

第 4 卷

各種代案の検討

第 4 卷

各種代案の検討

目 次

	頁
1. 緒言および要約	1
2. 検討基準および代案の定義	3
3. 検 討 結 果	7

付 録 1

日本立地増設製油所の検討

挿入表目次

	頁
表 1. 1 代案検討結果 - 対基本ケース -	2
表 2. 1 推算基準：製品価格、海上運賃および輸入関税	4
表 2. 2 所要マージン計算基準	5
表 2. 3 各代案の定義	6
表 3. 1 経済評価一覧(ケース：U-11,U-12)	8
表 3. 2 所要総資本および運転費(ケース：U-11,U-12)	9
表 3. 3 設備一覧(ケース：U-11,U-12)	10
表 3. 4 製品一覧(ケース：U-11,U-12)	11
表 3. 5 経済評価一覧(ケース：U-21,U-22)	12
表 3. 6 所要総資本および運転費(ケース：U-21,U-22)	13
表 3. 7 設備一覧(ケース：U-21,U-22)	14
表 3. 8 製品一覧(ケース：U-21,U-22)	15
表 3. 9 経済評価一覧(ケース：U-31,U-32)	16
表 3.10 所要総資本および運転費(ケース：U-31,U-32)	17
表 3.11 設備一覧(ケース：U-31,U-32)	18
表 3.12 製品一覧(ケース：U-31,U-32)	19
表 3.13 経済評価一覧(ケース：S-11,S-12)	20
表 3.14 所要総資本および運転費(ケース：S-11,S-12)	21
表 3.15 設備一覧(ケース：S-11,S-12)	22
表 3.16 製品一覧(ケース：S-11,S-12)	23
表 3.17 経済評価一覧(ケース：S-21,S-22)	24
表 3.18 所要総資本および運転費(ケース：S-21,S-22)	25
表 3.19 設備一覧(ケース：S-21,S-22)	26
表 3.20 製品一覧(ケース：S-21,S-22)	27
表 3.21 経済評価一覧(ケース：S-31,S-32)	28
表 3.22 所要総資本および運転費(ケース：S-31,S-32)	29
表 3.23 設備一覧(ケース：S-31,S-32)	30

	頁
表 3.24 製品一覽(ケース: S-31, S-32)	31
表 3.25 経済評価一覽(ケース: S-41, S-42)	32
表 3.26 所要総資本および運転費(ケース: S-41, S-42)	33
表 3.27 設備一覽(ケース: S-41, S-42)	34
表 3.28 製品一覽(ケース: S-41, S-42)	35
表 3.29 経済評価一覽(ケース: S-51, S-52)	36
表 3.30 所要総資本および運転費(ケース: S-51, S-52)	37
表 3.31 設備一覽(ケース: S-51, S-52)	38
表 3.32 製品一覽(ケース: S-51, S-52)	39
表 3.33 経済評価一覽(ケース: S-61, S-62)	40
表 3.34 所要総資本および運転費(ケース: S-61, S-62)	41
表 3.35 設備一覽(ケース: S-61, S-62)	42
表 3.36 製品一覽(ケース: S-61, S-62)	43
表 3.37 経済評価一覽(ケース: P-11, P-12)	44
表 3.38 所要総資本および運転費(ケース: P-11, P-12)	45
表 3.39 設備一覽(ケース: P-11, P-12)	46
表 3.40 製品一覽(ケース: P-11, P-12)	47
表 3.41 経済評価一覽(ケース: P-21, P-22)	48
表 3.42 所要総資本および運転費(ケース: P-21, P-22)	49
表 3.43 設備一覽(ケース: P-21, P-22)	50
表 3.44 製品一覽(ケース: P-21, P-22)	51
表 3.45 経済評価一覽(ケース: P-31, P-32)	52
表 3.46 所要総資本および運転費(ケース: P-31, P-32)	53
表 3.47 設備一覽(ケース: P-31, P-32)	54
表 3.48 製品一覽(ケース: P-31, P-32)	55
表 3.49 経済評価一覽(ケース: P-41)	56
表 3.50 所要総資本および運転費(ケース: P-41)	57
表 3.51 設備一覽(ケース: P-41)	58
表 3.52 製品一覽(ケース: P-41)	59

	頁
表 3.53 経済評価一覧(ケース:P-51)	60
表 3.54 所要総資本および運転費(ケース:P-51)	61
表 3.55 設備一覧(ケース:P-51)	62
表 3.56 製品一覧(ケース:P-51)	63
表 3.57 経済評価一覧(ケース:P-61,P-62)	64
表 3.58 所要総資本および運転費(ケース:P-61,P-62)	65
表 3.59 設備一覧(ケース:P-61,P-62)	66
表 3.60 製品一覧(ケース:P-61,P-62)	67

表 1.1

代 案 検 討 結 果

- 対 基 本 ケ ー ス -

	Changes for Base Case ¹⁾	
	Hydroskimming US\$/BBL	Hydrocracking US\$/BBL
1. Utilities Alternatives		
• Purchase Electric Power (0.05US\$/kwh)	- 0.18	- 0.22
• Purchase Natural Gas (0.20 US\$/MBTU)	- 0.53	- 0.51
• Purchase Soft Water (0.50US\$/Ton)	- 0.11	- 0.08
2. Fuel Oil Sulfur Alternatives		
• LS (0.5%S) : MS(1.5%S) = 4:1	- 0.22	- 0.06
• LS (0.5%S) : MS(2.5%S) = 4:1	- 0.04	- 0.01
• LS (0.5%S) : MS(1.5%S) = 1:1	- 0.05	- 0.01
• LS (0.5%S) : MS(2.5%S) = 1:1	+ 0.21	+ 0.11
• LS (0.1%S) : MS(2.5%S) = 4:1	+ 0.10	+ 0.08
• LS (0.1%S) : MS(2.5%S) = 1:1	+ 0.34	+ 0.17
3. Process Alternatives		
• Mixed Crude Operation	+ 0.04	+ 0.13
• Crude Process Ratio: IL/IH=6:4	+ 0	+ 0.01
• Adoption of Coker	- 0.10	+ 0.27
• Gasoline Production: 5% on Crude Less	+ 0.37	-
• No Medium Sulfur Fuel Oil Production	- 0.01	-
• Utilize Medium Size Tankers	+ 0.05	+ 0.07

注：1) 数値は所要製品平均価格 1983年時点の日本におけるCTS渡し製品価値との差を示している。

1. 緒言および要約

ここでは製油所計画についての各種代案を検討し、基本ケースに対しての優位性の評価を行った。

検討する代案は以下の通りである。

a. 用役供給に関する代案

- 電力購入
- 天然ガス購入
- 淡水購入

b. 重油の硫黄含有率に関する代案

- LS (0.5% S) : MS (1.5% S) = 4 : 1
- LS (0.5% S) : MS (2.5% S) = 4 : 1
- LS (0.5% S) : MS (1.5% S) = 1 : 1
- LS (0.5% S) : MS (2.5% S) = 1 : 1
- LS (0.1% S) : MS (2.5% S) = 4 : 1
- LS (0.1% S) : MS (2.5% S) = 1 : 1

LS : 低硫黄重油

MS : 中硫黄重油

c. 装置に関する代案およびその他

- 混合原油処理
- 原油比率の変更 1L : 1H = 6 : 4
- コーカーの追加
- ガソリン生産量の減少 : 対原油得率 5%
- 中硫黄重油を生産しない
- 中型船による製品輸送

各代案の評価に当っては、所要グロスマージンと1983年時点の日本におけるCTS渡し製品価値との差を基準とする。

各代案の評価結果を表1.1に示す。本表では基本ケース製油所に対しての優位性の程度を示してあり、負数字のケースは基本ケースに較べてより有利であることを意味し、逆に正数字のケースは不利なことを示している。

検討結果から以下の事が判明した。

- 所外から安価な用役を供給することは製油所の経済性に大きく寄与する。
- 重油の硫黄含有率およびその生産比率は製油所の経済性にかなりの影響を及ぼす。従って最終的な計画を行なう際には、重油の生産計画をその市場性を考慮して十分に検討すべきである。
- 混合原油処理および原油比率を変更したケースは製油所の経済性にはあまり影響しない。
- コーカーの設置は中間留分と重油との価格差を日本の現状と同じとした場合には製油所の経済性にはあまり寄与しない。
- 言うまでもなくガソリンの生産量は経済性に大きく影響する。
- 中型船を用いることによる投下資本の減少分は125,000 BPSDの製油規模の場合でも運賃の上昇分と相殺する。中・小型タンカーによる輸送は、実現には相当困難があると思われるが、全製品を輸送するに十分な船腹が既存のタンカー市場から有利な運賃で備給でき、更に既存の製油所か、製品配送センターに直輸送が可能な場合にのみ経済的に成り立つであろう。

2. 検討基準および代案の定義

各種代案の検討を行なうに当っては、基準および方法としては基本ケース製油所の場合と同じものを用いる。又変更する点は1つの要素のみであり、複数の要素を同時に変更するケースは検討しない。

検討基準の要点を経済評価に関する事項に限定して表 2.1 および表 2.2 に示す。

各代案の変更点を基本ケースと対比し表 2.3 に示す。

表 2.1

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 Preights, US\$/BBL		Import Tariffs US\$/BBL
		Large	Medium*	
Gasoline: regular	25.90	1.69	2.46	1.54
Naphtha	16.90	1.64	2.39	0.78
Kerosene	16.70	1.81	2.63	0.73
Gas Oil	17.82	1.93	2.81	1.37
L/S Fuel Oil (0.1%S)	16.83	1.61	2.22	0.54
L/S Fuel Oil (0.5%S)	15.97	1.63	2.25	0.54
M/S Fuel Oil (1.5%S)	13.96	1.65	2.28	0.54
M/S Fuel Oil (2.5%S)	12.12	1.65	2.28	0.54

注* 白油については60,000 DWTの新造船、黒油については90,000 DWTの新造船

表 2.2
所 要 マ ー ジ ン 計 算 基 準

	Refinery	CTS
. Capacity	250,000 BPSD crude run	Corresponds to that of refinery
. Interest rate		
- Long-term loan	Up to US\$1,000 millions 5.25%/Annum Over US\$1,000 millions 8.00%/Annum	70% of total fixed investment less interest during construction 6.05%/Annum The balanced portion 8.00%/Annum
- Short-term loan	8.00%/Annum	For land 7.03%/Annum (average) For oil inventories 5.58%/Annum (average) For others 8.00%/Annum
. Crude oil cost	12.65 US\$/BBL	-
. Depreciation	Straight line in 10 years; no salvage value	Straight line in 18 years; no salvage value
. On-Stream factor	85% but 60% for first 12 months	Corresponds to that of refinery
. Project life	20 years	20 years
. Income tax rate	55%	55%
. Tax holiday	None	None
. Equity capital invested	25% of total fixed investment less interest during construction	Same as for the refinery
. Scope of investment	Investment for industrial infrastructure excluded	-
. Dividend	10% max. for ordinary dividend; no preferred dividend	10% max. for ordinary dividend; no preferred dividend
. Required ROE (DCF)	11.8%	11.8%

表 2.3
名 代 案 の 定 義

Case No. ¹⁾	Case Description	Base Case Condition	Remarks
<u>Utility Alternatives</u>			
U-11 & U-12	Purchase electric power	Self-supporting, no external utilities supply	Assumed cost at refinery's fence: 0.05 US\$ 1 Kwh
U-21 & U-22	Purchase natural gas	ditto	Assumed cost at refinery's fence: 0.20 US\$/MMBTU
U-31 & U-32	Purchase soft water	ditto	Assumed cost at refinery's fence: 0.50 US\$ / Ton
<u>Fuel Oil Alternatives</u>			
S-11 & S-12	LS(0.5%S): MS(1.5%S)= 4:1	LS(0.1%S): MS(1.5%S)= 4:1	
S-21 & S-22	LS(0.5%S): MS(2.5%S)= 4:1	ditto	
S-31 & S-32	LS(0.5%S): MS(1.5%S)= 1:1	ditto	
S-41 & S-42	LS(0.5%S): MS(2.5%S)= 1:1	ditto	
S-51 & S-52	LS(0.1%S): MS(2.5%S)= 4:1	ditto	
S-61 & S-62	LS(0.1%S): MS(2.5%S)= 1:1	ditto	
<u>Process and Other Alternatives</u>			
P-11 & P-12	Mixed crude operation	Segregated crude operation.	
P-21 & P-22	Different crude process ratio	5:5 process ratio of Iranian light to Iranian heavy	6:4 process ratio of Iranian light to Iranian heavy
P-31 & P-32	Adoption of coker	Not provided	Coker is adopted in order to maximize middle distillate.
P-41	Less gasoline production	Production rate: 10% on crude	Production rate: 5% on crude
P-51	No medium sulfur fuel oil production	LS(0.1%S): MS(1.5%S)= 4:1	
P-61 & P-62	Utilize medium size tankers for product transport ²⁾	White oil: 130,000 DWT tanker Black oil: 200,000 DWT tanker	White oil: 60,000 DWT tanker Black oil: 90,000 DWT tanker

注：1) ケース番号の最後の数字は製油所の精製形態を示している。

1：ハイドロスキミング型；2：水素化分解型

3. 検討結果

検討結果は、表 3.1 から表 3.60 に示すが、各代案ケースについては各々次の 4 種類の表を一組として示した。

a. 経済評価一覧

b. 所要総資本および運転費

c. 設備一覧

d. 製品一覧

精製設備、用役設備、および貯蔵設備の他の設備は、中型船を製品輸送に使用するケースで、製品輸送設備を縮小できる事を除けば、根本的に変わらない。したがって、設備一覧では、精製設備、用役設備、および全貯蔵能力のみを示した。

表 3.1

経 済 評 価 一 覧
(ケース : U-11, U-12)

Case Description		Purchase Electric Power				
Refining Capacity		250,000 BPSD				
Configuration		Hydroskimming		Hydrocracking		
Capital Require- ments (106US\$)	1. Refinery	Fixed Investment	1,315.2		1,416.7	
		Working Capital	153.2		157.8	
		Subtotal Refinery	1,468.4		1,574.5	
	2. CTS	Fixed Investment	476.3		477.3	
		Working Capital	447.7		449.2	
		Subtotal CTS	924.0		926.5	
	Grand Total		2,392.4		2,501.0	
Required Average Product Price Contributions (US\$/BBL)	Cost Items		Cost by Item	Accumula- tion	Cost by Item	Accumula- tion
	1. Crude Oil Cost (FOB)		12.65	12.65	12.65	12.65
	2. Refinery Margin					
	- Operating Costs		1.06		1.10	
	- Refinery Fuel and Losses		0.82		0.77	
	- Cost of Working Capital		0.17		0.17	
	- Capital Recovery		2.80		3.03	
	Subtotal Refinery Margin		4.85	17.50	5.07	17.72
	3. Bunker Fuel Oil Adjustent		0.24	17.74	0.24	17.96
	4. Ocean Freight (Refined Products)		1.73	19.47	1.76	19.72
5. Refined Product Import Tariff		0.90	20.37	0.99	20.71	
6. CTS Margin						
- Operating Costs		0.29		0.29		
- Cost of Working Capital		0.38		0.38		
- Capital Recovery		1.15		1.15		
Subtotal CTS Margin		1.82	22.19	1.82	22.53	
7. Ex-CTS Required Av. Product Price			22.19		22.53	
8. Av. Product Value in 1983, Japan			17.82		17.98	

表 3.2

所要総資本および運転費
(ケース: U-11, U-12)

Case Description	Purchase Electric Power	
Refining Capacity	250,000 BPSD	
Configuration	Hydroskimming	Hydrocracking
<u>Capital Requirements (10⁶ US\$)</u>		
1. Process Units	415.7	483.1
2. Utilities System	150.7	156.1
3. Offsite/Auxiliaries	370.6	379.4
4. Product Transfer	189.5	189.5
5. Paid-up Royalties	3.7	5.6
6. Initial Catalyst and Chemicals	12.8	15.2
7. Pre-operating Expenses	39.1	40.3
8. Interest during Construction	133.1	147.5
9. Working Capital	153.2	157.8
Total Capital Requirements	1,468.4	1,574.5
<u>Operating Costs (10³ US\$/CD)</u>		
10. Salary and Wages	38.6	40.8
11. Overhead	16.6	17.5
12. Maintenance	78.5	86.9
13. Operating Supplies	4.6	5.0
14. Corporate Overhead	7.5	7.5
15. Insurance	6.1	6.6
16. Catalyst and Chemicals	57.3	54.0
17. Purchased Utilities	1.7	1.8
Total Operating Costs	210.9	220.1
US\$/BBL of Crude	0.99	1.03

表 3.3

設 備 一 覧
(ケース: U-11, U-12)

Case Description		Purchase Electric Power			
Refining Capacity		250,000 BPSD			
Configuration		Hydrokizing		Hydrocracking	
	Unit	No.s	Capacity	No.s	Capacity
<u>Process Units</u>					
Atmospheric Crude Distillation	BPSD	2	125,000	2	125,000
Vacuum Flasher	BPSD	1	25,000	1	33,400
Gas Recovery	BPSD	1	7,500	1	9,200
Naphtha Hydrodesulfurizer	BPSD	1	52,900	1	52,900
Catalytic Reformer	BPSD	1	19,300	1	19,300
Kerosene Hydrodesulfurizer	BPSD	1	35,300	1	35,300
Gas Oil Hydrodesulfurizer	BPSD	1	53,800	1	57,300
Vacuum Gas Oil Hydrodesulfurizer	BPSD	1	12,800	-	-
Vacuum Gas Oil Hydrocracker	BPSD	-	-	1	17,100
Atmos. Residue Hydrodesulfurizer	BPSD	1	72,900	1	65,500
Visbreaker	BPSD	-	-	1	16,300
Hydrogen Generator	10 ⁶ m ³ /D	1	1.72	2	1.09
Gas Treater	TPSD-H ₂ S	2	220	2	210
Sulfur Recovery	TPSD-S ₂	2	190	2	190
Foul Water Stripper	TPSD	1	1,950	1	2,150
<u>Utilities System</u>					
Steam Generator	Ton/H	3	220	3	210
Power Generator	KW	1	16,000	1	17,000
Power Receivers	KW	1	48,000	1	53,000
Sea Water Intake	Ton/H	1	8,600	1	9,200
Desalinators	Ton/D	3	4,700	3	5,200
BFW Treatment	Ton/H	3	330	3	360
Cooling Water System	Ton/H	2	14,000	2	15,000
Refinery Fuel, Air & Inert Gas System					
Utilities Distribution					
<u>Total Tankage</u>	10 ³ KL		2,585		2,669

表 3.4

製 品 一 覧
(ケース : U-11, U-12)

Case Description	Purchase Electric Power			
	250,000 BPSD			
Configuration	Hydroskimming		Hydrocracking	
	BPCD	%	BPCD	%
Gasoline	21,250	10.0	21,250	10.0
Naphtha	21,040	9.9	26,000	12.2
Kerosene	29,960	14.1	21,730	10.2
Gas Oil	44,810	21.1	65,960	31.0
L/S Fuel Oil (0.1%S)	60,950	28.7	47,170	22.2
M/S Fuel Oil (1.5%S)	15,240	7.2	11,790	5.5
Bunker Fuel Oil	6,380	3.0	6,380	3.0
Total Salable Products	199,630	94.0	200,280	94.1

表 3.5

経 済 評 価 一 覧
(ケース : U-21, U-22)

Case Description		Purchase Natural Gas				
Refining Capacity		250,000 BPSD				
Configuration		Hydroskimming		Hydrocracking		
Capital Require- ments (100US\$)	1. Refinery	Fixed Investment	1,417.4		1,508.2	
		Working Capital	160.5		164.1	
		Subtotal Refinery	1,577.9		1,672.3	
	2. CTS	Fixed Investment	489.7		491.6	
		Working Capital	468.1		471.0	
	Subtotal CTS	957.8		962.6		
	Grand Total		2,535.7		2,634.9	
Required Average Product Price Contributions (US\$/BBL)	Cost Items		Cost by Item	Accumula- tion	Cost by Item	Accumula- tion
	1.	Crude Oil Cost (FOB)	12.65	12.65	12.65	12.65
	2.	Refinery Margin				
		- Operating Costs	1.18		1.20	
		- Refinery Fuel and Losses	0.25		0.17	
		- Cost of Working Capital	0.17		0.17	
		- Capital Recovery	2.90		3.03	
		Subtotal Refinery Margin	4.50	17.15	4.62	17.27
	3.	Bunker Fuel Oil Adjustment	0.22	17.37	0.22	17.49
	4.	Ocean Freight (Refined Products)	1.72	19.09	1.74	19.23
5.	Refined Product Import Tariff	0.87	19.96	0.91	20.14	
6.	CTS Margin					
	- Operating Costs	0.28		0.28		
	- Cost of Working Capital	0.38		0.38		
	- Capital Recovery	1.13		1.13		
	Subtotal CTS Margin	1.79	21.75	1.79	21.93	
	7. Ex-CTS Required Av. Product Price		21.75		21.93	
	8. Av. Product Value in 1983, Japan		17.73		17.67	

表 3.6

所要総資本および運転費
(ケース：U-21, U-22)

Case Description	Purchase Natural Gas	
Refining Capacity	250,000 BPSD	
Configuration	Hydroskimming	Hydrocracking
Capital Requirements (10⁶ US\$)		
1. Process Units	449.4	507.4
2. Utilities System	199.5	205.8
3. Offsite/Auxiliaries	372.6	381.6
4. Product Transfer	189.5	189.5
5. Paid-up Royalties	4.2	5.8
6. Initial Catalyst and Chemicals	15.2	16.8
7. Pre-operating Expenses	39.1	40.3
8. Interest during Construction	147.9	161.0
9. Working Capital	160.5	164.1
Total Capital Requirements	1,577.9	1,672.3
Operating Costs (10³ US\$/Co)		
10. Salary and Wages	38.6	40.8
11. Overhead	16.6	17.5
12. Maintenance	86.5	93.7
13. Operating Supplies	5.0	5.3
14. Corporate Overhead	7.5	7.5
15. Insurance	6.6	6.9
16. Catalyst and Chemicals	71.3	64.6
17. Purchased Utilities	13.2	14.3
Total Operating Costs	245.3	250.6
US\$/BBL of Crude	1.16	1.18

表 3.7

設 備 一 覧
(ケース：U-21, U-22)

Case Description		Purchase Natural Gas			
Refining Capacity		250,000 BPSD			
Configuration		Hydroskleaving		Hydrocracking	
	Unit	No.s	Capacity	No.s	Capacity
<u>Process Units</u>					
Atmospheric Crude Distillation	BPSD	2	125,000	2	125,000
Vacuum Flasher	BPSD	1	21,000	1	31,700
Gas Recovery	BPSD	1	7,500	1	9,100
Naphtha Hydrodesulfurizer	BPSD	1	52,900	1	52,900
Catalytic Reforzer	BPSD	1	19,300	1	19,300
Kerosene Hydrodesulfurizer	BPSD	1	35,300	1	35,300
Gas Oil Hydrodesulfurizer	BPSD	1	50,200	1	57,400
Vacuum Gas Oil Hydrodesulfurizer	BPSD	1	10,800	-	-
Vacuum Gas Oil Hydrocracker	BPSD	-	-	1	16,200
Atmos. Residue Hydrodesulfurizer	BPSD	1	88,400	1	75,300
Visbreaker	BPSD	-	-	1	15,500
Hydrogen Generator	10 ⁶ N ₂ /D	1	2.07	2	1.20
Gas Treater	TPSD-H ₂ S	2	240	2	230
Sulfur Recovery	TPSD-S	2	210	2	210
Foul Water Stripper	TPSD	1	1,870	1	2,120
<u>Utilities System</u>					
Steam Generator	Ton/H	3	340	3	340
Power Generator	KW	4	18,000	4	19,000
Sea Water Intake	Ton/H	1	10,800	1	11,400
Desalinator	Ton/D	3	52,00	3	5,600
BFW Treatment	Ton/H	3	460	3	490
Cooling Water System	Ton/H	2	19,000	2	20,000
Refinery Fuel, Air & Inert Gas System					
Utilities Distribution					
<u>Total Tankage</u>	10 ³ KL		2,608		2,635

表 3.8

製 品 一 覧
(ケース : U-21, U-22)

Case Description	Purchase Natural Gas			
Refining Capacity	250,000 BPSD			
Configuration	Hydroskimming		Hydrocracking	
	BPCD	%	BPCD	%
Gasoline	21,250	10.0	21,250	10.0
Naphtha	21,270	10.0	25,990	12.2
Kerosene	29,960	14.1	35,760	16.8
Gas Oil	41,790	19.7	50,300	23.7
L/S Fuel Oil (0.14S)	70,230	33.1	45,780	21.5
M/S Fuel Oil (1.54S)	17,560	8.3	24,230	11.4
Bunker Fuel Oil	6,380	3.0	6,380	3.0
Total Salable Products	208,440	98.2	209,690	98.6

表 3.9
 経 済 評 価 一 覧
 (ケース: U-31, U-32)

Case Description		Purchase Soft Water				
Refining Capacity		250,000 BPSD				
Configuration		Hydroskizing		Hydrocracking		
Capital Require- ments (10600\$)	1. Refinery	Fixed Investment	1,310.9		1,418.3	
		Working Capital	152.4		157.4	
		Subtotal Refinery	1,463.3		1,575.7	
	2. CTS	Fixed Investment	474.7		475.2	
		Working Capital	445.3		446.1	
	Subtotal CTS	920.0		921.3		
	Grand Total		2,383.3		2,497.0	
Required Average Product Price Constitutions (US\$/BBL)	Cost Items		Cost by Item	Accumula- tion	Cost by Item	Accumula- tion
	1.	Crude Oil Cost (FOB)	12.65	12.65	12.65	12.65
	2.	Refinery Margin				
		- Operating Costs	1.06		1.11	
		- Refinery Fuel and Losses	0.89		0.86	
		- Cost of Working Capital	0.17		0.17	
		- Capital Recovery	2.81		3.05	
		Subtotal Refinery Margin	4.93	17.58	5.19	17.84
	3.	Bunker Fuel Oil Adjustent	0.24	17.82	0.25	18.09
	4.	Ocean Freight (Refined Products)	1.73	19.55	1.75	19.84
5.	Refined Product Import Tariff	0.90	20.45	0.95	20.79	
6.	CTS Margin					
	- Operating Costs	0.29		0.29		
	- Cost of Working Capital	0.38		0.38		
	- Capital Recovery	1.15		1.15		
	Subtotal CTS Margin	1.82	22.27	1.82	22.61	
7.	Ex-CTS Required Av. Product Price		22.27		22.61	
8.	Av. Product Value in 1983, Japan		17.83		17.92	

表 3.10

所要総資本および運転費
(ケース：U-31, U-32)

Case Description	Purchase Soft Water	
Refining Capacity	250,000 BPSD	
Configuration	Hydroskimming	Hydrocracking
Capital Requirements (10⁶ US\$)		
1. Process Units	411.4	482.2
2. Utilities System	152.3	157.9
3. Offsite/Auxiliaries	370.0	379.9
4. Product Transfer	189.5	189.5
5. Paid-up Royalties	3.6	5.8
6. Initial Catalyst and Chemicals	12.4	15.0
7. Pre-operating Expenses	39.1	40.3
8. Interest during Construction	132.6	147.7
9. Working Capital	152.4	157.4
Total Capital Requirements	1,463.3	1,575.7
Operating Costs (10³ US\$/CD)		
10. Salary and Wages	38.6	40.8
11. Overhead	16.6	17.5
12. Maintenance	78.1	86.8
13. Operating Supplies	4.6	5.0
14. Corporate Overhead	7.5	7.5
15. Insurance	6.1	6.5
16. Catalyst and Chemicals	54.6	50.4
17. Purchased Utilities	5.2	5.9
Total Operating Costs	211.3	220.4
US\$/BBL of Crude	0.99	1.03

表 3.11

設 備 一 覧
(ケース: U-31, U-32)

Case Description		Purchase Soft Water			
Refining Capacity		250,000 BPSD			
Configuration		Hydroskimming		Hydrocracking	
	Unit	No.s	Capacity	No.s	Capacity
<u>Process Units</u>					
Atmospheric Crude Distillation	BPSD	2	125,000	2	125,000
Vacuum Flasher	BPSD	1	27,400	1	37,900
Gas Recovery	BPSD	1	7,500	1	9,400
Naphtha Hydrodesulfurizer	BPSD	1	52,900	1	52,900
Catalytic Reformer	BPSD	1	19,300	1	19,300
Kerosene Hydrodesulfurizer	BPSD	1	35,300	1	35,300
Gas Oil Hydrodesulfurizer	BPSD	1	53,800	1	57,900
Vacuum Gas Oil Hydrodesulfurizer	BPSD	1	14,000	-	-
Vacuum Gas Oil Hydrocracker	BPSD	-	-	1	19,400
Atmos. Residue Hydrodesulfurizer	BPSD	1	70,500	1	61,200
Visbreaker	BPSD	-	-	1	18,500
Hydrogen Generator	106Nm ³ /D	1	1.67	2	1.09
Gas Treater	TPSD-H ₂ S	2	210	2	200
Sulfur Recovery	TPSD-S	2	190	2	180
Foul Water Stripper	TPSD	1	1,980	1	2,200
<u>Utilities System</u>					
Steam Generator	Ton/H	3	290	3	290
Power Generator	KW	4	16,000	4	17,000
Sea Water Intake	Ton/H	1	5,600	1	6,000
Desalinator	Ton/D	-	-	-	-
BFW Treatment	Ton/H	3	390	3	440
Cooling Water System	Ton/H	2	18,000	2	19,000
Refinery Fuel, Air & Inert Gas System					
Utilities Distribution					
<u>Total Tantage</u>	10 ³ K1		2,577		2,676

表 3.12

製 品 一 覧
 (ケース : U-31, U-32)

Case Description	Purchase Soft Water			
	250,000 BPSD			
Configuration	Hydroskimming		Hydrocracking	
	BPCD	%	BPCD	%
Gasoline	21,250	10.0	21,250	10.0
Naphtha	20,990	9.9	26,520	12.5
Kerosene	29,960	14.1	36,900	17.4
Gas Oil	44,810	21.1	52,770	24.8
L/S Fuel Oil (0.1%S)	60,140	28.3	44,080	20.7
M/S Fuel Oil (1.5%S)	15,040	7.1	11,020	5.2
Bunker Fuel Oil	6,380	3.0	6,380	3.0
Total Salable Products	198,570	93.5	198,920	93.6

表 3.13
 経 済 評 価 一 覧
 (ケース: S-11, S-12)

Case Description		LS(0.51\$): MS(1.51\$) = 4:1				
Refining Capacity		250,000 BPSD				
Configuration		Hydroskimming		Hydrocracking		
Capital Require- ments (106US\$)	1. Refinery	Fixed Investment	1,260.2		1,395.4	
		Working Capital	147.1		153.3	
		Subtotal Refinery	1,407.3		1,548.7	
	2. CTS	Fixed Investment	475.4		475.4	
		Working Capital	446.3		446.4	
	Subtotal CTS	921.7		921.8		
	Grand Total		2,329.0		2,470.5	
Required Average Product Price Contributions (US\$/DBL)	Cost Items		Cost by Item	Accumula- tion	Cost by Item	Accumula- tion
	1.	Crude Oil Cost (FCB)	12.65	12.65	12.65	12.65
	2.	Refinery Margin				
		- Operating Costs	0.92		0.99	
		- Refinery Fuel and Losses	0.86		0.85	
		- Cost of Working Capital	0.16		0.17	
		- Capital Recovery	2.70		3.01	
		Subtotal Refinery Margin	4.64	17.29	5.02	17.67
	3.	Bunker Fuel Oil Adjustent	0.23	17.52	0.24	17.91
	4.	Ocean Freight (Refined Products)	1.74	19.26	1.76	19.67
5.	Refined Product Import Tariff	0.90	20.16	0.95	20.62	
6.	CTS Margin					
	- Operating Costs	0.29		0.29		
	- Cost of Working Capital	0.38		0.38		
	- Capital Recovery	1.15		1.15		
	Subtotal CTS Margin	1.82	21.98	1.82	22.44	
7.	Ex-CTS Required Av. Product Price		21.98		22.44	
8.	Av. Product Value in 1983, Japan		17.55		17.73	

表 3.14

所要総資本および運転費
(ケース：S-11, S-12)

Case Description	LS(0.51S) : MS(1.51S) = 4 : 1	
Refining Capacity	250,000 BPSD	
Configuration	Hydroskimming	Hydrocracking
<u>Capital Requirements (10⁶ US\$)</u>		
1. Process Units	347.5	435.3
2. Utilities System	174.5	187.7
3. Offsite/Auxiliaries	370.4	379.8
4. Product Transfer	189.5	189.5
5. Paid-up Royalties	3.5	5.8
6. Initial Catalyst and Chemicals	9.0	12.3
7. Pre-operating Expenses	39.1	40.3
8. Interest during Construction	126.7	144.7
9. Working Capital	147.1	153.3
Total Capital Requirements	1,407.3	1,548.7
<u>Operating Costs (10³ US\$/CD)</u>		
10. Salary and Wages	38.6	40.8
11. Overhead	16.6	17.5
12. Maintenance	73.0	84.2
13. Operating Supplies	4.5	4.9
14. Corporate Overhead	7.5	7.5
15. Insurance	5.9	6.5
16. Catalyst and Chemicals	37.3	36.2
Total Operating Costs	183.4	197.6
US\$/BBL of Curde	0.87	0.93

表 3.15

設 備 一 覧
(ケース：S-11, S-12)

Case Description		LS(0.51S) : MS(1.51S) = 4 : 1			
Refining Capacity		250,000 BPSD			
Configuration		Hydroskimming		Hydrocracking	
	Unit	No.s	Capacity	No.s	Capacity
Process Units					
Atmospheric Crude Distillation	BPSD	2	125,000	2	125,000
Vacuum Flasher	BPSD	1	21,100	1	38,600
Gas Recovery	BPSD	1	7,500	1	9,400
Naphtha Hydrodesulfurizer	BPSD	1	52,900	1	52,900
Catalytic Reformer	BPSD	1	19,300	1	19,300
Kerosene Hydrodesulfurizer	BPSD	1	35,300	1	35,300
Gas Oil Hydrodesulfurizer	BPSD	1	53,800	1	57,700
Vacuum Gas Oil Hydrodesulfurizer	BPSD	1	10,800	-	-
Vacuum Gas Oil Hydrocracker	BPSD	-	-	1	19,800
Atmos. Residue Hydrodesulfurizer	BPSD	1	73,500	1	62,200
Visbreaker	BPSD	-	-	1	18,900
Hydrogen Generator	10 ⁶ Nm ³ /D	1	1.42	2	0.99
Gas Treater	T/PSD-H ₂ S	2	190	2	190
Sulfur Recovery	T/PSD-S	2	170	2	170
Foul Water Stripper	T/PSO	1	1,900	1	2,210
Utilities System					
Steam Generator	Ton/H	3	290	3	290
Power Generator	KW	4	15,000	4	17,000
Sea Water Intake	Ton/H	1	8,800	1	10,200
Desalinators	Ton/D	3	4,400	3	5,200
BFW Treatment	Ton/H	3	360	3	430
Cooling Water System	Ton/H	2	16,000	2	18,000
Refinery Fuel, Air & Inert Gas System					
Utilities Distribution					
Total Tankage	10 ³ Kl		2,585		2,682

表 3.16

製 品 一 覧
 (ケース : S-11, S-12)

Case Description	LS(0.5%S)=MS(1.5%S) = 4 : 1			
Refining Capacity	250,000 BPSD			
Configuration	Hydroskimming		Hydrocracking	
	BPCD	%	BPCD	%
Gasoline	21,250	10.0	21,250	10.0
Naphtha	20,580	9.7	26,310	12.4
Kerosene	29,960	14.1	37,040	17.4
Gas Oil	44,810	21.1	53,460	25.2
L/S Fuel Oil (0.5%S)	60,850	28.6	43,690	20.6
M/S Fuel Oil (1.5%S)	15,210	7.2	10,920	5.1
Bunker Fuel Oil	6,380	3.0	6,380	3.0
Total Salable Products	199,040	93.7	199,050	93.7

表 3.17
 経 済 評 価 一 覧
 (ケース : S-21, S-22)

Case Description		LS(0.54) : MS(2.54\$) = 4:1				
Refining Capacity		250,000 BPSD				
Configuration		Hydroskimming		Hydrocracking		
Capital Require- ments (1000\$)	1. Refinery	Fixed Investment	1,246.6		1,389.6	
		Working Capital	145.6		151.3	
		Subtotal Refinery	1,392.2		1,540.9	
	2. CTS	Fixed Investment	476.1		475.7	
		Working Capital	447.3		446.8	
	Subtotal CTS	923.4		922.5		
	Grand Total		2,315.6		2,463.4	
Required Average Product Price Constitutions (US\$/bbl)	Cost Items		Cost by Item	Accumula- tion	Cost by Item	Accumula- tion
	1.	Crude Oil Cost (FOB)	12.65	12.65	12.65	12.65
	2.	Refinery Margin				
		- Operating Costs	0.90		0.97	
		- Refinery Fuel and Losses	0.83		0.84	
		- Cost of Working Capital	0.16		0.17	
		- Capital Recovery	2.67		2.98	
		Subtotal Refinery Margin	4.56	17.21	4.96	17.61
	3.	Bunker Fuel Oil Adjustment	0.23	17.44	0.24	17.85
	4.	Ocean Freight (Refined Products)	1.74	19.18	1.76	19.61
5.	Refined Product Import Tariff	0.89	20.07	0.95	20.56	
6.	CTS Margin					
	- Operating Costs	0.29		0.29		
	- Cost of Working Capital	0.38		0.38		
	- Capital Recovery	1.15		1.15		
	Subtotal CTS Margin	1.82	21.89	1.82	22.38	
7.	Ex-CTS Required Av. Product Price		21.89		22.38	
8.	Av. Product Value in 1983, Japan		17.38		17.62	

表 3.18

所要総資本および運転費
(ケース: S-21, S-22)

Case Description	LS(0.5%) ; MS(2.5%) = 4 : 1	
Refining Capacity	250,000 BPSD	
Configuration	Hydroskimming	Hydrocracking
<u>Capital Requirements (10⁶ US\$)</u>		
1. Process Units	342.6	434.9
2. Utilities System	169.2	185.2
3. Offsite/Auxiliaries	368.1	378.2
4. Product Transfer	189.5	189.5
5. Paid-up Royalties	3.3	5.9
6. Initial Catalyst and Chemicals	9.5	12.1
7. Pre-operating Expenses	39.1	40.3
8. Interest during Construction	125.3	143.5
9. Working Capital	145.6	151.3
Total Capital Requirements	1,392.2	1,540.9
<u>Operating Costs (10³ US\$/CD)</u>		
10. Salary and Wages	38.6	40.8
11. Overhead	16.6	17.5
12. Maintenance	71.9	83.8
13. Operating Supplies	4.4	4.9
14. Corporate Overhead	7.5	7.5
15. Insurance	5.9	6.4
16. Catalyst and Chemicals	35.6	32.9
Total Operating Costs	180.5	193.8
US\$/BBL of Curde	0.85	0.91

表 3.19

設 備 一 覧
(ケース : S-21, S-22)

Case Description		LS(0.51S) : MS(2.51S) = 4 : 1			
Refining Capacity		250,000 BPSD			
Configuration		Hydroskinning		Hydrocracking	
	Unit	No.s	Capacity	No.s	Capacity
<u>Process Units</u>					
Atmospheric Crude Distillation	BPSD	2	125,000	2	125,000
Vacuum Flasher	BPSD	1	20,200	1	44,300
Gas Recovery	BPSD	1	7,500	1	9,700
Naphtha Hydrodesulfurizer	BPSD	1	52,900	1	52,900
Catalytic Reformer	BPSD	1	19,300	1	19,300
Kerosene Hydrodesulfurizer	BPSD	1	35,300	1	35,300
Gas Oil Hydrodesulfurizer	BPSD	1	52,600	1	55,000
Vacuum Gas Oil Hydrodesulfurizer	BPSD	1	10,300	-	-
Vacuum Gas Oil Hydrocracker	BPSD	-	-	1	22,700
Atmos. Residue Hydrodesulfurizer	BPSD	1	65,700	1	55,100
Visbreaker	BPSD	-	-	1	21,600
Hydrogen Generator	10 ⁶ m ³ /D	1	1.36	2	0.98
Gas Treater	TPSD-H ₂ S	2	180	2	180
Sulfur Recovery	TPSD-S	2	160	2	160
Foul Water Stripper	TPSD	1	1,870	1	2,290
<u>Utilities System</u>					
Steam Generator	Ton/H	3	280	3	290
Power Generator	KW	4	14,000	4	16,000
Sea Water Intake	Ton/H	1	8,600	1	10,200
Desalinators	Ton/D	3	4,300	3	5,100
BFW Treatment	Ton/H	3	350	3	420
Cooling Water System	Ton/H	2	15,000	2	18,000
Refinery Fuel, Air & Inert Gas System					
Utilities Distribution					
<u>Total Tantage</u>	10 ³ K1		2,556		2,657

表 3.20

製 品 一 覧
(ケース : S-21, S-22)

Case Description	LS (0.5% S) : MS (2.5% S) = 4 : 1			
	250,000 BPSD			
Configuration	Hydroskimming		Hydrocracking	
	BPCD	%	BPCD	%
Gasoline	21,250	10.0	21,250	10.0
Naphtha	20,480	9.6	26,930	12.7
Kerosene	29,960	14.1	38,070	17.9
Gas Oil	43,780	20.6	52,010	24.5
L/S Fuel Oil (0.5% S)	62,080	29.2	43,690	20.6
M/S Fuel Oil (2.5% S)	15,520	7.3	10,920	5.1
Bunker Fuel Oil	6,380	3.0	6,380	3.0
Total Salable Products	199,450	93.8	199,250	93.8

表 3.21

経 済 評 価 一 覧
(ケース：S-31, S-32)

Case Description		IS(0.5tS): XS(1.5tS) = 1:1				
Refining Capacity		250,000 BPSO				
Configuration		Hydroskimming		Hydrocracking		
Capital Require- ments (106US\$)	1. Refinery	Fixed Investment	1,225.9		1,374.0	
		Working Capital	143.5		150.6	
		Subtotal Refinery	1,369.4		1,524.6	
	2. CTS	Fixed Investment	476.2		476.0	
		Working Capital	447.6		447.2	
	Subtotal CTS	953.8		923.2		
	Grand Total	2,323.2		2,447.8		
Required Average Product Price Contributions (US\$/bbl)	Cost Items		Cost by Item	Accumula- tion	Cost by Item	Accumula- tion
	1.	Crude Oil Cost (FOB)	12.65	12.65	12.65	12.65
	2.	Refinery Margin				
		- Operating Costs	0.87		0.96	
		- Refinery Fuel and Losses	0.82		0.83	
		- Cost of Working Capital	0.16		0.17	
		- Capital Recovery	2.62		2.94	
		Subtotal Refinery Margin	4.47	17.12	4.90	17.55
	3.	Bunker Fuel Oil Adjustment	0.22	17.34	0.24	17.79
	4.	Ocean Freight (Refined Products)	1.74	19.08	1.76	19.55
5.	Refined Product Import Tariff	0.90	19.98	0.95	20.50	
6.	CTS Margin					
	- Operating Costs	0.29		0.29		
	- Cost of Working Capital	0.38		0.38		
	- Capital Recovery	1.15		1.15		
	Subtotal CTS Margin	1.82	21.80	1.82	22.32	
	7. Ex-CTS Required Av. Product Price		21.80		22.32	
	8. Av. Product Value in 1983, Japan		17.30		17.56	

表 3.22

所要総資本および運転費
(ケース：S-31, S-32)

Case Description	LS(0.51S) : MS(1.51S) = 1 : 1	
Refining Capacity	250,000 BPSD	
Configuration	Hydroskimming	Hydrocracking
<u>Capital Requirements (10⁶ US\$)</u>		
1. Process Units	329.8	423.7
2. Utilities System	165.7	183.3
3. Offsite/Auxiliaries	367.8	378.2
4. Product Transfer	189.5	189.5
5. Paid-up Royalties	3.1	5.6
6. Initial Catalyst and Chemicals	7.7	12.1
7. Pre-operating Expenses	39.1	40.3
8. Interest during Construction	123.2	141.3
9. Working Capital	143.5	150.6
Total Capital Requirements	1,369.4	1,524.6
<u>Operating Costs (10³ US\$/CD)</u>		
10. Salary and Wages	38.6	40.8
11. Overhead	16.6	17.5
12. Maintenance	70.4	82.4
13. Operating Supplies	4.3	4.8
14. Corporate Overhead	7.5	7.5
15. Insurance	5.8	6.4
16. Catalyst and Chemicals	31.0	31.5
Total Operating Costs	174.2	190.9
US\$/BBL of Curde	0.82	0.90

表 3.23

設 備 一 覧
(ケース：S-31, S-32)

Case Description		LS(0.515) : MS(1.515) = 1 : 1			
Refining Capacity		250,000 BPSD			
Configuration		Hydroskimming		Hydrocracking	
	Unit	No.s	Capacity	No.s	Capacity
<u>Process Units</u>					
Atmospheric Crude Distillation	BPSD	2	125,000	2	125,000
Vacuum Flasher	BPSD	1	19,300	1	40,700
Gas Recovery	BPSD	1	7,500	1	9,500
Naphtha Hydrodesulfurizer	BPSD	1	52,900	1	52,900
Catalytic Reforner	BPSD	1	19,300	1	19,300
Kerosene Hydrodesulfurizer	BPSD	1	35,300	1	35,300
Gas Oil Hydrodesulfurizer	BPSD	1	53,800	1	57,200
Vacuum Gas Oil Hydrodesulfurizer	BPSD	1	9,900	-	-
Vacuum Gas Oil Hydrocracker	BPSD	-	-	1	20,800
Atmos. Residue Hydrodesulfurizer	BPSD	1	62,300	1	53,100
Visbreaker	BPSD	-	-	1	19,900
Hydrogen Generator	106Nm ³ /D	1	1.17	2	0.92
Gas Treater	TPSD-H ₂ S	2	170	2	180
Sulfur Recovery	TPSD-S	2	150	2	160
Foul Water Stripper	TPSD	1	1,970	1	2,230
<u>Utilities System</u>					
Steam Generator	Ton/H	3	270	3	290
Power Generator	KW	4	14,000	4	16,000
Sea Water Intake	Ton/H	1	9,400	1	9,900
Desalinator	Ton/D	3	4,100	3	5,000
BFM Treatment	Ton/H	3	340	3	410
Cooling Water System	Ton/H	2	15,000	2	17,000
Refinery Fuel, Air & Inert Gas System					
Utilities Distribution					
<u>Total Tankage</u>	10 ³ m ³		2,553		2,658

表 3.24

製 品 一 覧
(ケース : S-31, S-32)

Case Description	LS (0.5% S) : HS (1.5% S) = 1 : 1			
Refining Capacity	250,000 BPSD			
Configuration	Hydroskimming		Hydrocracking	
	BPCD	%	BPCD	%
Gasoline	21,250	10.0	21,250	10.0
Naphtha	20,340	9.6	26,430	12.4
Kerosene	29,960	14.1	37,410	17.6
Gas Oil	44,810	21.1	53,320	25.1
L/S Fuel Oil (0.5% S)	38,420	18.1	27,310	12.9
H/S Fuel Oil (1.5% S)	38,420	18.1	27,310	12.9
Bunker Fuel Oil	6,380	3.0	6,380	3.0
Total Salable Products	199,580	94.0	199,410	93.9

表 3.25

経済評価一覽
(ケース: S-41, S-42)

Case Description		LS(0.51\$): MS(2.51\$) = 1:1				
Refining Capacity		250,000 BPSD				
Configuration		Hydroskimming		Hydrocracking		
Capital Require- ments (100US\$)	1. Refinery	Fixed Investment	1,201.4		1,352.1	
		Working Capital	142.1		146.1	
		Subtotal Refinery	1,343.5		1,498.2	
	2. CTS	Fixed Investment	477.3		476.9	
	Working Capital	449.1		448.6		
	Subtotal CTS	926.4		925.5		
	Grand Total		2,269.9		2,423.7	
Required Average Product Price Constitutions (US\$/BDL)	Cost Items		Cost by Item	Accumula- tion	Cost by Item	Accumula- tion
	1. Crude Oil Cost (FOB)		12.65	12.65	12.65	12.65
	2. Refinery Margin					
	- Operating Costs		0.87		0.92	
	- Refinery Fuel and Losses		0.77		0.79	
	- Cost of Working Capital		0.16		0.16	
	- Capital Recovery		2.56		2.89	
	Subtotal Refinery Margin		4.36	17.01	4.76	17.41
	3. Bunker Fuel Oil Adjustment		0.22	17.23	0.23	17.64
	4. Ocean Freight (Refined Products)		1.74	18.97	1.76	19.40
5. Refined Product Import Tariff		0.90	19.87	0.94	20.34	
6. CTS Margin						
- Operating Costs		0.29		0.29		
- Cost of Working Capital		0.38		0.38		
- Capital Recovery		1.15		1.15		
Subtotal CTS Margin		1.82	21.69	1.82	22.16	
7. Ex-CTS Required Av. Product Price			21.69		22.16	
8. Av. Product Value in 1983, Japan			16.93		17.28	

表 3.26

所要総資本および運転費
(ケース：S-41, S-42)

Case Description	LS(0.54S) : MS(2.54S) = 1 : 1	
Refining Capacity	250,000 BPSD	
Configuration	Hydroskimming	Hydrocracking
<u>Capital Requirements (10⁶ US\$)</u>		
1. Process Units	317.4	416.6
2. Utilities System	158.9	176.9
3. Offsite/Auxiliaries	364.8	373.4
4. Product Transfer	189.5	189.5
5. Paid-up Royalties	2.7	5.8
6. Initial Catalyst and Chemicals	8.1	11.4
7. Pre-operating Expenses	39.1	40.3
8. Interest during Construction	120.9	138.2
9. Working Capital	142.1	146.1
Total Capital Requirements	1,343.5	1,498.2
<u>Operating Costs (10³ US\$/CD)</u>		
10. Salary and Wages	38.6	40.8
11. Overhead	16.6	17.5
12. Maintenance	68.2	81.0
13. Operating Supplies	4.2	4.8
14. Corporate Overhead	7.5	7.5
15. Insurance	5.7	6.3
16. Catalyst and Chemicals	33.4	25.6
Total Operating Costs	174.2	183.5
US\$/BBL of Curde	0.82	0.86

表 3.27

設 備 一 覧
(ケース：S-41, S-42)

Case Description		LS(0.11S) : MS(2.51S) = 1 : 1			
Refining Capacity		250,000 BPSD			
Configuration		Hydroskinning		Hydrocracking	
	Unit	No.s	Capacity	No.s	Capacity
Process Units					
Atmospheric Crude Distillation	BPSD	2	125,000	2	125,000
Vacuum Flasher	BPSD	1	18,200	1	52,000
Gas Recovery	BPSD	1	7,500	1	10,100
Naphtha Hydrodesulfurizer	BPSD	1	52,900	1	52,900
Catalytic Reformer	BPSD	1	19,300	1	19,300
Kerosene Hydrodesulfurizer	BPSD	1	35,300	1	35,300
Gas Oil Hydrodesulfurizer	BPSD	1	53,800	1	52,000
Vacuum Gas Oil Hydrodesulfurizer	BPSD	1	9,500	-	-
Vacuum Gas Oil Hydrocracker	BPSD	-	-	1	26,700
Atmos. Residue Hydrodesulfurizer	BPSD	1	48,800	1	34,400
Visbreaker	BPSD	-	-	1	25,400
Hydrogen Generator	106 ³ /D	1	1.09	2	0.88
Gas Treater	TPSD-H ₂ S	2	150	2	150
Sulfur Recovery	TPSD-S	2	140	2	130
Foul Water Stripper	TPSD	1	1,840	1	2,380
Utilities System					
Steam Generator	Ton/H	3	260	3	270
Power Generator	KW	4	13,000	4	15,000
Sea Water Intake	Ton/H	1	7,800	1	9,600
Desalinator	Ton/D	3	3,900	3	4,900
BFW Treatment	Ton/H	3	320	3	400
Cooling Water System	Ton/H	2	14,000	2	17,000
Refinery Fuel, Air & Inert Gas System					
Utilities Distribution					
Total Tankage	10³R1		2,516		2,594

表 3.28

製 品 一 覧
(ケース : S-41, S-42)

Case Description	LS(0.5%S):MS(2.5%S) = 1 : 1			
Refining Capacity	250,000 BPSD			
Configuration	Hydroskimming		Hydrocracking	
	BPCD	%	BPCD	%
Gasoline	21,250	10.0	21,250	10.0
Naphtha	20,250	9.5	27,710	13.0
Kerosene	29,960	14.1	39,490	18.6
Gas Oil	44,800	21.1	50,580	23.8
L/S Fuel Oil (0.5%S)	38,800	18.3	27,310	12.8
M/S Fuel Oil (2.5%S)	38,800	18.3	27,310	12.8
Bunker Fuel Oil	6,380	3.0	6,380	3.0
Total Salable Products	200,240	94.3	200,030	94.0

表 3.29

経 済 評 価 一 覧
(ケー ス : S-51, S-52)

Case Description		LS(0.115): MS(2.515) = 411				
Refining Capacity		250,000 BPSO				
Configuration		Hydroskimming		Hydrocracking		
Capital Require- ments (106USS)	1. Refinery	Fixed Investment	1,332.8		1,453.9	
		Working Capital	151.6		156.0	
		Subtotal Refinery	1,484.4		1,509.9	
	2. CTS	Fixed Investment	474.5		475.1	
		Working Capital	444.9		445.3	
		Subtotal CTS	919.4		920.9	
Grand Total			2,403.8		2,430.9	
Required Average Product Price Constitutions (USS/DOL)	Cost Items		Cost by Item	Accumula- tion	Cost by Item	Accumula- tion
	1.	Crude Oil Cost (FOB)	12.65	12.65	12.65	12.65
	2.	Refinery Margin				
		- Operating Costs	1.05		1.07	
		- Refinery Fuel and Losses	0.90		0.87	
		- Cost of Working Capital	0.17		0.17	
		- Capital Recovery	2.86		3.14	
		Subtotal Refinery Margin	4.98	17.63	5.25	17.90
	3.	Bunker Fuel Oil Adjustent	0.24	17.87	0.25	18.15
	4.	Ocean Freight (Refined Products)	1.73	19.60	1.75	19.90
5.	Refined Product Import Tariff	0.89	20.49	0.95	20.85	
6.	CTS Margin					
	- Operating Costs	0.29		0.29		
	- Cost of Working Capital	0.38		0.38		
	- Capital Recovery	1.15		1.15		
	Subtotal CTS Margin	1.82	22.31	1.82	22.67	
7.	Ex-CTS Required Av. Product Price		22.31		22.67	
8.	Av. Product Value in 1983, Japan		17.66		17.92	

表 3.30

所要総資本および運転費
(ケース: S-51, S-52)

Case Description	LS(0.18\$) : MS(2.54\$) = 4 : 1	
Refining Capacity	250,000 BPSD	
Configuration	Hydroskimming	Hydrocracking
Capital Requirements (10⁶ US\$)		
1. Process Units	401.2	479.0
2. Utilities System	183.2	193.4
3. Offsite/Auxiliaries	368.5	378.3
4. Product Transfer	189.5	189.5
5. Paid-up Royalties	3.5	6.1
6. Initial Catalyst and Chemicals	12.0	14.7
7. Pre-operating Expenses	39.1	40.3
8. Interest during Construction	135.8	152.6
9. Working Capital	151.6	156.0
Total Capital Requirements	1,484.4	1,609.9
Operating Costs (10³ US\$/CD)		
10. Salary and Wages	38.6	40.8
11. Overhead	16.6	17.5
12. Maintenance	79.6	89.3
13. Operating Supplies	4.7	5.1
14. Corporate Overhead	7.5	7.5
15. Insurance	6.2	6.7
16. Catalyst and Chemicals	54.2	46.7
Total Operating Costs	207.4	213.6
US\$/BBL of Curde	0.98	1.01

表 3.31

設 備 一 覧
(ケース：S-51, S-52)

Case Description		LS(0.14S) : MS(2.51S) = 4 : 1			
Refining Capacity		250,000 BPSD			
Configuration		Hydroskinning		Hydrocracking	
	Unit	No.s	Capacity	No.s	Capacity
<u>Process Units</u>					
Atmospheric Crude Distillation	BPSD	2	125,000	2	125,000
Vacuum Flasher	BPSD	1	23,200	1	45,400
Gas Recovery	BPSD	1	7,500	1	9,700
Naphtha Hydrodesulfurizer	BPSD	1	52,900	1	52,900
Catalytic Reforzer	BPSD	1	19,300	1	19,300
Kerosene Hydrodesulfurizer	BPSD	1	35,300	1	35,300
Gas Oil Hydrodesulfurizer	BPSD	1	50,900	1	54,800
Vacuum Gas Oil Hydrodesulfurizer	BPSD	1	11,900	-	-
Vacuum Gas Oil Hydrocracker	BPSD	-	-	1	23,300
Atmos. Residue Hydrodesulfurizer	BPSD	1	60,400	1	54,000
Visbreaker	BPSD	-	-	1	22,200
Hydrogen Generator	106Nm ³ /D	1	1.60	2	1.09
Gas Treater	TPSD-H ₂ S	2	200	2	190
Sulfur Recovery	TPSD-S	2	180	2	170
Foul Water Stripper	TPSD	1	1,900	1	2,290
<u>Utilities System</u>					
Steam Generator	Ton/H	3	310	3	310
Power Generator	KW	4	16,000	4	17,000
Sea Water Intake	Ton/H	1	9,600	1	10,800
Desalinator	Ton/D	3	4,600	3	5,300
BFW Treatment	Ton/H	3	400	3	460
Cooling Water System	Ton/H	2	17,000	2	19,000
Refinery Fuel, Air & Inert Gas System					
Utilities Distribution					
<u>Total Tankage</u>	10 ³ x1		2,556		2,656

表 3.32

製 品 一 覧
(ケース : S-51, S-52)

Case Description	LS(0.1%S):MS(2.5%S) = 4 : 1			
Refining Capacity	250,000 BPSD			
Configuration	Hydroskimming		Hydrocracking	
	BPCD	%	BPCD	%
Gasoline	21,250	10.0	21,250	10.0
Naphtha	20,850	9.8	27,390	12.9
Kerosene	29,960	14.1	38,270	18.0
Gas Oil	42,390	19.9	52,010	24.5
L/S Fuel Oil (0.1%S)	62,080	29.2	42,820	20.1
M/S Fuel Oil (2.5%S)	15,520	7.3	10,700	5.0
Bunker Fuel Oil	6,380	3.0	6,380	3.0
Total Salable Products	198,430	93.3	198,820	93.5

表 3.33

経 済 評 価 一 覧
(ケース: S-61, S-62)

Case Description		LS(0.11S): MS(2.51S) = 1.1				
Refining Capacity		250,000 BPSD				
Configuration		Hydroskimming		Hydrocracking		
Capital Require- ments (106US\$)	1. Refinery	Fixed Investment	1,267.4		1,393.6	
		Working Capital	146.1		149.4	
		Subtotal Refinery	1,413.5		1,543.0	
	2. CTS	Fixed Investment	476.1		476.6	
		Working Capital	447.3		448.1	
	Subtotal CTS	923.4		924.7		
	Grand Total	2,336.9		2,467.7		
Required Average Product Price Constitutions (US\$/bbl)	Cost Items		Cost by Item	Accumula- tion	Cost by Item	Accumula- tion
	1. Crude Oil Cost (FOB)		12.65	12.65	12.65	12.65
	2. Refinery Margin					
	- Operating Costs		0.96		0.99	
	- Refinery Fuel and Losses		0.33		0.81	
	- Cost of Working Capital		0.16		0.16	
	- Capital Recovery		2.71		2.98	
	Subtotal Refinery Margin		4.66	17.31	4.94	17.59
	3. Bunker Fuel Oil Adjustment		0.23	17.54	0.24	17.83
	4. Ocean Freight (Refined Products)		1.73	19.27	1.75	19.58
5. Refined Product Export Tariff		0.89	20.16	0.94	20.52	
6. CTS Margin						
- Operating Costs		0.29		0.29		
- Cost of Working Capital		0.38		0.38		
- Capital Recovery		1.15		1.15		
Subtotal CTS Margin		1.82	21.98	1.82	22.34	
7. Ex-CTS Required Av. Product Price			21.98		22.34	
8. Av. Product Value in 1983, Japan			17.09		17.40	

表 3.34

所要総資本および運転費
(ケース：S-61, S-62)

Case Description	LS(0.18S) : MS(2.51S) = 1 : 1	
Refining Capacity	250,000 BPSD	
Configuration	Hydroskimming	Hydrocracking
Capital Requirements (10⁶ US\$)		
1. Process Units	365.8	445.2
2. Utilities System	168.4	182.4
3. Offsite/Auxiliaries	364.5	373.5
4. Product Transfer	189.5	189.5
5. Paid-up Royalties	2.8	5.7
6. Initial Catalyst and Chemicals	10.1	13.0
7. Pre-operating Expenses	39.1	40.3
8. Interest during Construction	127.2	144.0
9. Working Capital	146.1	149.4
Total Capital Requirements	1,413.5	1,543.0
Operating Costs (10³ US\$/CD)		
10. Salary and Wages	38.6	40.8
11. Overhead	16.6	17.5
12. Maintenance	74.4	84.6
13. Operating Supplies	4.5	4.9
14. Corporate Overhead	7.5	7.5
15. Insurance	6.0	6.5
16. Catalyst and Chemicals	44.7	35.1
Total Operating Costs	192.3	196.9
US\$/BBL of Curde	0.91	0.93

表 3.35

設 備 一 覧
(ケース : S-61, S-62)

Case Description		LS(0.115) : MS(2.515) = 1 : 1			
Refining Capacity		250,000 BPSD			
Configuration		Hydroskimming		Hydrocracking	
	Unit	No.s	Capacity	No.s	Capacity
<u>Process Units</u>					
Atmospheric Crude Distillation	BPSD	2	125,000	2	125,000
Vacuum Flasher	BPSD	1	20,100	1	50,800
Gas Recovery	BPSD	1	7,500	1	10,000
Naphtha Hydrodesulfurizer	BPSD	1	52,900	1	52,900
Catalytic Reforner	BPSD	1	19,300	1	19,300
Kerosene Hydrodesulfurizer	BPSD	1	35,300	1	35,300
Gas Oil Hydrodesulfurizer	BPSD	1	52,100	1	52,100
Vacuum Gas Oil Hydrodesulfurizer	BPSD	1	10,300	-	-
Vacuum Gas Oil Hydrocracker	BPSD	-	-	1	26,000
Atmos. Residue Hydrodesulfurizer	BPSD	1	48,600	1	34,400
Visbreaker	BPSD	-	-	1	24,800
Hydrogen Generator	10 ⁶ Nm ³ /D	1	1.20	2	0.94
Gas Treater	TPSD-H ₂ S	2	170	2	160
Sulfur Recovery	TPSD-S	2	150	2	140
Foul Water Stripper	TPSO	1	1,870	1	2,350
<u>Utilities System</u>					
Steam Generator	Ton/H	3	280	3	280
Power Generator	KW	4	14,000	4	16,000
Sea Water Intake	Ton/H	1	8,600	1	10,000
Desalinators	Ton/D	3	4,100	3	5,000
BFW Treatment	Ton/H	3	350	3	420
Cooling Water System	Ton/H	2	16,000	2	18,000
Refinery Fuel, Air & Inert Gas System					
Utilities Distribution					
<u>Total Tankage</u>	10 ³ Kl		2,509		2,594

表 3.36

製 品 一 覧
(ケース : S-61, S-62)

Case Description	LS(0.1%S) : MS(2.5%S) = 1 : 1			
Refining Capacity	250,000 BPSD			
Configuration	Hydroskimming		Hydrocracking	
	BPCD	%	BPCD	%
Gasoline	21,250	10.0	21,250	10.0
Naphtha	20,460	9.6	27,740	13.1
Kerosene	29,960	14.1	39,270	18.5
Gas Oil	43,830	20.6	50,520	23.8
L/S Fuel Oil (0.1%S)	38,800	18.3	27,310	12.8
M/S Fuel Oil (2.5%S)	38,800	18.3	27,310	12.8
Bunker Fuel Oil	6,380	3.0	6,380	3.0
Total Salable Products	199,480	93.9	199,780	94.0

表 3.37

経 済 評 価 - 覧
(ケース：P-11, P-12)

Case Description		Mixed Crude Operation				
Refining Capacity		250,000 BPSD				
Configuration		Hydroskimming		Hydrocracking		
Capital Require- ments (106US\$)	1. Refinery	Fixed Investment	1,346.4		1,486.9	
		Working Capital	152.7		159.3	
		Subtotal Refinery	1,499.1		1,646.2	
	2. CTS	Fixed Investment	473.8		474.5	
		Working Capital	443.8		445.0	
		Subtotal CTS	917.6		919.5	
Grand Total			2,416.7		2,565.7	
Required Average Product Price Concessions (US\$/BBL)	Cost Items		Cost by Item	Accumula- tion	Cost by Item	Accumula- tion
	1. Crude Oil Cost (FOB)		12.65	12.65	12.65	12.65
	2. Refinery Margin					
	- Operating Costs		1.06		1.12	
	- Refinery Fuel and Losses		0.93		0.89	
	- Cost of Working Capital		0.17		0.18	
	- Capital Recovery		2.91		3.21	
	Subtotal Refinery Margin		5.07	17.72	5.40	18.05
	3. Bunker Fuel Oil Adjustment		0.25	17.97	0.26	18.31
	4. Ocean Freight (Refined Products)		1.73	19.70	1.76	20.07
5. Refined Product Import Tariff		0.90	20.60	0.97	21.04	
6. CTS Margin						
- Operating Costs		0.29		0.29		
- Cost of Working Capital		0.38		0.38		
- Capital Recovery		1.15		1.15		
Subtotal CTS Margin		1.82	22.42	1.82	22.86	
7. Ex-CTS Required Av. Product Price			22.42		22.86	
8. Av. Product Value in 1983, Japan			17.33		17.96	

表 3.38

所要総資本および運転費
(ケース：P-11, P-12)

Case Description	Mixed Crude Operation	
Refining Capacity	250,000 BPSD	
Configuration	Hydroskimming	Hydrocracking
Capital Requirements (10⁶ US\$)		
1. Process Units	406.8	495.8
2. Utilities System	187.7	200.7
3. Offsite/Auxiliaries	369.2	380.3
4. Product Transfer	189.5	189.5
5. Paid-up Royalties	3.4	6.4
6. Initial Catalyst and Chemicals	12.4	16.4
7. Pre-operating Expenses	39.1	40.3
8. Interest during Construction	138.3	157.5
9. Working Capital	152.7	159.3
Total Capital Requirements	1,499.1	1,646.2
Operating Costs (10³ US\$/CD)		
10. Salary and Wages	38.6	40.8
11. Overhead	16.6	17.5
12. Maintenance	80.7	91.9
13. Operating Supplies	4.8	5.2
14. Corporate Overhead	7.5	7.5
15. Insurance	6.3	6.8
16. Catalyst and Chemicals	56.1	53.3
Total Operating Costs	210.6	223.0
US\$/BBL of Crude	0.99	1.05

表 3.39

設 備 一 覧
(ケース: P-11, P-12)

Case Description		Mixed Crude Operation			
Refining Capacity		250,000 BPSD			
Configuration		Hydroskinning		Hydrocracking	
	Unit	No.s	Capacity	No.s	Capacity
<u>Process Units</u>					
Atmospheric Crude Distillation	BPSD	1	250,000	1	250,000
Vacuum Flasher	BPSD	1	36,700	1	46,600
Gas Recovery	BPSD	1	7,500	1	9,900
Naphtha Hydrodesulfurizer	BPSD	1	52,900	1	52,900
Catalytic Reformer	BPSD	1	19,300	1	19,300
Kerosene Hydrodesulfurizer	BPSD	1	35,300	1	35,300
Gas Oil Hydrodesulfurizer	BPSD	1	54,200	1	58,600
Vacuum Gas Oil Hydrodesulfurizer	BPSD	1	20,500	-	-
Vacuum Gas Oil Hydrocracker	BPSD	-	-	1	26,000
Atmos. Residue Hydrodesulfurizer	BPSD	1	63,400	1	52,800
Visbreaker	BPSD	-	-	1	20,700
Hydrogen Generator	10 ⁶ m ³ /D	1	1.60	2	1.17
Gas Treater	TPSO-H ₂ S	2	210	2	200
Sulfur Recovery	TPSO-S	2	190	2	180
Foul Water Stripper	TPSD	1	2,120	1	2,340
<u>Utilities System</u>					
Steam Generator	Ton/H	3	320	3	320
Power Generator	KW	4	16,000	4	18,000
Sea Water Intake	Ton/H	1	10,000	1	11,400
Desalinator	Ton/D	3	4,800	3	5,600
BFW Treatment	Ton/H	3	420	3	480
Cooling Water System	Ton/H	2	18,000	2	20,000
Refinery Fuel, Air & Inert Gas System					
Utilities Distribution					
<u>Total Tantage</u>	10 ³ K1		2,566		2,691

表 3.40

製 品 一 覧
(ケース : P-11, P-12)

Case Description	Mixed Crude Operation			
	250,000 BPSD			
Configuration	Hydroskimming		Hydrocracking	
	BPCD	%	BPCD	%
Gasoline	21,250	10.0	21,250	10.0
Naphtha	21,000	9.9	28,090	13.2
Kerosene	29,960	14.1	39,240	18.5
Gas Oil	45,150	21.2	55,950	26.3
L/S Fuel Oil (0.1%S)	59,380	27.9	38,050	17.9
M/S Fuel Oil (1.5%S)	14,850	7.0	9,510	4.5
Bunker Fuel Oil	6,380	3.0	6,380	3.0
Total Salable Products	197,970	93.1	198,470	93.4

表 3.41

経 済 評 価 一 覧
(ケース：P-21, P-22)

Case Description		Crude Process Ratio: 1L/1H = 6/4				
Refining Capacity		250,000 BPSD				
Configuration		Hydroskimming		Hydrocracking		
Capital Require- ments (100US\$)	1. Refinery	Fixed Investment	1,336.3		1,456.2	
		Working Capital	152.3		157.6	
		Subtotal Refinery	1,488.6		1,613.8	
	2. CTS	Fixed Investment	474.3		475.0	
		Working Capital	444.6		445.7	
	Subtotal CTS	918.9		920.7		
	Grand Total		2,407.5		2,534.5	
Required Average Product Price Constitutions (US\$/BBL)	Cost Items		Cost by Item	Accumula- tion	Cost by Item	Accumula- tion
	1. Crude Oil Cost (FOB)		12.68	12.68	12.68	12.68
	2. Refinery Margin					
	- Operating Costs		1.04		1.09	
	- Refinery Fuel and Losses		0.91		0.88	
	- Cost of Working Capital		0.17		0.17	
	- Capital Recovery		2.88		3.13	
	Subtotal Refinery Margin		5.00	17.68	5.27	17.95
	3. Bunker Fuel Oil Adjustment		0.25	17.93	0.25	18.20
	4. Ocean Freight (Refined Products)		1.73	19.66	1.75	19.95
	5. Refined Product Import Tariff		0.90	20.56	0.95	20.90
6. CTS Margin						
- Operating Costs		0.29		0.29		
- Cost of Working Capital		0.38		0.38		
- Capital Recovery		1.15		1.15		
Subtotal CTS Margin		1.82	22.38	1.82	22.72	
7. Ex-CTS Required Av. Product Price			22.38		22.72	
8. Av. Product Value in 1983, Japan			17.83		17.94	

表 3.42

所要総資本および運転費
(ケース：P-21, P-22)

Case Description	Crude Process Ratio IL/IH = 60/40	
Refining Capacity	250,000 BPSD	
Configuration	Hydroskimming	Hydrocracking
<u>Capital Requirements (10⁶ US\$)</u>		
1. Process Units	402.8	476.9
2. Utilities System	183.3	195.9
3. Offsite/Auxiliaries	370.0	379.9
4. Product Transfer	189.5	189.5
5. Paid-up Royalties	3.5	5.8
6. Initial Catalyst and Chemicals	11.8	14.7
7. Pre-operating Expenses	39.1	40.3
8. Interest during Construction	136.3	153.2
9. Working Capital	152.3	157.6
Total Capital Requirements	1,488.6	1,613.8
<u>Operating Costs (10³ US\$/CD)</u>		
10. Salary and Wages	38.6	40.8
11. Overhead	16.6	17.5
12. Maintenance	80.0	89.3
13. Operating Supplies	4.7	5.1
14. Corporate Overhead	7.5	7.5
15. Insurance	6.2	6.7
16. Catalyst and Chemicals	52.8	49.0
Total Operating Costs	206.4	215.9
US\$/BBL of Crude	0.97	1.02

表 3.43

設 備 一 覧
(ケース: P-21, P-22)

Case Description		Crude Process Ratio IL/IH=60/40			
Refining Capacity		250,000 BPSD			
Configuration		Hydroskinning		Hydrocracking	
	Unit	No.s	Capacity	No.s	Capacity
Process Units					
Atmospheric Crude Distillation	BPSD	2	125,000	2	125,000
Vacuum Flasher	BPSD	1	27,400	1	38,000
Gas Recovery	BPSD	1	7,700	1	9,600
Naphtha Hydrodesulfurizer	BPSD	1	53,400	1	53,300
Catalytic Reformer	BPSD	1	19,300	1	19,300
Kerosene Hydrodesulfurizer	BPSD	1	35,600	1	35,600
Gas Oil Hydrodesulfurizer	BPSD	1	54,200	1	58,600
Vacuum Gas Oil Hydrodesulfurizer	BPSD	1	14,000	-	-
Vacuum Gas Oil Hydrocracker	BPSD	-	-	1	20,400
Atmos. Residue Hydrodesulfurizer	BPSD	1	69,500	1	58,600
Visbreaker	BPSD	-	-	1	19,200
Hydrogen Generator	10 ⁶ N ₂ /D	1	1.62	2	1.08
Gas Treater	TPSD-H ₂ S	2	210	2	200
Sulfur Recovery	TPSD-S	2	180	2	180
Foul Water Stripper	TPSD	1	1,980	1	2,150
Utilities System					
Steam Generator	Ton/H	3	310	3	320
Power Generator	KW	4	16,000	4	17,000
Sea Water Intake	Ton/H	1	9,600	1	11,000
Desalinators	Ton/D	3	4,600	3	5,400
BFW Treatment	Ton/H	3	400	3	460
Cooling Water System	Ton/H	2	17,000	2	19,000
Refinery Fuel, Air & Inert Gas System					
Utilities Distribution					
Total Tantage	10³\$1		2,577		2,676

表 3.44

製 品 一 覧
(ケース : P-21, P-22)

Case Description	Crude Process Ratio IL:IH = 6:4			
Refining Capacity	250,000 BPSD			
Configuration	Hydroskimming		Hydrocracking	
	BPCD	%	BPCD	%
Gasoline	21,250	10.0	21,250	10.0
Naphtha	21,130	9.9	26,950	12.7
Kerosene	30,220	14.2	37,520	17.7
Gas Oil	45,100	21.2	53,850	25.3
L/S Fuel Oil (0.1%S)	59,370	27.9	42,240	19.9
M/S Fuel Oil (1.5%S)	14,840	7.0	10,560	5.0
Bunker Fuel Oil	6,380	3.0	6,380	3.0
Total Salable Products	198,290	93.2	198,750	93.6

表 3.45
 経 済 評 価 一 覧
 (ケース：P-31, P-32)

Case Description		Adoption of Coker				
Refining Capacity		250,000 BPSD				
Configuration		Hydrokimming		Hydrocracking		
Capital Require- ments (10 ⁶ US\$)	1. Refinery	Fixed Investment	1,343.8		1,567.5	
		Working Capital	144.3		154.7	
		Subtotal Refinery	1,488.1		1,722.2	
	2. CTS	Fixed Investment	473.6		473.9	
		Working Capital	443.5		444.1	
	Subtotal CTS	917.1		918.0		
	Grand Total		2,405.2		2,640.2	
Required Average Product Price Constitutions (US\$/bbl)	Cost Items		Cost by Item	Accumula- tion	Cost by Item	Accumula- tion
	1. Crude Oil Cost (FOB)		12.65	12.65	12.65	12.65
	2. Refinery Margin					
	- Operating Costs		0.95		1.09	
	- Refinery Fuel and Losses		0.94		0.92	
	- Cost of Working Capital		0.16		0.17	
	- Capital Recovery		2.90		3.49	
	Subtotal Refinery Margin		4.95	17.60	5.58	18.23
	3. Bunker Fuel Oil Adjustent		0.24	17.84	0.26	18.49
	4. Ocean Freight (Refined Products)		1.74	19.58	1.78	20.27
5. Refined Product Import Tariff		0.93	20.51	1.02	21.29	
6. CTS Margin						
- Operating Costs		0.29		0.29		
- Cost of Working Capital		0.38		0.38		
- Capital Recovery		1.15		1.15		
Subtotal CTS Margin		1.82	22.33	1.82	23.11	
7. Ex-CTS Required Av. Product Price			22.33		23.11	
8. Av. Product Value in 1983, Japan			17.88		18.07	

表 3.46

所要総資本および運転費
(ケース：P-31, P-32)

Case Description	Adoption of Coker	
Refining Capacity	250,000 BPSD	
Configuration	Hydroskimming	Hydrocracking
<u>Capital Requirements (10⁶ US\$)</u>		
1. Process Units	399.2	535.8
2. Utilities System	200.4	228.2
3. Offsite/Auxiliaries	367.8	380.3
4. Product Transfer	189.5	189.5
5. Paid-up Royalties	2.6	7.9
6. Initial Catalyst and Chemicals	8.1	16.4
7. Pre-operating Expenses	39.1	40.3
8. Interest during Construction	137.1	169.1
9. Working Capital	144.3	154.7
Total Capital Requirements	1,488.1	1,722.2
<u>Operating Costs (10³ US\$/CD)</u>		
10. Salary and Wages	40.2	42.4
11. Overhead	17.3	18.2
12. Maintenance	80.7	98.6
13. Operating Supplies	4.8	5.5
14. Corporate Overhead	7.5	7.5
15. Insurance	6.3	7.2
16. Catalyst and Chemicals	31.2	35.9
Total Operating Costs	188.0	215.3
US\$/BBL of Curde	0.89	1.01

表 3.47

設 備 一 覧
(ケース：P-31, P-32)

Case Description		Adoption of Coker			
Refining Capacity		250,000 BPSD			
Configuration		Hydroskimming		Hydrocracking	
	Unit	No.s	Capacity	No.s	Capacity
<u>Process Units</u>					
Atmospheric Crude Distillation	BPSD	2	125,000	2	125,000
Vacuum Flasher	BPSD	1	69,000	1	74,100
Gas Recovery	BPSD	1	7,500	1	11,400
Naphtha Hydrodesulfurizer	BPSD	1	52,900	1	52,900
Catalytic Reformer	BPSD	1	19,300	1	19,300
Kerosene Hydrodesulfurizer	BPSD	1	35,300	1	35,300
Gas Oil Hydrodesulfurizer	BPSD	1	64,600	1	65,600
Vacuum Gas Oil Hydrodesulfurizer	BPSD	1	39,200	-	-
Vacuum Gas Oil Hydrocracker	BPSD	-	-	1	42,400
Atmos. Residue Hydrodesulfurizer	BPSD	1	33,100	1	28,900
Delayed Coker	BPSD	1	22,700	1	25,100
Hydrogen Generator	106m ³ /D	1	1.03	2	1.28
Gas Treater	TPSO-H ₂ S	2	210	2	210
Sulfur Recovery	TPSO-S	2	190	2	190
Foul Water Stripper	TPSD	1	2,740	1	2,650
<u>Utilities System</u>					
Steam Generator	Ton/H	3	330	3	360
Power Generator	KW	4	16,000	4	20,000
Sea Water Intake	Ton/H	1	9,600	1	11,600
Desalinators	Ton/D	3	4,600	3	5,900
BFW Treatment	Ton/H	3	390	3	500
Cooling Water System	Ton/H	2	17,000	2	20,000
Refinery Fuel, Air & Inert Gas System					
Utilities Distribution					
<u>Total Package</u>					
	10 ³ x1		2,503		2,634

表 3.48

製 品 一 覧
(ケース : P-31, P-32)

Case Description	Adoption of Coker			
	250,000 BPSD			
Configuration	Hydroskimming		Hydrocracking	
	BPCD	%	BPCD	%
Gasoline	21,250	10.0	21,250	10.0
Naphtha	25,580	12.0	34,730	16.3
Kerosene	29,960	14.1	45,070	21.2
Gas Oil	49,270	23.2	64,710	30.4
L/S Fuel Oil (0.1%S)	52,300	24.6	20,730	9.8
M/S Fuel Oil (1.5%S)	13,080	6.2	5,180	2.4
Bunker Fuel Oil	6,380	3.0	6,380	3.0
Total Salable Products	197,820	93.1	198,050	93.1

表 3.49

経 済 評 価 一 覧
(ケース：P-41)

Case Description		Less Gasoline Production		
Refining Capacity		250,000 BPSD		
Configuration		Hydroskimming		
Capital Require- ments (106USS)	1. Refinery	Fixed Investment	1,330.2	
		Working Capital	150.2	
		Subtotal Refinery	1,480.4	
	2. CTS	Fixed Investment	474.5	
		Working Capital	444.9	
	Subtotal CTS	919.4		
	Grand Total	2,399.8		
Required Average Product Price Constitutions (USS/BBL)	Cost Items		Cost by Item	Accumula- tion
	1. Crude Oil Cost (FOB)		12.65	12.65
	2. Refinery Margin			
	- Operating Costs		1.02	
	- Refinery Fuel and Losses		0.90	
	- Cost of Working Capital		0.17	
	- Capital Recovery		2.86	
	Subtotal Refinery Margin		4.95	17.60
	3. Bunker Fuel Oil Adjustment		0.24	17.84
	4. Ocean Freight (Refined Products)		1.72	19.56
5. Refined Product Import Tariff		0.85	20.41	
6. CTS Margin				
- Operating Costs		0.29		
- Cost of Working Capital		0.38		
- Capital Recovery		1.15		
Subtotal CTS Margin		1.82	22.23	
7. Ex-CTS Required Av. Product Price		22.23		
8. Av. Product Value in 1983, Japan		17.31		

表 3.50

所要総資本および運転費
(ケース：P-41)

Case Description	Less Gasoline Production
Refining Capacity	250,000 BPSD
Configuration	Hydroskimming
Capital Requirements (10⁶ US\$)	
1. Process Units	397.6
2. Utilities System	187.2
3. Offsite/Auxiliaries	367.6
4. Product Transfer	189.5
5. Paid-up Royalties	3.0
6. Initial Catalyst and Chemicals	10.6
7. Pre-operating Expenses	39.1
8. Interest during Construction	135.6
9. Working Capital	150.2
Total Capital Requirements	1,480.4
Operating Costs (10³ US\$/CD)	
10. Salary and Wages	38.6
11. Overhead	14.6
12. Maintenance	79.4
13. Operating Supplies	4.7
14. Corporate Overhead	7.5
15. Insurance	6.2
16. Catalyst and Chemicals	50.2
Total Operating Costs	203.2
US\$/BBL of Crude	0.96

表 3.51

設 備 一 覧
(ケース：P-41)

Case Description		Less Gasoline Production	
Refining Capacity		250,000 BPSD	
Configuration		Hydroskimming	
	Unit	No.s	Capacity
Process Units			
Atmospheric Crude Distillation	BPSD	2	125,000
Vacuum Flasher	BPSD	1	45,400
Gas Recovery	BPSD	1	6,400
Naphtha Hydrodesulfurizer	BPSD	1	52,900
Catalytic Reformer	BPSD	1	9,700
Kerosene Hydrodesulfurizer	BPSD	1	35,300
Gas Oil Hydrodesulfurizer	BPSD	1	50,200
Vacuum Gas Oil Hydrodesulfurizer	BPSD	1	23,300
Atmos. Residue Hydrodesulfurizer	BPSD	1	63,300
Hydrogen Generator	10 ⁶ NM ³ /D	1	1.58
Gas Treater	TPSD-H ₂ S	2	210
Sulfur Recovery	TPSD-S ₂	2	180
Foul Water Stripper	TPSD	1	2,090
Utilities System			
Steam Generator	Ton/H	3	320
Power Generator	KW	4	16,000
Sea Water Intake	Ton/H	1	9,600
Desalinators	Ton/D	3	4,900
BFW Treatment	Ton/H	3	410
Cooling Water System	Ton/H	2	17,000
Refinery Fuel, Air & Inert Gas System			
Utilities Distribution			
Total Tankage	10 ³ Kl		2,544

表 3.52

製 品 一 覧
(ケース : P-41)

Case Description	Less Gasoline Production	
	BPCD	%
Refining Capacity	250,000 BPSD	
Configuration	Hydroskimming	
Gasoline	10,620	5.0
Naphtha	32,380	15.2
Kerosene	29,960	14.1
Gas Oil	41,820	19.7
L/S Fuel Oil (0.1%S)	61,820	29.1
M/S Fuel Oil (1.5%S)	15,460	7.3
Bunker Fuel Oil	6,380	3.0
Total Salable Products	198,440	93.4

表 3.53

経 済 評 価 一 覧
(ケース:P-51)

Case Description		No Medium Sulfur Fuel Oil Production		
Refining Capacity		250,000 BPSD		
Configuration		Hydroskimming		
Capital Require- ments (106USS)	1. Refinery	Fixed Investment	1,389.2	
		Working Capital	157.2	
		Subtotal Refinery	1,546.4	
	2. CTS	Fixed Investment	473.4	
		Working Capital	443.3	
	Subtotal CTS	916.7		
	Grand Total	2,463.1		
Required Average Product Price Constitutions (US\$/BBL)	Cost Items		Cost by Item	Accumula- tion
	1. Crude Oil Cost (FOB)		12.65	12.65
	2. Refinery Margin			
		- Operating Costs	1.12	
		- Refinery Fuel and Losses	0.94	
		- Cost of Working Capital	0.17	
		- Capital Recovery	3.02	
		Subtotal Refinery Margin	5.25	17.90
	3. Bunker Fuel Oil Adjustment		0.25	18.15
	4. Ocean Freight (Refined Products)		1.73	19.88
5. Refined Product Import Tariff		0.90	20.78	
6. CTS Margin				
	- Operating Costs	0.29		
	- Cost of Working Capital	0.38		
	- Capital Recovery	1.15		
	Subtotal CTS Margin	1.82	22.60	
7. Ex-CTS Required Av. Product Price		22.60		
8. Av. Product Value in 1983, Japan		18.06		

表 3.54

所要総資本および運転費
(ケース：P-51)

Case Description	No Medium Sulfur Fuel Oil Production
Refining Capacity	250,000 BPSD
Configuration	Hydroskimming
Capital Requirements (10⁶ US\$)	
1. Process Units	432.8
2. Utilities System	194.1
3. Offsite/Auxiliaries	372.1
4. Product Transfer	189.5
5. Paid-up Royalties	3.9
6. Initial Catalyst and Chemicals	13.9
7. Pre-operating Expenses	39.1
8. Interest during Construction	143.8
9. Working Capital	157.2
Total Capital Requirements	1,546.4
Operating Costs (10³ US\$/CD)	
10. Salary and Wages	38.6
11. Overhead	16.6
12. Maintenance	84.2
13. Operating Supplies	4.9
14. Corporate Overhead	7.5
15. Insurance	6.5
16. Catalyst and Chemicals	64.1
Total Operating Costs	222.4
US\$/BBL of Crude	1.04

表 3.55

設 備 一 覧
(ケース: P-51)

Case Description		No Medium Sulfur Fuel Oil Production	
Refining Capacity		250,000 BPSD	
Configuration		Hydroskimming	
	Unit	No.s	Capacity
<u>Process Units</u>			
Atmospheric Crude Distillation	BPSD	2	125,000
Vacuum Flasher	BPSD	1	25,400
Gas Recovery	BPSD	1	7,500
Naphtha Hydrodesulfurizer	BPSD	1	52,900
Catalytic Reforner	BPSD	1	19,300
Kerosene Hydrodesulfurizer	BPSD	1	35,300
Gas Oil Hydrodesulfurizer	BPSD	1	53,800
Vacuum Gas Oil Hydrodesulfurizer	BPSD	1	13,000
Atmos. Residue Hydrodesulfurizer	BPSD	1	79,600
Hydrogen Generator	$10^6 \text{Nm}^3/\text{D}$	1	1.88
Gas Treater	TPSD- H_2S	2	230
Sulfur Recovery	TPSD- S_2	2	200
Foul Water Stripper	TPSD	1	1,950
<u>Utilities System</u>			
Steam Generator	Ton/H	3	330
Power Generator	KW	4	17,000
Sea Water Intake	Ton/H	1	10,400
Desalinator	Ton/D	3	5,000
BFW Treatment	Ton/H	3	440
Cooling Water System	Ton/H	2	19,000
Refinery Fuel, Air & Inert Gas System			
Utilities Distribution			
<u>Total Tankage</u>	10^3kl		2,604

表 3.56

製 品 一 覧
(ケース : P-51)

Case Description	No Medium Sulfur Fuel Oil Production	
Refining Capacity	250,000 BPSD	
Configuration	Hydroskimming	
	BPCD	%
Gasoline	21,250	10.0
Naphtha	21,180	10.0
Kerosene	29,960	14.1
Gas Oil	44,810	21.1
L/S Fuel Oil (0.1%S)	74,180	34.9
M/S Fuel Oil (1.5%S)	-	-
Bunker Fuel Oil	6,380	3.0
Total Salable Products	197,760	93.1

表 3.57

経 済 評 価 一 覧
(ケース：P-61, P-62)

Case Description		Medium Size Tanker				
Refining Capacity		125,000 BPSD				
Configuration		Hydroskimming		Hydriocracking		
Capital Require- ments (106US\$)	1. Refinery	Fixed Investment	850.0		917.3	
		Working Capital	83.9		88.1	
		Subtotal Refinery	933.9		1,005.4	
	2. CTS	Fixed Investment	291.6		292.0	
		Working Capital	228.8		229.4	
		Subtotal CTS	520.4		521.4	
	Grand Total		1,454.3		1,526.8	
Required Average Product Price Constitutions (US\$/BBL)	Cost Items		Cost by Item	Accumula- tion	Cost by Item	Accumula- tion
	1.	Crude Oil Cost (FOB)	12.65	12.65	12.65	12.65
	2.	Refinery Margin				
		- Operating Costs	1.48		1.55	
		- Refinery Fuel and Losses	0.91		0.88	
		- Cost of Working Capital	0.19		0.19	
		- Capital Recovery	3.65		3.93	
		Subtotal Refinery Margin	6.23	18.88	6.55	19.20
	3.	Bunker Fuel Oil Adjustent	0.29	19.17	0.30	19.50
	4.	Ocean Freight (Refined Products)	2.47	21.64	2.51	22.01
	5.	Refined Product Import Tariff	0.90	22.54	0.95	22.96
6.	CTS Margin					
	- Operating Costs	0.38		0.38		
	- Cost of Working Capital	0.39		0.39		
	- Capital Recovery	1.43		1.43		
	Subtotal CTS Margin	2.20	24.74	2.20	25.16	
	7. Ex-CTS Required Av. Product Price		24.74		25.16	
	8. Av. Product Value in 1983, Japan		17.83		17.93	

表 3.58

所要総資本および運転費
(ケース：P-61, P-62)

Case Description	Medium Size Tanker	
Refining Capacity	125,000 BPSD	
Configuration	Hydroskimming	Hydrocracking
<u>Capital Requirements (10⁶ US\$)</u>		
1. Process Units	247.2	290.1
2. Utilities System	108.8	115.0
3. Offsite/Auxiliaries	236.9	245.1
4. Product Transfer	125.3	125.3
5. Paid-up Royalties	1.8	2.9
6. Initial Catalyst and Chemicals	6.2	7.5
7. Pre-operating Expenses	38.9	40.1
8. Interest during Construction	84.9	91.3
9. Working Capital	83.9	88.1
Total Capital Requirements	933.9	1,005.4
<u>Operating Costs (10³ US\$/CD)</u>		
10. Salary and Wages	38.6	40.8
11. Overhead	16.6	17.5
12. Maintenance	49.3	54.7
13. Operating Supplies	2.9	3.2
14. Corporate Overhead	7.5	7.5
15. Insurance	3.8	4.2
16. Catalyst and Chemicals	27.8	25.8
Total Operating Costs	146.5	153.7
US\$/BBL of Curde	1.38	1.45

表 3.59

設 備 一 覧
(ケース：P-61, P-62)

Case Description		Medium Size Tanker			
Refining Capacity		125,000 BPSD			
Configuration		Hydroskinning		Hydrocracking	
	Unit	No.s	Capacity	No.s	Capacity
Process Units					
Atmospheric Crude Distillation	BPSD	1	125,000	1	125,000
Vacuum Flasher	BPSD	1	14,000	1	19,300
Gas Recovery	BPSD	1	3,800	1	4,700
Naphtha Hydrodesulfurizer	BPSD	1	26,500	1	26,500
Catalytic Reformer	BPSD	1	9,700	1	9,700
Kerosene Hydrodesulfurizer	BPSD	1	17,700	1	17,700
Gas Oil Hydrodesulfurizer	BPSD	1	26,900	1	28,900
Vacuum Gas Oil Hydrodesulfurizer	BPSD	1	7,200	-	-
Vacuum Gas Oil Hydrocracker	BPSD	-	-	1	9,900
Atmos. Residue Hydrodesulfurizer	BPSD	1	34,900	1	30,300
Visbreaker	BPSD	-	-	1	9,400
Hydrogen Generator	10 ⁶ N ₂ /D	1	0.83	2	0.55
Gas Treater	TPSD-K ₂ S	2	100	2	100
Sulfur Recovery	TPSD-S	2	90	2	90
Foul Water Stripper	TPSD	1	990	1	1,120
Utilities System					
Steam Generator	Ton/H	3	160	3	160
Power Generator	KW	3	13,000	3	14,000
Sea Water Intake	Ton/H	1	5,000	1	6,000
Desalinators	Ton/D	3	2,400	3	2,700
BFW Treatment	Ton/H	3	220	3	240
Cooling Water System	Ton/H	1	17,000	1	19,000
Refinery Fuel, Air & Inert Gas System					
Utilities Distribution					
Total Tankage	10 ³ KL		1,277		1,361

表 3.60

製 品 一 覧
 (ケース : P-61, P-62)

Case Description	Medium Size Tanker			
	125,000 - BPSD			
Configuration	Hydroskimming		Hydrocracking	
	BPCD	%	BPCD	%
Gasoline	10,630	10.0	10,630	10.0
Naphtha	10,470	9.9	13,280	12.5
Kerosene	14,980	14.1	18,500	17.4
Gas Oil	22,400	21.1	26,450	24.9
L/S Fuel Oil (0.1%S)	29,970	28.2	21,850	20.6
M/S Fuel Oil (1.5%S)	7,490	7.0	5,460	5.1
Bunker Fuel Oil	3,190	3.0	3,190	3.0
Total Salable Products	99,130	93.3	99,360	93.5

附 録 1

日本立地増設製油所の検討

目 次

	頁
1. 緒 言	1
2. 製油所設備計画および経費の推算	2
2.1 新設製油所設備計画基準	2
2.2 新設製油所の経費推算基準	4
2.3 増設製油所の経費推算	8
3. 経済性の検討	9

添 付 表

表 1 製品構成	14
表 2 設備能力	15
表 3 所要総資本および運転費	16
表 4 経済検討結果	17

1. 結 言

製油所を日本に増設する場合の経費を検討した。

将来の需要をまかなうために日本において既存製油所の増設を行なう場合の既存設備との係わりにおいて増設分に割り当てられるべき機能を特定することは実際問題として不可能である。

特定しがたい主要な要素としては次のものがある。

- 原油構成
- 製品構成
- 既存設備の先行投資の程度
- 建設地特有の条件等

そこで本検討では次の手順に従って増設製油所を計画し、その経費を推算した。

- (1) 日本において処理原油が全てイラン原油で構成されるような製油所が建設される可能性は極めて少ないと思われるが、仮にイラン立地で計画されたと同等の機能を有する製油所が日本に新たに建設されるケースを想定し、その設備計画および経費の推算を行なう。
- (2) 既存製油所に隣接して、もう一つの原油処理系列を増設すると考えた時に、期待しうる新設製油所からの減額要素を考慮して増設製油所の所要設備等を決定し、それをもとに経費の推算を行なう。

尚、イラン立地の製油所を日本立地に置き換えるにあたっては、日本の公害規制および 90 日備蓄要求等の建設条件を考慮した。

増設製油所の経費の推算に際しては、追加投資および経費のみを計上する方式を用いた。

2. 製油所設備計画および経費の推算

2.1 新設製油所設備計画基準

立 地 場 所

特定の場所を規定せず、以下の条件を備えた立地点を想定。

- 平坦な広い土地が既存製油所の隣接地に確保できること。
- 200,000-300,000 DWT級タンカー着棧可能なバースが設置済であること。
- 用地前面に最大 30,000 DWT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設備が在ること。

精 製 能 力

精 製 能 力 : 125,000 BPSD

処 理 原 油

- イラニアン・ライトおよびイラニアン・ヘビー原油各々 50%
- 分 離 処 理

精 製 形 態

- ハイドロスキミング型および水素化分解型の2種

各々の精製形態についての製油所全体のバランスは、下記の前掲条件を設定して線型計画法により算出した。

• ガソリン得率 : 対原油 10%に固定

• バンカー重油得率 : 対原油 3%に固定

• 低硫黄(0.1%)および中硫黄重油(1.5%)の得率 :

ハイドロスキミング型 - 低硫黄 : 中硫黄 = 4 : 1 に固定

水素化分解型 - 低硫黄および中硫黄重油合計でイラン立地の場合と同じ 25.7%に固定

• 灯油の得率を最大とする。

両精製形態についてその製品構成を表1に示した。

用 役 供 給

工業用水は外部から供給されるものとし、他の用役は全て自家発生。

貯 蔵 設 備

90日分備蓄要求を満たす貯蔵設備とした。内分けは次の通り。

- ・原 油 - 運転用 20日および積増用 45日の計 65日分。
- ・製品・半製品 - 運転用 25日分

また、タンク容量を決定するにあたっては、以下の平均貯油率を採用。

- ・運転用タンク - 45パーセント
- ・積増用タンク - 85パーセント

原 油 輸 送

原油は 200,000-300,000 DWT 級の VLCC タンカーで輸送されるものと想定。

公 害 対 策

- ・大気汚染防止 - 自家燃料の平均硫黄分を0.3重量パーセント以下とする。
 - 高さ150mの集合高煙突を設置。
 - 排煙脱硫・脱硝装置は設置せず。
- ・水質汚染防止 - 次の排水基準を設定した。

PH	5.8 ~ 8.6
油 分	最大 1 ppm
COD	最大 15 ppm
SS	最大 15 ppm

2.2 新設製油所の経費推算基準

2.2.1 所要総資本

所要総資本は次の2種類に分けて推算するものとした。

a. 設備投資額 : 償却の対象となる資本

- 設備建設費
- 特許料
- 舢艫・薬品初期費
- 操業前費用
- 建中金利

b. 運転資本 : 償却の対象とならない資本

- 土地代
- 原油・製品在庫
- 舢艫・薬品在庫
- 予備品在庫
- 手持現金

各々の経費の推算基準は次の通り。

設備建設費

日本における現在価格で推算し、下記のエンジニアリングおよび建設工程に従って価格上昇分を見込んだ。

エンジニアリングおよび建設開始	1980年4月1日
建設完了	1983年3月31日
操業開始	1983年10月1日

価格上昇分は次のように設定した。

資材費	年率 5パーセント
人件費	年率 6パーセント

特 許 料

ライセンサーと製油所オーナーとの交渉によって決定されるので、値上りは考慮せず。

船煤・薬品初期費

1982年に購入するものとして年率5パーセント、総計22パーセントの上昇分を考慮。

操業前費用

2千万米ドルを見込むものとした。

建 中 金 利

建設完了まで36ヶ月、試運転期間6ヶ月の工程、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き、支払うべき金利を計算した。

・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

原油備蓄関連設備投資の70% : 年率6.05%

残 額 : 年率8.00%

- 短 期 借 入 金

原油備蓄関連土地代投資の50% : 年率6.05%

原油在庫投資 : 年率4.62%

残 額 : 年率8.00%

運 転 資 本

a. 土 地 代

土地価格は50,000円/坪又は67.87米ドル/m²と想定。

b. 原油/製品在庫

製油所在庫90日分および給積在庫20日分を考慮。

尚、油在庫は全て原油価格(14.00米ドル/バレル)で評価。

c. 炭煤・薬品在庫

炭煤については常圧残渣油水素化脱炭装置1系列1回分相当、薬品については6ヶ月分相当の在庫。

d. 予 備 品 在 庫

設備建設費の1パーセント。

e. 手 持 現 金

原油代を除き2ヶ月分の現金支出経費相当。

2.2.2 運 転 費

9項目から成る直接運転費を以下の推算基準により求めるものとした。

労 務 費

製油所の所要人員数を推定し、平均給与を仮定して労務費を推算した。

新設製油所用の推定所要人員数は次の通り。

部 署	ハイドロスキミング型	水素化分解型
総 務 部	78	78
技 術 部	49	49
工 務 部	117	117
製 造 部	231	256
計	475	500

1978年における平均給与は年間4百万円又は18,200米ドルと仮定し、1983年時点ではこれが年率6パーセント、総計34パーセント上昇するものとして算出。

管 理 費

管理費は労務費の 43 パーセントとして算出。

保 全 費

保全費は各々の設備について設備建設費に対して下記の比率より算出。

精 製 装 置	3.5 %/年
用 役 設 備	2.5 %/年
オフサイト/付帯設備	1.5 %/年
製品輸送設備	1.0 %/年

諸 経 費

諸経費は設備建設費に対して年間 0.15 パーセントとした。

本 社 経 費

本社経費は東京に本社を設立するものとして推算した。

保 険 料

- 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

- 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

放 煤 ・ 薬 品 費

1983年における放煤・薬品費は1978年における日本で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算出。

用 役 費

工業用水は購入するものとし、その価格は0.09米ドル/トンとした。

2.3 増設製油所の経費推算

既存製油所に隣接する増設製油所に対する追加投資および運転費等の経費は新設製油所の場合を基準とし部分的あるいは全体的に割愛できる経費項目を検討することにより推算した。

本調査では、増設製油所の追加投資および運転費の新設製油所ベースに対する割合を以下の通り設定し、経費推算を行なった。

a. 追加投資

	対新設比率
・土地：既得	不 要
・原油荷揚用シーバース：既存設備を利用	不 要
・製品出荷棧橋：1部既存設備を利用	50%
・用 役 設 備：予備装置は設置せず	予備装置不要
・排水処理設備：	
- バラスト水処理設備	50%
- そ の 他	100%
・硫黄取扱設備：	
- 出 荷 設 備	不 要
- そ の 他	100%
・混合および出荷ポンプ：	50%
・通 信 設 備：	10%
・建 家 設 備：	10%
・オフサイト計装設備およびコンピューター：	
- コンピューター	20%
- 計器盤を含む計装設備	80%
・タグポート等：	不 要

ほぼ新設並に建設するものとしては、

- ・精製装置
- ・貯油設備(90日分)
- ・消火設備
- ・フレア-/ブローダウン設備
- ・共通土木設備-道路、主排水路、緑地帯等、

b. 運 転 費

対新設比率

・労 務 費：追加運転要員は下記のように設定した。

　　- 精製装置のオペレーター 100%

　　- その他 20%

・本 社 経 費： 不 要

以下の経費は新設の場合と同じとした。

- ・管 理 費
- ・保 全 費
- ・諸 経 費
- ・保 険 料
- ・固 定 資 産 税
- ・船 煤・薬 品 費
- ・用 役 費

以上の基準から計画した増設製油所の設備能力を表2に示し、また、それに基づいて推算した追加投資額および運転費を表3に示す。

3. 経済性の検討

以上の検討結果に基づき、また各経済諸元を設定し、コンピューターシミュレーションにより経済性の検討を行なった。

検討結果を表4に示す。

本表中の製油所渡し所要製品平均価格(Ex-Refinery Required Av. Product Price)は次の6項目の合計である。

- ・原油 FOB 価格
- ・原油海上輸送運賃
- ・原油輸入関税
- ・製油所マージン
- ・原油 45 日備蓄費
- ・パンカー重油分調整

原油 45 日備蓄が所要製油所マージンに及ぼす影響を評価するために、備蓄費は全製油所マージンと分離表示した。

所要総資本

先に推算した所要総資本を製油所関連および原油 45 日備蓄関連に分割した。

原油 FOB 価格

1978 年 6 月末現在の公示価格を使用し、上昇分は考慮せず。

イラニアン・ライト原油	12.81 米ドル/バレル
イラニアン・ヘビー原油	12.49 米ドル/バレル
平 均	12.65 米ドル/バレル

原油海上輸送運賃

1978 年におけるカーグ島-横浜間のワールドスケールフラットフレートは 10.70 米ドル/ロングトンであり、又 1978 年 1 月-4 月における VLCC の AFRA レートは約 WS45 である。年率 6 パーセント、総計 34 パーセント上昇するものとして、1983 年における海上運賃は 0.87 米ドル/バレルとなる。

原油輸入関税

1978 年における原油輸入関税 (640 円/キロリットル 又は 0.46 米ドル/バレル) を使用し、上昇分は考慮せず。

製油所マージン

自己資本利益率 (ROE) 11.8 パーセントを達成するための所要製油所マージンを使用した。

製油所マージンは以下の条件に基づいて計算し、原油 45 日備蓄費は含んでいない。

- 原油価格 : 13.98 米ドル/バレル
- 操業期間 : 20 年
- 所得税率 : 55 パーセント
- 所得税減免 : なし
- 減価償却 : 10 年定額償却、残存簿価なし。
- 稼働率 : 85 パーセント、但し最初の 12 ヶ月は 60 パーセント
- 自己資本 : 建中金利を除く総設備投資額の 25 パーセント
- 配当 : 普通配当 (最高 10 パーセント)
優先配当なし

金利

長期借入金

原油備蓄関連設備投資の 70% 年率 6.05%

残 額 年率 8.00%

短期借入金

原油備蓄関連土地代投資の 50% 年率 6.05%

原油在庫投資 年率 4.62%

残 額 年率 8.00%

返済条件

長期借入金 : 余剰資金より一定の配当を除いた残額を充当。

短期借入金 : 1 年以内、更新可能

所要自己資本利益率 : 11.8 パーセント

製油所マージンを更に以下の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バレル当りの直接運転費。
- ・自家燃料およびロス : 精製工程に因る製品の減損であり、原油価格で評価し次式に基き計算される。

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

ここで、

L_p : 自家燃料およびロス (米ドル/製品バレル)

C_o : 原油価格 (米ドル/バレル)

Y_p : 全製品得率 (-)

- ・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/製品バレルで表示する。
- ・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バ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金利を差引いたものと定義する。

原油45日備蓄費

ROE(DCF)11.8パーセントを達成するための所要マージンを備蓄経費とした。本マージンは製油所マージンの計算に用いたものと同じ経済条件に基き、コンピューターシミュレーションにより計算した。

更に、本マージンは下記の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
- ・運転資本金利
- ・資本の回収

ハ バンカー重油分調整

バンカー重油を除く所要製品平均価格になるように調整を行なった。

調整は、バンカー重油の価格を 11.8 米ドル/バレルとして、次式を用いて計算した。

$$Ab = \frac{(Yp \cdot Pf - 0.03 \times 11.8)}{(Yp - 0.03)} - Pf$$

ここで、 Ab : バンカー重油分調整 (米ドル/製品バレル)

Yp : 全製品得率 (-)

Pf : 製油所産し所要製品平均価格(米ドル/バレル)

定数 0.03 はバンカー重油得率である。

日本におけるバンカー重油価格は、ガルフ湾岸市場での価格にカーグ島-横浜間の海上運賃を加えた値である。

ガルフ湾岸市場におけるバンカー重油価格 10.3 米ドル/バレルは、1978 年上半期の硫黄分 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り、上昇分は考慮していない。海上運賃としては既存の 60,000 DWT 級タンカーに対する値を用い、1983 年においては 1.5 米ドル/バレルと推算した。

1983 年時点の日本における製品価格による評価

第 2 編、第 11 章「経済性の検討」附録 2 で述べた推定製品価格に基き、1983 年時点での日本における本増設製油所からの製品価格を評価した。

表 1
製 品 構 成

Configuration	Hydroskimming		Hydrocracking	
	BPCD	%	BPCD	%
Gasoline	10,630	10.0	10,630	10.0
Naphtha	10,670	10.0	13,570	12.8
Kerosene	14,980	14.1	18,680	17.6
Gas Oil	21,240	20.0	25,970	24.4
L/S Fuel Oil (0.1%S)	30,570	28.8	12,210	11.5
M/S Fuel Oil (1.5%S)	7,640	7.2	15,090	14.2
Bunker Fuel Oil	3,190	3.0	3,190	3.0
Total Salable Products	98,920	93.1	99,340	93.5

表 2

設 備 能 力

Configuration		Hydroskimming		Hydrocracking	
Facilities	Unit	No.s	Capacity	No.s	Capacity
Process Units					
Atmospheric Crude Distillation	BPSD	1	125,000	1	125,000
Vacuum Flasher	BPSD	1	8,400	1	20,100
Gas Recovery	BPSD	1	3,800	1	4,800
Naphtha Hydrodesulfurizer	BPSD	1	26,500	1	26,500
Catalytic Reformer	BPSD	1	9,700	1	9,700
Kerosene Hydrodesulfurizer	BPSD	1	17,700	1	17,700
Gas Oil Hydrodesulfurizer	BPSD	1	26,200	1	29,100
Vacuum Gas Oil Hydrodesulfurizer	BPSD	1	4,300	-	-
Vacuum Gas Oil Hydrocracker	BPSD	-	-	1	10,300
Atmos. Residue Hydrodesulfurizer	BPSD	1	44,700	1	33,100
Visbreaker	BPSD	-	-	1	9,900
Hydrogen Generator	10 ⁶ km ³ /D	1	1.04	2	0.60
Gas Treater	TPSD-H ₂ S	1	240	1	220
Sulfur Recovery ¹⁾	TPSD-S	1	220	1	200
Foul Water Stripper	TPSD	1	910	1	1,130
Utilities System					
Steam Generator	Ton/H	2	160	2	150
Power Generator	KW	2	14,000	2	14,000
BFW Treatment	Ton/H	2	220	2	230
Raw Water Treatment	Ton/H	2	310	2	330
Cooling Water System	Ton/H	1	12,000	1	12,000
Total Tankage	10 ³ k1		2,440		2,450

注1 : テールガス処理装置を含む。

表 3

所要総資本および運転費

Configuration	Hydroskimming	Hydrocracking
Capital Requirements (10⁶ US\$)		
1. Process Units	212.2	238.0
2. Utilities System	49.9	49.1
3. Offsite/Auxiliaries	223.7	225.5
4. Product Transfer	13.5	13.5
5. Paid-up Royalties	2.5	3.4
6. Initial Catalyst and Chemicals	8.0	8.5
7. Pre-operating Expenses	10.0	10.0
8. Interest during Construction	73.0	76.8
9. Working Capital	176.0	175.1
Total Capital Requirements	768.0	799.9
Operating Costs (10³ US\$/CD)		
10. Salary and Wages	12.7	14.3
11. Overhead	5.4	6.2
12. Maintenance	33.3	35.8
13. Operating Supplies	2.1	2.2
14. Insurance	3.2	3.4
15. Properties Tax	11.8	12.5
16. Catalyst and Chemicals	34.5	27.4
17. Purchased Utilities	0.9	1.0
Total Operating Costs	103.9	102.8
US\$/BBL of Crude	0.98	0.97

表 4
經 濟 檢 討 結 果

Configuration		Hydroskinning		Hydrocracking		
Capital Require- ments (100 US\$)	1. Refinery	Fixed Investment	541.9		573.8	
		Working Capital	111.8		110.7	
		Sub-Total Refinery	653.7		684.5	
	2. 45 days' Crude Stockpile	Fixed Investment	50.9		51.0	
		Working Capital	64.2		64.4	
	Sub-Total stockpile	115.1		115.4		
	Grand Total		768.8		799.9	
Required Average Product Price Constitutions (US\$/BBL)	Cost Items		Cost by Item	Accumula- tion	Cost by Item	Accumula- tion
	1. Crude Oil Cost (FOB)		12.65	12.65	12.65	12.65
	2. Ocean Freight (Crude Oil)		0.87	13.52	0.87	13.52
	3. Crude Oil Import Tariff		0.46	13.98	0.46	13.98
	4. Refinery Margin					
	- Operating Costs		1.01		1.00	
	- Refinery Fuel and Losses		1.04		0.97	
	- Cost of Working Capital		0.23		0.23	
	- Capital Recovery		2.38		2.51	
	Sub-Total Refinery Margin		4.66	18.64	4.71	18.69
5. 45 days' Crude Stockpile Cost						
- Operating Costs		0.04		0.04		
- Cost of Working Capital		0.08		0.08		
- Capital Recovery		0.22		0.22		
Sub-Total Stockpile Margin		0.33	18.97	0.33	19.02	
6. Bunker Fuel Oil Adjustment		0.24	19.21	0.24	19.26	
7. Ex-Refinery Required Av. Product Price			19.21		19.26	
8. Av. Product Value in 1983, Japan			17.81		17.63	

第 5 卷

市 場 調 査

第 5 卷

市 場 調 查

目 次

日本における石油製品需要見通し

- 1983年, 1988年予測 -

	頁
1. 石油製品需要の現状	1
1.1 最近の一次エネルギー供給	1
1.2 石油製品需要の実績	1
2. 1983年石油製品需要見通し	5
2.1 前提となるマクロ経済フレーム	5
2.2 石油を除く一次エネルギー供給	5
2.3 1983年度製品別需要予測	7
3. 1988年石油製品需要見通し	15
3.1 前提となるマクロ経済フレームの見通し	15
3.2 石油を除く一次エネルギー供給の見通し	16
3.3 1988年石油製品需要見通し	17
4. 検討結果	26

東南アジア諸国の石油需給動向

5. 主要東南アジア諸国の石油需給	29
5.1 タイ	29
5.2 インドネシア	38
5.3 マレーシア	46
5.4 シンガポール	51
5.5 フィリピン	57
6. 東南アジアの石油フロー (1985年)	62
6.1 フロー予想の前提	62
6.2 東南アジアの石油フロー	67

附録1 ベルジャワに於ける石油製品価格の日本市場への競争力の検討	
----------------------------------	--

捜入表， 図目次

一日 本一

	頁
第 1 表 日本的一次エネルギー供給実績	3
第 2 表 石油製品需要実績	4
第 3 表 1983年原子力発電能力見通し	5
第 4 表 LNG 輸入計画	6
第 5 表 1983年石油製品を除く一次エネルギー供給前提	7
第 6 表 1983年度地域別燃料需要 (Nox 規制ケース)	10
第 7 表 1983年度地域別 Sox、Nox 排出量	11
第 8 表 B・C 重油硫黄分別構成	12
第 9 表 1983年度燃料需給バランス表 (Nox 規制ケース)	13
第 10 表 燃料油需給構成比	14
第 11 表 '78~'88年 GNP、IIP 見通し	15
第 12 表 1988年度原子力発電能力見通し	16
第 13 表 1988年石油製品を除く一次エネルギー供給前提	17
第 14 表 1988年度地域別燃料需要 (ベースケース)	19
第 15 表 1988年度燃料需給バランス表 (ベースケース)	20
第 16 表 燃料油需給構成比比較 (1977年、1988年)	21
第 17 表 1988年度地域別燃料需要 (Nox 規制ケース)	22
第 18 表 1988年度燃料需給バランス表 (Nox 規制ケース)	23
第 19 表 1988年度燃料油需給構成比比較	24
第 20 表 地域別 Sox、Nox 排出量	25
第 21 表 石油製品供給予測	27
第 1 図 石油製品需要予測概念図	9
第 2 図 製油所の製品パターン	28

捜 入 表 , 図 目 次

- タ イ -

	頁
第22表 部門別石油消費実績	30
第23表 石油製品別消費実績	31
第24表 原油輸入の推移	32
第25表 精製能力	34
第26表 石油製品の生産、輸入、輸出	34
第27表 石油製品別自給率	36
第28表 石油製品別需要見通し	36
第3図 原油輸入構成比の変化	32

- インドネシア -

第29表 インドネシアの石油製品需要	39
第30表 インドネシアの石油製品需給バランスの推移	40
第31表 石油製品別需要見通し(1977~1984年)	43
第32表 製油所能力見通しと自家燃料消費量(1977~1984年)	44

- マレーシア -

第33表 石油製品国内需要	45
第34表 原油の需給バランス	45
第35表 原油製産量	47
第36表 原油輸入量と供給ソース	47
第37表 マレーシアの製油所の精製装置設計能力	49

捜入表， 図目次

— シンガポール —

	頁
第38表 シンガポールの石油製品需要	52
第39表 シンガポールの原油・石油製品輸入数量実績(1975年、1976年)	54
第40表 シンガポールの製品別石油輸出入実績推移	55

— フィリピン —

第41表 製品別石油消費量	58
第42表 フィリピンの精製能力と稼働率(1975年)	58
第43表 部門別最終エネルギー需要見通し	61
第44表 石油製品別需要見通し	61

— 東南アジア諸国の石油フロー —

第45表 1985年アジア地域の石油製品需要	63
第46表 原油別地域内供給可能量と原油性状	64
第47表 国別石油精製既存能力	65
第48表 1985年原油フロー予測	68
第49表 1985年石油製品フロー予測(全製品)	69
第50表 1985年国別精製能力	71
第51表 国別石油需給バランス(1985年)	72

日本における石油製品需要見通し

— 1983年、1988年予測 —

1. 石油製品需要の現状

1.1 最近の一次エネルギー供給

わが国の一次エネルギー供給は、石油危機のあった1973年をピークにして、'74年は前年度比0.1%減、'75年は4.6%減と2年連続の減少を示した。一方'76年に入ると輸出需要に支えられた経済活動の一時的な拡大と厳冬によるエネルギー需要の増大によって、一次エネルギー供給は、前年度比5.2%増と3年ぶりに増勢に転じた。しかしエネルギー需要は'77年度で再び減少傾向を辿りこのため一次エネルギー供給も前年度比僅かに1.7%増(暦年)という低い伸びとなった。

このように最近のわが国の一次エネルギー供給は'76年にみられた一次的増大を除けば、この間の伸びは極めて低いものとなっている。これを実際の数字でみると'73年度の一次エネルギー供給は石油換算で約4億460万kcalであったが、'77年(暦年)は4億670万kcalと僅かに200万kcalの増加にとどまっている。

第1表はこの間の事情を'76年、'77年についてみたものである。ここから最近のわが国における一次エネルギー供給の特徴を拾ってみると、第1に石油供給のウエイトは依然として70%以上を占め極めて高いものとなっている。この最大の理由は原子力発電の建設の遅れによるものであるが、短期的には'77年で現われたように原子力発電所の低稼働率、渇水による水力の低下等が石油の依存度をさらに引上げる役割を果たしている。第2はLNGの供給は一貫して急速な拡大を示していることである。また、第3は鉄鋼の生産水準の低下によって原料炭供給が著しく減少したため、一般炭を含む石炭の供給量はこの3年間ほとんど横ばいとなっている点である。

2.2 石油製品需要の実績

第2表は石油危機後の'74年度から'77年度までの4年間の石油製品需要を示したものである。まず燃料油全体の需要水準は'77年の2億1,950万kcalから'77年には2億2,810万kcalへと増大したものの、3年間の増加量は僅かに860万kcal(3.9%増)にとどまっており、3年間の平均伸び率も1.3%にすぎない。年度別にみると'76年が景気の一時的回復と厳冬とによって前年度比7.2%の増加となったほかは、'74、'75両年がマイナス成長

となり、'77年度も僅かに0.1%の伸びとなっている。

これを油種別の伸び率でみるとガソリンはこの3年間に年率平均5.2%で伸びており、伸び率としては各油種のなかで相対的に高いものとなっている。しかし'75年以降伸び率は年々低下傾向にある。ナフサの伸びは3年間で僅かに1.4%増にとどまっており、石油化学の不振を反映して極めて低調なものとなっている。また、灯油、A重油は'76年に暖房用需要の増大によって大體な伸びを示したものの3年間の平均では、各々2.9%と1.0%の伸びにとどまっている。

これに対してジェット燃料と軽油は石油危機後の国内の交通運賃体系の変化にともない航空および陸上自動輸送が拡大したため増加し、ジェット燃料が年平均7.2%、軽油も4.6%と相対的に高い伸びを示した。一方燃料油需要の約40%を占めるC重油は産業活動の長期にわたる不振と他の燃料ないしはエネルギー源への代替、省エネルギー等の影響によって、3年間の平均伸び率は僅かに0.8%となった。なかでも一般産業用C重油の需要は不振を極めており年率3.1%の減少となった。これに対して電力用C重油の伸びは年率6.1%で増加し、一般産業用の減退を相殺した形となった。

電力用C重油の需要が増加した理由は電力需要が石油に比べ平均6%前後の高い伸びとなった反面、原子力発電の稼働率と温水による水力の減退が火力発電の稼働率を上げたことによる。

この結果燃料油の需要構成を'74年と'77年で比較してみるとガソリン、ナフサの軽質油が28.0%から29.2%へ増加、ジェット燃料、灯油、軽油、A重油の中間油も28.0%へ増大している。反対にB、C重油は45.3%から42.8%へと2.5%減少し、この間に需要構造いわゆる「自由化」が進んだことを示している。

第1表 日本の一次エネルギー供給実績

	1976			1977		
	Amount (10^{10} Kcal)	Ratio (%)	Growth (1976/1975)	Amount (10^{10} Kcal)	Ratio (%)	Growth (1977/1976)
Electricity	29,438	7.8	20.5	24,272	6.3	-17.6
Hydropower	20,436	5.4	6.9	17,371	4.5	-15.0
Nuclear power	9,002	2.4	69.4	6,901	1.8	-23.3
Coal	58,474	15.6	-3.1	58,794	15.4	0.5
Domestic	12,198	3.3	-3.2	12,040	3.2	-1.2
Imported	46,276	12.3	-3.1	46,754	12.2	1.0
Petroleum	277,392	73.8	4.3	286,841	75.0	3.4
Domestic	634	0.2	-4.4	651	0.2	2.7
Imported	276,758	73.6	5.1	286,190	74.8	3.4
Natural gas	10,440	2.8	19.8	12,404	3.3	18.8
Domestic	2,702	0.7	2.0	2,975	0.8	10.1
Imported	7,738	2.1	27.5	9,429	2.5	21.9
Domestic Total	44,972	12.0	11.5	39,938	10.5	-11.2
Imported Total	330,772	88.0	3.6	342,373	89.5	3.5
Grand Total	375,744	100.0	4.5	382,311	100.0	1.7

第 2 表 石油製品需要実績

	Product Demand (10 ³ kl)				Demand Pattern (%)				Growth Rate (%)			
	FY1974	FY1975	FY1976	FY1977	FY1974	FY1975	FY1976	FY1977	1974/73	1975/74	1976/75	1977/76
Gasoline	27,112	28,995	30,439	31,575	12.3	13.6	13.4	13.8	- 0.4	6.9	5.0	3.7
Naphtha	34,457	32,031	35,524	34,928	15.7	15.1	15.6	15.4	- 4.9	- 7.0	10.9	- 1.7
Jet Fuel	1,885	2,058	2,105	2,321	1.0	1.0	0.9	1.0	12.7	9.2	2.3	10.3
Kerosene	21,394	21,663	24,830	23,318	9.7	10.2	10.9	10.2	- 2.4	1.3	14.6	- 6.1
Gas Oil	15,806	15,996	16,948	18,090	7.2	7.5	7.4	7.9	- 5.7	1.2	6.0	6.7
A-Fuel Oil	19,648	18,993	20,361	20,233	8.9	8.9	8.9	8.9	1.7	- 3.3	7.2	- 0.6
B-Fuel Oil	11,918	10,618	9,481	8,231	5.4	5.0	4.2	3.6	- 7.3	-11.0	-10.7	-13.2
C-Fuel Oil	87,326	82,285	88,232	89,416	39.8	38.7	38.7	39.2	-11.1	- 5.8	7.2	1.3
for power generation	35,557	36,313	39,290	42,342	16.2	17.1	17.2	18.6	-17.6	2.1	8.2	7.8
for general use	51,769	45,972	48,942	47,074	23.6	21.6	21.5	20.6	- 5.7	-11.2	6.5	- 3.8
Heavy Fuel Oil Total	118,892	111,896	118,074	117,880	54.1	52.6	51.8	51.7	- 8.8	- 5.9	5.5	- 0.2
Fuel Oil Total	219,546	212,639	227,920	228,112	100.0	100.0	100.0	100.0	- 6.2	- 3.1	7.2	- 0.1

2. 1983年石油製品需要見通し

2.1 前提となるマクロ経済フレーム

そこで上述のような石油危機後のわが国における石油製品需給の状況を踏えて将来の予測をおこなう必要がある。

その場合最も重要な問題は、いまでもなく今後の経済成長がどの程度になるかという点である。しかし、'78年度以降'83年までの経済成長の見通しを確定することは、現時点では極めて難しい。そのためこれまでの実績と政府および民間研究機関の見通し等をもとにここでは年率6.4%の実質成長率を前提とした。また鉱工業生産指数の伸び率は主要産業の生産指数の伸び率をもとに年率5.2%の伸びとした。このような経済フレームを採用する前提としては、中間的にみてわが国にとって現在の経済状況を脱出するためには6%以上の実質成長が必要である。またOECD内部においてもわが国が相対的に高成長を維持し内需を拡大することが強く期待されていることもこのような成長見通しとなる背景である。

2.2 石油を除く一次エネルギー供給

予測に当たって必要な第2の重要な前提は、一次エネルギー供給全体のなかで石油製品以外のエネルギー供給量の規模である。

そのうち水力については今後大幅な能力の増加は期待できず発電力は'77年の16,920千kWに対して'83年で18,200千kW程度とみられる。また地熱も開発単位として小規模なものが多くならざるを得ないことから、'83年で290千kW('77年実績47千kW)程度と予想される。

これに対して今後大幅な拡大が期待される原子力発電能力は次のように予想される。

第3表 1983年原子力発電能力見通し

Existing facilities (as of the end of March, 1977)	7,994 million kw (14 plants)
Under construction or planning	11,917 " (14 ")
Total	19,911 million kw (28 plants)

(注) 建設中建設準備中の能力は1983年度中に運転予定の能力

'83年度末までに完成予定で現在建設中ないしは準備中の能力は約12,000千kWでこれらが予定通り完成した場合の合計能力は約20,000千kWに達する。さらに石炭火力は、石油危機後のエネルギー源多様化の要請に対応して今後段階的に拡大することが予想される。しかしわが国の場合大気汚染対策などその拡大には多くの問題があることも事実である。石炭火力の既存能力（共同火力を含む）は、現在4,442千kW（石炭消費量約7,500千トン）で'83年にはこれに竹原（700千kW）、松島1号、2号（合計1000千kW）の能力増が予想されるため、既存能力と合せた合計能力は、6,492千kW（石炭消費量約11,000千トン）と予想される。

一方LNGの輸入量は既契約分の15,660千トンをベースに'83年には約19,000千トンの輸入規模になると予想される。

第4表 LNG 輸 入 計 画

Contracted		Planned	
Supplier	Annual Contract Volume	Supplier	Annual Contract Volume
Alaska	960,000 tons	Sarawak	6,000,000 tons
Brunei	5,140,000 tons	Iran	2,500,000 tons
Abu Dhabi	2,060,000 tons	Australia	6,000,000 tons
Indonesia	7,500,000 tons	Qatar	7,500,000 tons
Total	15,660,000 tons	Total	22,000,000 tons

第5表 1983年石油製品を除く一次エネルギー供給前提

Power generation capacities, 10 ³ kw	44,901
Hydropower	18,200
Geothermal power	290
Nuclear power	19,911
Steam power	6,500
Imported LNG, 10 ³ tons	18,045
for Power generation	14,000
for City gas	3,800
for Others	245
Crude Oils for direct burning, 10 ³ kl	22,300

このなかにはイラン(カリンガス)からの供給が期待されるほかインドネシアからの増量が考えられている。また計画中のサラワク、オーストラリア、カタール等はいずれも'85年以降の供給になる可能性が高い。

この他電力用原油生だし量については毎年数量が決定されることになっており、ここでは'83年について現状と同水準の22,300千klとした。

2.3 1983年度製品別需要予測

以上の経済フレームおよび一次エネルギー供給量の前提をもとに'83年度の石油製品別、用途別、地域別、需要量を算出した。予測に当たってはまず、全体の需要を算出しそれを競合燃料と非競合燃料(都市ガス原料を含む)とに大別した。

このうち競合燃料は、各需要産業において環境規制の動向によって燃料転換が可能な需要部分を意味している。これに対して非競合燃料とは、石油化学用原料ナフサ、自動車用ガソリン、同じく軽油、家庭用灯油、ジェット燃料、農林漁業用A重油など、他の燃料への代替が不可能かあるいは極めて困難な需要の領域を意味している。また需要は地域別に区別されているが、これは地域によって大気汚染物質(硫黄酸化物、窒素酸化物)の排出規

制が異なるため燃料転換の程度が一律でないためである。

予測の方法は第1図に示したフロー図の通りであるが具体的には「国内石油製品需要予測モデル」と「燃料選択モデル」の2つの計量的手法によって行なっている。予測の結果'63年度の燃料油内需要量は約2億85,000千ℓとなり、'78年以降の伸び率は平均3.8%となった。ついでこの需要規模を競合燃料部分と非競合燃料部分とに区分し競合燃料については、他の代替エネルギーとして外生的に求めたLNO、NOL、石炭、生だき原油を加えて「燃料選択モデル」によって、地域別、産業別の製品別需要量を確定した。地域別に選択された燃料の種類と数量は第6表の通りである。

この場合各地域および産業でどのような燃料が選択され使用されるかの基準は、各地域ごとに設定した燃料の硫黄分割約と窒素酸化物NOXの排出制約である。硫黄排出制約は競合燃料からの分として約1,070千トン/年、非競合燃料分として約170千トン/年の合計1,240千トン/年とした。また、これに基づく地域の燃料硫黄分割約は、最も過密な地域である。

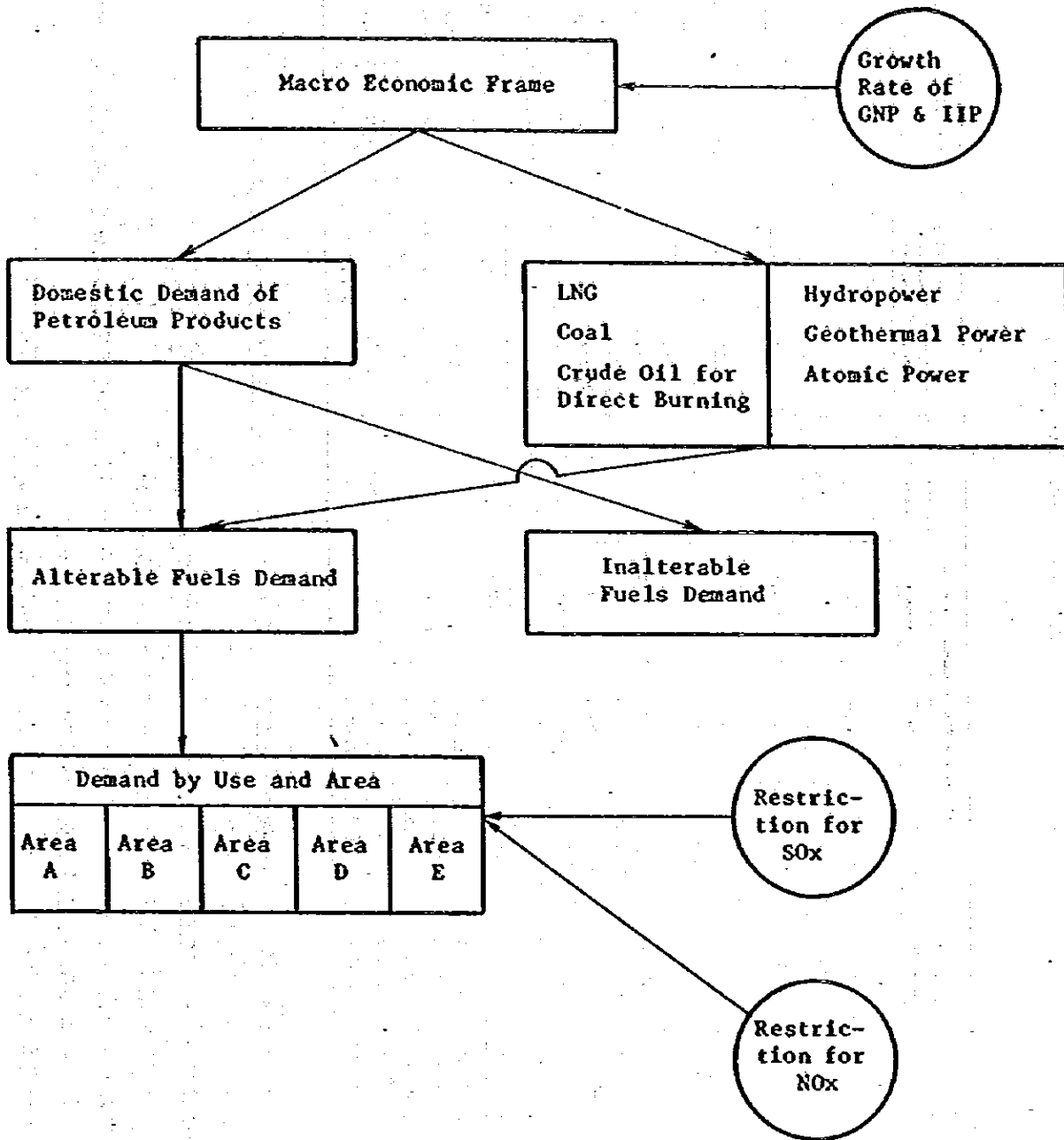
A地域の場合、電力用燃料は平均0.2wt/%、その他産業用は0.33wt/%としている。

NOXについては'80年以降完全実施される予定の第3次排出規制をもとに石油系燃料からのNOXの排出濃度は150ppmとし、石炭からの排出濃度は400ppmとしている。

そこで第6表から地域別の燃料選択の状況をみると硫黄排出規制の最も厳しいA地域では都市ガス用を除くLNOの大半が使用されているのをはじめ、低硫黄原油中心の原油生だきが大量に行なわれている。また燃料油では灯油、軽油、A重油などの中間油が約7,700千ℓ使用されており、低硫黄B・C重油(S分0.2wt/%)の使用量(6,400千ℓ)を上回る量に達している。

一方、A地域で使用されている高硫黄B・C重油(S分2.5wt/%)約13,800千ℓは、全量排煙脱硫(脱硫率90%)されており、A地域全体として極めて低硫黄分の燃料が多く使用されている。

第 1 图 石油製品需要予測概念図



第6表 1983年度地域別燃料需要（Nox規制ケース）

	Unit	Alterable Fuels Demand by Area							Total	For City Gas Production	Inalterable Fuels	Total Demand
		Area A	Area B	Area C	Area D	Area E	Area F	Area G				
		0.20 0.33	0.40 0.81	0.70 1.24	1.00 1.54	1.00 2.47	1.00 2.47	1.00 2.47				
Limitation of Sulfur Level for Power generation for General uses	wtz											
L.P.G.	10 ³ ton	261.5	3,738.4	2,323.3	528.8			6,832.0	540.0	9,036.0	16,408.0	
Gasoline	10 ³ kl									37,315.0	37,315.0	
Naphtha	10 ³ kl									39,383.0	44,269.0	
Kerosene (including Jet Fuel)	10 ³ kl	3,061.7	1,180.5	1,413.3	123.0	63.3		4,977.0		27,027.0	32,004.0	
Gas Oil	10 ³ kl	1,259.7		568.5				1,259.7		21,613.0	22,872.7	
A-Fuel Oil	10 ³ kl	3,431.3	4,008.8	405.1	231.8			8,074.0		17,810.0	25,884.0	
B & C-Fuel Oils (L/S)	10 ³ kl	6,381.8	10,419.5	567.6				17,368.9		5,837.0	23,205.9	
B & C-Fuel Oils (H/S)	10 ³ kl	7,374.6	6,331.4	12,248.0	3,367.9	632.1		29,944.0		3,664.0	33,608.0	
B & C-Fuel Oils (H/S)	10 ³ kl	13,819.6	24,775.2	12,464.2	3,387.8	9,010.0		63,596.8		393.0	66,391.8	
(B & C-Fuel Oils Sub-total)	10 ³ kl	(27,526.0)	(41,466.1)	(25,299.8)	(8,955.7)	(9,642.1)		(112,909.7)		(10,096.0)	(123,005.7)	
Fuel Oils Grand Total	10 ³ kl	35,258.7	46,655.4	27,683.7	9,210.5	9,723.4		128,633.7	3,472.7	153,244.0	285,350.4	
Crude Oil for direct burning	10 ³ kl	20,806.5		1,493.5				22,300.0			22,300.0	
L.M.G.	10 ³ ton	12,633.5	556.6	36.0	1,018.8			14,245.0	3,800.0		18,045.0	
N.G.L.	10 ³ kl	3,274.4	684.2	343.4				4,456.0			4,456.0	
City Gas	10 ⁶ cu	1,211.1	845.7	683.9	251.2	434.2		3,426.1		8,211.0	11,637.1	
Coal	10 ³ ton	1,765.0	3,546.0	3,530.0	3,495.0			12,336.0	(800,5,638.0)		12,336.0	

- (注) 1. 全国石油製品需要量は53~57年度石油供給計画の数値を延長している。ただし原油生産量は現状横ばいとしている。
 電力用一般炭需要は石炭火力能力から推計。
 2. 硫黄排出規制は試算をベースに求め地域別の燃料S分含有率を決定した。
 3. B・C重油のS分別配分は51年度実績（販売規制）のラングによって5分割し各地域への需要量の配分は需要設備（火口発電所、石化プラント etc）による配分と工業出荷額からの配分とによった。
 4. 需要の地域区分は硫黄排出制約（K値規制）のラングによって5分割し各地域への需要量の配分は需要設備（火口発電所、石化プラント etc）による配分と工業出荷額からの配分とによった。
 5. 需要中には製油所自家燃は含まず、ただし排煙脱硫、脱硝設備における昇温用燃料を含んでいる。

第7表 1983年度地域別 Sox, Nox 排出量

	Exhausted Sulfur (10 ³ ton)	Average Sulfur Content (wt%)	Exhausted Nox (10 ³ ton)	NOx Concentration (ppm)
Area A	147	0.21	306	148.4
Area B	268	0.51	221	164.9
Area C	276	0.81	149	174.8
Area D	152	1.11	69	193.9
Area E	195	2.12	50	198.8
Whole Country	1,038	0.58	795	163.5

- (注) 1. S 排出量は競合燃料(石炭を含む)からのものでこれ以外に非競合燃料からのものが約 170 千トン程度排出される。
2. 平均 S 率は電力用およびその他一般産業の平均である。
3. '83 年度排煙脱硫能力は 46,180 千 t/a (実稼働能力)
'83 年度排煙脱硝能力は 12,102 千 t/a ()

以上の結果地域別にみた硫黄排出量と Nox 排出量をまとめると第7表のようになる。全国の硫黄排出量は 1,038 千トン(競合燃料からの分のみ)で設定された排出制約量を下回っている。また、同じく全国の使用硫黄分は 0.58 wt% (排煙脱硫後)となった。Nox の排出量は全国計で 795 千トンとなり平均排出濃度は 163.5 ppm であった。

一方、B・O 重油の硫黄分別構成は第8表のように 0.3 %以下の低硫黄重油の比率が高まる反面、高硫黄重油のウエイトもやや高まる格好となっている。この理由は排煙脱硫装置の設置能力が'83年時点で重油消費量換算で 50,000 千 kW / (稼働率を折り込んだ実能力) 近くに達するため高硫黄重油の需要は、さ程減少しないためである。他方、排煙脱硫装置の設置が困難な部分については、低硫黄と重油の需要が拡大することを示している。

このように環境上の制約を加味した上で燃料需要を予測した結果、燃料油合計の需要は約 2 億 85,000 千 t/a で'78年以降の平均伸び率は 3.8 %となった。油種別の構成は、ガソリ

第8表 B・O重油硫黄分別構成

Sulfur Content (%)	FY1976 (actual figure)	FY1983 (forecast)
Less than 0.3% (Average 0.2%)	14,500,000 kl (15%)	23,206,000 kl (18.9%)
0.3 - 1.5% (Average 1.0%)	32,400,000 kl (33.4%)	33,608,000 kl (27.3%)
1.5 - 3.0% (Average 2.5%)	50,100,000 kl (51.6%)	66,192,000 kl (53.8%)
Total	97,000,000 kl (100%)	123,006,000 kl (100%)
Average Sulfur Content	1.52 wt%	1.66 wt%

ン、ナフサの軽質油が全体の 28.6% で'77年実績の 29.2% に対して 0.6% 低下した。これは今後はガソリン需要の伸びが鈍化することと、石油化学の生産の伸びが低下するためである。ジェット燃料、灯油、軽油、A重油の中間製品の比率は 28.3% と'77年実績の 28% に対して微増となっている。また、B・O重油のいわゆる重質燃料油の構成比は 43.1% となり'77年比同じく 0.3% 増となった。

しかし、需要構成全体では'77年実績とほぼ同一のパターンとなっており、Sox、Nox 規制を前提としても'83年では重油燃料油から、より軽質な燃料への転換はほとんど生じないと予想される。

一方、製品供給は原油からの燃料油得率を 92.0% とし、製品輸入量を政府の石油供給計画に示されているナフサ 6,000 千kl、A重油 2,600 千kl、O重油 5,000 千kl と仮定すると合計 2億 96,000 千kl となる。内分は軽質燃料油の得率が 23.5%、中質燃料油が 25.6%、重質燃料油が 42.9% となり、B・O重油の得率が'77年比 2.3% 増大する格好となる。

第9表 1983年度燃料需給バランス表(Nox規制ケース)

	Unit	Demand				Supply				Growth of Domestic Demand (1983/77)
		Domestic Demand	Ratio (%)	Exportation	Demand Total	Production	Yield (%)	Importation	Supply Total	
Gasoline	10 ³ kl	37,315	13.1		37,315	37,315	11.6		37,315	2.8
Naphtha	10 ³ kl	44,269	15.5		44,269	38,269	11.9	6,000	44,269	4.0
Kerosene (inc. Jet Fuel)	10 ³ kl	32,004	11.2	2,460	34,464	34,464	10.7		34,464	3.8
Gas Oil	10 ³ kl	22,873	8.0		22,873	22,873	7.1		22,873	4.0
A-Fuel Oil	10 ³ kl	25,884	9.1	1,940	27,824	25,224	7.8	2,600	27,824	4.2
B & C-Fuel Oil	10 ³ kl	123,006	43.1	20,200	143,206	138,206	42.9	5,000	143,206	3.9
for Power Plants	10 ³ kl	(49,539)	(17.4)		(49,539)	-	-	-	(49,539)	(2.6)
for General Uses	10 ³ kl	(73,467)	(25.7)		(73,467)	-	-	-	(73,467)	(4.8)
Heavy Fuel Oil Sub-Total	10 ³ kl	148,890	52.2	22,140	171,030	163,430	50.7	7,600	171,030	4.0
Fuel Oil Grand Total	10 ³ kl	205,351	100.0	24,600	309,951	296,351	92.0	13,600	309,951	3.8
Crude Oil for refining	10 ³ kl	22,300			22,300	322,121		22,300	22,300	
Crude Oil for direct burning	10 ³ ton	16,408			16,408	5,300		11,108	16,408	
I. P. C.	10 ³ ton	18,045			18,045			18,045	18,045	
L. N. C.	10 ³ kl	4,545			4,545			4,545	4,545	

第 10 表 燃料油需給構成比

	FY1977 (Actual)		FY1983 (NOx Case)	
	Demand Pattern (%)	Production Yield (%)	Demand Pattern (%)	Production Yield (%)
Gasoline	13.8	12.8	13.1	11.6
Naphtha	15.4	11.1	15.5	11.9
Light Products Total	27.2	23.9	28.6	23.5
Kerosene (inc. Jet Fuel)	11.2	11.4	11.2	10.7
Gas Oil	7.9	7.6	8.0	7.1
A-Fuel Oil	8.9	8.1	9.1	7.8
Middle Distillates Total	28.0	27.1	28.3	25.6
B- and C-Fuel Oils	42.8	40.6	43.1	42.9
Total	100.0	91.6	100.0	92.0

3. 1988年石油製品需要見通し

3.1 前提となるマクロ経済フレームの見通し

1985年までのわが国の経済成長の見通しは先進諸国が平均4%前後の伸びであると予想されるのに対し、平均6%程度の伸びが期待されている。しかし'80年代後半に入ると成長率は鈍化するものと考えられており、'85年以降は年率5.0%程度に低下するとみられる。

これはわが国経済が段階的に安定成長へ移行することが期待されているためである。その背景としては国内の環境面からの制約のほか、国際的な面での資源制約や貿易収支の不均衡などが、成長制約要因として考えられる。このため長期的には重化学工業から省資源型産業への産業構造の移行が促進されることが必要であり、民間設備投資の伸びも低下することになる。

以上のような見通しをもとにここでは'78-'84年から85年までの実質成長率を年率6.4%とし、'84年から'85年までは6.0%とし、'86-'88年までは5.0%と仮定した。この結果'78年から'88年までの11年間の平均成長率は5.9%となる。一方、鉱工業生産指数(IIP)の伸びは'88/'78年で平均4.8%とした。GNPの伸びに対してIIPの伸び率が小さい理由は、重化学工業を中心とした製造業の生産の伸びが相対的に低くなることが予想されるためである。

第11表 '78-'88年GNP、IIP見通し

Period	Real Growth Rate	IIP Increase Rate
FY1978 - FY1983	6.4%	5.3%
FY1984 - FY1985	6.0%	4.9%
FY1986 - FY1988	5.0%	4.1%
Average for 1988/1978	5.9%	4.8%

3.2 石油を除く一次エネルギー供給の見通し

'88年における石油製品以外の一次エネルギー供給の見通しを正確にすることは、'83年予想に対してさらに不確定要因が多く極めて困難な作業である。とくに石油に代る代替エネルギーの中心になることが期待されている原子力発電の将来能力については最も予測することが難しい。というのも原発の場合政府の諮問機関である需源開発調整審議会の認可後完成までに8～10年の期間が必要であり、その間の情勢の変化があまりにも大きいためである。そうした不確実性を前提とした上で一次エネルギー供給について以下のような予測をおこなった。

㊦ 原 子 力

わが国の原子力発電能力は現在3,994千kWであるが、1985年までに完成予定の能力は15,637千kWで合計23,631千kWとなっている。

したがって'85年時点の能力は22,000～24,000千kWの幅になるものとみられる。また'85年以降については、さらに不確定要素が多いため、ここでは'88年度で30,000千kWの能力に達するものと仮定した。

第12表 1988年度原子力発電能力見通し

Existing facilities (As of March, 1978)	7,994,000 kw (14 plants)
Outlook for FY1985	23,631,000 kw (31 plants)
Outlook for FY1988	30,000,000 kw

㊦ L N G

LNGの導入規模も原子力と同様不確定要素が多いが現在考えられている新規の導入計画は、第4表に示したようにサラワク、イラン、オーストラリア、カタール等20,000千トンを超えている。またこの他ソ連からの導入も見込まれており、既契約分を合わせた導入可能量は40,000千トン以上になる。問題はむしろ国内での需要面にあるといえる。しかし今後はすでにLNGの導入が実現している大都市圏以外の地域でどの程度利用可能であるかが需要規模を決定する上でひとつの大きなファクターとなるろう。そこでここで

は'88年度の導入量を約29,000千トンと見積り、このうち電力用を22,200千トンと想定した。

◎ 石炭(一般炭)、水力、地熱

石炭火力能力は'83年までに現在より1,700千kWの能力の増加が予定されており、その後'88年度ではこれに松浦等3,400千kWの追加が考えられている。このため'88年度末の能力は合計9,900千kWと10,000千kWの水準に近づくものとみられ、石炭消費量も約16,000千トン程度に達すると予想される。

第13表 1988年石油製品を除く一次エネルギー供給前提

Power generation capacities, 10 ³ kw	59,860
Hydropower	19,100
Geothermal power	860
Nuclear power	30,000
Steam power	9,900
Imported LNG, 10 ³ ton	29,297
for Power generation	22,200
for City gas	6,800
for Others	297
Crude Oils for direct burning, 10 ³ kl	22,300

また、水力発電能力は19,100千kW、地熱については860千kWの能力を想定した。

3.3 1988年石油製品需要見通し

'88年国内石油製品需要は'83年予測と同様の手法によって予測された。まず、第14表の地域別、用途別製品需要量は、燃料油の硫黄分割約のみを環境上の制約条件としてNoxについては特に制約を課さなかった場合の予測値である。この結果燃料油の合計需要量は、約3億47,000千kl、'78年以降の平均伸び率は3.9%で'83年からの伸びは平均4.0%

である。'83年以降の伸びがやや増加する理由は、電力消費量の伸びを'88/'77年で平均5.6%と比較的高目に想定したことで電力用0重油の伸びが高くなるためである。

このベースケースの油種別需要構成はガソリン、ナフサが27.6%('77年実績29.2%)、ジェット燃料、灯油、軽油、A重油が27.4%(同28.0%)、B・C重油が45.0%(42.8%)となっており、'77年に比べてむしろ重質燃料油のウエイトが高まる格好となっている。これは第1にガソリン需要の伸びが低下していくことが予想されること、第2は硫黄分規制だけの環境制約の場合B・C重油から軽質油および中間油への転換が生じない、第3は電力用0重油需要が、電力需要の増加に伴って相対的に高い伸びとなる、といった点が主な原因である。

そこで'88年においてNox規制を加味した場合燃料の需要などにどのような変化が生じるかを予測したのがNox規制ケースの新たな需要量である(第17表、第18表)。これを先のベースケースと比較してみると、競合燃料部門で軽油需要が14,623千㎘増加し、代って高硫黄B・C重油が9,792千㎘減少した。また、燃料油全体の需要量はベースケースに比べて約4800千㎘増加した。これはB・C重油から軽油への代替に伴うカロリーの減少による需要増とNox規制による排煙脱硝装置の稼働増による排煙の昇温用燃料の増加によるものである。

(注) モデルにおける燃料の代替はH/S B・C重油と軽油との間でおこなわれた。

しかし実際にB・C重油から他の燃料油への代替はナフサからA重油まで様々な組合せで生じる可能性がある。

この結果燃料油の需要構成は、軽質油(ガソリン、ナフサ)は27.2%とベースケースとほとんど変わらないのに対し中間油(ジェット燃料、灯油、軽油、A重油)の構成は31.2%とベースに比べて3.8%も増加した。

また、B・C重油は41.6%と大幅な低下となる。

一方、'88年度における大気汚染物質のうち競合燃料からの硫黄排出量は1,403千トンで'83年に比べて365千トン増加した。これはモデル上'88年の排出規制を総排出量規制によらず燃料中の硫黄分を'83年と同水準としたためである。

したがって需要量が増加した分だけ硫黄排出量は増加している。同様にNoxについても排出濃度において'83年水準を上回らないものとして制約をおこなったため、排出総量は

第 14 表 1988 年度地域別燃料需要 (ベースケース)

	Unit	Allocable Fuels Demand by Area						Total	Per City Gas Production	Inalterable Fuels	Total Demand
		Area A	Area B	Area C	Area D	Area E	Area F				
Limitation of Sulfur Level for Power Generation for General Uses	wt %	0.20	0.40	0.70	1.00	1.00					
		0.33	0.81	1.24	1.54	2.47					
L.P.G.	10 ³ ton	10,090.0						10,090.0	312.0	10,638.0	21,000.0
Gasoline	10 ³ kl									41,691.0	41,691.0
Naptha	10 ³ kl	3,024.9						3,024.9	1,624.0	49,292.0	52,940.9
Kerosene (including Jet Fuel)	10 ³ kl	1,585.7	1,358.3	2,939.9	33.3	111.6		6,049.0		31,780.0	37,829.0
Gas Oil	10 ³ kl	4,427.8	819.2					5,274.0		21,045.0	26,319.0
AvFuel Oil	10 ³ kl	432.2	2,910.4	6,098.9	542.7	155.8		10,160.0		20,723.0	30,883.0
B & C-Fuel Oils (L/S)	10 ³ kl	22,105.0						22,105.0		6,671.0	28,776.0
B & C-Fuel Oils (M/S)	10 ³ kl	8,078.5	16,064.3	13,699.4	1,618.6	272.2		37,533.0		4,182.0	41,715.0
B & C-Fuel Oils (H/S)	10 ³ kl	16,676.1	29,348.5	16,706.1	10,124.0	12,166.0		85,021.3		683.0	85,704.3
(B & C-Fuel Oils Sub-Total)	10 ³ kl	(46,859.6)	(63,612.8)	(30,209.5)	(11,742.6)	(12,638.8)		(144,659.3)		(11,536.0)	(156,195.3)
Fuel Oils Grand Total	10 ³ kl	56,350.2	48,500.9	39,244.3	12,338.6	12,706.2		169,167.2	1,624.0	176,067.0	346,658.2
Grade Oil for direct burning	10 ³ kl	1,358.9	10,201.4	2,539.7	9,206.0			22,306.0			22,306.0
L.W.G.	10 ³ ton	12,994.0							6,800.0		29,000.0
M.G.I.	10 ³ kl	5,582.0						5,582.0			5,582.0
City Gas	10 ⁶ Nm ³	1,669.2	116.6	145.2	30.3	9.2		1,951.0		9,818.0	11,769.0
Coal	10 ³ ton	1,765.0	3,733.0	3,530.0	6,520.0			15,570.0	(CO ₂ 2,968.0)		13,570.0

第 15 表 1988 年度燃料需給バランス表 (ベースケース)

	Unit	Demand				Supply			Growth of Demand	
		Demand Total	Ratio(%)	Exportation	Production	Yield (%)	Importation	Supply Total	'88/'77	'88/'83
		Domestic Demand								
Gasoline	10 ³ kl	41,691	12.0		41,691	10.5		41,691	2.6	2.2
Naphtha	10 ³ kl	53,941	15.6		47,941	12.1		53,941	4.0	4.0
Kerosene (inc. Jet Fuel)	10 ³ kl	37,829	10.9	3,280	41,109	10.4		41,109	3.6	3.4
Gas Oil	10 ³ kl	26,319	7.6		26,319	6.7		26,319	3.5	2.9
A-Fuel Oil	10 ³ kl	30,863	8.9	2,390	30,673	7.8		33,273	3.9	3.6
B & C-Fuel Oil	10 ³ kl	136,195	43.0	25,080	176,275	44.6		161,275	4.4	4.9
for Power Plants	10 ³ kl	(66,570)	(19.2)		-	-		(66,570)	(4.2)	(6.1)
for General Uses	10 ³ kl	(89,625)	(25.8)		-	-		(89,625)	(4.5)	(4.1)
Heavy Fuel Oils Sub-Total	10 ³ kl	187,078	53.9	27,470	206,948	52.4		214,548	4.3	4.7
Fuel Oils Grand Total	10 ³ kl	346,858	100.0	30,750	364,008	92.1		377,608	3.9	4.0
Crude Oil for refining	10 ³ kl				395,660			22,300		
Crude Oil for direct burning	10 ³ kl	22,300			6,500			16,500		
L.P.G	10 ³ ton	21,000						21,000		
L.N.G	10 ³ ton	29,300						29,300		
N.C.I.	10 ³ kl	5,580						5,580		

第16表 燃料油需給構成比比較(1977年,1988年)

	FY1977 (Actual)		FY1988 (Base Case)	
	Demand Pattern (%)	Production Yield (%)	Demand Pattern (%)	Production Yield (%)
Gasoline	13.8	12.8	12.0	10.5
Naphtha	15.4	11.1	15.6	12.1
Light Products Total	29.2	23.9	27.6	22.6
Kerosene (inc. Jet Fuel)	11.2	11.4	10.9	10.4
Gas Oil	7.9	7.6	7.6	6.7
A-Fuel Oil	8.9	8.1	8.9	7.8
Middle Distillates Total	28.0	27.1	27.4	24.9
B- and C-Fuel Oils	42.8	40.6	45.0	44.6
Total	100.0	91.6	100.0	92.1

1058千トンと'83年水準を263千トン上回る形となった。

硫黄酸化物、窒素酸化物の排出規制が、将来どのような水準になるかを現時点で予測することは、極めて困難であり、ここで設定したモデル上の規制値より厳しいものになることも十分考えられよう。そうした場合、排煙脱硝装置の大幅な拡充が必要となるとともに燃料の軽質化が促進される可能性がある。

第 17 表 1988 年度地域別燃料需要 (Nox 規制ケース)

	Unit	Allowable Fuel Demand by Area						Total	For City Gas Production	Recoverable Fuel	Total Demand
		Area A	Area B	Area C	Area D	Area E	Area F				
Limitation of Sulfur Level for Fuel Generation for General Uses	wt %	0.20	0.40	0.70	1.00	1.00	1.00				
A, F, G	10 ³ ton	3,001.2	6,333.5	715.3				10,050.0	312.0	10,438.0	21,000.0
Camphine	10 ³ kl									41,691.0	41,691.0
Naphtha	10 ³ kl				3,025.0			3,025.0	1,624.0	49,292.0	53,942.0
Kerosene (including Jet Fuel)	10 ³ kl	1,610.2	633.4	3,319.1	372.7	111.6		6,049.0		31,780.0	37,879.0
Gas Oil	10 ³ kl	4,403.2	13,969.6	1,524.4				19,897.2		21,045.0	40,942.2
A-Fuel Oil	10 ³ kl		4,843.6	5,299.3	17.1			10,160.0		20,723.0	30,883.0
B & C-Fuel Oils (1/8)	10 ³ kl	0,937.7	10,894.2	2,273.1				22,105.0		6,621.0	28,726.0
B & C-Fuel Oils (1/8)	10 ³ kl	8,584.6	6,041.0	17,029.6	4,591.2			37,235.0		4,162.0	41,397.0
B & C-Fuel Oils (1/8)	10 ³ kl	17,194.3	22,500.5	11,116.7	12,320.1			75,228.6		683.0	75,911.6
(B & C-Fuel Oils Sub-Total)	10 ³ kl	(34,716.6)	(40,235.7)	(30,419.4)	(16,911.3)			(12,583.6)		(11,536.0)	(146,402.6)
Fuel Oils Grand Total	10 ³ kl	40,730.0	59,684.3	40,562.2	20,376.1			123,997.6	1,624.0	176,067.0	331,688.6
Crude Oil for direct burning	10 ³ kl	22,172.6		127.4				22,300.0			22,300.0
L.M.G.	10 ³ ton	19,712.7	272.7	24.3	2,190.3			22,200.0	6,800.0		29,000.0
M.G.L.	10 ³ kl	5,302.0						5,302.0			5,302.0
City Gas	10 ⁶ m ³	1,449.2	116.8	145.2	30.5			1,750.9			1,950.9
Coal	10 ³ ton	1,765.0	3,753.0	3,530.0	6,320.0			15,370.0	(500 2,948.0)		15,370.0

第18表 1988年度燃料需給バランス表(Nox規制ケース)

	Unit	Demand				Supply			Growth of Demand		
		Domestic Demand	Ratio (%)	Exportation	Demand Total	Production	Yield (%)	Importation	Supply Total	'88/'77	'88/'83
Gasoline	10 ³ kl	41,691	11.9		41,691	41,691	10.4		41,691	2.6	2.2
Naphthalene	10 ³ kl	53,941	15.3		53,941	47,941	12.0	6,000	53,941	4.0	4.0
Kerosene (inc. Jet Fuel)	10 ³ kl	37,829	10.8	3,280	41,109	41,109	10.3		41,109	3.6	3.4
Coal Oil	10 ³ kl	40,942	11.6		40,942	40,942	10.2		40,942	7.7	12.3
A-Fuel Oil	10 ³ kl	30,883	8.8	2,390	33,273	30,673	7.7	2,600	33,273	3.9	3.6
B & C-Fuel Oil	10 ³ kl	146,403	41.6	25,080	171,483	166,483	41.4	5,000	171,483	3.8	3.5
for Power Plants	10 ³ kl	(65,306)	(18.6)		(65,306)	-	-	-	(65,306)	(4.0)	(5.7)
for General Uses	10 ³ kl	(81,097)	(23.0)		(81,097)	-	-	-	(81,097)	(3.5)	(2.0)
Heavy Fuel Oil Sub-Total	10 ³ kl	177,286	50.4	27,470	204,756	197,156	49.1	7,600	204,756	3.8	3.6
Fuel Oils Grand Total	10 ³ kl	351,689	100.0	30,750	382,439	368,839	92.0	13,600	382,439	4.0	4.3
Crude Oils for refining	10 ³ kl	22,300			22,300	400,912		22,300	22,300		
Crude Oil for direct burning	10 ³ ton	21,000			21,000	6,500		14,500	21,000		
L.P.G.	10 ³ ton	29,300			29,300			29,300	29,300		
L.N.G.	10 ³ kl	5,580			5,580			5,580	5,580		

第19表 1988年度燃料油需給構成比比較

	FY1988 (Base Case)		FY1988 (NOx Case)	
	Demand Pattern (%)	Production Yield (%)	Demand Pattern (%)	Production Yield (%)
Gasoline	12.0	10.5	11.9	10.4
Naphtha	15.6	12.1	15.3	12.0
Light Products Total	27.6	22.6	27.2	22.4
Kerosene (inc. Jet Fuel)	10.9	10.4	10.8	10.3
Gas Oil	7.6	6.7	11.6	10.2
A-Fuel Oil	8.9	7.8	8.8	7.7
Middle Distillates Total	27.4	24.9	31.2	28.2
B & C-Fuel Oils	45.0	44.6	41.6	41.4
Total	100.0	92.1	100.0	92.0

第2-0表 地域別 Nox、Sox 排出量

	FY1983 (Restricted NOx Case)				FY1988 (Restricted NOx Case)			
	Exhausted Sulfur (10 ³ ton)	Average Sulfur Content (wt%)	Exhausted NOx (10 ³ ton)	NOx concentration (ppm)	Exhausted Sulfur (10 ³ ton)	Average Sulfur Content (wt%)	Exhausted NOx (10 ³ ton)	NOx concentration (ppm)
Area A	147	0.21	306	148.4	178	0.21	389	153.0
Area B	268	0.51	221	164.9	286	0.44	261	158.1
Area C	276	0.81	149	174.8	348	0.84	183	169.3
Area D	152	1.11	69	193.9	335	1.09	160	187.1
Area E	195	2.12	50	198.8	256	2.18	65	204.0
Whole Country	1,038	0.58	795	163.5	1,403	0.60	1,058	164.1

(注) 1. S排出量は焼合燃料(石炭を含む)からのものでこれ以外に非焼合燃料からのものが約170千トン程度排出される。

2. 平均S%は電力用およびその他一般産業の平均である。

3. '83年度排煙脱硫能力は46,180千kW(実稼働能力)、'88年度44,754千kW

'83年度排煙脱硫能力は12,102千kW(")、'88年度13,427千kW

4. 検 討 結 果

今後 10 年間の日本における石油製品の需給動向を

- (1) マクロ経済フレームによる一次エネルギー需要予測
- (2) 石油製品以外の一次エネルギー供給予測
- (3) 国内製品需要予測モデルおよび燃料選択モデルによる環境基準の制約に基づく製品得率予測

の上記 3 段階のレベルに分けて検討した。

本検討で得られた我が国における 5 年 (1983 年) および 10 年後 (1988 年) の石油製品の供給予測値の一覧表を表 21 に、また同年における製油所精製パターンを 1977 年実績と比較して図 2 に示した。

表 21 ならびに図 2 に示される通り、本予測では以下の 2 点が結果として得られた。

- (1) 1983 年および 1988 年時における原油処理量は対 1977 年比増で各々 $74,000 \times 10^3 \text{kl/Y}$ 、 $150,000 \times 10^3 \text{kl/Y}$ であり 10 年間平均で年率 4.5% の伸び率となる。
- (2) 製品の供給パターンは 1977 年実績値と比較として 1983 年、1988 年とも Nox 規制が行なわれても、製品の軽質化傾向は表われず、Nox 規制が本調査で設定した数値以下あるいは、Nox 規制が行なわれないという条件下では、むしろ重油得率の増大化が予測される。

第 21 表 石油製品供給予測

(Unit Amount : 10³kl, Yield : % on Crude)

	FY 1977						FY 1988					
	(Actual)			(Nox Case)			Base Case			Nox Case		
	Amount	Yield		Amount	Yield		Amount	Yield		Amount	Yield	
1. Crude Oil for Refining	248337			322121			395660			400912		
2. Production												
Gasoline	31764	12.8		37315	11.6		41691	10.5		41691	10.4	104
Naphtha	27618	11.1		38269	11.9		47941	12.1		47941	12.0	120
Kerosene (inc. Jet Fuel)	28276	11.4		34464	10.7		41109	10.4		41109	10.3	103
Gas Oil	18866	7.6		22873	7.1		26319	6.7		40942	10.2	102
A-Fuel Oil	20103	8.1		25224	7.8		30673	7.8		30673	7.7	7.7
B & C-Fuel Oils	100755	40.1		138206	42.9		176275	44.6		166483	41.4	41.4
(Heavy Fuel Oils Total)	(120858)	(48.7)		(163430)	(50.7)		(206275)	(52.4)		(197156)	(49.1)	(49.1)
Production Sub-Total	227382	91.6		296351	92.0		364008	92.1		368839	92.0	92.0
3. Import												
Naphtha	8528			6000			6000			6000		
A-Fuel Oil	1379			2600			2600			2600		
B & C-Fuel Oils	7781			5000			5000			5000		
(Heavy Fuel Oils Total)	(9160)			(7600)			(7600)			(7600)		
Import Sub-Total	17588			13600			13600			13600		
Supply Grand Total	245070			309951			377608			382439		

図2 製油所の製品パターン

