	30 m
CHUGHADAK	"	10 m
MUHAMMAD AMERI	Not required	
AMERI	"	

アクセス・ウェイ

延長距離はチュガダキを起点とする。

アメリに至る山岳部は橋梁区間約1km相当と考える。

原油輸送配管

配管経路は縮尺1/50,000の地図に基き既設のポンプステーション(グレー)から既設の道路、配管に沿って出来るだけ短くなるように選定する。

製品出荷配管(陸上配管、海底配管)

製品出荷用陸上配管は候補地からコースウェイの先端まで敷設する。

製品出荷用海底配管はコースウェイの先端から海上シーバースまで敷設する。

浚渫航路

所要水深10mを確保するため現状水深3mまでを最短距離をとって浚渫する。

コースウェイ

海岸から現状水深3mの地点までコースウェイを敷設する。

海水取水設備

現状水深3mの地点から海岸線までは専用水路を浚渫し、海岸線から候補地までは配管を敷設する。尚、チュガダキの候補地については、別に以下の前提条件を設定する。

- ・港灣は既設のブッシュェール港が利用できるものとし、浚渫航路およびコースウェイの建設は必要ないものとする。
- ・但し、積糞およびバンカー重油運搬船の専用岸壁はブッシュェール港内に新設する。
- ・積糞の輸送は他の候補地同様コンベヤー輸送によるものとする。
- ・製品出荷用陸上配管はブッシュェールへ向う道路に沿ってブッシュェール半島を横断する経路とする。
- ・海水はブッシュェール半島西側の海域で取水し、ポンプで製油所まで送るものとする。

各候補地の主要な得失は表 8.1 に示す通りである。又詳細は表 8.2 に示す。

各工事項目の重み付けをした総合的な比較を行なうために各工事項目毎の建設工事量を建設費に置換えたものが表 8.3 である。この表から陸域工事項目では土地造成、杭打工事等が、また海域工事項目にあつてはコースウェイ、海底配管等の建設工事費の占める割合が大きいと言える。

全体の工事費で見るとアメリカが最も安く、以下モハメド・アメリカ、チュガダキ、フアラゲの順であることが分る。

尚、用役としての水および電力が製油所外から供給される場合に必要となる設備に対する建設費を加算しても上記の順位は変わらないが、モハメド・アメリカとチュガダキとの差は縮まる。表中のアクセスウェイが既に建設されていると仮定した場合でも上記の順位に変動はない。

表 8.1

建設工事項目の比較

Candidate Site	Advantage Minimum amount of ---	Disadvantage Maximum amount of ---
FARAGEH	Onshore crude pipe laying, submarine pipe laying	Site preparation, piling, causeway work
CHUGHADAK	Accessway work, causeway work, channel dredging	Site preparation, piling, sulfur conveyor work, sea water intake facility, onshore product pipe laying
MUHAMMAD AMERI	Site preparation, piling	Submarine pipe laying, channel dredging
AMERI	Piling, sulfur conveyor work, seawater intake facility work, onshore product pipe laying	Accessway work, onshore crude pipe laying

以上の初期投資の比較の他、代貨評価が困難な項目で検討されるべきものは以下の通り。

- ブッシュェール市街地からの近接度
- 後背地の広さ
- 副生硫黄の輸送
- 工 期

以下各項目について候補地各々の特徴を踏まえて検討を加える。

ブッシュェール市街地からの近接性

候補地選定の対象圏内ではブッシュェールは港湾、空港を有し都市としての規模も最大である。建設工事中の便利さはもとより、その後の操業運転時においてもブッシュェールに近接していることは様々な利点をもたらすであろう。

表 8.2
工 事 量 比 較 表

Candidate Site Work Item	FARAGEN	CHUGHADAK	MUHAMMAD AMZAI	AMZAI
Site Preparation	To be filled 2 m above existing ground level to prevent flooding		To be land graded	The land to be cut and filled, and finished to several ground levels.
• Earth Work	8,500,000 m ³		3,000,000 m ³	6,000,000 m ³
• Soil Import	8,500,000 m ³	Same as "FARAGEN"	None	None
• Fill Material Haul Distance	5 km (To be gathered from nearby area)		None	None
• Slope Protection	None		None	160,000 m ²
Filling	30 m length x 37,500 nos.	10 m length x 37,500 nos.	None	None
Accessway				
• Distance from "CHUGHADAK"	45 km	None	30 km	60 km
Onshore Crude Pipeline				
• Distance from "CURREN"	95 km	140 km	165 km	190 km
Sulfur Conveyor				
• Distance from harbor	13 km	25 km from "BUSHEHR" port	4 km	0.5 km
Sea Water Intake Facility				
• Intake pipeline (Distance from shoreline)	7.5 km	21 km	1 km	0.2 km
• Dredging (Distance between shoreline and point of 3 m depth)	5.5 km	0.5 km	3.5 km	0.3 km
Product Pipeline				
• Onshore (Distance from causeway head)	13 km	21 km from shoreline	4.5 km	0.5 km
• Submarine	5.5 km	7.5 km	14.5 km	10 km
Causeway (Distance from point of 3 m depth)				
• Stone work	5.5 km	("BUSHEHR PORT" available) None	3.5 km	0.3 km
Dredged Channel	3 km (between 3 m - 10 m depth)	None ("BUSHEHR PORT" available)	9 km (between 3 m - 10 m depth)	4 km (between 3 m - 10 m depth)

表 8.3

建設費比較表
(モハメド・アマリ基準)

(単位: 100万米ドル)

Work Item	Description	PARAGEH	CHUCIADAK	MUNAMAD AMERI	AMERI
Site Preparation	Area of site: 4,000,000 m ²	+59	+59	0	+29
Piling	To be applied "Process area"	+75	+25	0	0
Accessway	Asphalt concrete pavement: 8 m width	+6	-15	0	+34
Onshore Crude Pipeline	24" - 2 lines (case of PARAGEH) 26" - 2 lines (other cases)	-36	-18	0	+18
Sulfur conveyor	Conveyor capacity: 500 ton/hr	+16	+10	0	-7
Sea Water Intake Facility	Pipe dia. 2,000 m/m, Carbon steel, Cement lining	+0	+23	0	-2
Product Pipeline	42"-1 line, 32"-3 lines, 22"-1 line, (16"-1 line), 4"-1 line	-52	-25	0	-40
Causeway	Crown width: 20 m	+22	-39	0	-35
Dredged Channel	width of fairway: 200 m	-18	-27	0	-15
Total		+60	+23	0	-18

チュガダキを選定する場合はブッシュェールからの距離が最も短いため資材、機材の水切りをブッシュェール港で行なうことを前提とすれば優位性がある。

アメリの場合は、ブッシュェールからの距離が約60 Kmと最も長く、しかも、途中約10 Kmの区間が山岳地帯であることから通勤および輸送上困難が伴う。

後背地の広さ

候補地選定の前提とした所要敷地面積400,000 m²を確保するに際しては、その敷地形状の選定に自由度があることが望ましい。また、周辺には関連設備のための用地を確保する必要性が生じて来ようし、将来の他のプロジェクトにも対処すべきである。

アメリの場合、背後に山岳地帯がせまり、敷地形状が極めて限定されているのがこの候補地の欠点である。

副生硫黄の輸送

製油規模500,000 BPSDの場合、約700トン/日の硫黄が副生する。

この副生硫黄の陸上輸送方法は輸送距離等に依存するが、ここでは建設費の比較により各候補地の評価を行なう目的から基準を同一にするため、便宜上ベルト・コンベヤー・システムを採用するものとする。チュガダキに関しては、ブッシュェール市街地を含む総延長25 Kmに及ぶ大規模なベルト・コンベヤーが必要となる。

ベルト・コンベヤー・システムに替る方法としてトラック輸送を考える場合、1日当たり延100台程度のトラックおよび港灣の背後地に1回の給積量10,000トンに見合う硫黄の野積場が必要となり、これらの経費が製品コストに加算されることになる。

ベルト・コンベヤー輸送或いはトラック輸送を採用するにしても、実現するには技術的および環境面で解決すべき問題が残されている。

工 期

工期を支配する主要要素としては、超重量貨物を荷揚げするための海上構造物の建設および一般資材、機材を輸送するための道路の整備等が挙げられる。チュガダキの場合、既設のブッシュェール港および道結が利用でき、この点では優位であるが、反面ファラダーの場合と同様に大規模な土工事、杭打工事が必要であり、この分の工期が付加される。

8.3 製油所立地点の推奨

既に述べたように初期投資額としてみるとアメリカが優位であり、以下モハメド・アメリカ、チュガダキ、ファラゲーの順である。

しかしながら、アメリカへのアクセス上の問題として、バシノルスタミ間の約10 Kmの山岳地帯が挙げられ、この区間の道路整備は単に建設費では計上し切れない要素を含んでいる。

また、アメリカは後背地の広さという面では最も劣る候補地であり、製油規模500,000 BPSDの製油所を立地すると言う前提からは周辺に空地の余裕が無く適切な立地点であるとは言えない。

アメリカを除く他の候補地群の中では、モハメド・アメリカは建設費が最も低く、また前述したアメリカの場合のような問題点も軽微である。従って総合的評価のもとにモハメド・アメリカが推奨され得る候補地である。

しかし、製油規模の前提を250,000 BPSD(所要敷地面積2,400,000 m²)に設定した場合、アメリカがモハメド・アメリカの代替候補地となる可能性が残されている。

また、電力および水等の用役がブッシュェールから供給される場合にはブッシュェールに近いと言うチュガダキの優位性が生かされ、モハメド・アメリカとチュガダキとの差は僅少となる。

第 9 章

所要投資額と経費の推算

第 9 章

所要投資額と経費の推算

精製形態について2種類また製油規模について3種類の合計6通りの製油所につき、立地場所をモハメド・アメリとして、その所要総資本および運転費の推算を行なった。その結果を表9.1に示す。表中の数値と算出する際に用いた基準と手順については、各々の節で説明する。経費は全て米ドル表示である。

社会的および工業的産業基盤に関する経費については第7章「産業基盤の整備の必要量」で述べられており本章には含まれない。

ここでは所要総資本を2種類の資本に分けて取扱う。即ち、設備投資額と運転資本であり、前者は償却の対象となる資本であり後者はならないものである。

ここで推算される運転費は製油所の直接運転費であり、償却、借入金利および資本の回収等の資本関連費は含まれない。

資本関連費および所得税については第11章「経済性の検討」で述べる。

9.1 所要総資本

所要総資本とは製油所の計画段階から商業運転を開始するまでに掛る諸経費の総額であり、オーナーが自己資本或は借入金により準備しなければならない資金である。

以下所要総資本を下記の2種類に分けて推算を行なう。

- a. 設備投資額：償却の対象となる資本
 - 設備建設費
 - 特許料
 - 触媒薬品初期費
 - 操業前費用
 - 建中金利
- b. 運転資本：償却の対象にならない資本
 - 土地代

- 原油／製品在庫
- 融媒薬品在庫
- 予備品在庫
- 手持現金

各々の経費についてその推算に用いる基準および方法を以下に説明する。

設備建設費

(表9.1 1行目から4行目)

この4行は第5章「プロジェクトの概要」で決定された設備に対する推定建設費を示すものである。

建設費は主としてケース1ハイドロスキニング型で250,000 BPSD規模の製油所に対して決定された設備について推算し、他の精製形態、製油規模に関してはこの値を基準として調整を行なった。尚、建設費の推算に際しては、主要機器について世界市場からの資材購入を前提として1978年6月現在の価格で計算すると共に同種の設備に対する手持ちファイルの資料との比較を行なう。

推算された日本における現在価格に運賃、人件費、キャンプ経費および建設用機器の賃貸料を考慮しイランでの建設費を算出する。

結果として日本国内立地に対するイランの地域係数は1.28と推算された。

一方、製品出荷用海底配管、シーバース等製油所外に建設される設備の建設費については、最初からイラン基準の経費を推算した。

次に第6章「プロジェクトの遂行」で述べられるエンジニアリングおよび建設工程に基づき、人件費、資材費の上昇を加味し価格上昇分を加算した。計算に使用した上昇率および設備の総合的な価格上昇係数は次の通りである。

経費上昇率:

・資材費		年率 5パーセント
・人件費	- イラン人	年率 15パーセント
	- 日本人を除く外国人	同 上
	- 日本人	年率 6パーセント

表 9.1
所要総資本および運転費

Configuration	Case 1 Hydroskimming			Case 2 Hydrocracking		
	Refining Capacity, BPSD	125,000	250,000	500,000	125,000	250,000
Capital Requirements (10⁶ US\$)						
1. Process Units	247.2	409.6	819.2	290.1	482.3	964.5
2. Utilities System	112.3	184.6	313.1	118.5	192.9	329.4
3. Offsite/Auxiliaries	278.7	370.0	545.5	286.7	379.9	553.0
4. Product Transfer	189.5	189.5	211.6	189.5	189.5	211.6
5. Paid-up Royalties	1.8	3.6	7.1	2.9	5.8	11.6
6. Initial Catalyst and Chemicals	6.2	12.3	24.6	7.5	15.0	30.0
7. Pre-operating Expenses	38.9	39.1	47.7	40.1	40.3	49.6
8. Interest during Construction	97.2	137.3	231.2	103.6	153.1	256.9
9. Working Capital	101.8	152.8	245.8	105.5	157.9	251.4
Total Capital Requirements	1,073.6	1,498.8	2,445.8	1,144.4	1,616.7	2,658.0
Operating Costs (10³ US\$/CD)						
10. Salary and Wages	38.6	38.6	52.2	40.8	40.8	55.7
11. Overhead	16.6	16.6	22.5	17.5	17.5	24.0
12. Maintenance	53.0	80.4	144.0	58.5	89.5	161.3
13. Operating Supplies	3.4	4.7	7.8	3.6	5.1	8.4
14. Corporate Overhead	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5
15. Insurance	4.4	6.2	10.5	4.7	6.7	11.3
16. Catalyst and Chemicals	27.8	55.3	110.4	25.8	51.3	102.5
Total Operating Costs	151.3	209.3	354.9	158.4	218.4	370.7
US\$/BBL of Crude	1.42	0.98	0.84	1.49	1.03	0.87

総合価格上昇係数（対 1978年6月）

・精製装置	1.13
・用役設備	1.15
・オフサイト/附帯設備	1.18
・海底配管およびシーバース	1.10

但し下記の経費は含まれない。

- ・機器に対する輸入関税および売り上げ税
- ・建設現場および仮設資材置場の賃貸料
- ・漁業補償費
- ・不可抗力事項に対する経費
- ・早期完工に対するプレミアム

ケース1およびケース2についての詳細な建設費の内訳を各々表92、93に示す。

特許料

（表9.1 5行目）

各プロセスに関する特許料はライセンサーからの代表的な標準値に基づいて計算される。

特に本調査のためにライセンサーとの接触は行なわなかった。特許料はライセンサーと製油所オーナーとの間の交渉により決まる性質のものであるので、値上がりは考慮していない。

500,000BPSDの製油規模の場合の特許料を表9.4に示す。

125,000BPSDおよび250,000BPSDについては特許料はその製油規模に応じて低減する。

舢艫薬品初期費

（表9.1 6行目）

試運転に先立って装置に張り込む舢艫および薬品の経費である。

単価は全てイランまでの輸送に依る上昇分を見込み、又1982年に購入するとして年率5パーセント、総計22パーセントの値上りを考慮した。

表9.5に各ケースについて舢艫薬品初期費を示す。

操業前費用

(表9.1 7行目)

操業前費用にはプロジェクト開始から試運転終了までに掛るプラントに関するもの以外の種々の経費が含まれる。

以下にその内訳および基準を示す。

- a. 運転員の訓練 : 運転員の訓練に要する経費は6.4節で述べられる訓練計画に基づいて推算した。 트레이ナーには訓練期間中標準給与の80パーセントが本採用前賃金として支払われるものとした。
- b. 本社経費 : 操業前期間中は本社経費として商業運転開始後の80パーセントを計上するものとした。
- c. 管理費 : 商業運転開始前の製油所従業員に対する給料・賃金は管理費として計上した。

建設が始まるまでのプロジェクトの初期段階においては20人のエンジニアリングスタッフに対する経費を考慮した。

建設が開始されてから商業運転が始まるまでの期間中に下記の計画に従って製油所の全スタッフが徐々に組織されるものとした。

ス タ ッ フ	期 間
・ 所長、副所長および秘書	建設および試運転期間中
・ 部長および補佐	
・ 課長および補佐	
・ 製造部スーパーバイザー	
・ 技術部技師	
・ その他のスタッフ	商業運転開始前12ヶ月

総経費としては上記の経費に50パーセントの余裕を見込んで計上した。

- d. 試運転費 : 製油所従業員の人件費を除いて試運転時に掛る経費であり、ライセンスおよびコントラクターの試運転補助費、薬品費および諸経費が含まれる。
 - ・ ライセンス-試運転補助費— 1装置当たり15万米ドル、2系列の場合1.6倍
 - ・ コントラクター-試運転補助費— 125,000BPSD および 250,000BPSD 規模の場合、50人で6ヶ月分の人件費又500,000BPSD 規模ではその1.6倍

表 9.2

設備建設費：ケース1 ハイドロスキミング型

	Capacity per Unit in	125,000 BPSD			250,000 BPSD			500,000 BPSD		
		Capacity	No.s	Cost 10 ⁶ US\$	Capacity	No.s	Cost 10 ⁶ US\$	Capacity	No.s	Cost 10 ⁶ US\$
1. Process Units										
Atmospheric Crude Distillation	BPSD	125,000	1	36.5	125,000	2	69.6	125,000	4	139.2
Vacuum Flasher	BPSD	14,000	1	7.1	27,900	1	12.4	27,900	2	24.7
Gas Recovery	BPSD	3,800	1	2.6	7,500	1	4.6	7,500	2	9.1
Naphtha Hydrodesulfurizer	BPSD	26,500	1	15.0	52,900	1	22.7	52,900	2	45.4
Catalytic Reformer	BPSD	9,700	1	11.1	19,300	1	17.9	19,300	2	35.8
Kerosene Hydrodesulfurizer	BPSD	17,700	1	12.4	35,300	1	19.3	35,300	2	38.7
Gas Oil Hydrodesulfurizer	BPSD	26,900	1	16.8	53,800	1	26.4	53,800	2	52.8
Vacuum Gas Oil Hydrodesulfurizer	BPSD	7,200	1	11.2	14,300	1	17.0	14,300	2	33.9
Atmos. Residue Hydrodesulfurizer	BPSD	34,900	1	95.8	69,800	1	161.0	69,800	2	322.2
Hydrogen Generator	10 ⁶ Nm ³ /D	0.83	1	24.0	1.66	1	37.7	1.66	2	75.4
Gas Treater	TPSD-H ₂ S	100	2	6.5	200	2	9.2	200	4	18.4
Sulfur Recovery	TPSD-S	90	2	6.8	180	2	9.6	180	4	19.2
Foul Water Stripper	TPSD	990	1	1.4	1,980	1	2.2	1,980	2	4.4
Subtotal Process Units				247.2			409.6			819.2
2. Utilities System										
Steam Generator	Ton/H	170	3	25.3	310	3	43.4	400	4	72.9
Power Generator	KW	14,000	3	20.4	16,000	4	30.0	19,000	6	51.2
Sea Water Intake	Ton/H	5,000	1	6.6	10,000	1	10.5	20,000	1	16.4
Desalinator	Ton/D	2,400	3	18.7	4,700	3	32.0	9,100	3	54.3
BFW Treatment	Ton/H	220	3	3.3	410	3	5.1	540	4	8.2
Cooling Water System	Ton/H	18,000	1	5.7	17,000	2	10.9	17,000	4	21.8
Refinery Fuel, Air & Inert Gas System		-		2.6	-		4.0	-		6.1
Utilities Distribution		-		29.7	-		48.7	-		82.2
Subtotal Utilities System				112.3			184.6			313.1
3. Offsite and Auxiliaries										
Tankage	10 ³ Kl	1,667		78.0	2,577		115.8	4,279		192.3
Interconnecting Pipelines				54.6			75.9			111.0
Blending/Loading Pumps				14.5			15.5			17.8
Sulfur Handling/Shipping				12.4			13.8			18.8
Instrumentation/Computer				23.2			31.3			44.9
Fire Fighting System				12.7			17.6			25.7
Relief, Blow Down, Effluent Treatment				14.0			18.0			27.0
Communication System				3.4			3.9			4.5
Site Development				24.3			30.4			48.6
Buildings and Equipment				41.6			47.8			54.9
Subtotal Offsite				278.7			370.0			545.5
4. Product Transfer										
Product Loading Pipelines	Km	19	6	126.8	19	6	126.8	19	6	126.8
Product Loading Sea Berths	DWT	200,000	1	47.0	200,000	1	47.0	200,000	2	69.1
Tags, Fire Boats, etc.				15.7			15.7			15.7
Subtotal Product Transfer				189.5			189.5			211.6
Total Construction Cost				827.7			1,153.7			1,889.4

表 9.3

設備建設費：ケース2 水素化分解型

	Capacity per Unit in	125,000 BPSD			250,000 BPSD			500,000 BPSD		
		Capacity	No.s	Cost 10 ⁶ US\$	Capacity	No.s	Cost 10 ⁶ US\$	Capacity	No.s	Cost 10 ⁶ US\$
1. Process Units										
Atmospheric Crude Distillation	BPSD	125,000	1	36.5	125,000	2	69.6	125,000	4	139.2
Vacuum Flasher	BPSD	19,300	1	9.2	38,500	1	16.0	38,500	2	32.0
Gas Recovery	BPSD	4,700	1	3.1	9,400	1	5.5	9,400	2	10.9
Naphtha Hydrodesulfurizer	BPSD	26,500	1	15.0	52,900	1	22.7	52,900	2	45.4
Catalytic Reformer	BPSD	9,700	1	11.1	19,300	1	17.9	19,300	2	35.8
Kerosene Hydrodesulfurizer	BPSD	17,700	1	12.4	35,300	1	19.4	35,300	2	38.7
Gas Oil Hydrodesulfurizer	BPSD	28,900	1	18.0	57,700	1	28.1	57,700	2	56.3
Vacuum Gas Oil Hydrocracker	BPSD	9,900	1	44.2	19,700	1	74.0	19,700	2	148.0
Atmos. Residue Hydrodesulfurizer	BPSD	30,300	1	83.7	60,600	1	140.9	60,600	2	281.8
Visbreaker	BPSD	9,400	1	5.4	18,800	1	9.4	18,800	2	18.8
Hydrogen Generator	10 ⁶ m ³ /D	0.55	2	36.7	1.10	2	57.7	1.10	4	115.3
Gas Treater	TPSD-H ₂ S	100	2	6.5	200	2	9.2	200	4	18.4
Sulfur Recovery	TPSD-S	90	2	6.8	180	2	9.6	180	4	19.2
Foul Water Stripper	TPSD	1,120	1	1.5	2,230	1	2.3	2,230	2	4.7
Subtotal Process Units				290.1		482.3		964.5		
2. Utilities System										
Steam Generator	Ton/H	170	3	25.3	310	3	43.4	400	4	72.9
Power Generator	KW	15,000	3	21.4	17,000	4	31.4	21,000	6	55.2
Sea Water Intake	Ton/H	6,000	1	7.5	11,000	1	11.1	21,000	1	17.0
Desalinator	Ton/D	2,700	3	20.6	5,200	3	34.7	10,200	3	59.5
BFW Treatment	Ton/H	240	3	3.5	460	3	5.5	600	4	8.9
Cooling Water System	Ton/H	20,000	1	6.1	19,000	2	11.8	19,000	4	23.6
Refinery Fuel, Air & Inert Gas System		-		2.6	-		4.0	-		6.1
Utilities Distribution				31.5		51.0		86.2		
Subtotal Utilities System				118.5		192.9		329.4		
3. Offsite and Auxiliaries										
Tankage	10 ³ Kl	1,737		82.4	2,676		121.5	4,337		196.9
Interconnecting Pipelines				56.6			78.1			112.1
Blending/Loading Pumps				14.5			15.5			17.8
Sulfur Handling/Shipping				12.4			13.8			18.8
Instrumentation/Computer				23.2			31.3			44.9
Fire Fighting System				13.1			18.1			26.0
Relief, Blow Down, Effluent Treatment				14.0			18.0			27.0
Communication System				3.4			3.9			4.5
Site Development				25.5			31.9			50.1
Buildings and Equipment				41.6			47.8			54.9
Subtotal Offsite				286.7		379.9		553.0		
4. Product Transfer										
Product Loading Pipelines	Km	19	6	126.8	19	6	126.8	19	6	126.8
Product Loading Sea Berths	DWT	200,000	1	47.0	200,000	1	47.0	200,000	2	69.1
Tags, Fire Boats, etc.				15.7			15.7			15.7
Subtotal Product Transfer				189.5		189.5		211.6		
Total Construction Cost				884.8		1,244.6		2,058.5		

表 9.4

特 許 料

	Capacity per Unit In	Case 1 Hydroskimming		Case 2 Hydrocracking	
		Capacity	Royalties 10 ⁶ US\$	Capacity	Royalties 10 ⁶ US\$
<u>For 500,000 BPSD</u>					
Catalytic Reformer	BPCD	32,700	1.80	32,700	1.80
Vacuum Gas Oil Hydrodesulfurizer	BPCD	24,300	0.24	-	-
Vacuum Gas Oil Hydrocracker	BPCD	-	-	33,500	4.89
Atmos. Residue Hydrodesulfurizer	BPCD	111,600	3.84	97,000	3.33
Hydrogen Generator	10 ⁶ Nm ³ /CO	2.25	1.08	3.17	1.43
Sulfur Recovery	TECO-S	600	0.14	580	0.14
Total			7.10		11.59
<u>For 250,000 BPSD</u>					
			3.55		5.80
<u>For 125,000 BPSD</u>					
			1.73		2.99

表 9.5

放 煤 薬 品 初 期 費

	Capacity In	Case 1 Hydroskimming		Case 2 Hydrocracking	
		Total Capacity	Cost 10 ⁶ US\$	Total Capacity	Cost 10 ⁶ US\$
<u>For 500,000 BPSD</u>					
Naphtha Hydrodesulfurizer	BPSO	105,400	0.63	105,000	0.63
Catalytic Reformer	BPSO	38,600	3.39	38,600	3.39
Kerosene Hydrodesulfurizer	BPSO	70,600	0.48	70,600	0.48
Gas Oil Hydrodesulfurizer	BPSO	107,600	0.97	115,400	1.04
Vacuum Gas Oil Hydrodesulfurizer	BPSO	28,600	0.52	-	-
Vacuum Gas Oil Hydrocracker	BPSO	-	-	39,400	7.71
Atmos. Residue Hydrodesulfurizer	BPSO	139,600	15.29	121,200	12.70
Hydrogen Generator	10 ⁶ Nm ³ /SO	3.32	2.31	4.42	3.06
Gas Treater	TFSD-R ₂ S	800	0.65	800	0.65
Sulfur Recovery	TFSD-S	720	0.33	720	0.33
Total			24.58		30.00
<u>For 250,000 BPSD</u>					
			12.29		15.00
<u>For 125,000 BPSD</u>					
			6.15		7.50

・薬品費 2ヶ月分

・諸経費 3ヶ月分

各ケースについての操業前費用を表9.6に示す。

建 中 金 利

(表9.1 8行目)

建中金利はエンジニアリング、建設および試運転期間中の借入金利である。建設完了まで44ヶ月、試運転期間6ヶ月という工程、標準的な“S”字型支払計画および下記の資金調達条件に基づいて、支払うべき金利を電算機によるシミュレーションを用いて計算する。尚、シミュレーションプログラムについては第11章「経済性の検討」で詳述する。

・資 金 源

-建中金利を除く設備投資額 : 自己資本/長期借入金 = 25%/75%

-建 中 金 利 : 100%長期借入金

-運 転 資 本 : 100%短期借入金

・金 利

-長 期 借 入 金

10億米ドル未満 : 年率 5.25%

10億米ドル以上 : 年率 8.00%

-短 期 借 入 金 : 年率 8.00%

500,000BPSD 規模の場合には上記の建設完了まで44ヶ月の工程が53ヶ月となる。

運 転 資 本

(表9.1 9行目)

運転資本は製油所の操業を開始し正常な運転を維持するために準備する資金であり、現金、未収金、在庫から未払金を差し引いたものである。

ここで行なう運転資本の推算では、原油および製品に対する支払い/受取り猶予期間が明らかでないので未収金、未払金の収支は考慮せず、以下の5項目について推算した。

a. 土 地 代 : 金ケースについてNIOCの示した500万米ドルを見込む。

表 9.6

操 業 前 費 用

Refining Capacity, BPSD	125,000	250,000	500,000
Case 1 Hydroskimming	(10 ⁶ US\$)	(10 ⁶ US\$)	(10 ⁶ US\$)
1. Operators Training	5.32	5.32	7.79
2. Corporate Overhead	9.16	9.16	9.16
3. Administrative Costs	19.93	19.93	23.18
4. Startup Costs			
- Licensor Startup Assistance	0.44	0.44	0.71
- Contractor Startup Assistance	3.62	3.62	5.80
- Chemicals	0.08	0.15	0.30
- Operating Supplies	0.31	0.43	0.71
Total	38.86	39.05	47.65
Case 2 Hydrocracking	(10 ⁶ US\$)	(10 ⁶ US\$)	(10 ⁶ US\$)
1. Operators Training	5.86	5.86	8.51
2. Corporate Overhead	9.16	9.16	9.16
3. Administrative Costs	20.34	20.34	23.99
4. Startup Costs			
- Licensor Startup Assistance	0.66	0.66	1.06
- Contractor Startup Assistance	3.62	3.62	5.80
- Chemicals	0.08	0.16	0.33
- Operating Supplies	0.33	0.47	0.77
Total	40.05	40.27	49.62

- b. 原油／製品在庫 : 試運転終了時に全タンクに50多油が満たされているとし、製品パイプライン中の油在庫は考えない。
尚、油在庫は全て原油価格で評価する。
- c. 般煤薬品在庫 : 般煤については常圧残渣油水素化脱硫装置1系列1回分相当。
又薬品については6ヶ月分の在庫を考え、1983年のイラン着の価格で評価。
- d. 予備品在庫 : 設備建設費の2パーセントを見込む。これは2年分に相当する。
- e. 手持現金 : 原油代を除く2ヶ月分の現金支出経費相当。

各ケースについての運転資本を表9.7に示す。

9.2 運 転 費

運転費には2種類あり、1つは直接運転費であり、他の1つは金利、償却、回収資本等の資本関連費である。本節で検討する運転費は直接運転費であり、資本関連費については第11章「経済性の検討」で述べる。尚、第11章では、所得税およびDCF基準での利益についても検討を行なっている。

直接運転費は原油代を除いて7項目から構成される。

尚、製油所には固定資産税は掛らないものとする。

本製油所の用役は自家発生で賄われるので用役費は運転費には含まれず、自家燃料の消費は製品の減損として現れる。

各々の項目を推算する際に用いる基準は以下の通りである。

勞 務 費

(表9.1 10行目)

本編6.3節で述べられる給与別所要人員数および1978年6月の訪イ中にNIOCから受領した給与体系に関する情報に基づき給与総額を推算した。

NIOCから与えられた給与体系に関する情報では各等級について最低・最高値表で示されているため、本調査目的に合わせて表9.8に示すような給与体系を作成した。尚、表中の数字は1978年における値であり又、南部地区での勤務に付する割増金を見込んである。

1983年での運転費を推算する必要があるため、年率8パーセント総計47パーセントの

表 9.7
運 轉 資 本

Refining Capacity, BPSD	125,000	250,000	500,000
<u>Case 1 Hydroskimming</u>	(10 ⁶ US\$)	(10 ⁶ US\$)	(10 ⁶ US\$)
Land	5.0	5.0	5.0
Oil Inventories	66.3	102.5	170.2
Catalyst and Chemicals Inventories	4.8	9.6	11.2
Spare Parts and Warehouse Supplies	16.6	23.1	37.8
Cash on Hand	9.1	12.6	21.6
Total	101.8	152.8	245.8
<u>Case 2 Hydrocracking</u>	(10 ⁶ US\$)	(10 ⁶ US\$)	(10 ⁶ US\$)
Land	5.0	5.0	5.0
Oil Inventories	69.1	106.5	172.5
Catalyst and Chemicals Inventories	4.2	8.4	10.1
Spare Parts and Warehouse Supplies	17.7	24.9	41.2
Cash on Hand	9.5	13.1	22.6
Total	105.5	157.9	251.4

表 9.8
給 与 体 系

Job Classifications	US\$/Month
Class A, Refinery Manager/Assistant Manager	4,500
Class B, Department Manager/Doctor	3,100
Class C, Section Manager/Supervisor/Engineer	2,200
Class D, Foremen/Operators/Craftsmen/Secretaries/Nurses	1,300
Class E, Clerks	600
Class F, Laborers	250

上昇分を加味した。

ケース1、ケース2についての労務費を各々表9.9および9.10に示す。

管 理 費

(表9.1 11行目)

管理費はNIOCの示唆に基づき労務費の43パーセントとして計算する。これには雇用保険、住宅手当、プラントオーバーヘッド等の経費が含まれると考えた。

保 全 費

(表9.1 12行目)

保全費は各々の設備について設備建設費総額に対するパーセンテージにより算出した。

・精製装置	4.0%/年
・用役設備	3.0%/年
・オフサイト/附帯設備	1.5%/年
・製品輸送出荷設備	1.0%/年

諸 経 費

(表9.1 13行目)

諸経費は潤滑油、計装用記録紙、事務用品、車両燃料等の経費であり、設備建設費の015パーセントとした。

本 社 経 費

(表9.1 14行目)

本社経費は新会社が操業および製品の販売を行うために設立されるとして製油所の運転経費として計上した。本調査ではテヘランと東京の2ヶ所に事務所を持つものとして経費を推算した。

推算結果を9.11に示す。ここでは人件費と管理費(人件費の50パーセント相当)を合計し、さらに総計47パーセントの上昇分を加味して1983年における本社経費としている。尚、本経費は全ケース同一である。

表 9.9

給料および賃金
(ケース1 ハイドロスキシング型)

	US\$/month	125,000/250,000 BPSD		500,000 BPSD	
		Total Personnel	1978 Cost 10 ⁶ US\$/Annum	Total Personnel	1978 Cost 10 ⁶ US\$/Annum
Class A	4,500	2	0.11	2	0.11
Class B	3,100	10	0.37	10	0.37
Class C	2,200	44	1.16	47	1.24
Class D	1,300	478	7.46	687	10.72
Class E	600	33	0.24	33	0.24
Class F	250	79	0.24	96	0.29
Total Payroll		646	9.58	875	12.97
1983 Cost			14.08		19.07
Per Diem Cost (10 ³ US\$/CO)			38.6		52.2

表 9.10

給料および賃金
(ケース2 水素化分解型)

	US\$/month	125,000/250,000 BPSD		500,000 BPSD	
		Total Personnel	1978 Cost 10 ⁶ US\$/Annum	Total Personnel	1978 Cost 10 ⁶ US\$/Annum
Class A	4,500	2	0.11	2	0.11
Class B	3,100	10	0.37	10	0.37
Class C	2,200	44	1.16	47	1.24
Class D	1,300	513	8.09	742	11.58
Class E	600	33	0.24	33	0.24
Class F	250	79	0.24	96	0.29
Total Payroll		681	10.12	930	13.83
1983 Cost			14.88		20.33
Per Diem Cost (10 ³ US\$/CO)			40.8		55.2

表 9.11

本 社 經 費

	Nos.	Salary US\$/Month	1978 Cost 10 ³ US\$/Annnum
<u>Head Office (Teheran)</u>			
President	1	6,800	82
Vice President	1	5,400	65
Executives	3	4,500	162
Staff	10	2,200	264
Secretaries	5	1,300	78
Clerks	5	600	36
	25		687
Overhead Expenses			344
Sub Total			1,031
<u>Tokyo Office</u>			
Manager	1	4,500	54
Dputy Manager	1	4,500	54
Staff	15	2,200	396
Secretaries	2	1,300	31
Clerks	2	600	14
	21		549
Overhead Expenses			275
Sub Total			824
Total Corporate Overhead			1,855
1983 Cost Per Diem Cost (10 ³ US\$/CD)			2,727 7.5

保 險 料

(表 9.1 15行目)

保険料は設備保険料および油在庫保険料の合計とし、各々次のように計算した。

- 設備保険料 = 設備平均簿価 × 0.3%/年
- 油在庫保険料 = 油 在 庫 額 × 0.17%/年

船 煤 薬 品 費

(表 9.1 15行目)

船煤薬品費は船煤寿命および薬品消費量に基いて算出した平均経費である。

1983年のイランにおける船煤および薬品の単価は1978年から年率5パーセント、総計28パーセント上昇するものとして算出した。

表 9.12

船 煤 薬 品 費

	Capacity in	Case 1 Hydrofining		Case 2 Hydrocracking	
		Total Capacity	Cost 10 ⁶ US\$/A	Total Capacity	Cost 10 ⁶ US\$/A
<u>For 500,000 BPSD</u>					
Atmospheric Crude Distillation	BPSD	500,000	1.15	500,000	1.15
Vacuum Flasher	BPSD	55,800	0.02	77,000	0.03
Gas Recovery	BPSD	15,000	0.05	18,800	0.07
Naphtha Hydrodesulfurizer	BPSD	105,850	0.22	105,800	0.22
Catalytic Reformcr	BPSD	38,600	0.46	38,600	0.46
Kerosene Hydrodesulfurizer	BPSD	70,600	0.23	70,600	0.23
Gas Oil Hydrodesulfurizer	BPSD	107,600	0.46	115,400	0.50
Vacuum Gas Oil Hydrodesulfurizer	BPSD	28,600	0.33	-	-
Vacuum Gas Oil Hydrocracker	BPSD	-	-	39,400	2.17
Atmos. Residue Hydrodesulfurizer	BPSD	139,600	32.28	122,200	26.83
Visbreaker	BPSD	-	-	37,600	0.05
Hydrogen Generator	10 ⁶ Nm ³ /D	3.32	0.46	4.40	0.60
Gas Treater	TFSO-H ₂ S	800	0.07	800	0.07
Sulfur Recovery	TFSO-S	720	0.09	720	0.09
Utilities System			4.15		4.63
Offsite			0.31		0.31
Total			49.28		37.41
Per Day Cost (10 ³ US\$/CO)			110.4		102.5
<u>For 250,000 BPSD (10³ US\$/CO)</u>			55.3		51.3
<u>For 125,000 BPSD (10³ US\$/CO)</u>			27.8		25.8

第 10 章

海上運賃および製品基地費

第 10 章

海上運賃および製品基地費

本章ではイランで精製した製品を日本迄輸送するのに要する海上運賃および日本に建設される製品基地 (CTS) の費用について検討した。

CTS の立地場所が未だ決定していないので、まず輸送距離をカーク/横浜間として運賃を推算し、荷揚げ港が横浜から北又は南に変わる場合の運賃の増減を推定した。

運賃の推算に当たっては1983年新造船を基準とし、船型は白油および黒油について各々130,000DWT、200,000DWT とした。

又既存の中型船を用いる場合についても概略検討した。

イランに立地する製油所からの製品の受入れおよび流通基地としての機能を果たす CTS について検討を行ない CTS の主要設備を決定し、所要資本および運転費を推算した。又 ROE(DCF)

11.8 パーセントを達成するための所要 CTS マージンを推定した。

検討の基準および結果は各々の節で述べる。

10.1 製品輸送に要する海上運賃

10.1.1 新造タンカー-基準運賃

1983年新造の製品タンカーによる初年度運賃は補完資料、第2巻で表10.1の通りに推算されている。

補完資料、第2巻で詳しく説明されている様に、10年間平均の運賃は概ね初年度の運賃に等しくなる。従って、ここでは初年度運賃を使用することとした。

1983年において基本ケース製油所からの全製品の輸送運賃は白油および黒油に対して各々130,000DWT、200,000DWT 船型を基準に計算した計算結果を表

10.2に示す。

推算された運賃は輸送距離をカーク/横浜間としたものであり、荷揚げ港が横浜からCTSの立地場所が変わる場合には調整が必要である。しかし、CTSの立地場

所が未だ決定されていないため、参考として仮の立地場所を日本の北部地区および南部地区に設定して計算する。

表 10.1

船型および用途別海上運賃
(輸送距離 : カーク/横浜)

Tanker Size and Category	Ocean Freight US\$/LT
<u>Clean Tankers</u>	
30,000 DWT	32.68
50,000 DWT	22.53
60,000 DWT	20.96
130,000 DWT	14.41
<u>Dirty Tankers</u>	
60,000 DWT	18.78
90,000 DWT	15.40
180,000 DWT	11.55
200,000 DWT	11.16
230,000 DWT	10.82

船積み港がカーク島からモハメド・アメリカに変わることによる運賃差は両港の距離が30海里程度と短いので無視できる。

南部および北部地区のCTS立地場所の代表として各々鹿児島(九州)、苫小牧(北海道)をとり上げ概略の検討を行なった。カーク島から各々の港までの概略輸送距離は次の通りである。

カーク島/横浜	6,670 海里
カーク島/鹿児島	6,170 海里
カーク島/苫小牧	7,150 海里

一方、運賃はカーク島/横浜間を年間8往復するものとして推算されている。

又2年毎に40日の船体補修を行なうとし、平均航行速度を15.5ノットとすると、

表 10.2

製 品 輸 送 海 上 運 賃

	Sp.Gr.	Case 1 Hydroskinning			Case 2 Hydrocracking		
		USS/BBL A	Yield, % B	AssB	USS/BBL A	Yield, % B	AssB
<u>Clean Products (14.41 USS/LT)</u>							
Gasoline	0.746	1.69	10.0	16.9	1.69	10.0	16.9
Naphtha	0.725	1.64	9.9	16.2	1.64	12.5	20.5
Kerosene	0.801	1.81	14.1	25.5	1.81	17.4	31.5
<u>Gas Oil</u>	0.855	1.93	21.1	40.7	1.93	24.9	48.1
Subtotal Clean Product		1.80	55.1	99.3	1.81	64.8	117.0
<u>Dirty Products (11.16 USS/LT)</u>							
Low Sulfur Fuel Oil	0.918	1.61	28.2	45.4	1.61	20.6	33.2
<u>Medium Sulfur Fuel Oil</u>	0.942	1.65	7.0	11.6	1.65	5.1	8.4
Subtotal Dirty Product		1.62	35.2	57.0	1.62	25.7	41.6
Total Products		1.73	90.3	156.3	1.75	90.5	158.6

1 往復の航海に要する日数は次の様な構成となる。

	航行日数	停泊日数 ^{*)}	合計
カーグ/横浜	35.9	7.2	43.1

*) 沖待ち日数を含む。

上記の仮定および停泊日数7.2日を同じとすると、荷揚げ港を鹿児島又は苫小牧とした場合に一往復に要する日数は各々次の様になる。

	航行日数	停泊日数	合計
カーグ/鹿児島	33.2	7.2	40.4
カーグ/苫小牧	38.4	7.2	45.6

従って上記の2ヶ所のCTS立地場所の場合、年間輸送可能回数は次の通りとなる。

	年間往復航海数	対横浜輸送量
カーグ/鹿児島	8.54	1.067
カーグ/苫小牧	7.57	0.946

表10.3は港費および燃料費を変数とし、他の費目は一定として推算した対横浜の運賃を示している。尚、詳しくは補完資料、第2巻の表2.2を参照されたい。

検討の結果、荷揚げ港が横浜から鹿児島又は苫小牧に変わることによる運賃差は上下6パーセント程度となる。

10.1.2 既存タンカー市場基準の運賃

既存市場から用給する場合の運賃を推算した。1983年以降において製油所の所要給油量を既存市場で全て賄うことは不可能と思われるが、専有大型給の運航率を高く維持しながら、しかも生産、輸送および販売の不均衡を吸収するためには、スポット又は長期用給にかかわらず既存市場からの用給が必要であろう。

一般に用途別の総給油量に占める長期用給の割合は原油タンカーも含めて85-90パーセントを越えることは無いと思われる。

このことから、ここでは1983年時点の既存給による運賃を現在のAFRA(Average Freight Assessment)レートから出発して推算する。

ここ数年における運賃の変化を表10.4および図10.1に示す。

表 10.3

对 横 滨 运 货 比 较

Unloading Port Distance from Kharg Is., Sea Miles	Yokohama 6,670	Kagoshima 6,170	Tomakomai 7,150
<u>130,000 DWT - Clean</u>			
1. Annual Expenditure, 10^3 US\$			
- Fixed Charges	11,095	11,095	11,095
- Port Charge	467	498	442
- Fuel Cost	2,876	2,839	2,911
Total	14,438	14,432	14,448
2. Annual Transport Quantity, 10^3 LT	1,002	1,069	948
3. Freight Cost, US\$/LT	14.41	13.50	15.24
4. Relative to Yokohama	-	0.937	1.058
<u>200,000 DWT - Dirty</u>			
1. Annual Expenditure, 10^3 US\$			
- Fixed Charges	12,995	12,995	12,995
- Port Charge	638	681	604
- Fuel Cost	3,690	3,642	3,735
Total	17,323	17,318	17,334
2. Annual Transport Quantity, 10^3 LT	1,552	1,656	1,468
3. Freight Costs, US\$/LT	11.16	10.46	11.81
4. Relative to Yokohama	-	0.937	1.058

表 10.4

タンカー - 運賃の推移 1)
(カーク - 横浜間)

Period	Percentage of World Scale and AFRA										
	Tanker Size	General Purpose (16,500~24,999) DWT		Medium (25,000~44,999) DWT		Large I (45,000~79,999) DWT		Large II (80,000~159,999) DWT		VLCC (Over 160,000) DWT	
		Kharg-Yokohama WS Flat Freight US\$/LT ²	% of WS	AFRA US\$/LT	% of WS	AFRA US\$/LT	% of WS	AFRA US\$/LT	% of WS	AFRA US\$/LT	% of WS
Year 1974	6.33	202.8	12.84	173.1	10.96	115.6	7.32	91.7	5.80	75.8	4.80
Year 1975	9.05	138.5	12.53	124.5	11.27	82.9	7.50	62.3	5.64	56.8	5.14
Year 1976	9.91	133.7	13.25	117.3	11.62	76.9	7.62	56.7	5.62	50.0	4.96
Year 1977	10.10	152.3	15.38	113.9	11.50	73.9	7.46	54.5	5.50	47.0	4.81
Jan.-Apr. 1978	10.70	155.0	16.59	112.1	11.90	69.8	7.47	51.8	5.54	44.6	4.77

注 1) AFRA - ト基準

2) 年間平均

Figure 10.1
Tankage Size V.S. Average Freight Rates (AFRA)

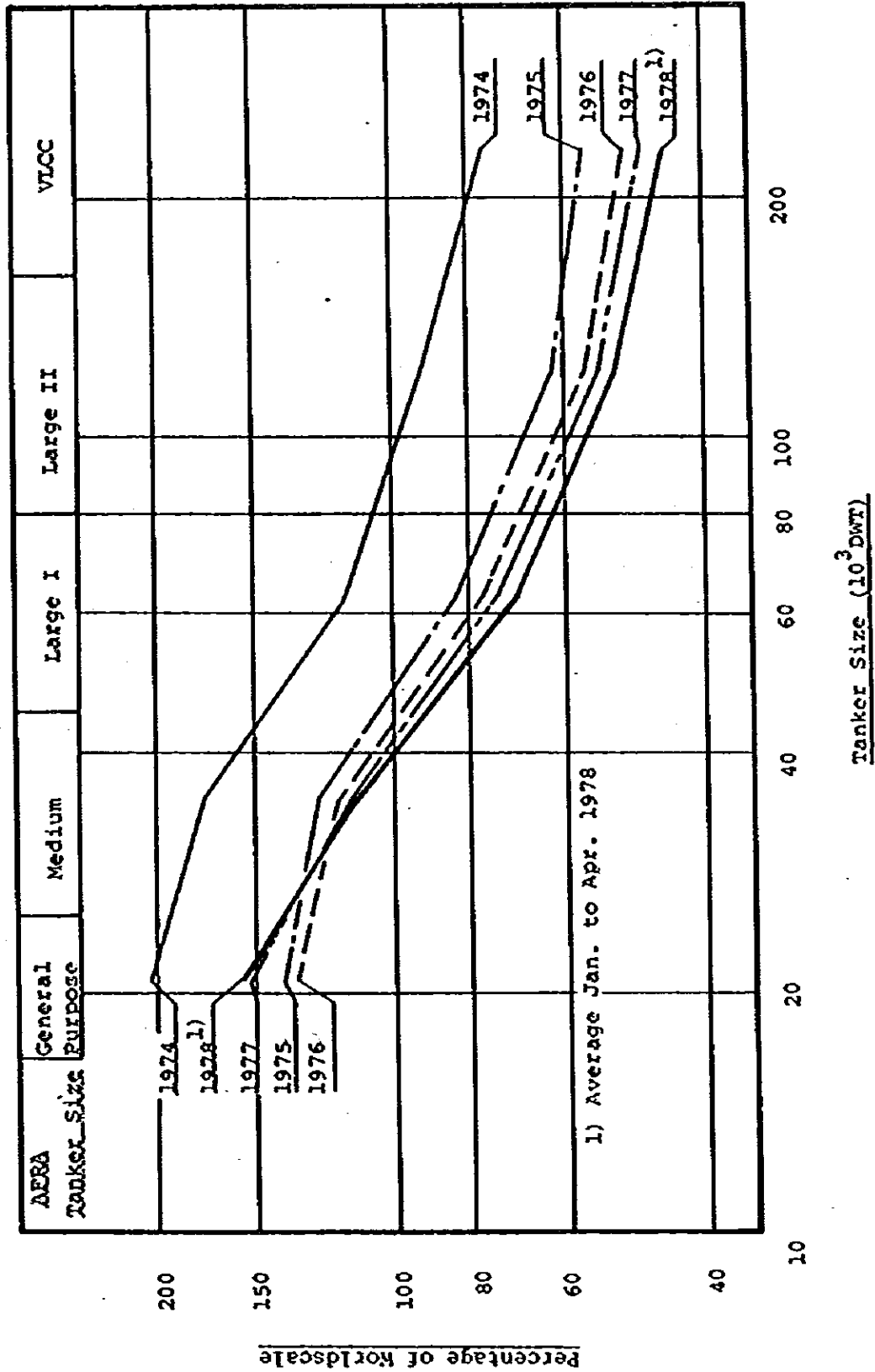


表 10.4 から分る様に、1974年以來のタンカー市場の一般的な下降傾向はここに来て緩やかになり、特にその大部分が製品運搬船として用いられる45,000トン以下の船型については上昇傾向が顕著である。

従って、世界のタンカー市場は現在底値にあり今後上昇傾向で推移するものと思われる。

1983年時点における運賃と推算是以下に示す順序に従って行なった。

- ・図 10.1 から各々の船型について現在のAFRAレートを求める。
- ・ロングトン当りの米ドル基準で現在の運賃を求める。
- ・年率6パーセント、総計34パーセントの上昇を考慮して1983年における運賃を推算する。

年間上昇率6パーセントは1975年から1978年の期間におけるワールドスケールの平均上昇率に基いて決めた数値である。

白油運搬船の運賃は同一船型の黒油運搬船の運賃に1.08を乗じて算出した。この係数1.08は白油および黒油タンカーの最近のスポット市場を参考にして推定した値である。

表10.5、10.6は各々白油および黒油運搬船の運賃を新造船の場合と対比させて示したものである。

10.2 CTS 計画および設備概要

ここではイランの製油所から輸送されて来る製品を受け取り、日本の消費地に分配するための中継基地として、又石油備蓄基地としての2つの主要な機能を有するCTSについての計画概要を述べる。

所要貯油能力を決定するに当たっては、1980年建設分までに90日備蓄の達成を義務付けている日本の石油備蓄法および関連政府条令に従い90日分の貯油能力をもたせるものとした。

以下にCTSの設備計画を行なう上で使用した基準および仮定を述べる。

表 10.5

1983年における新造船および既存船による運賃比較 - 白油

Tanker Size			New Tankers Built in 1983			Existing Tankers	
,103DWT			30	60	110	30	60
Freight in 1983			32.68	20.96	14.61	19.06	11.17
Freight Cost	, \$/bbl	Yield, %					
		Sp.Gr.					
Gasoline	10.0	0.746	3.81	2.46	1.69	2.22	1.30
Naphtha	9.9	0.725	3.71	2.39	1.64	2.16	1.27
Kerosene	14.1	0.801	4.10	2.63	1.81	2.39	1.40
Diesel Oil	21.1	0.855	4.37	2.81	1.93	2.55	1.49
Average	-	0.798	4.08	2.62	1.80	2.38	1.39

表 10.6

1983年における新造船および既存船による運賃比較 - 黒油

Tanker Size			New Tankers Built in 1983			Existing Tankers	
,103DWT			60	90	200	60	90
Freight in 1983			18.78	15.49	11.16	10.30	6.44
Freight Cost	, \$/bbl	Yield, %					
		Sp.Gr.					
Low Sulfur Fuel Oil	28.2	0.918	2.70	2.22	1.61	1.48	1.21
Medium Sulfur Fuel Oil	7.0	0.942	2.77	2.26	1.65	1.52	1.24
Average	-	0.923	2.71	2.23	1.62	1.69	1.22

CTS 立地場所

特定の立地場所は決定されておらず、南北日本の2ヶ所を想定した。

CTS 用地としての条件が明らかでないので次の事項を用地の前提条件とした。

- 平坦な広い土地が確保できること。
- 200,000DWT 級タンカー用水深が沖合2km地点で確保できること。
- 用地前面に最大30,000DWT級の船舶が入港できるだけの水深と航路巾を有する港湾が在ること。

貯油設備

90日備蓄の要求を満たす容量を持つ設備とした。

備蓄の経済性および長期貯油に伴う製品品質の劣化を最小にするという観点から、45日分は原油で貯めるものとした。

原油1バレルは製品0.95バレルに相当する事を考慮する。

製品の45日分貯油能力はCTSの円滑で安定した操業を維持するのに十分以上の容量である。90日分の備蓄要求を満たすための各タンク容量を決定する上で、以下の平均貯油率を用いた。

- 操業用タンク 45パーセント
- 備蓄用タンク 85パーセント

操業用タンク容量は20日分の操業に要する油量又は大型船による1.5回分の受取油量の内大なる方をとるものとした。

操業用タンク以外は備蓄用タンクと考えた。

90日備蓄要求を満たすための所要総貯油能力は次式を用いて計算した。

$$T_p = \frac{D_o \times P_o}{0.45} + \frac{(45 - D_o) \times P_o}{0.85}$$

$$T_c = \frac{45 \times P_o / 0.95}{0.85}$$

ここで、 T_p : 製品タンク所要容量 (バレル)

T_c : 原油タンク所要容量 (バレル)

D_o : CTS 操業相当日数で表示される操業用タンク所要容量 (日)

P_o : CTS 経由製品量 (BPCD)

基本ケースの製油所に対応する CTS の所要貯油能力を表 10.7 に示す。

表 10.7 から分かる様に、同じ製油規模の場合ハイドロスキミング型と水素化分解型とに対する所要タンク容量は1パーセント以内であり、ほぼ等しいと考えられる。CTS を経由する製品量は両ケースについて殆んど同じであるので、受入れ、出荷、廃水処理等の設備についても本質的に同一設備と考えられる。

従って、これから以後はハイドロスキミング型のケースに限って検討を進める。

表 10.8 にハイドロスキミングケースに対する貯油設備能力を示す。

用 役 設 備

CTS の用役設備は電力、工業用水および燃料油は購入し、他のスチーム、ボイラー給水、空気等は自家発生することを基準として設計されるものとした。

500,000BPSDの製油規模の場合、CTS の用役推定購入量は以下の通り。

- ・電 力 8200 KWD/CD
- ・工業用水 1,700 Tons/CD
- ・燃 料 油 1,400 10⁶ Ed/CD

製品受入れおよび出荷設備

各製品は下記船型のタンカーから受け入れるものとした。

- 白 油 最高 130,000DWT
- 黒 油 最高 200,000DWT

製品出荷計画を次の通り仮定した。

<u>油種</u>	<u>船型(DWT)</u>	<u>出荷比率</u>
白 油	10,000	30%
	5,000	60%
	2,000	10%
黒 油	30,000	30%
	10,000	30%
	5,000	30%
	2,000	10%

本調査で仮定した製品タンカーの船型は現在日本で用いられているものと較べてかなり大きく、今後の検討課題であろう。

製品の出入荷に要するバースの数を推定するために、各バースについて年間稼働日数および最大稼働率を以下の様に仮定した。

	<u>入 荷</u>	<u>出 荷</u>
年 間 稼 働 日 数	180	300
最 大 稼 働 率	60%	60%
1日当り操業時間	24	12*)

*) 10,000DWT を越える船については24時間

出入荷時の推定バース専有時間を表 10.9 に示し、又所要バース数を表 10.10 に示す。

公 害 対 策

- a. 大気汚染：CTS では燃料の消費量が少ないこと、又市街地から離れた場所に立地するであろうことから大気汚染は大きな問題ではなく、環境基準を満たす硫黄含有率の燃料油を使用することで防止できるものとした。
- b. 水質汚染：下記の排水基準を満たす様な排水処理設備を設けるものとした。

pH	5.8 - 8.6
含 油 分	最大 1ppm
化学的酸素要求量	最大 15ppm
浮遊物質	最大 15ppm

タンカーのバラスト水もここで処理される。図 10.2 に想定した CTS の排水処理設備のブロックフローを示す。

所 要 敷 地 面 積

CTS の所要敷地面積を推算するに当たっては、タンク間距離、防油堤、緑地帯等について現在日本で施行されている法令並に条令を考慮した。推定所要敷地面積を表 10.11 に示す。

表 10.7
所 要 貯 油 容 量

Corresponding Refinery	125,000 BPSD			250,000 BPSD			500,000 BPSD		
	Rates BPCD	Required Tankage		Rates BPCD	Required Tankage		Rates BPCD	Required Tankage	
		Days ¹⁾	10 ³ Kl ²⁾		Days ¹⁾	10 ³ Kl ²⁾		Days ¹⁾	10 ³ Kl ²⁾
Case 1 Hydroskimming									
Crude Oil	100,990	52.9	849	201,970	52.9	1,699	403,940	52.9	3,398
Gasoline	10,630	89.3	153	21,250	73.9	253	42,500	73.9	506
Naphtha	10,470	89.3	150	20,940	73.9	249	41,880	73.9	498
Kerosene	14,980	73.9	178	29,960	73.9	356	59,920	73.9	713
Gas Oil	22,400	73.9	266	44,810	73.9	533	89,620	73.9	1,065
Fuel Oil (0.1% Sulfur)	29,970	78.1	386	59,930	73.9	731	119,860	73.9	1,462
Fuel Oil (1.5% Sulfur)	7,490	78.1	96	14,980	73.9	183	29,960	73.9	365
Total			2,078			4,004			8,007
Case 2 Hydrocracking									
Crude Oil	101,230	52.9	851	202,450	52.9	1,703	404,910	52.9	3,406
Gasoline	10,630	85.2	146	21,250	73.9	253	42,500	73.9	506
Naphtha	13,280	85.2	182	26,560	73.9	316	53,120	73.9	631
Kerosene	18,500	73.9	220	37,000	73.9	440	74,000	73.9	880
Gas Oil	26,320	73.9	315	52,640	73.9	629	105,820	73.9	1,258
Fuel Oil (0.1% Sulfur)	21,850	87.5	316	43,690	73.9	533	87,380	73.9	1,066
Fuel Oil (1.5% Sulfur)	5,460	87.5	79	10,920	73.9	133	21,840	73.9	266
Total			2,109			4,007			8,013

注 1) 数値は暦日基準の製品生産量に相当する所要タンク容量を示す。

2) 一定温度での密度を考慮。

表 10.8

貯油設備一覽
(ケース1 ハイドロスキミング型)

Service	Type	125,000 BPSD		250,000 BPSD		500,000 BPSD	
		No.s	Capacity Kl	No.s	Capacity Kl	No.s	Capacity Kl
Crude	FRT	9	94,500	18	94,500	36	94,500
Gasoline	FRT	2	76,000	3	84,000	6	84,000
Naphtha	FRT	2	76,000	3	84,000	6	84,000
Kerosene	FRT	2	89,000	4	89,000	8	89,000
Gas Oil	CRT	3	89,000	6	89,000	12	89,000
Fuel Oil (0.18S)	CRT	4	91,500	8	91,500	16	91,500
Fuel Oil (1.54S)	CRT	2	58,000	2	91,500	4	91,500

表 10.9

バース専用時間

	Berth Occupancy Time (hours)
<u>Unloading Operations</u>	
200,000 DWT	45
130,000 DWT	40
<u>Loading Operations</u>	
30,000 DWT	24
10,000 DWT	12
5,000 DWT	7
2,000 DWT	5

表 10.10

所要バース数
(ケース1 ハイドロスキミング型)

Corresponding Refinery Capacity BPSD	125,000	250,000	500,000
<u>Loading Berths</u>			
- White Oils Berths			
10,000 DWT	1	1	2
5,000 DWT	1	3	5
2,000 DWT	-	-	1
- Black Oils Berths			
30,000 DWT	1	1	1
10,000 DWT	-	-	1
5,000 DWT	1	2	2
2,000 DWT	-	-	1
<u>Unloading Berths</u>			
200,000 DWT	1	2	2
130,000 DWT	-	-	1

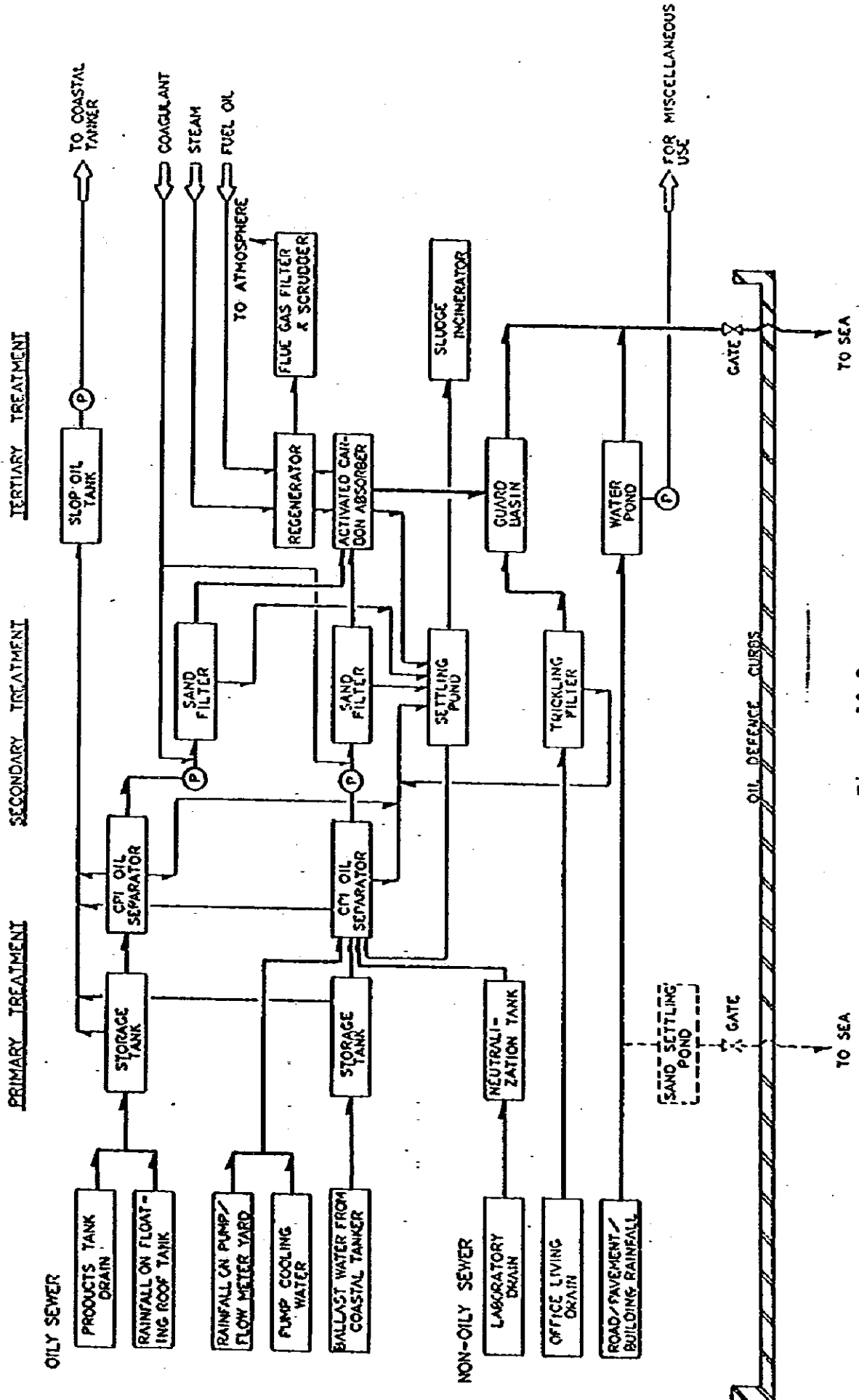


Figure 10.2

Block Flow Diagram of Waste Water Treatment for Products CTS in Japan

表 10.1 1

總 所 要 數 地 面 積

Corresponding Refinery	125,000 BPSD Hydroskimming	250,000 BPSD Hydroskimming	500,000 BPSD Hydroskimming
	10^3 m^2	10^3 m^2	10^3 m^2
Tankage	370	710	1,420
Pump Stations	20	20	30
Utilities & Waste Water Treatment	40	50	70
Control Center, Adminis- tration and Service	40	40	40
Roads, Pipeway & Sewer	140	240	470
Green & Open Area	200	360	670
Total Area	310	1,420	2,700

表 10.1 2

總 所 要 人 員 數

	125,000 BPSD Hydroskimming	250,000 BPSD Hydroskimming	500,000 BPSD Hydroskimming
Terminal Manager & Secretary	2	2	2
General Service Department	45	50	55
Technical Service Department	18	18	18
Operating Department			
On-shore	34	37	40
Off-shore	30	30	44
Maintenance Department	25	25	25
Total	154	162	184

所要人員数

定修時のピーク要員は外注で不足分をまかなうものとして所要人員数を推算した。その結果を表 10.12 に示す。

その他

- a. 貯油および出荷についてはコンピュータ制御をするものとした。
- b. 計画された製品以外のものをつくるためのプレンディング設備については考慮していない。
- c. 従業員社宅は考慮していない。

10.3 所要総資本および運転費

3通りの製油規模について CTS の所要総資本および運転費を推算した。その結果を表 10.13 に示す。以下経費の推算において用いた基準を述べる。尚経費には全て物価上昇分が見込んであり、米ドルで表示である。

ここで推算した運転費は CTS の直接運転費であり、償却、金利および資本の回収等の資本関連費は含まれていない。これら資本関連費については 10.4 節、CTS マージンで述べる。

10.3.1 所要総資本

所要総資本については次の2種類に分けて推算する。

- a. 設備投資額；償却の対象
 - ・設備建設費
 - ・操業前費用
 - ・建中金利
- b. 運転資本；償却の対象外
 - ・土地代
 - ・原油／製品在庫
 - ・予備品在庫

表 10.13
所要総資本および運転費

Corresponding Refinery	125,000 BPSD Hydroskimming	250,000 BPSD Hydroskimming	500,000 BPSD Hydroskimming
<u>Capital Requirements (10⁶ US\$)</u>			
1. On-shore Facilities	162.2	273.7	501.1
2. Off-shore Facilities	96.0	125.9	195.0
3. Pre-operating Expenses	5.2	6.8	8.8
4. Interest during Construction	41.7	67.8	122.6
5. Working Capital	230.4	444.5	877.1
Total Capital Requirements	535.5	918.7	1,704.6
<u>Operating Costs (10³ US\$/CD)</u>			
6. Salary and Wages	10.3	10.8	12.3
7. Overhead	3.8	4.3	5.6
8. Maintenance	10.6	16.4	28.6
9. Insurance	2.1	3.6	6.7
10. Property Tax	8.5	13.7	24.5
11. Chemicals	0.3	0.5	1.1
12. Purchased Utilities	3.9	7.8	15.7
Total Operating Costs	39.5	57.1	94.5

・手持現金

各々の経費と推算する際に用いた基準を以下に述べる。

設備建設費

(表10.13 1,2行目)

本経費はCTS設備の推定建設費を示すものである。

建設費は主としてケース1ハイドロスキミング型、250000BPSD規模の製油所に
対応するCTSに関して想定された設備について推算した。

推算に際しては主要資材について世界市場からの購入を前提とし、1978年6月現
在の価格で計算すると共に同種の設備に関するファイル中の資料との比較を行ない、
容量差等に対する調整を行なう。

次に1980年7月1日から1983年6月30日迄の36ヶ月間のエンジニアリング
および建設工程、更に人件費、資材費の上昇率を考慮して、価格上昇分を加算した。
尚、総合価格上昇係数は20パーセントとした。推算した建設費の詳細な内訳を
表10.14に示す。

操業前費用

(表10.13 3行目)

操業前費用にはプロジェクト開始から試運転終了までに掛るプラントに関するもの
以外の種々の経費が含まれる。

250,000BPSD規模相当の場合で、15億円或は6千8百万米ドルを計上した。

建中金利

(表10.13 4行目)

建中金利はエンジニアリング、建設および試運転期間中の借入金利である。建設完
了まで36ヶ月、試運転期間中3ヶ月という工程、標準的な“S”字型支払計画お
よび下記の資金調達条件に基づいて、支払うべき金利を電算機によるシミュレーショ
ンを用いて計算する。

尚、シミュレーションプログラムについては第11章「経済性の検討」で詳述する。

表 10.14
CTS 設備建設費

Corresponding Refinery	125,000 BPSD Hydroskimming	250,000 BPSD Hydroskimming	500,000 BPSD Hydroskimming
	10 ⁶ US\$	10 ⁶ US\$	10 ⁶ US\$
1. On-shore Facilities			
Tankage	71.0	133.0	266.0
Interconnecting Pipelines	28.1	48.0	85.9
Loading Purps	9.3	12.1	18.4
Instrumentation/ Communication	11.5	13.9	17.4
Waste Water Treatment	11.5	15.0	21.2
Utilities System	6.2	10.0	16.2
Fire Fighting System	6.3	11.0	19.3
Buildings and Equip- ment	1.9	1.9	1.9
Site Development	16.4	28.8	54.8
Subtotal On-shore Facilities	162.2	273.7	501.1
2. Off-shore Facilities			
Product Unloading Terminal	33.7	51.1	77.1
Product Receiving Pipelines	11.3	11.3	18.1
Product Loading Jetty	26.9	39.4	65.3
Tags, Fire-boats, etc.	24.1	24.1	34.5
Subtotal Off-shore Facilities	96.0	125.9	195.0
Total Construction Cost	258.2	399.6	696.1

• 資 金 源

建中金利を除く設備投資額：自己資本／長期借入金 = 25%/75%

建 中 金 利 : 100% 長期借入金

運 転 資 本 : 100% 短期借入金

• 金 利

長期借入金

建中金利を除く設備投資額の70% 年率 6.05%

残りの設備投資額 年率 8.00%

短期借入金

土 地 代 年率 7.03%

原油／製品在庫 年率 5.58%

そ の 他 年率 8.00%

運 転 資 本

(表10.13 5行目)

運転資本は CTS の操業を開始し、正常な運転を維持するために準備する資金であり、現金、未収金および在庫品から未収金を差引いたものである。

ここで行なり運転資本の推算では、受取りおよび支払い猶予期間が明らかでないの
で未収金および未払金の収支については考慮せず以下に示す4項目について推算し、
その結果を表 10.15 に示す。

a. 土 地 代：用地買収資金

土地価格、50,000円/坪、又は68.87米ドル/m²

b. 原油／製品在庫：90日分のタンク在庫および20日分の船積在庫の合計

110日分。但し、110日分の内45日分は原油在庫とし、以下に示す価格
で評価。

原 油 14.00米ドル/バレル

製 品 17.00米ドル/バレル

c. 予備品在庫：設備建設費の1パーセント。これは1年分に相当。

d. 手持現金：製品購入費を除き2ヶ月分の現金支出経費担当。

表 10.15

運 転 資 本

Corresponding Refinery	125,000 BPSD Hydroskimming	250,000 BPSD Hydroskimming	500,000 BPSD Hydroskimming
	10 ⁶ US\$	10 ⁶ US\$	10 ⁶ US\$
Land	55.8	97.8	186.0
Oil Inventories	169.6	339.2	678.4
Spare Parts and Warehouse Supplies	2.6	4.0	7.0
Cash on Hand	2.4	3.5	5.7
Total Working Capital	230.4	444.5	877.1

10.3.2 運 転 費

本節で述べる運転費は直接運転費であり、7項目より構成される。

各々の項目を推算する際に用いた基準は以下のとおりである。

労 務 費

(表10.13 6行目)

10.2節で述べた所要人員数を基に、平均給与を仮定して人件費を推算した。

1978年における平均給与を年間400万円と仮定。

更に年率6パーセント、統計34パーセントの上昇率を見て1983年における給与を年536万円又は月2030米ドルと想定。

管 理 費

(表10.13 7行目)

管理費は年間労務費および設備建設費から次式により計算した。

$$\text{管理費} = (\text{労務費の}30\%) + (\text{設備建設費の}0.1\%)$$

保 全 費

(表10.13 8行目)

保全費は設備建設費の1.5パーセント/年とした。

保 險 料

(表10.13 9行目)

保険料は設備保険料および油在庫保険料とし各々次のように計算した。

- 設備保険料 = 設備平均簿価 × 0.3 % / 年
- 油在庫保険料 = 油在庫額 × 0.17 % / 年

固 定 資 産 税

(表10.13 10行目)

固定資産税は設備および土地に対して各々次式に基いて計算した。

- 設備に対する固定資産税 = 設備平均簿価 × 1.4 % / 年
- 土地に対する固定資産税 = 土地代 × 1.6 % / 年

薬 品 費

(表10.13 11行目)

CTS で消費される薬品の経費であり、1978年時点の価格に対して年率5パーセント、総計28パーセント上昇するものとして1983年における価格を算出した。

用 役 購 入 費

(表10.13 12行目)

外部から購入する用役経費であり、単価は次のとおりとした。

電 力	0.055米ドル/キロワット
工業用水	0.090米ドル/トン
燃料油	10.700米ドル/10 ⁶ キロカロリー

10.4 CTS マージン

これまでの各節で述べた検討結果を基に、経済諸元を設定しコンピュータシミュレーションにより CTS マージンの推算を行なった。

ここで用いる用語の定義および計算手順は第11章「経済性の検討」に詳述した。

以下に推算の基準および結果を示す。

10.4.1 推算基準

CTS の操業開始年に設定した1983年を価格凍結年として経済計算を行なった。即ち、全ての経費は1983年までの上昇分を見込むが、それ以降の上昇は考慮しないものとする。

現金流量割引法(DCF)に基く或る一定レベルの自己資本利益率を達成するための所要 CTS マージンをコンピュータシミュレーションを用いて計算した。

計算基準として設定した諸条件は次の通りである。

(1) 基本ケースCTS

125,000BPSD、250,000BPSDおよび500,000BPSDの製油規模を持つハイドロスキミング型製油所に各々対応する CTS を基本ケースとする。

(2) 立上り期間稼働率

CTS では製油所で生産される製品を取扱うため、その稼働率は基本的には製油所に準ずるものと考えられる。しかしながら、CTS では石油備蓄法の要求から出荷量を犠牲にして油在庫量を一定水準に保たなければならない。従って、CTS の立上り期間稼働率は製油所に較べてわずかに低くなる。取扱う製品量の増大と相俟って CTS の油在庫量も徐々に増加し、その結果暦年基準での稼働率は次の様になる。

	操業期間	稼働率 ^{*)}
初年度	3ヶ月	0.53
2年目	12ヶ月	0.58
3年目	12ヶ月	0.95
4年目以降	12ヶ月	1.00

(*) CTSの稼働率1.00は製油所の稼働率0.85に相当する。

(3) 運転費、建設費等

前述の各節で検討した数値に基く。

1983年迄の経費上昇は考慮するが、操業開始後の上昇は考えない。

(4) 資金調達関係

a. 資本金／借入金比率

建中金利を除く設備投資額の25パーセントを資本金で賄い、残額は借入金で賄う。

b. 長期借入金調達条件

備蓄増強と関連して施設投資の70パーセントについて政府金融優遇措置が適用される。

・金利：

建中金利を除く設備投資額の70%について	6.05%/年
残額について	8.00%/年

・返済：余剰資金より一定の配当を除いた残額を充当する。

c. 短期借入金調達条件

土地代投資の50パーセントおよび備蓄用油在庫投資の90パーセントについて政府融資が適用される。

その結果、加重平均金利は次の様になる。

・金利：

土地代について	7.03%/年
原油／製品在庫について	5.58%/年
その他について	8.00%/年

・返済：1年以内、更新可能

(5) 資本投下計画

自己資本は一定の割合、既に各年の設備投資額の25パーセント相当分に対して投下するものとする。

設定した資本投下計画を表 10.16 に示す。

(6) 操業期間

操業期間は20年とする。

表 10.16

資本投下計画

	1980	1981	1982	1983	1984	1985
<u>1. Fixed Capital Investment</u>						
-Construction Cost	4.5%	52.5%	38.7%	4.3%	-	-
-Pre-operating Cost	10%	20%	20%	50%	-	-
<u>2. Working Capital</u>						
-Cash on Hand	*1)	-	-	*2)	-	-
-Land	100%	-	-	-	-	-
-Oil Inventories	-	-	-	16.6%	60.7%	22.7%
-Spare Parts and Warehouse Supplies	-	-	-	100%	-	-

注 1) 念ヶース共100万米ドル

2) 総資産手当現金—100万米ドル

(7) 債 却

- 債却は18年定額とし残存簿価はないとする。
- 建中金利は債却の対象とする。

(8) 所 得 税

- 税 率：55パーセント
- 減 免：なし
- 欠 損 繰 越：5 年
- 他の優遇措置：なし
- 借入金金利は税金控除の対象となる。

(9) 配 当

- 普 通 配 当：上限10パーセント
- 優 先 配 当：なし

00 所要自己資本利益率：ROE(DCF)

イランに立地する製造所に対するものと同様に CTS での所要グロスマージンを計算する上での基準として所要自己資本利益率11.8パーセントを使用する。尚、ROE11.8パーセントの数値そのものについては今後の検討課題である。

00 そ の 他

- a. 建設および試運転期間中の短期借入金利には長期借入金を充当するものとする。
- b. 全ての収入・支出は会計年度の期中に発生するものとし、期中決算とする。
基本ケースの設定条件を理解し易くするために、表 10.17 に一覧表を示す。
CTS マージンの計算結果を表 10.18 に示す。又表 10.19 には ROE を異なった値に設定した場合の所要グロスマージンの計算値を示している。
尚、水素化分解型の場合の CTS マージンはハイドロスキミング型の場合と同じと考えて差支えない。

表 10.17

CTS マージン計算基準

Item	Base Case Conditions								
. Interest rate									
- Long-term loan	70% of total fixed investment less interest during construction 6.05%/Annum								
	The balanced portion 8.00%/Annum								
- Short-term loan	For land 7.03%/Annum (average) For oil inventories 5.58%/Annum (average) For others 8.00%/Annum								
. Depreciation	Straight line in 18 years; no salvage value								
. On-Stream factor	<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="655 813 831 857">1st year</th> <th data-bbox="836 813 1011 857">2nd year</th> <th data-bbox="1016 813 1192 857">3rd year</th> <th data-bbox="1197 813 1428 857">After 4th year</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="655 864 831 909">0.53</td> <td data-bbox="836 864 1011 909">0.58</td> <td data-bbox="1016 864 1192 909">0.95</td> <td data-bbox="1197 864 1428 909">1.00</td> </tr> </tbody> </table>	1st year	2nd year	3rd year	After 4th year	0.53	0.58	0.95	1.00
1st year	2nd year	3rd year	After 4th year						
0.53	0.58	0.95	1.00						
. Project life	20 years								
. Income tax rate	55%								
. Tax holiday	None								
. Equity capital invested	25% of total fixed investment less interest during construction								
. Dividend	10% max. for ordinary dividend; no preferred dividend								
. Required ROE (DCF)	11.8%								

表 10.18

所要 C T S マージン

Corresponding Refinery	125,000 BPSD Hydroskimming	250,000 BPSD Hydroskimming	500,000 BPSD Hydroskimming
<u>Weighted Average Interest Rate (%/Annum)</u>			
Long-term Loan	6.57	6.58	6.59
Short-term Loan	6.16	6.12	6.11
<u>DCF (%)</u>			
Pre-tax ROI	12.93	12.90	12.89
Post-tax ROI	9.04	9.03	9.03
ROE	11.80	11.80	11.80
<u>Payout Year (Years)</u>	14.6	14.7	14.7
<u>Gross Margin (US\$/BBL)</u>	2.28	1.82	1.61

表 10.19

ROE(DCF) 対 CTS マージン

Corresponding Refinery	DCF (%)			Gross Margin (US\$/BBL)
	Pre-tax ROI	Post-tax ROI	ROE	
125,000 BPSD Hydroskimming	23.37	15.00	22.41	3.68
	14.68	10.00	13.71	2.48
	12.93	9.04	11.80	2.28
	12.13	8.62	11.00	2.19
	11.26	8.15	10.00	2.10
	10.42	7.71	9.00	2.01
250,000 BPSD Hydroskimming	23.35	15.00	22.45	2.91
	14.66	10.00	13.72	1.97
	12.90	9.03	11.80	1.82
	12.12	8.62	11.00	1.75
	11.25	8.15	10.00	1.68
	10.41	7.71	9.00	1.61
500,000 BPSD Hydroskimming	23.35	15.00	22.49	2.56
	14.65	10.00	13.73	1.75
	12.89	9.03	11.80	1.61
	12.09	8.61	11.00	1.55
	11.24	8.15	10.00	1.49
	10.40	7.71	9.00	1.44

第 11 章

経 済 性 の 検 討

第 11 章

経済性の検討

これまでの各章で述べた検討結果を基に経済諸元を設定し、コンピュータシミュレーションを用いて経済性の検討を行なった。

本検討の結果は今後適当な時機に更に本プロジェクトの調査検討が行なわれる際の1つの指針を与えるものであり、その時には本報告書では扱われない要素をも含めた評価がなされるであろう。当該製油所からの製品の販売予測が明らかでないため、本プロジェクトにとってどのような拡張方法が最も有利であるかということに関しての検討は行なわれず、従ってここでの経済検討は原価計算と同様の性質を有する。

本章での検討は大部分が下記の事業範囲を有する合併会社に関するものである。

- 製油所の建設投資
- 原油の購入
- 精 製
- 製品の販売（FOBベース）

イランから日本への製品輸送および日本に建設される CTS の運営は別会社が管理するものとした。

輸送および CTS の経費を含んだいわゆる CTS 渡し基準での比較については本章の最後の節で述べる。

各代案を評価するのに一定の利潤を確保するための所要グロスマージンをひとつの尺度として利用した。

理解を容易にするために“基本ケース”を設定して経済分析に供し、種々の条件変化に対する感度分析を行なった。

但し、ここで設定した基本ケースは分析の便宜上選ばれたものであり、これが必ずしも最も有望又は可能性が高いと言うことではない。

下記諸要素の変更が所要グロスマージンに与える影響を調べるために感度分析を行なった。

- 所要自己資本利益率
- 操業期間

- ・原油価格
- ・所得税：法人税等減免条件
- ・資本投下範囲：工業的産業基盤に対する投資
- ・建設費

検討を行なう上での基準、手順およびその結果については後述する。

附録1では参考として稼働率の変化が製品価格に及ぼす影響について記述した。これはCTS渡し基準での製品価値を推定するために、プロジェクトの年間キャッシュフローが稼働率に依らずROE 11.8パーセントを達成するような水準に保たれるという条件の下で、簡便的な検討を行なったものである。

1.1.1 検討基準および方法

経済検討は1983年以降の価格は凍結するとして行なった。即ち、原油価格を除き全ての経費は1983年までの上昇分を見込むが、製油所の商業運転の開始年度に設定した1983年以降の価格上昇は考慮していない。尚、原油価格の変化に伴う影響については感度分析で取り扱った。

一定レベルの自己資本利益率を達成するための所要グロスマージンをコンピュータシミュレーションにより現金流量割引法(DCF法)に基いて算出する。

1.1.1.1 用語の定義

コンピュータシミュレーションの結果には主たる経済指標として次の5項目が含まれる。

- ・現金流量割引法に基づく税引前投下資本利益率：Pre-Tax ROI(DCF)
- ・現金流量割引法に基づく税引後投下資本利益率：Post-Tax ROI(DCF)
- ・現金流量割引法に基づく自己資本利益率：ROE(DCF)
- ・グロスマージン
- ・返済年数

以下に各用語の定義を概述する。

Pre-Tax ROI (DCF)

$$\sum_{i=0}^n \frac{I_i}{(1+r)^i} = \sum_{i=0}^n \frac{P_i}{(1+r)^i}$$

ここで、

r : Pre-Tax ROI (DCF)

I_i : i 年目の投資額 (注1)

P_i : i 年目の税、償却および金利支払い前利益 (注2)

n : 操業期間+建設期間 (年数)

(注1) ここで言う投資額は場所要投資額から運転資本投資および建中金利を除いた額とする。

(注2) 運転資本をまかなうための短期借入金に対する金利は運転費の一費目として取り扱う。即ち、Pre-Tax および Post-Tax ROI の計算には本金利を除外する。

Post-Tax ROI (DCF)

上記と同じ式により求められる。但し、 P_i としては次の数値となる。

P_i : i 年目の税引後利益に償却と長期借入金金利を加えた額。

ROE (DCF)

$$\sum_{i=0}^n \frac{E_i}{(1+r)^i} = \sum_{i=0}^n \frac{A_i}{(1+r)^i}$$

ここで、

r : ROE (DCF)

E_i : i 年目の資本金払込み額

A_i : i 年目の税引後利益に償却を加えたものから同年の長期借入金返済額を減じた額。

n : 操業期間+建設期間 (年数)

グロスマージン

製品の平均価格と平均原油価格との差額であり、米ドル/バレルで表示される。

返済年数

余剰資金の一定割合を借入金返済に充当した場合に返済に要する年数でエンジニアリングおよび建設開始後から数える。

借入金の返済年数は通常次の様に定義される。

$$Y_p = \frac{(\text{総借入金})}{(\text{税引後利益}) + (\text{償却}) - (\text{増加運転資金})}$$

しかし乍ら本調査では年々の現金流量を計算し、一定の運転資本残高および配当を保ちつつ無理のない範囲で返済を行なう場合にはどの程度のファイナンスが必要であるかを返済年数として示すものとした。

その他必要な項目を以下の通り定義する。

(1) 建設期間

投資開始日より試運転終了迄、即ち第1系列の操業開始月の前月末迄を建設期間とする。

(2) 操業期間

経済検討の対象とする商業運転期間。

(3) 産業基盤

第7章で検討された工業的産業基盤であり、原油輸送配管、航路、港湾、コースウェイおよび土壌造成を含む。

1.1.1.2 検討基準

基本ケースの前提条件を以下の様に設定した。

(1) 基本ケース製油所

第5章で定義した様に各々125,000BPSD、250,000BPSDおよび

500,000BPSDの3通り製油規模を持つハイドロスキミング型並びに水素化分餾型の製油所を基本ケースとする。

(2) 立上り期間稼働率

設計能力の85パーセントをフル操業の適正操業能力とし、これを基準にして最初の12ヶ月の稼働率を70パーセントとする。又、最初の12ヶ月経過後、製油所はフル操業に入るものとする。従って製油所の操業開始を1983年10月とした場合、暦年基準の稼働率は次の様になる。

	<u>操業期間</u>	<u>稼働率</u>
初年度	3ヶ月	0.60
2年目	12ヶ月	0.66
3年目以降	12ヶ月	0.85

(3) 原油価格

1978年6月末現在の公式販売価格を使用し、上昇分は考慮しない。

イラニアライト	12.81	米ドル/バレル
イラニアヘビー	12.49	米ドル/バレル
平均	12.65	米ドル/バレル

(4) 運転費、建設費等

第9章で検討した数値に基く。

1983年迄経費上昇を考慮するが、操業開始後の上昇は考えない。

(5) 製品価格

製品価格は前提条件としては設定せず、一定のROEを確保する条件のもとでコンピュータシミュレーションの結果として算出する。

(6) 資金調達関係

a. 資本金/借入金比率

建中金利を除く設備投資額の25パーセントを資本金でまかない、残額は借入金でまかなう。

b. 長期借入金調達条件

- ・源泉：基本的には1本、複数の源泉の場合はコンピュータシミュレーター
の制限から加重平均金利を使用する。
- ・金利：-10億米ドル以下の場合 5.25%/年
-10億米ドルを超える場合 8.00%/年

- 返済：余剰資金より一定の配当を除いた残額を全て充当する。

c. 短期借入金調達条件

- 適用：運転資本および不足資金を短期借入金でまかなう。
- 金利：8パーセント/年
- 返済：1年以内、更新可能。

(7) 資本投下計画

自己資本は一定の割合、即ち各年の設備投資額の25パーセント相当分に対して投下するものとする。

設定した資本投下計画を表11.1および11.2に示す。

(8) 操業期間

経済検討の対象となる操業期間は20年とする。但し、感度分析では15年の場合も検討する。

(9) 減価償却

- 償却は10年定額とし残存簿価はないとする。
- 建中金利は償却の対象とする。

(10) 所得税

- 税率：55パーセント
- 減免：なし
- 欠損繰越：5年
- 他の優遇措置：なし
- 借入金金利は税金控除の対象となる。

(11) 配当

- 普通配当：上限10パーセント
- 優先配当：なし

(12) 所要自己資本利益率：ROE(DCF)

製油所の所要グロスマージンを計算する上での基準として所要自己資本利益率11.8パーセントを使用する。

ROE 11.8パーセントは借入金を全て年率8パーセントの金利条件で調達した時の税引後投下資本利益率(Post-Tax ROI)の10パーセントにほぼ対応する

表 11.1

資本投下計画 (125,000/250,000 BPSD)

	1979	1980	1981	1982	1983
1. Fixed Capital Investment					
- Construction Cost	3.51	31.01	67.51	17.01	1.01
- Initial Catalyst and Chemicals	-	-	-	1001	-
- Paid-up Royalties	501	-	-	-	501
- Pre-operating Expenses	101	101	151	201	451
2. Working Capital					
- Cash on Hand	*1)	-	-	-	*2)
- Land	1001	-	-	-	-
- Inventories	-	-	-	-	1001

注 1) 全ケース共200万米ドル

2) 総所要手持現金 - 200万米ドル

表 11.2

資本投下計画 (500,000 BPSD)

	1979	1980	1981	1982	1983	1984
1. Fixed Capital Investment						
- Construction Cost	3.61	21.51	39.51	26.61	7.61	-
- Initial Catalyst and Chemicals	-	-	-	501	501	-
- Paid-up Royalties	501	-	-	-	251	251
- Pre-operating Expenses	81	81	121	171	601	151
2. Working Capital						
- Cash on Hand	*1)	-	-	-	*2)	*3)
- Land	1001	-	-	-	-	-
- Inventories	-	-	-	-	*2)	*3)

注 1) 全ケース共200万米ドル

2) 250,000 BPSDケースに相当する額が投下される。

3) 500,000 BPSDケース相当の残額が投下される。

数字である。本調査では金利条件の所要グロスマージンに及ぼす効果を見るために Post-Tax ROI のかわりに ROE を使用する。

尚、ROE の 11.8 パーセントと言う数値そのものについては今後適当な時機に更に検討する必要がある。

03 その他

- a. 建設および試運転期間中の短期借入金利には長期借入金を充当するものとする。
- b. 全ての収入・支出は会計年度の期中に発生するものとし、期中決算とする。

1.1.2 ケースの定義と検討結果

1.1.1.2 節で述べた様に前提条件を設定して合計 6 通りの基本ケースを検討する。理解を容易にするために表 11.3 に主要な条件を示した。計算結果を表 11.4 に示す。

又、ROE を異った値に設定した場合のグロスマージンの計算値を表 11.5 および 11.6 に示す。

表 11.7 から 11.12 は 6 通りの基本ケース各々に対する資本投下計画を示しており、これに基づいてキャッシュフローの計算を行なった。

1.1.3 感度分析

所要グロスマージンを求める上で基準に設定した主要因子の変化に対する影響を調べるために以下の項目について感度分析を行なった。

<u>変更項目</u>	<u>基準値</u>	<u>変更値</u>
a. 操業期間	20年	15年
b. 原油価格	12.65ドル/バレル	±5.0ドル/バレル
c. 所得税の減免期間	なし	10年
d. 工業的産業基盤投資	含まず	含む
e. 建設費	基準値	±10パーセント

所要 ROE の変更が及ぼす影響についてはすでに基本ケースの検討のところで説明済である。感度分析の結果を表 11.13 および 11.14 に示す。

表 1 1. 3

検討基準：基本ケース製油所

Refinery Configuration	Hydroskimming			Hydrocracking		
	Case 1-125	Case 1-250	Case 1-500	Case 2-125	Case 2-250	Case 2-500
Case No.						
Refining capacity, BPSD	125,000	250,000	500,000	125,000	250,000	500,000
Weighted average interest rate						
- Long-term loan, %/annum	5.25	5.37	6.39	5.25	5.57	6.53
- Short-term loan, %/annum	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00	8.00
Crude oil cost	12.65 US\$ per barrel					
Project life	20 years					
Income tax rate	55 percent					
Tax holiday	None					
Depreciation	Straight-line in 10 years; no salvage value					
On-stream factor	85 percent but 60 percent for the first 12 months					
Equity capital invested	25 percent of total fixed investment less interest during construction					
Dividend	10 percent max. for ordinary dividend; no preferred dividend					
Scope of refinery's investment	Investment for industrial infrastructures excluded					
Required ROE (DCF)	11.8 percent					

表 1 1. 4

経済検討結果：基本ケース製油所

Configuration and Refining Capacity	Weighted Average Interest Rate(%/Annun)		DCF (1)			Gross Margin (US\$/BBL)	Payout year (Years)
			Pre-Tax	Post-Tax	ROE		
	Long-term loan	Short-term loan	FOI	FOI	FOE		
<u>Case 1 Hydroskimming</u>							
125,000 BPSD	5.25	8.00	11.79	8.57	11.80	6.83	11.9
250,000 BPSD	5.37	8.00	11.84	8.63	11.80	5.03	11.9
500,000 BPSD	6.39	8.00	12.21	9.16	11.80	4.42	11.9
<u>Case 2 Hydrocracking</u>							
125,000 BPSD	5.25	8.00	11.79	8.57	11.80	7.15	11.9
250,000 BPSD	5.57	8.00	11.91	8.73	11.80	5.28	11.9
500,000 BPSD	6.53	8.00	12.26	9.22	11.80	4.65	11.9

表 11.5

ROE 対 所要グロスマージン
(ケース1 ハイドロスキミング型)

Refining Capacity (BPSD)	DCF (%)			Gross Margin (US\$/BBL)	Payout Year (Years)
	Pre-tax ROI	Post-tax ROI	ROE		
125,000	22.18	15.00	23.09	11.33	9.1
	14.08	10.00	14.54	7.67	11.4
	11.79	8.57	11.80	6.83	11.9
	11.15	8.16	11.00	6.61	11.9
	10.40	7.65	10.00	6.37	11.9
	9.73	7.13	9.00	6.16	12.1
250,000	22.15	15.00	23.02	8.11	9.1
	14.04	10.00	14.45	5.58	11.5
	11.84	8.63	11.80	5.03	11.9
	11.19	8.22	11.00	4.87	11.9
	10.45	7.70	10.00	4.71	11.9
	9.77	7.18	9.00	4.56	12.1
500,000	21.56	15.00	22.01	6.74	9.4
	13.54	10.00	13.40	4.69	11.6
	12.21	9.16	11.80	4.42	11.9
	11.73	8.75	11.00	4.32	11.9
	11.01	8.23	10.00	4.18	12.1
	10.46	7.73	9.00	4.07	12.5

表 11.6

ROE 対 所要グロスマージン
(ケース 2 水素化分解型)

Refining Capacity (BPSD)	DCF (%)			Gross Margin (USE/BBL)	Payout Year (Years)
	Pre-tax ROI	Post-tax ROI	ROE		
125,000	22.18	15.00	23.08	11.94	9.1
	14.09	10.00	14.55	8.04	11.4
	11.79	8.57	11.80	7.15	11.9
	11.14	8.16	11.00	6.92	11.9
	10.39	7.65	10.00	6.66	11.9
	9.72	7.12	9.00	6.43	12.1
250,000	22.09	15.00	22.90	8.57	9.2
	13.96	10.00	14.28	5.84	11.5
	11.91	8.73	11.80	5.28	11.9
	11.27	8.32	11.00	5.12	11.9
	10.54	7.80	10.00	4.94	11.9
	9.88	7.29	9.00	4.79	12.2
500,000	21.51	15.00	21.92	7.16	9.5
	13.49	10.00	13.27	4.93	11.7
	12.26	9.22	11.80	4.65	11.9
	11.78	8.82	11.00	4.55	11.9
	11.07	8.30	10.00	4.40	12.1
	10.53	7.80	9.00	4.29	12.6

表 1 1.7

資本投下計画
(ケース1 ハイドロスキミング型 125,000BPSD)

	Total	1979	1980	1981	1982	1983
1. Fixed Capital Investment (10⁶US\$)						
- Construction Cost	827.7	29.0	256.6	393.1	149.7	0.3
- Initial Catalyst and Chemicals	6.2	-	-	-	6.2	-
- Paid-up Royalties	1.8	0.9	-	-	-	0.9
- Pre-operating Expenses	38.9	3.9	3.9	5.8	7.8	17.5
Subtotal Fixed Capital Investment	874.6	33.8	260.5	398.9	154.7	26.7
2. Working Capital (10⁶US\$)						
- Cash on Hand	9.1	2.0	-	-	-	7.1
- Land	5.0	5.0	-	-	-	-
- Inventories	87.7	-	-	-	-	87.7
Subtotal Working Capital	101.8	7.0	-	-	-	94.8
Total Capital Requirements (10⁶US\$)	976.4	40.8	260.5	398.9	154.7	121.5
Equity Capital to be Invested (10⁶US\$)	218.7	8.5	65.1	99.7	38.7	6.7

表 1 1.8

資本投下計画
(ケース1 ハイドロスキミング型 250,000BPSD)

	Total	1979	1980	1981	1982	1983
1. Fixed Capital Investment (10⁶US\$)						
- Construction Cost	1,153.7	40.4	357.7	548.0	196.1	11.5
- Initial Catalyst and Chemicals	12.3	-	-	-	12.3	-
- Paid-up Royalties	3.6	1.8	-	-	-	1.8
- Pre-operating Expenses	39.1	3.9	3.9	5.8	7.8	17.6
Subtotal Fixed Capital Investment	1,208.7	46.1	361.6	553.8	216.3	30.9
2. Working Capital (10⁶US\$)						
- Cash on Hand	12.6	2.0	-	-	-	10.6
- Land	5.0	5.0	-	-	-	-
- Inventories	135.2	-	-	-	-	135.2
Subtotal Working Capital	152.8	7.0	-	-	-	145.8
Total Capital Requirements (10⁶US\$)	1,361.5	53.1	361.6	553.8	216.3	176.7
Equity Capital to be Invested (10⁶US\$)	302.2	11.5	99.4	138.5	54.0	7.8

表 11.9

資本投下計画
(ケース1 ハイドロスキミング型 500,000BPSD)

	Total	1979	1980	1981	1982	1983	1984
1. Fixed Capital Investment (10⁶US\$)							
- Construction Cost	1,489.4	56.7	462.9	745.3	491.2	132.3	-
- Initial Catalyst and Chemicals	24.6	-	-	-	12.3	12.3	-
- Paid-up Royalties	7.1	3.6	-	-	-	1.8	1.7
- Pre-operating Expenses	47.7	3.9	3.9	5.8	8.2	18.7	7.2
Subtotal Fixed Capital Investment	1,968.8	64.1	466.8	752.1	511.7	165.1	9.0
2. Working Capital (10⁶US\$)							
- Cash on Hand	21.6	2.0	-	-	-	10.6	9.0
- Land	5.0	5.0	-	-	-	-	-
- Inventories	219.2	-	-	-	-	135.2	84.0
Subtotal Working Capital	245.8	7.0	-	-	-	145.8	93.0
Total Capital Requirements (10⁶US\$)	2,214.6	71.1	466.8	752.1	511.7	310.9	102.0
Equity Capital to be Invested (10⁶US\$)	492.2	16.1	116.7	188.0	127.9	41.3	2.2

表 11.10

資本投下計画
(ケース2 水素化分解型 125,000BPSD)

	Total	1979	1980	1981	1982	1983
1. Fixed Capital Investment (10⁶US\$)						
- Construction Cost	884.8	31.0	274.3	420.3	150.4	8.8
- Initial Catalyst and Chemicals	7.5	-	-	-	7.5	-
- Paid-up Royalties	2.9	1.5	-	-	-	1.4
- Pre-operating Expenses	49.1	4.0	4.0	6.0	8.0	18.1
Subtotal Fixed Capital Investment	944.3	36.4	278.3	426.3	165.9	28.4
2. Working Capital (10⁶US\$)						
- Cash on Hand	9.5	2.0	-	-	-	7.5
- Land	5.0	5.0	-	-	-	-
- Inventories	91.0	-	-	-	-	91.0
Subtotal Working Capital	105.5	7.0	-	-	-	98.5
Total Capital Requirements (10⁶US\$)	1,049.8	43.4	278.3	426.3	165.9	126.9
Equity Capital to be Invested (10⁶US\$)	233.4	9.1	69.6	106.5	41.5	7.1

表 11.11

資本投下計画
(ケース2 水素化分解型 250,000BPSD)

	Total	1979	1980	1981	1982	1983
1. Fixed Capital Investment (10⁶US\$)						
- Construction Cost	1,244.6	43.6	385.8	591.2	211.6	12.4
- Initial Catalyst and Chemicals	15.0	-	-	-	15.0	-
- Paid-up Royalties	5.8	2.9	-	-	-	2.9
- Pre-operating Expenses	40.3	4.0	4.0	6.0	8.1	18.2
Subtotal Fixed Capital Investment	1,305.7	50.5	389.8	597.2	234.7	33.5
2. Working Capital (10⁶US\$)						
- Cash on Hand	13.1	2.0	-	-	-	11.1
- Land	5.0	5.0	-	-	-	-
- Inventories	139.8	-	-	-	-	139.8
Subtotal Working Capital	157.9	7.0	-	-	-	150.9
Total Capital Requirements (10⁶US\$)	1,463.6	57.5	389.8	597.2	234.7	184.4
Equity Capital to be Invested (10⁶US\$)	326.4	12.6	97.4	149.3	58.7	8.4

表 11.12

資本投下計画
(ケース2 水素化分解型 500,000BPSD)

	Total	1979	1980	1981	1982	1983	1984
1. Fixed Capital Investment (10⁶US\$)							
- Construction Cost	2,058.5	61.8	504.3	813.1	535.2	144.1	-
- Initial Catalyst and Chemicals	30.0	-	-	-	15.0	15.0	-
- Paid-up Royalties	11.6	5.8	-	-	-	2.9	2.9
- Pre-operating Expenses	49.6	4.0	4.0	6.0	8.6	19.6	7.4
Subtotal Fixed Capital Investment	2,149.7	71.6	508.3	819.1	558.8	181.6	10.3
2. Working Capital (10⁶US\$)							
- Cash on Hand	22.6	2.0	-	-	-	11.1	9.5
- Land	5.0	5.0	-	-	-	-	-
- Inventories	223.8	-	-	-	-	139.8	84.0
Subtotal Working Capital	251.4	7.0	-	-	-	150.9	93.5
Total Capital Requirements (10⁶US\$)	2,401.1	78.6	508.3	819.1	558.8	332.5	103.8
Equity Capital to be Invested (10⁶US\$)	537.4	17.9	127.1	201.8	139.6	45.4	2.6

表 11.13

感度分析：所要グロスマージンの変化
 (ケース1 ハイドロスキミング型)

Refining Capacity, BPSD	125,000	250,000	500,000
Required Gross Margin (US\$/BBL) of Base Cases	6.83	5.03	4.42
<u>Change in Required Gross Margin (US\$/BBL)</u>			
1. Project Life : 15 years	+0.43	+0.29	+0.28
2. Crude Cost : +5 US\$/BBL	+0.42	+0.41	+0.40
3. Tax Holiday : 10 years	-0.33	-0.24	-0.15
4. Scope : Including Infrastructure	+0.97	+0.59	+0.36
5. Plant Cost : +10%	+0.46	+0.34	+0.27

表 11.14

感度分析：所要グロスマージンの変化
 (ケース2 水素化分解型)

Refining Capacity, BPSD	125,000	250,000	500,000
Required Gross Margin (US\$/BBL) of Base Cases	7.15	5.28	4.65
<u>Change in Required Gross Margin (US\$/BBL)</u>			
1. Project Life : 15 years	+0.46	+0.33	+0.30
2. Crude Cost : +5 US\$/BBL	+0.41	+0.39	+0.39
3. Tax Holiday : 10 years	-0.36	-0.24	-0.16
4. Scope : Including Infrastructure	+0.97	+0.59	+0.37
5. Plant Cost : +10%	+0.49	+0.36	+0.29

11.4 CTS 渡し基準での比較

製品パターンの異なる各ケースを評価するために、海上運賃、輸入関税、CTS マージン等を考慮し更に、1983年時点の日本市場における製油所渡し推定価格による製品価値を用いて CTS 渡し基準での比較を行なった。

1983年の日本市場における製油所渡し製品価格推定については第11章、附録2に述べる。そこでは、1983年における製品間の値差は1978年と同じであると仮定している。本検討に使用した1983年時点の日本における製油所渡し推定価格を表11.17に示す。以下に検討を行なう上での基準と仮定を簡単に説明する。

検討結果表11.15 および11.16に示す。

CTS 渡し所要平均価格

CTS 渡し所要平均価格は以下の示す6項目の合計で計算される。

- ・原油 FOB 価格
- ・製油所 マージン
- ・パンカー重油分調整
- ・製品海上運賃
- ・輸入関税
- ・CTS マージン

計算された価格を1983年時点の日本における製油所渡し推定価格と比較し、その価格差をもって各ケースの優位性を判断する基準とした。但し、本調査では CTS が消費地から離れた場所に立地する場合に不可欠となる製品の2次輸送については考慮していないので、上記の価格差の絶対値はあまり意味を持たないがケースによる価格差の相対的な比較には非常に有用である。

原油 FOB 価格

原油 FOB 価格は1978年6月30日現在のイラニアライトおよびヘビー原油各々の公式販売価格に基く。平均価格はバーレル当り12.65米ドルである。

表 11.15

経 済 評 価 一 覧
(ケース1 ハイドロスキミング型)

Case No.	Case 1-125	Case 1-250	Case 1-500				
Refining Capacity	125,000 BPSD	250,000 BPSD	500,000 BPSD				
Capital Require- ments (10 ⁶ US\$)	1. Refinery Fixed Investment	971.8	1,346.0	2,200.0			
	Working Capital	101.8	152.8	245.8			
	Subtotal Refinery	1,073.6	1,498.8	2,445.8			
	2. CTS Fixed Investment	305.1	474.2	827.5			
	Working Capital	230.4	444.5	877.1			
Subtotal CTS	535.5	918.7	1,704.5				
Grand Total	1,609.1	2,417.5	4,150.4				
Required Average Product Price Constitutions (US\$/BBL)	Cost Items	Cost by Item	Accumula- tion	Cost by Item	Accumula- tion	Cost by Item	Accumula- tion
	1. Crude Oil Cost (FOB)	12.65	12.65	12.65	12.65	12.65	12.65
	2. Refinery Margin						
	- Operating Costs	1.53		1.06		0.90	
	- Refinery Fuel and Losses	0.91		0.91		0.91	
	- Cost of Working Capital	0.23		0.17		0.14	
	- Capital Recovery	4.16		2.89		2.47	
	Subtotal Refinery Margin	6.83	19.48	5.03	17.68	4.42	17.07
	3. Bunker Fuel Oil Adjustment	0.30	19.78	0.25	17.93	0.22	17.29
	4. Ocean Freight (Refined Products)	1.73	21.51	1.73	19.66	1.73	19.02
	5. Refined Product Import Tariff	0.90	22.41	0.90	20.56	0.90	19.92
	6. CTS Margin						
	- Operating Costs	0.40		0.29		0.24	
- Cost of Working Capital	0.39		0.38		0.37		
- Capital Recovery	1.49		1.15		1.00		
Subtotal CTS Margin	2.28	24.69	1.82	22.38	1.61	21.53	
7. Ex-CTS Required Av. Product Price	24.69		22.38		21.53		
8. Av. Product Value in 1983, Japan	17.83		17.83		17.83		

表 11.16

経 済 評 価 一 覧
(ケース 2 水素化分解型)

Case No.		Case 2-125	Case 2-250	Case 2-500			
Refining Capacity		125,000 BPSD	250,000 BPSD	500,000 BPSD			
Capital Require- ments (10 ⁶ US\$)	1. Refinery						
	Fixed Investment	1,038.9	1,458.8	2,406.6			
	Working Capital	105.5	157.9	251.4			
	Subtotal Refinery	1,144.4	1,616.7	2,658.0			
	2. CTS						
Fixed Investment	305.6	474.9	828.7				
Working Capital	231.0	445.6	879.2				
Subtotal CTS	536.6	920.5	1,707.9				
Grand Total		1,679.9	2,535.4	4,362.6			
Required Average Product Price Constitutions (US\$/BBL)	Cost Items	Cost by Item	Accumula- tion	Cost by Item	Accumula- tion	Cost by Item	Accumula- tion
	1. Crude Oil Cost (FOB)	12.65	12.65	12.65	12.65	12.65	12.65
	2. Refinery Margin						
	- Operating Costs	1.59		1.10		0.93	
	- Refinery Fuel and Losses	0.88		0.88		0.88	
	- Cost of Working Capital	0.23		0.17		0.14	
	- Capital Recovery	4.45		3.18		2.70	
	Subtotal Refinery Margin	7.15	19.80	5.28	17.93	4.65	17.30
	3. Bunker Fuel Oil Adjustment	0.31	20.11	0.25	18.18	0.23	17.53
	4. Ocean Freight (Refined Products)	1.75	21.86	1.75	19.93	1.75	19.28
	5. Refined Product Import Tariff	0.95	22.81	0.95	20.88	0.95	20.23
	6. CTS Margin						
	- Operating Costs	0.40		0.29		0.24	
- Cost of Working Capital	0.39		0.38		0.37		
- Capital Recovery	1.49		1.15		1.00		
Subtotal CTS Margin	2.28	25.09	1.82	22.70	1.61	21.84	
7. Ex-CTS Required Av. Product Price		25.09		22.70		21.84	
8. Av. Product Value in 1983, Japan		17.93		17.93		17.93	

製油所マージン

ROE(DCF) 11.8 パーセントを達成するのに必要な製油所マージンを用いる。

製油所マージンは更に下記の4項目に分割し、各々が総グロスマージンにどの程度影響するかを示す。

- 運転費：100 パーセント稼働年次での製品パーレル当りの直接運転費
- 自家燃料およびロス：精製工程に基く製品の減損であり原油価格で評価され次式で計算される。

$$L_p = C_o \times Y_p / (1 - Y_p)$$

ここで、

L_p ：自家燃料およびロス (ドル/製品パーレル)

C_o ：原油価格 (ドル/パーレル)

Y_p ：製品合計得率 ()

- 運転資本金利：運転資本をまかなう短期借入金の金利であり米ドル/製品パーレルで表示する。
- 資本の回収：設備投資額に対してROE(DCF) 11.8 パーセントを見込んで設定した操業期間で回収するのに要する製品パーレル当りのマージンであり、製油所マージンから運転費、ロスおよび運転資本経費を差引いたものと定義する。

バンカー重油分調整

バンカー重油はイラン製油所から直接製品輸送タンカーに売り渡され、日本に製品として持ち込まれないので、バンカー重油を除いた所要製品平均価格になるように調整を行なう。

調整はバンカー重油の価格を10.3米ドル/パーレルとし、次式を用いて計算する。

$$A_b = \frac{(Y_p \cdot P_f - 0.03 \times 10.3)}{(Y_p - 0.03)} - P_f$$

ここで、

A_b ：バンカー重油分調整 (ドル/製品パーレル)

Y_p ：全製品得率 ()

P_f ：製油所渡し所要製品平均価格 FOBイラン(ドル/パーレル)

定数0.03はバンカー重油得率である。

パンカー重油の価格 10.3 米ドル/バレルは、1978年上半期のベルジャ湾岸市場における硫黄含有量3.5パーセントの重油のスポット価格からとった値である。

製品海上運賃

第10章および補完資料の第2巻に述べている各製品に対する平均海上運賃を用いる。運賃は1983年新造船によるカーグ島/横浜間の輸送を基準として算出する。タンカー船型は白油、黒油に対して各々130,000DWTおよび200,000DWTとする。本検討で用いた製品別の海上運賃を表11.17に示す。

尚、CTSが横浜以外の場所に立地する場合、運賃の調整が必要であり例えば次の様になる。

<u>CTS立地場所</u>	<u>運賃の増減</u>
北海道	+5.8パーセント
鹿児島(九州)	-6.3パーセント

又、カーグ島からブッシュェールへの出荷港の変更に対する運賃差は無視し得る。

輸入関税

輸入関税は1978年6月30日現在の日本の税率に従って計算する。

ナフサについては燃料用税率を適用し又、C重油は関税割当1次とする。

本検討で用いた輸入関税率を表11.17に示す。

CTS マージン

ROE(DCF) 11.8パーセントを達成するのに必要なCTSマージンを用いる。

CTSマージンについては第10章で詳述した。マージンは更に下記の3項目に分割されるが各々の定義は製油所マージンに対するものと同じである。

- ・運 転 費
- ・運転資本余剰
- ・資本の回収

表 11.17

推 算 基 準

製品価格、海上運賃および輸入関税

Product	Product Prices in Japan, 1983 US\$/BBL	Ocean Freights US\$/BBL	Import Tariffs US\$/BBL
Gasoline: regular	25.90	1.69	1.54
Naphtha	16.90	1.64	0.78
Kerosene	16.70	1.81	0.73
Gas Oil	17.82	1.93	1.37
L/S Fuel Oil (0.14S)	16.83	1.61	0.54
H/S Fuel Oil (2.54S)	13.96	1.65	0.54

附 録 1

製品価格に及ぼす通油レベルの影響

製品価格に及ぼす通油レベルの影響

製油所の通油レベルが11.4節で定義したCTS 渡し基準の製品価格にどの様に影響するかを簡単に検討した。

計算に当っては通油の割合ではなく絶対量を基とし、又製油所およびCTSでのフル操業年次基準のROE(DCF)11.8パーセントを達成できるキャッシュフローは通油レベルにかかわらず保持されるものとした。

ハイドロスキミング型の基本ケース製油所に限定して検討を行なった。

評価を容易にするために、パンカー重油分調整を除いて全ての経費を表1に示す様に固定費分と変動費分に分類し、種々の通油レベルについて一定の利益を得る様な製品価格を求めた。

計算結果を図1および表2に示す。

図1から分かる様に、その製油所は割当てられるべき市場の大きさが製油所の経済性に与える影響は極めて大きい。

表 1

固定費および変動費別製品コスト
(基本ケース：フル操業時)

	125,000 BPSD Hydroskimming			250,000 BPSD Hydroskimming			500,000 BPSD Hydroskimming		
	Fixed Portion	Variable Portion		Fixed Portion	Variable Portion		Fixed Portion	Variable Portion	
	US\$/BBL	US\$/BBL		US\$/BBL	US\$/BBL		US\$/BBL	US\$/BBL	
<u>Refinery</u>									
Crude Oil	-	13.56	-	-	13.56	-	-	13.56	-
Operating Costs	1.25	0.28	0.78	0.78	0.28	0.62	0.62	0.28	0.28
Cost of Working Capital	0.23	-	0.17	0.17	-	0.14	0.14	-	-
Capital Recovery	4.16	-	2.89	2.89	-	2.47	2.47	-	-
(Ex-Refinery Costs)	(5.64)	(13.84)	(3.84)	(3.84)	(13.84)	(3.23)	(3.23)	(13.84)	(13.84)
Ocean Freight	-	1.73	-	-	1.73	-	-	1.73	1.73
Refined Product Import Tariff	-	0.90	-	-	0.90	-	-	0.90	0.90
<u>CTS</u>									
Operating Costs	0.36	0.04	0.25	0.25	0.04	0.20	0.20	0.04	0.04
Cost of Working Capital	0.13	0.26	0.12	0.12	0.26	0.11	0.11	0.26	0.26
Capital Recovery	1.49	-	1.15	1.15	-	1.00	1.00	-	-
(CTS Margin)	(1.98)	(0.30)	(1.52)	(1.52)	(0.30)	(1.31)	(1.31)	(0.30)	(0.30)
<u>Subtotal</u>	7.62	16.77	5.36	5.36	16.77	4.54	4.54	16.77	16.77
Bunker Fuel Oil Adjustment	0.30		0.25	0.25		0.22	0.22		
Ex-CTS Required Av. Product Price	24.69		22.38	22.38		21.53	21.53		

図 1

製油規模および通油レベルによる製品価格の変化

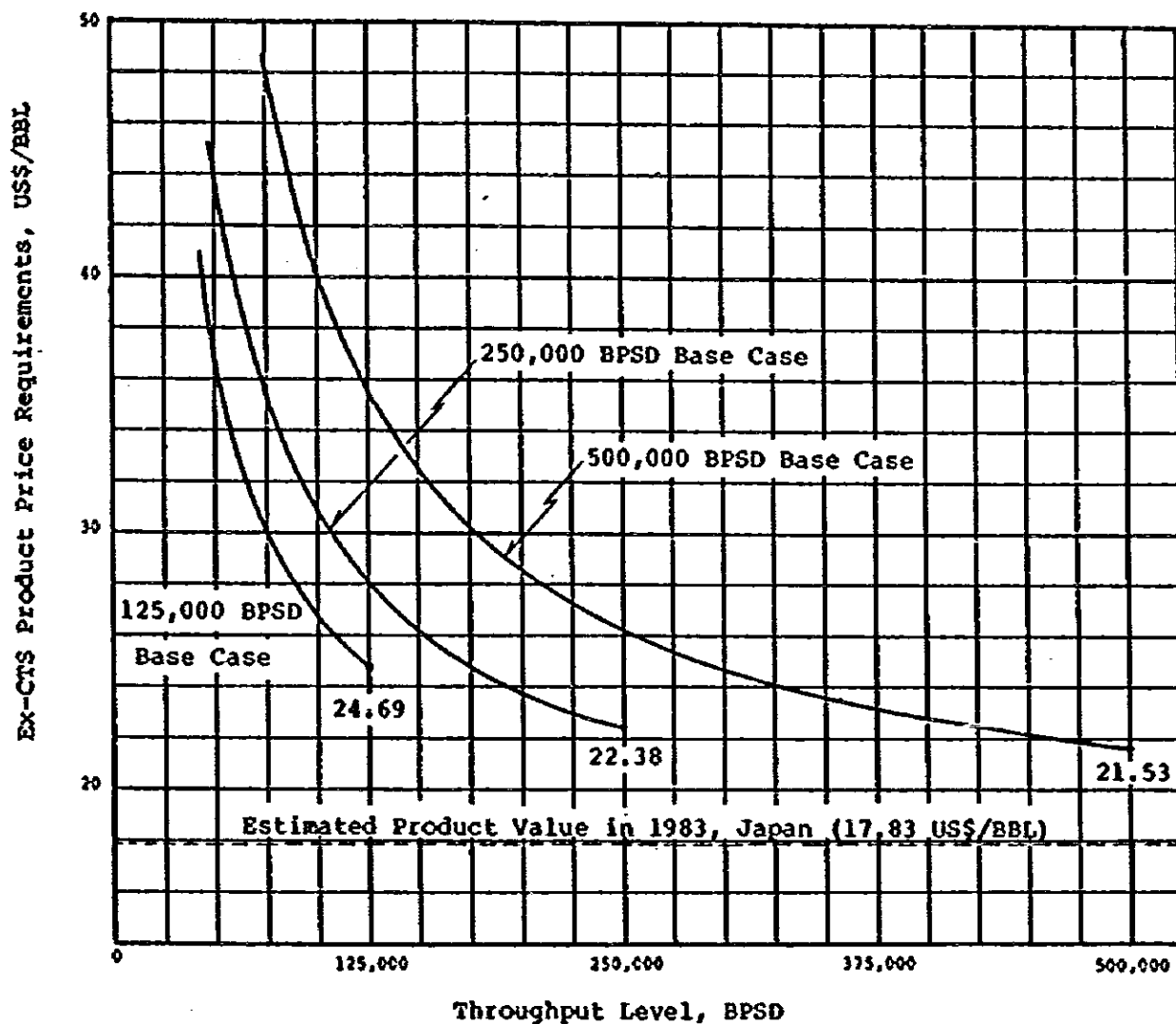


表 2

製油規模および通油レベル別製品価格

1) Throughput Level BPSD	125,000 BPSD Hydroskimming				250,000 BPSD Hydroskimming				500,000 BPSD Hydroskimming			
	Fixed Cost US\$/BBL	Variable Cost US\$/BBL	Bunker FO Adjustment US\$/BBL	Ex-CTS Price US\$/BBL	Fixed Cost US\$/BBL	Variable Cost US\$/BBL	Bunker FO Adjustment US\$/BBL	Ex-CTS Price US\$/BBL	Fixed Cost US\$/BBL	Variable Cost US\$/BBL	Bunker FO Adjustment US\$/BBL	Ex-CTS Price US\$/BBL
25,000	38.10	16.77	1.05	55.92	53.60	16.77	1.39	71.76	90.80	16.77	2.26	109.83
50,000	19.05	16.77	0.59	36.41	26.80	16.77	0.76	44.33	45.40	16.77	1.19	63.36
75,000	12.70	16.77	0.43	29.90	17.87	16.77	0.54	35.18	30.27	16.77	0.83	47.87
100,000	9.53	16.77	0.35	26.65	13.40	16.77	0.44	30.61	22.70	16.77	0.65	40.12
125,000	7.62	16.77	0.30	24.69	10.72	16.77	0.37	27.86	18.16	16.77	0.55	35.48
150,000					8.93	16.77	0.33	26.03	15.13	16.77	0.48	32.38
175,000					7.66	16.77	0.30	24.73	12.97	16.77	0.42	30.16
200,000					6.70	16.77	0.28	23.75	11.35	16.77	0.39	28.51
225,000					5.96	16.77	0.26	22.99	10.09	16.77	0.36	27.22
250,000					5.36	16.77	0.25	22.38	9.08	16.77	0.33	26.18
275,000									8.25	16.77	0.31	25.33
300,000									7.57	16.77	0.30	24.64
325,000									6.98	16.77	0.28	24.03
350,000									6.49	16.77	0.27	23.53
375,000									6.05	16.77	0.26	23.08
400,000									5.68	16.77	0.25	22.70
425,000									5.34	16.77	0.24	22.35
450,000									5.04	16.77	0.24	22.05
475,000									4.78	16.77	0.23	21.78
500,000									4.54	16.77	0.22	21.53

1) 通油レベルは85パーセント稼働率での原油処理能力と同等である。

附 録 2

1983年時点の日本における推定製品価格

目 次

	頁
1. 緒 言	1
2. 日本における現状の製品価格	1
3. 日本における全製品平均価格構成	4
4. 1978年 - 1983年のコスト上昇	6

挿入表目次

<u>表 番 号</u>	頁
1. 日本の石油製品価格 - 1978年 3月	2
2. 硫黄含有率別C重油価格	3
3. 推定製油所渡し平均製品価格	5
4. 1978年における想定全製品平均価格構成	7
5. 1983年における推定元売仕切価格構成	9
6. 1978年 - 1983年における平均元売仕切価格 および製油所渡し価格の変化	10

1. 緒 言

製油所計画の技術的な代案に対する種々の製品パターンの評価に供するために1983年時点での日本における製品価格を推定した。

各ケースの比較は1983年の日本におけるCTS 渡しを基準として行なっているため、製油所渡しでの製品価格は正確にはそれと一致しないがそれに最も近いと考えられるのでこれを用いることとした。

価格は以下に示すステップに従って推算した。

- 公表されている元売仕切価格を基準にして平均販売管理費を差し引いて現在日本における平均製油所渡し製品価格を推定する。
- 1975年後半の通産省発表による石油製品標準価格構成を基に全製品平均価格の費用構成を仮定する。
- 1978年から1983年時点までの物価上昇分および日本の製油所の稼働率が上昇するであろうことを考慮して経費を調整する。
- 各製品間の価格差は変化しないものとして、1978年の価格に経費増加分を加算する。

要するに、1983年の推定製油所渡し価格は現在のそれを一定額で上昇させた価格であるとした。

2. 日本に於ける現状の製品価格

日本における現状の石油製品販売価格を表1に示す。本表の価格は1978年1月-3月における元売仕切価格の月平均価格である。

一方表2は1977年7月-9月期における石油会社と電力会社との間で取決められた従費含有率別C重油価格を示している。

表1から分かる様に、その期間での個々の製品の販売価格の推移は市場の影響を受け、全製品平均価格の推移と正確には一致しない。又、全製品平均価格は為替レートの変化に伴う円建原油CIF 価格の低下を反映して一定の降下傾向を示している。

従って製油所の収益を決定する全製品平均価格は長期的に見た場合むしろ経費に依存し、一方各個別製品の価格動向は一般に市場の影響を強く受けると言えるであろう。

表 1

日本の石油製品価格 - 1978年3月

(単位 円/キロリットル)

	Product Mix ²⁾ , %	1978		
		January	February	March
Motor gasoline (free of tax rated at ¥43,100/kiloliter)				
Premium grade	1.51	55,800	54,800	53,800
Regular grade	<u>9.30</u>	<u>47,300</u>	<u>46,300</u>	<u>45,200</u>
	10.81	48,490	47,490	46,400
Naphtha - average petrochemical feed	12.62	28,300 26,000	28,400 26,000	26,000 25,600
Jet fuel	0.74	30,500	30,500	30,500
Kerosene - average home use	8.82	29,300 29,300	28,500 28,400	28,500 28,000
Gas oil (free of tax rated at ¥19,500/kiloliter)	6.02	30,000	30,000	29,500
Fuel oil A	7.23	29,400	29,000	28,900
Fuel oil B	3.37	27,400	27,300	27,000
Fuel oil C - average	31.32	23,200	23,500	23,000
Fuel products average	80.93	29,340	29,210	28,440
Lube oils - premium grade	0.51	150,000	152,000	150,000
regular grade	<u>0.21</u>	<u>54,000</u>	<u>54,000</u>	<u>53,000</u>
	0.72	122,000	123,420	121,710
Asphalt, ¥/ton(=¥/kl)	1.46	24,200	24,200	25,000
Wax, ¥/ton(=¥/kl)	0.03	167,000	167,000	170,000
Grease, ¥/ton(=¥/kl)	0.02	220,000	220,000	210,000
LPG , ¥/ton ¥/kl		44,000 8.40	44,100 23,810	43,000 23,220
Crude oil for burning	8.44	24,000	24,000	24,000
All products average	100.00	29,090	29,000	28,320
All products average (Exclude Crude Burning)		29,500	29,460	28,700

(1) 元売仕切価格

(2) 1976会計年度の実績に基く。

(3) 出典 Japan Petroleum & Energy Weekly, May 15, '78

表 2

硫黄含有率別 C 重油 価格

1977 年第 3 四半期

% Sulfur	¥/kiloliter	% Sulfur	¥/kiloliter
0.1	29,700	1.6	25,100
0.2	29,300	1.7	24,700
0.3	29,000	1.8	24,300
0.4	28,700	1.9	23,900
0.5	28,400	2.0	23,500
0.6	28,100	2.1	23,300
0.7	27,800	2.2	23,100
0.8	27,500	2.3	22,900
0.9	27,200	2.4	22,700
1.0	26,900	2.5	22,600
1.1	26,600	2.6	22,500
1.2	26,300	2.7	22,400
1.3	26,000	2.8	22,300
1.4	25,700	2.9	22,200
1.5	25,400	3.0	22,100

出 典 Japan Petroleum & Energy Weekly, May 15, '78

各製品に対する将来の需給差等の市場予測は実際的に不可能である。従って製品個々の価格についての検討および予測は行なわず、製品間の価格差は将来も変わらないと仮定した。

1978年1月-3月期の各製品平均販売価格を基に、平均的販売管理費を差し引いて製油所渡し製品価格を算出した。硫黄含有率別重油価格については、1977年7月-9月期および1978年1月-3月期の価格を参考にして、1978年価格は表2の数値に対してキロリットル当たり2,500円安くした値を用いた。

1978年の製油所渡し推定製品価格を表3に示す。

3. 日本における全製品平均価格構成

1975年12月1日に通産省よりその年の12月から翌年11月迄適用される標準製品価格が告示され、価格決定の基礎となる経費構成が示された。

上記の経費構成を参考にし、又以下の仮定に基づいて1978年1月-3月期における製品の価格構成を想定した。

- 原油価格：1977年10月から1978年3月迄の平均CIF価格即ち、13.81米ドル/バレル又は21,300円/キロリットルを用いる。(期平均換算レート：245円/米ドル)
- 輸入関税：750円/キロリットル
- 自家燃料およびロス調整：5%のロスを考慮し原油価格で評価する。
- 精製費：年率5%、総計10%の上昇を考慮する。
- 輸入石油製品調整：現状のままとする。
- 販売管理費：年率5%、総計10%の上昇を考慮する。
- 金利：以下の2種類に分類する。
 - 原油輸入金利
 - CIF価格に対して年率7.5%
 - 支払い猶予期間：6ヶ月
 - 売掛金金利
 - 上記原油価格から輸入石油製品調整までの合計に対して年率8%
 - 支払猶予期間：75日
- 利潤：現状のままとする。

推定製油所渡し平均製品価格

(1978 年第 1 四半期)

	Sulfur (%wt)	Refinery Companies Selling Price 1)		Overhead & Distri- bution Costs 2)		Ex-refinery Product Price	
		Yen/Kl	US\$/BBL	Yen/Kl	US\$/BBL	Yen/Kl	US\$/BBL
Gasoline-Regular	-	46,300	30.67	2,800	5.17	38,500	25.50
Naphtha	-	25,800	17.09	900	0.59	24,900	16.50
Kerosene	-	28,800	19.08	4,200	2.78	24,600	16.30
Gas Oil	0.1	29,800	19.74	3,500	2.32	26,300	17.42
A Fuel Oil	0.7	29,100	19.28	3,000	1.99	26,100	17.29
B Fuel Oil	1.7	27,200	18.02	2,400	1.59	24,800	16.43
C Fuel Oil 3)	0.1	27,200	18.02	2,400	1.59	24,800	16.43
"	0.3	26,500	17.55	2,400	1.59	24,100	15.96
"	0.5	25,900	17.16	2,400	1.59	23,500	15.57
"	1.5	22,900	15.17	2,400	1.59	20,500	13.56
"	2.5	20,100	13.31	2,400	1.59	17,700	11.72
"	3.0	19,600	12.98	2,400	1.59	17,200	11.39
"	3.5	19,100	12.62	2,400	1.59	16,700	11.06

注 (1) 1978 年 1 月 - 3 月期の平均。

(2) 光熱金金利を含む。

(3) 1977 年 7 月 - 9 月期の価格から 2,500 円/キロリットル減じた概。

(4) 換算レート：240 円/米ドル (1978 年 1 月 - 3 月期平均)

(5) 出 典：Japan Petroleum and Energy Weekly (但し(2)を除く)

1978年1月-3月期に対して想定した全製品平均価格構成を表4に示す。

この様にして得られた全製品平均価格は表1の実績価格とほぼ一致している。従って先に想定した価格構成は妥当なものと思われる。

4. 1978年-1983年のコスト上昇

全製品平均価格構成および以下の仮定に基づき今後のコスト上昇を推定した。

仮 定

-原油 FOB 価格

1978年時点の価格のまま据え置きとする。

-原油海上運賃

年率6%、総計34%の上昇を考慮する。現時点における原油の平均運賃はほぼペルシャ湾-横浜間をVLCC級タンカーで輸送する運賃に等しい。

-精製費および販売管理費

年率5%、総計28%の上昇を考慮する。固定費、変動費の比率は次の通りとする。

	<u>固定費</u>	<u>変動費</u>
精 製 費	75%	25%
販売管理費	50%	50%

-税 動 率

72%から85%に上昇するものとする。

-金 利 原油金利：年率8パーセントで支払猶予期間6ヶ月

売掛金金利：年率8パーセントで支払猶予期間75日

-輸 入 関 税：640円/キロリットル

-換 算 率：220円/米ドル

表4の円建表示された経費を米ドル基準に換算するために、まずドル建項目と円建項目とに分類した後ドル基準経費に換算する。

原油価格および自家燃/ロス、輸入金利等の原油関連費はドル建項目であり残りは円建項目と考えられる。ドル建経費については換算率の変化に対する調整は必要無いが、円建経費に

表 4

1978年における想定全製品平均価格構成

単位 円/キロリットル

	Standard Average Price Constitutions (1975.12-1976.11) 1)	Assumed Average Price Constitutions (1978.1-1978.3)
Crude Oil Cost	23,560	21,300
Import Tariff	530	750
Refinery Fuel and Losses	1,270	1,160
Refining Costs	1,800	1,980
Adjustment for Imported Products	50	50
Overhead and Distribution Costs	2,350	2,590
Interest : for Crude oil	} 1,260	800
for Sales credits		430
Profit	180	180
Total (Refining Companies' Selling Price)	31,000	29,240 19.37 \$/Bbl 2)

注 1) 出 典 1975年12月1日付通商産業省告示に基く。

2) 換 算 率 240 円/米ドル (1978年1月-3月期の平均)

については調整が必要となる。

換算率を 220 円/米ドルとして各費目を米ドル表示すると以下の様になる。

	円基準 (円/キロリットル)	換算率 (円/米ドル)	米ドル基準 (米ドル/バレル)
原油 CIF 価格	21,300	245	1381
輸入関税	750	220	0.54
自家燃/ロス調整	1,160	-	0.76 ¹⁾
精製費	1,980	220	1.43
輸入石油製品調整	50	220	0.04
販売管理費	2,540	220	1.87
金利：原油輸入金利	800	245	0.52
売掛金金利	430	220	0.31
利 益	180	220	0.13

$$1) (1.0/0.95 - 1.0) \times (\text{原油価格} + \text{輸入関税})$$

次に 1983 年時点の価格レベルに影響を与える各費目の変化について検討する。

- 海 上 運 賃

原油の海上運賃はカーグ島/横浜間でフラットフレート 10.70 米ドル/ロングトンであり AFRA レートは現在 VLCC についてワールドスケール 4.5 程度である。

年間上昇率を 6% とすると 1983 年時点迄の運賃値上りは 1.63 米ドル/ロングトン又は、0.22 米ドル/バレルとなる。

- 精 製 費

1983 年時点での精製費は年率 5% で上昇するとして 1.83 米ドル/バレルとなる。

一方、稼働率が 72% から 85% に上昇することにより固定費分につき 0.21 米ドル/バレルの減少となり、結局 1983 年の精製費は 1.62 米ドル/バレルとなる。

- 販 売 管 理 費

1983 年時点での販売管理費は年率 5% で上昇するとして 2.39 米ドル/バレルとなる。

一方、稼働率が 72% から 85% に上昇することにより固定費分につき 0.18 米ドル/バレルの減少となり、結局 1983 年の販売管理費は 2.21 米ドル/バレルとなる。

表 5 は 1983 年における全製品平均価格構成の推算結果を日本の製油所の稼働率が上昇す

る場合としない場合の両ケースについて示したものである。又表6は1978年から1983年迄の推定した平均コストの上昇を示しており、製油所渡し平均製品価格は0.40米ドル/バレル上昇すると予想される。

これにより、1983年時点における各製品の価格は1978年に較べて各々0.40米ドル/バレルずつ上昇するものとした。

表 5

1983年における推定元売仕切価格構成

単位：米ドル/バレル

	On-stream Factor	
	85%	72%
Crude Oil Cost	14.03 ¹⁾	14.03 ¹⁾
Import Tariff	0.46	0.46
Refinery Fuel and Losses	0.76	0.76
Refining Costs	1.62	1.83
Adjustment for Imported Products	0.04	0.04
Overhead and Distribution Costs	2.21	2.39
Interest: for Crude Oil	0.55	0.55
for Sales Credits	0.31	0.32
Profit	0.13	0.13
Refining Companies' Selling Price	20.11	20.51

注 1) 運賃上昇分を含む

表 6

1978年 - 1983年における平均元売仕切価格
および製油所渡し価格の変化

単位：米ドル/バレル

	On-Stream Factor	
	85%	72%
Average Selling Price in 1983	20.11	20.51
Average Selling Price in 1978	<u>19.37¹⁾</u>	<u>19.37¹⁾</u>
Average Selling Price Increments	0.74	1.14
Overhead and Distribution Costs Increments	0.34	0.52
Ex-refinery Average Price Increments	0.40	0.62

注 1) 1978年における元売仕切価格に対する換算率：240円/ドル

