

## 東南アジア諸国の石油需給動向

本章は東南アジア地域において中核をなすアセアン5ヶ国の石油需給の現状と将来の展望をおこない、合せて同地域での今後のオイルフローの予測をおこなっている。

### 5. 主要東南アジア諸国の石油需給

#### 5.1 タイ

##### (1) 石油需要の現状

タイ国経済は1971年以降1976年まで年率平均6.2%で拡大してきた。この間一次エネルギー需要は年率9.6%で伸びており、対GNP弾性値は平均1.55となっている。

1976年のエネルギー需要をエネルギー源別にみると、石油が9,700千バレル(167千B/D)で全体の80%を占め、次いで水力が約10%、石炭が2%、その他が8%のウェイトとなっている。このうち石油は、オイルショック以前の'73/'70でみると伸び率は平均18.4%と極めて高かったが'76/'73年の伸びは年率僅かに4.3%に低下している。一方、需要部門別の石油消費の実績をみると、最も高い比重を占めているのが運輸通信部門の約40%、ついで製造業の20%、電力の15%、農業・民生その他部門が各々11%となっている。

また'71年から'76年までの部門別石油消費の変化をみると、農業部門での消費割合が低下してきているが、これは同国における農業生産活動の停滞(同期間のGDPの平均伸び率6.2%に対し、農業部門の生産の年間の伸びは3.9%であった)によるものとみられる。これに対して民生部門は年率22%以上の伸びを示しているが、これは都市での商業活動の拡大人口の増加、所得水準の上昇等による現象といえる。

さらに電力部門での石油消費も高い伸び(年率11.9%)となっているが、これは'74年末のSouth Bangkok 火力3号(300MW)の完成に続いて'76年に同4号機(300MW)が稼働したことによる重油需要の拡大が寄与している。

一方石油製品別需要構成をみると、ディーゼル油の比率が最も高く全体の35%弱を占め、ついで重油の30%、ガソリンの20%、以下ジェット燃料、灯油の順となっている。このうちディーゼル油の伸びが鈍化する傾向をみせているが、この原因はディーゼル油需要の45%を占めている運輸、通信部門、および30%を占める農業部門での消費の伸びの減少によるものである。また、燃料油以外では、LPGが民生用(商業部門を

第 22 表 部門別石油消費実績

10<sup>3</sup>M/T

Year	Agriculture		Construction		Manufacturing		Electricity & Water Supply		Transportation		Average growth rate		Total	
	10 <sup>3</sup> M	%	10 <sup>3</sup> M	%	10 <sup>3</sup> M	%	10 <sup>3</sup> M	%	10 <sup>3</sup> M	%	10 <sup>3</sup> M	%	10 <sup>3</sup> M	%
1971	8699	13.4	1593	2.48	1330.2	20.71	803.8	12.51	2858.6	4.450	402.3	6.26	6424.1	100
1972	8642	11.48	1569	2.08	1422.3	18.89	1170.1	15.54	3301.6	4.386	513.1	6.82	7527.8	100
1973	9990	11.71	1240	1.65	1697.9	19.91	1211.4	14.20	3973.0	4.659	522.5	6.13	8527.7	100
1974	11108	13.55	1356	1.65	1640.4	20.02	1240.8	15.14	3560.5	4.345	507.3	6.19	8195.4	100
1975	9331	10.82	530	0.61	1797.7	20.85	1280.0	14.84	3622.2	4.200	937.0	10.87	8622.8	100
1976	10916	11.24	618	0.64	2020.1	20.80	1412.1	14.54	4027.5	4.146	1100.9	11.33	9713.9	100
Average Growth Rate 76/71		4.65 %		-1.25 %		8.72 %		11.93 %		7.10 %		2.230 %		8.62 %

Note \* Preliminary data

第23表 石油製品別消費実績

Year	Diesel oil		Gasoline		Heavy fuel oil		Kerosene		Jet fuel		L.P.G.		Total	
	10 <sup>6</sup> Litres	\$	10 <sup>6</sup> Litres	\$	10 <sup>6</sup> Litres	\$	10 <sup>6</sup> Litres	\$	10 <sup>6</sup> Litres	\$	10 <sup>6</sup> Litres	\$	10 <sup>6</sup> Litres	\$
1960	5310	4062	5051	3864	1281	980	1385	1059	45	034	01	001	13073	100
1961	4959	3549	5018	3591	2697	1930	1281	917	16	011	03	002	13974	100
1962	6058	3561	5280	3104	3715	2184	1432	842	523	307	03	002	17011	100
1963	6939	3796	5407	2958	4319	2363	1542	844	60	033	11	006	18278	100
1964	9076	4071	5413	2427	5245	2356	1117	501	1405	630	43	019	22289	100
1965	10458	4157	5926	1561	3970	1576	664	264	6062	2410	75	030	25155	100
1966	13139	4468	5848	1988	5601	1905	927	315	3737	1271	156	053	29408	100
1967	14925	4596	6128	1886	7020	2162	1396	430	2712	835	296	091	32477	100
1968	21411	4957	6008	1391	9945	2303	1754	406	3520	815	552	128	43190	100
1969	22069	4784	6368	1381	11977	2597	1862	407	3144	682	686	149	46126	100
1970	21822	4243	9459	1839	14296	2780	1283	249	3822	743	745	145	51429	100
1971	25826	4020	12512	1948	18363	2862	1898	296	4804	748	818	127	64241	100
1972	27065	3595	12775	1697	23505	3122	2683	356	8048	1069	1203	160	75278	100
1973	30832	3615	14998	1759	27087	3176	2086	245	8829	1035	1443	169	85277	100
1974	20256	3570	15656	1910	26073	3181	2377	290	7015	856	1578	193	81954	100
1975	28668	3325	17625	2044	27579	3198	2064	239	8346	968	1945	226	86228	100
1976	33565	3455	19629	2021	30302	3119	2862	299	8547	880	2232	230	97139	100

Note 1 1 Litre = 0.57kg

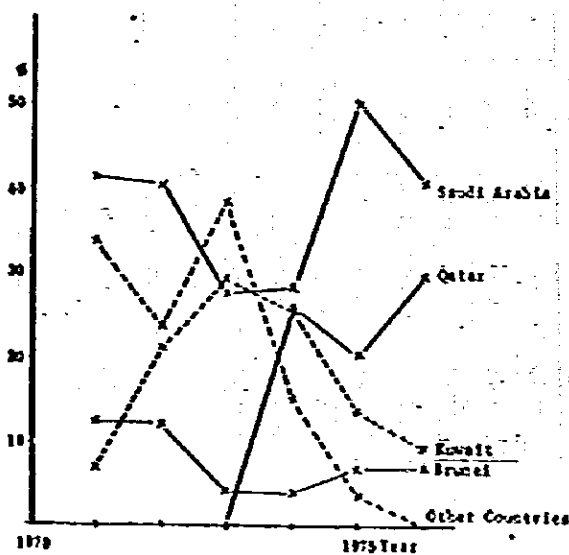
第24表 原油輸入の推移

	1971		1972		1973		1974		1975		1976	
	10 <sup>3</sup> kt	%	10 <sup>3</sup> kt	%	10 <sup>3</sup> kt	%	10 <sup>3</sup> kt	%	10 <sup>3</sup> kt	%	10 <sup>3</sup> kt	%
Abu Dhabi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	403	4.6
China	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	177	2.0
Saudi Arabia	2,620	41.6	3,037	40.6	2,461	27.7	2,195	28.6	4,178	50.2	3,556	40.8
Iran	195	3.1	80	1.1	43	0.5	50	0.7	-	-	-	-
Iraq	117	1.9	74	1.0	-	-	-	-	374	4.5	565	6.5
Brunei	788	12.5	910	12.2	349	3.9	290	3.8	582	7.0	619	7.1
Kuwait	450	7.1	1,592	21.3	2,589	29.1	1,929	25.2	1,127	13.5	800	9.2
Qatar	-	-	-	-	63	0.7	2,034	26.5	1,700	20.4	2,600	29.8
Other Countries	2,124	33.7	1,780	23.8	3,382	38.1	1,167	15.2	360	4.3	-	-
Total	6,294	100	7,473	100	8,887	100	7,665	100	8,321	100	8,721	100

Source: [OIL AND THAILAND 1976]

National Energy Administration  
Office of the Prime Minister

第25表 原油輸入構成比の変化



含む)の需要増加を反映して、極めて高い伸びを示している。

## (2) 石油供給構造

タイにおける石油供給の基本的構造は、原油を輸入し国内の4製油所で精製し、需給バランス上必要な限りにおいて製品の輸出入をおこなうパターンとなっている。輸入原油の大半は中東地域に依存しており、'76年の実績では全体の40.8%をサウジアラビアから輸入し、次いでカタールから29.8%、クウェートから9.2%などとなっていて、中東諸国からの輸入比率は90%に達している。しかし、最近ではこのうちクウェートからの輸入が減少する傾向にあり、代ってカタール、イラク等が増加してきている。また中東以外の原油として輸入されているブルネイ(7.1%)、中国(2.0%)のうちブルネイ原油は域内の貿易拡大政策にそって今後漸増することが考えられる。

現在タイの精製能力は4ヶ所合計で166千B/Dであるが、このうち主要なものは以下の3製油所である。

- ① TORC (Thai Oil Refining Co.)、能力65千B/D 1961年 R.D. Shell との技術提携によって建設された。1981年には政府に譲渡されることになっている。

処理原油は'76年実績でカタール原油が50%以上占め、サウジアラビア、ブルネイ原油が各々15%、アブダビ原油が12%となっている。また製品の販売はCaltex ShellおよびESSOがおこなっている。

- ② Summit、能力65千B/D、この製油所は国防省の下部機構であるDEP (Defense Energy Department) によって保有されている。

実際のオペレーションはSummit Industrial Corpがおこなっている。処理原油はサウジ原油が50%弱、イラク28%、クウェート6%と重質油の比率が高い構成となっている。

- ③ ESSO、能力35千B/D ESSO Standard Thailand Ltd.の所有でサウジアラビア原油70%、カタール原油30%の割合で処理しており、おおむね国内の需要構成に合った製品生産を行なっている。

最近の製油所の稼働率は'73年が91.6%と最高となったが、その後も80%台を維持しており、'76年実績は87.4%であった。

一方製品の需給バランスは製品合計で90%の自給率となっている。油種別にみるとディーゼル油が需要100に対して国内供給が76と最も不足しており、次いで重油が需

第25表 精製能力

8/8

Refinery	1965	1969	1970	1972	1976	1976 %
TORC	36,000	36,000	65,000	65,000	65,000	39.16
SUMMIT	5,000	25,000	30,000	65,000	65,000	39.16
ESSO	7,000	7,000	35,000	35,000	35,000	21.08
FANG	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0.60
Total	42,000	69,000	131,000	166,000	166,000	100

表26表 石油製品の生産、輸入、輸出

10kt

Year	Production	Import	Export	Consumption	Prod./consump.
1970	3,785	1,529	171	5,143	73.6
1971	5,594	1,067	236	6,424	87.1
1972	7,342	729	543	7,528	97.5
1973	8,078	1,096	647	8,528	94.7
1974	7,321	1,042	168	8,195	89.3
1975	7,901	810	89	8,623	91.6
1976	8,491	1,222	-	9,714	87.4

Source: 「OIL AND THAILAND 1976」  
National Energy Administration

要に対して89%の供給比率になっている。このため全体として製品の輸出は近年減少しており、輸入が増加傾向にある。また最近はガソリンの輸入も若干行なわれている。製品の輸入先は主としてシンガポールである。

このようなディーゼル油を中心とした場合の不足に対する対応策として、精製業者は①軽油留分の多い原油の輸入拡大、②ディーゼル油需要に合わせて国内の原油処理量を増加させる。③現状のように製品過剰をなくして、不足製品は製品輸入の拡大によって補うという方向を検討している。現状では第3の選択で進むことが精製業者にとっては最も経済的であると考えられている。

しかし政府にとってこの問題は新規製油所の是非とも関連して石油政策上の重要課題のひとつであることは事実である。

### (3) 今後の石油需要見通し

政府は'77年から開始された第4次経済社会開発計画で実質経済成長の伸びを年率7.0%と見込んでおり、その間のエネルギー消費の伸びは、年率6.2%と予想している。

このうち石油製品需要は、'77年～'86年までの9年間で平均5.6%の増加となっていてGNPの伸びに比べて著しく低い増加率となっている。この最大の理由は近年ジャム湾においてUnion Oil等外国石油会社が、天然ガスの発見に成功したため、このガスの有効利用が'80年以降期待されているためである。また油種別にみた伸びは、LPGが今後とも年率10%で伸びると予想されているほか、ガソリン、ディーゼル油等は5%前後の伸びになり、総じて現状の需要パターンのままで伸びるものとみられている。しかし、'80年以降天然ガスがBangkok周辺の火力発電所に供給された場合重油の消費量は大幅な減少となり、石油製品の需要バランス上から大きな問題が生じる可能性がある。

タイの石油需給見通しにおける問題は上述の製品需給バランスの他に対GNPに対するエネルギーの消費弾性値を0.9と先進工業国並に想定している点にある。

通常工業化過程にある開発途上国におけるエネルギー消費の伸びは、実質GNPの伸びを大きく上回る傾向にあり弾性値は1.5前後とみるべきであろう。

第4次計画でも工業生産の伸びを年率9.1%増と見込んでいる点からみても計画通りの経済開発が進むとすればタイのエネルギー消費は想定を大幅に上回るものと予想される。またもうひとつの問題である天然ガスの利用計画も実現化するためには、パイプライン(ガス田からバンコクまで直線で約500km)の敷設等の投資が必要であり、実際には

表 27 石油製品別自給率

Consum:Prod.

Year	Gasoline	Kerosene	Diesel	Jet Fuel	Heavy Fuel Oil	L.P.G.
1964	1:003	1:017	1:015	1:058	1:023	1:060
1965	1:052	1:033	1:051	1:036	1:078	1:103
1966	1:064	1:036	1:056	1:061	1:093	1:081
1967	1:077	1:065	1:053	1:075	1:088	1:076
1968	1:080	1:087	1:042	1:054	1:087	1:077
1969	1:086	1:085	1:047	1:089	1:084	1:089
1970	1:086	1:100	1:053	1:081	1:091	1:103
1971	1:101	1:102	1:067	1:098	1:100	1:111
1972	1:114	1:107	1:080	1:102	1:105	1:121
1973	1:108	1:113	1:072	1:100	1:108	1:135
1974	1:101	1:118	1:068	1:094	1:100	1:117
1975	1:098	1:119	1:076	1:098	1:099	1:101
1976	1:097	1:099	1:076	1:098	1:089	1:100

第 28 石油製品別需要見通し

( 10<sup>8</sup> L )

	Gasoline	Diesel	Heavy Fuel Oil	Kerosene	Jet Fuel	L P G	Total
1977	2,062.2	3,496.2	3,322.9	2,971	965.1	281.5	10,130.0
1978	2,183.2	3,665.1	3,553.9	3,080	1,012.3	309.6	11,032.1
1979	2,299.4	3,940.7	3,784.5 (2,649.6)	3,190	1,059.7	337.7	11,741.0
1980	2,415.5	4,113.3	4,015.4 (2,972.3)	3,298	1,102.0	366.2	12,347.2
1981	2,556.8	4,286.5	4,246.3 (3,212.8)	3,406	1,154.2	394.4	12,978.8
1982	2,684.7	4,458.0	4,543.5 (3,558.4)	3,509	1,223.5	441.7	13,702.3
1983	2,818.9	4,636.3	4,861.5 (4,073.0)	3,614	1,296.9	492.4	14,462.4
1984	2,959.8	4,821.7	5,201.8 (4,380.2)	3,722	1,374.7	546.7	15,276.9
1985	3,107.8	5,014.6	5,564.0 (4,161.0)	3,834	1,457.2	604.0	16,133.0
1986	3,263.2	5,215.2	5,955.6	3,949	1,544.6	664.5	17,038.0

Note ( ) Quantity interchangeable with Natural gas



’85年頃からの導入となろう。従って、中期的にみたタイのエネルギー供給は依然として石油に依存する形で推移せざるを得まい。

## 5.2 インドネシア

### (1) 石油需要の現状

インドネシア経済は'70年以降年率7~8%の実質成長を達成してきた。ことに'74年において7.5%、'75年でも5.6%の実質成長を実現した。また'76年に表面化したブルミナの経営危機も漸く解決の見通しがつき、外貨準備高も'77年上半期には20億ドルにまで改善された。

これに対して一次エネルギー需要は'70~'75年の平均で定率14.3%と同期間のGNPの伸びの2倍近い比率で増大してきた。

エネルギー源別にみたインドネシアのエネルギー需要の特徴は石油への依存度が圧倒的に高く、しかもこれが年々増加してきている点にある。1970年の一次エネルギー需要における石油の比率は、86.5%であったが、'74年には90.7%にまで高まり、'75年でも86.5%となってきた。

'75年における石油製品別需要量は213千B/Dとなっており、また需要構成は自動車用ガソリンが19.2%、灯油が39.3%、自動車用軽油23.1%、産業用燃料油(軽油・重油)が15.4%となっている。この内自動車用ガソリンのウェイトは'70年の24.9%から年々低下傾向にあるが、反面自動車用軽油の比率は急速に増加してきている。この結果、両者を合わせた自動車用燃料は'70年の39%から'75年には42.3%へと増加してきている。このように自動車用燃料の需要が近年増大した理由は第1に公共輸送機関の乏しい同国においてモータリゼーションが急速に進んだこと、第2は鉄道のディーゼル化による石炭から軽油への代替が進んだことが指摘できる。

一方灯油の需要は'70年に全体の43.5%を占めていたものが、'75年には39.3%へ低下した。しかし単独の需要製品としては依然として最大のウェイトを占めている。

インドネシアにおける灯油の最大の用途は家庭用を中心とした民生部門での厨房用需要である。またこれと並んで電力供給網の未発達な地域が多いため、広く照明用に消費されている。このため政府にとっては、この灯油需給の適正なバランスをいかに維持するかが、最大の課題のひとつとなっている。

産業用の石油消費量は'75年で32.7千B/Dとなっているが、このうち実に70.2%が電力、繊維、セメント、鉱業、製糖の5業種によって占められている。しかも、電力産業による石油消費は産業部門全体の31.8%、繊維が20.4%を占め、極端に片寄った消費形態となっている。

第 29 表 インドネシアの石油製品需要

	1970	71	72	73	74	75	Growth Rate (%)		
							70/75		
Aviation Gasoline	140.5 ( 2.2)	173.7 ( 2.5)	209.4 ( 2.6)	243.1 ( 3.1)	364.9 ( 3.4)	368.0 ( 3.0)	21.3		
Motor Gasoline	1,564.1 ( 24.9)	1,670.7 ( 23.9)	1,745.6 ( 21.9)	1,926.3 ( 20.9)	2,111.8 ( 19.7)	2,276.1 ( 19.2)	0.7		
Kerosene	2,731.5 ( 43.5)	3,009.1 ( 43.1)	3,290.6 ( 41.3)	3,679.9 ( 40.0)	4,260.0 ( 39.8)	4,861.8 ( 39.3)	12.2		
Automobile Diesel Oil	196.0 ( 14.1)	1,096.3 ( 13.7)	1,435.2 ( 18.0)	1,874.4 ( 20.4)	2,302.0 ( 21.5)	2,853.2 ( 23.1)			
Gas Oil for industrial use	311.3 ( 5.6)	335.9 ( 5.4)	425.5 ( 5.3)	502.3 ( 5.5)	581.1 ( 5.5)	724.2 ( 5.9)	20.9		
Heavy Fuel Oil	611.6 ( 9.7) ( 29.4)	650.9 ( 9.3) ( 26.4)	855.2 ( 10.7) ( 34.0)	930.4 ( 10.1) ( 36.0)	1,085.3 ( 10.1) ( 37.1)	1,173.3 ( 9.3) ( 34.5)			
Total	6,255.7	6,978.7	7,961.5	9,196.5	10,716.9	12,373.4	14.5		

第 30 表 インドネシアの石油製品需給バランスの推移

(Unit: m/d)

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976
<b>Production</b>							
Aviation Gasoline	454	553	351	88	408	490	356
Jet Fuel	2,512	2,822	3,236	2,630	4,137	2,521	2,293
Motor Gasoline	33,096	33,063	34,764	35,170	38,063	43,175	35,641
Kerosene	40,715	40,732	41,995	53,411	60,373	61,438	56,378
Automobile Diesel Oil	16,545	19,710	25,921	29,696	40,088	44,841	40,258
Gas Oil for Industrial use	7,731	8,225	9,236	11,216	153,022	12,427	13,282
Heavy Fuel Oil	96,657	109,691	125,447	155,411	30,310	125,501	138,986
Others	3,047	1,274	3,362	25,756	30,310	23,485	20,110
<b>Total</b>	<b>200,777</b>	<b>216,030</b>	<b>264,312</b>	<b>313,378</b>	<b>326,401</b>	<b>308,878</b>	<b>307,314</b>
<b>Domestic Demand</b>							
Aviation Gasoline	392	378	290	353	403	362	389
Jet Fuel	2,047	2,682	3,258	4,822	6,586	5,929	7,203
Motor Gasoline	25,888	29,227	30,064	32,701	36,417	40,962	44,488
Kerosene	46,452	53,879	59,768	62,499	70,710	83,085	90,959
Automobile Diesel Oil	15,329	20,145	24,836	32,005	53,671	49,164	50,633
Gas Oil for Industrial use	6,438	6,562	7,595	8,701	10,241	12,477	15,055
Heavy Fuel Oil	10,921	11,433	4,959	16,351	17,729	19,679	31,457
Others	1,159	1,255	1,874	2,438	2,466	3,893	4,167
<b>Total</b>	<b>106,625</b>	<b>125,578</b>	<b>132,625</b>	<b>159,870</b>	<b>199,227</b>	<b>216,351</b>	<b>244,351</b>
<b>Production - Demand</b>							
Aviation Gasoline	62	175	61	265	5	126	30
Jet Fuel	465	140	22	2,192	2,449	3,408	4,910
Motor Gasoline	7,208	3,836	4,700	2,669	1,644	2,213	8,847
Kerosene	5,737	13,147	17,733	9,088	10,337	22,447	34,581
Automobile Diesel Oil	1,216	435	1,085	2,309	13,583	4,323	20,265
Gas Oil for Industrial use	1,313	1,663	1,641	2,515	10,241	50	1,773
Heavy Fuel Oil	85,736	98,238	120,488	139,060	135,293	100,822	117,529
Others	1,888	19	1,488	23,318	27,844	19,592	15,943
<b>Total</b>	<b>92,092</b>	<b>90,472</b>	<b>111,687</b>	<b>153,508</b>	<b>127,174</b>	<b>92,527</b>	<b>52,963</b>

## (2) 石油製品供給の現状

国内の製品供給量は 1970 年の 200 千B/D から '76 年の 300 千B/D へと 6 年間で約 1.5 倍に増加した。一方この間の国内における製品需要量は 108 千B/D から 244 千B/D へと約 2.3 倍に増加した。

現在、インドネシアの製油能力は 522 千B/D に達しており、製品需給全体としてみれば十分な供給余力を持っている。

しかし、第 30 表に示した需給バランス表に基づいて製品ごとの需給状態をみると、需給上の際立ったアンバランスがあることが明らかであろう。

インドネシアの需要構造は自動車用ガソリン、灯油および軽油といった軽質、中質製品に集中している。特に単一製品では灯油のウェイトが最も高いのが特徴となっている。ところが国内供給はこれとは逆に重油の供給が極めて高くなっており、国内における灯油の著しい供給不足が慢性化している。しかも石油危機後は灯油以外のガソリン、軽油等の供給不足も目立ってきている。

このような製品間の需要に著しくアンバランスが生じている原因を整理してみると以下のようになる。

- ① 国内の製品需要が著しく灯油に片寄った構造になっている。
- ② 処理原油の多くが重油得率の高いいわゆるミナスタイプの原油である。これはインドネシアから日本、アメリカ等の製品輸出市場が低硫黄残渣油を求めていたことによる。
- ③ 石油危機後世界的な石油需要の低下に伴い、重油の輸出が著しく減少したため、インドネシア国内の原油処理量が '74 年以降減少した。

以上のような事情によって、製品間のアンバランスが最近加速化されてきているといえる。このため政府は対策として、①灯油需要の長期的な観点での抑制、②近年稼働開始した Glacap 製油所 (100 千B/D) においては、サウジ原油等の処理をおこなって、軽油、中間留分の得率を上げる努力をしている。

(3) 今後の石油需給

政府による今後の石油製品需要見通しによると 1977 年から '84 年までの 7 年間に需要は年平均 10.2 % で伸びることが想定されていて '84 年の需要規模は 31.304 千kt (540 千B/D) となっている。

これを主要な製品についてみると自動車用ガソリンの平均伸び率は 9.9 % となっており、灯油は 6.8 %、自動車用軽油は 10.4 %、産業用重油の伸びは平均 19.6 % となっている。このなかで極めて特徴的な点は第 1 にこれまで極めて高い伸びを示してきた灯油需要の伸びが相対的に著しく低下していることである。第 2 は産業用重油の伸びが極めて高い点である。すなわち、これは政府の灯油に対する需要抑制政策を端的に示したものであると同時に今後は灯油を産業用に多く振り向けようとする政策の現われでもある。しかし、このような灯油需要の抑制政策が成功するかどうかは、国内の電力化計画の進展、民生部内への天然ガスLPG供給など前提として解決していかなければならない重要な問題がある。

一方、需要の増加にともなう製油所の増強計画は現時点では具体的なものはないが '80 年頃を目途に 100 千B/D 程度の新期能力が必要になるとみられている。

第 3-1 表 石油製品別需要見通し(1977~1984年)

単位：千バレル

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
Aviation Gasoline	20	20	20	19	19	19	18	10
Jet Fuel	495	540	590	640	690	740	790	860
High Grade Gasoline	124	140	160	185	220	250	290	340
Regular Grade Gasoline	2,750	3,000	3,340	3,665	4,050	4,400	4,860	5,330
Kerosene	5,750	6,200	6,800	7,200	7,650	8,100	8,600	9,100
Cas Oil	4,250	4,500	4,746	5,735	6,170	7,300	8,112	8,506
Diesel Heavy	1,000	1,050	1,200	1,400	1,500	1,680	1,800	1,900
Fuel Oil	1,500	1,400	1,800	2,500	3,100	4,000	4,700	5,250
	15,889	16,850	18,656	21,344	23,399	26,489	29,170	31,304
coal equivalent <sup>10</sup> ton	20.1	21.3	23.6	27.0	29.6	33.5	36.9	39.6

第32表 製油所能力見通しと自家燃料消費量(1977~1984年)

(単位:千B/日)

Refinery	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
1. PLAJU	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100
2. BALIKPAPAN	600	600	600	600	600	600	600	600
3. SUNGAI GERONG	630	630	630	630	630	630	630	630
4. WONOKROMO	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0	4.0
5. PANGKAPALIN BRANDAN	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
6. CEP U	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2
7. DU MAT	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
8. SUNGAI PANKING	500	500	500	500	500	500	500	500
9. CILACAP	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
10. NEW REFINERY	-	-	-	1000	1000	1000	1000	1000
Capacity Total (10 <sup>3</sup> B/D)	4932	4932	4932	5932	5932	5932	5932	5932
(10 <sup>6</sup> ton/year)	2120	2120	2120	2552	2552	2552	2552	2552
Home Fuel Consump. (10 <sup>3</sup> ton/year)	0.954	0.954	0.954	1.148	1.148	1.148	1.148	1.148
10 <sup>3</sup> ton/year = Coal equivalent	1.472	1.472	1.472	1.771	1.771	1.771	1.771	1.771



第33表 石油製品国内需要

(Unit: MCD (t))

	1975	1976	1980	1985	1990
L P O	2269 ( 22)	2690 ( 25)	3870 ( 28)	5340 ( 30)	6810 ( 31)
Motor Gasoline	17160 (170)	18640 (170)	25250 (180)	33530 (188)	41790 (193)
Jet Fuel	4125 ( 44)	4920 ( 45)	7020 ( 50)	9650 ( 54)	12280 ( 57)
Kerosene	6146 ( 61)	6180 ( 59)	7980 ( 57)	9870 ( 53)	11750 ( 51)
Diesel	31545 (311)	36710 (336)	44250 (316)	53630 (300)	63000 (290)
Heavy fuel Oil	11057 (337)	17250 (310)	18870 (349)	23400 (355)	27910 (359)
Bitumen	1468 ( 14)	1560 ( 14)	1460 ( 10)	1450 ( 08)	1350 ( 06)
Lubricant Oil	1082 ( 11)	1240 ( 11)	1470 ( 10)	1760 ( 10)	2010 ( 10)
Total	101,152	109,520	140,170	178,630	216,960

Source : Research Department, PETRONAS

第34表 原油の需給バランス

(Unit: MCD)

Item	Year	1975	1976	1980	1985	1990
Domestic Demand of Oil Producers Co.,		101,152	109,520	140,170	178,630	216,960
Crude equiv.		105,938	113,728	145,556	185,493	225,296
Crude oil Production		98,003	165,132	240,000	?	?
Balance		7,035	51,701	94,111	?	?

3.7% of fuel loss in refinery

### 5.3 マレーシア

#### (1) 石油需要の現状

石油危機後のマレーシアの経済成長は'75年に1.9%の伸びと大きく鈍化したものの'71～'75年間の成長率は平均7.1%となっている。'76年の主要産業部門生産の前年に対する伸びは当初天然ゴム16%増、原油6.5%増、農・鉱業10%増、工業25%増、建設5.5%増、サービス7.5%増などが見込まれておりGDPトータルの伸びとして8%成長が予想されていた。

しかし実績はこれを遥かに上回り11.3%の成長が達成された。また'77年についても海外の自動車需要の拡大を反映して、天然ゴム成長の伸びは7%増となったのをはじめ、木材が3%増、パーム油19%増、農業7%増、鉱業10%増、工業15%増、建設9%増となっており、経済全体として9%の実質成長を達成できる見込みである。

一方エネルギー需要全体に関しては不明な点が多いがエックスマレーシアの推計によると、石油、ガス需要が全体の92.7%を含め水力4.0%薪、炭が3.3%の構成になっており、石油への依存度が極めて高いものとなっている。

そこで'76年の国内の石油製品需要をみると、需要量は合計で109.5千B/Dで、油種別では重油が37.2千B/D(34%)、ディーゼル油36.7千B/D(33.6%)で最も多く、全体の2/3を占めている。その他の製品としては、ガソリンが18.4千B/D(17.0%)、灯油6.5千B/D(5.9%)、ジェット燃料4.9千B/D(4.5%)などとなっている。

#### (2) 原油および石油製品供給

マレーシアの原油生産量は'76年実績でサラワク Shell 鉱区からの Miri Light が116千B/D、サバセル 鉱区からの Labuan 原油が46千B/D、エクソンサバ 鉱区からの Tembungo 原油4千B/Dの合計166千B/Dであった。'77年1～6月実績ではこれが191千B/D(Miri Light 121千B/D、Labuan 62千B/D、Tembungo 8千B/D)へと15%の増加をみた。また、'77年1～8月実績では生産された原油のうち169千B/Dが日本(76千B/D)アメリカ(64千B/D)などを中心に輸出され、国内精製用に振り向けられたのは、22千B/Dとなっている。このため'77年1～9月実績で約66千B/Dの原油を中東諸国から輸入している。これに製品の輸出、入('75年実績で約14千B/Dの純輸入)を考慮すると、マレーシアの原油純輸出量は約90千B/Dとなる。

このような原油の需給政策がとられている背景としては、

第 35 表 原油 生産 量

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

Crude Oil	Year	1975	1976	1980
LABUAN CRUDE (36° API, 0.10% SULPHUR CONTENT, POUR POINT 60°F)		2209 ( 6052B/D)	16673 ( 45555B/D)	25620 ( 70000B/D)
MIRI LIGHT CRUDE (37° API, 0.10% SULPHUR CONTENT, POUR POINT AVG 47°F)		32219 ( 88271B/D)	42404 (115858B/D)	10260 (110000B/D)
TEMBUNGO CRUDE (37° API, 0.04% SULPHUR CONTENT, POUR POINT 37°F)		1343 ( 3680B/D)	1171 ( 4019B/D)	21960 ( 60000B/D)
Total		35771 ( 98003B/D)	60548 (165432B/D)	37840 (240000B/D)

Source: PETRONAS

第 36 表 原油 輸入 量 と 供給 ソース

TYPE OF CRUDE	COUNTRY	BARRELS	BPCD	SHARE
ARABIAN LIGHT	SAUDI ARABIA	3823750	11006	21.3%
ARABIAN MEDIUM	"	3292000	12059	18.1
ARABIAN HEAVY	"	1538380	5635	8.6
(Sub Total)		8654130	31700	48.3
KUWAIT	KUWAIT	4726260	17313	26.3
IRANIAN LIGHT	IRAN	1697250	6217	9.5
OTHERS		2859000	10173	15.9
Grand Total		17936640	65702	100.0

Source: PETRONAS

- ① マレーシア原油が低硫黄、軽質で付加価値が高いことからこれを輸出に振り向け、高硫黄重質の中東原油の輸入を行なうことが経済的にみて有利である。
- ② マレーシア原油の得率が、国内の軽油、重油を中心とした需要パターンに適合しない。
- ③ Port Dickson の製油所デザインが中東重質原油ベースで設計されていることなどが挙げられる。

マレーシア国内の製油所は3ヶ所あるが、そのうち最大のものは、ShellのPort Dickson 製油所で能力は86.9千B/Dである。この他のものとしては同じくShellのLutong製油所(47千B/D)とエクソンのPort Dickson 製油所(35.5千B/D)があり合計能力は約169.4千B/Dとなっている。

稼働率は'76年で52.6% '77年で56.2%と低く今後とも国内需要を全て国内で精製した製品で供給しても'82年頃まで増設の必要はなく、また現状程度の製品輸入が続くとすれば、'84年頃まで増設の必要はないとみられる。

製品別生産の詳細は明らかではないが、国内の需要パターンに合った重質油得率の高いものとみられる。

一方製品輸出、入をみると'74年実績で製品輸出が約10千B/D、半製品輸出が16千B/D '75年では製品が6千B/D、半製品が11千B/Dとなっていて、輸出の大半は灯油留分である。また輸入はディーゼル油中心におこなわれており'74年実績では29千B/Dの製品輸入のうち55.2%がディーゼル油となっている。

'75年では24千B/Dの製品輸入がおこなわれ、うちディーゼル油は50.3%を占めており、残りはガソリン16.9%重油(23.9%)となっている。この他半製品の輸入としては'74年6千B/D '75年7千B/Dが行なわれている。

### (3) 石油製品需給の見通し

政府の見通し(第3次5ヶ年計画1976~1980年)によると今後の経済成長は'76~80年で年率8.2%で伸び'81~'90年でも同じく8.1%で伸びるものと想定されている。

部門別には工業部門の伸びが最も高く平均成長率は年12.7%ついで電力、上下水道の9.7%建設8.3%輸送関連同8.3%農林、水産5.3%鉱業5.0%となっており、工業および電力、上下水道の生産拡大が中心になっている。

これに対してエネルギー需要の90%以上を占める石油製品需要の伸びをみると'76~'80

第37表 マレーシアの製油所の精製装置設計能力

Process Unit	Capacity (BPSD)			Total
	ESSO	P.D.SHELL	SARAWAK SHELL HDL	
Crude Distillation Unit	35,500	-	-	35,500
CDU <sub>1</sub>	-	25,925*	23,500	49,425
CDU <sub>2</sub>	-	6,930†	23,500	30,430
Vacuum Distillation Unit	3,000	-	-	3,000
Naphtha Splitter	7,000	-	-	7,000
Naphtha Stabiliser	8,200	-	-	8,200
Gasoline Splitter	-	-	1,000	1,000
Debutaniser	-	-	5,000	5,000
Platformer (PLAT)	1,600	10,000*	-	11,600
De-Ethanoliser	7,000	-	-	7,000
Naphtha Hydrofiner	8,200	-	-	8,200
Kerosene Hydrofiner	6,000	-	-	6,000
Diesel Hydrofiner	7,500	-	-	7,500
LPG Unit <sub>1</sub>	-	850	-	850
Unit <sub>2</sub>	-	2,750	-	2,750
Hydrotreater (HDT)	-	11,000	-	11,000
Unit (HDS)	-	4,550‡	-	4,550
High Vacuum Unit	-	1,600	-	1,600
Bitumen Blowing Unit (BBU)	-	1,200	-	1,200
<b>Total</b>	<b>87,000</b>	<b>112,805</b>	<b>66,000</b>	<b>265,805</b>

Source : PETRONAS

Note \* Comprised of 65% Kuwait Crude (BPSD) and 35% Miri Light Crude (BPSD).

† Average of Kuwait Gasoil (BPSD) and Kuwait Kerosine (BPSD)

‡ Average of Mixed Naphtha (BPSD) and 100% Miri Naphtha (BPSD)

年で年率6.7%の伸びとなっており、'81~'90年では同じく4.5%の伸びとなっている。これをGNPの伸びに対する弾性値でみると各々0.82と0.45という極めて低い値となっている。

開発途上国が工業化を進めていく過程でこのように低いエネルギー（石油）消費弾性値を維持できるかどうかは極めて疑問であり、石油依存度を引下げたいとする政府の期待値とみるのが妥当であろう。

油種別にみた将来の需要構造の特徴は第1に重油需要の増大（'75~'85年の年平均伸び率6.4%）であり第2はガソリン、ジェット燃料等の運輸用燃料の増大（同7.2%増）であり第3はディーゼル油の相対的な伸び率の低下（同4.5%増）である。

重油の伸びが高い理由の第1は、同国における工業部内の伸び率が'71~'75年で年率10.9%であったのが'76~'80年は同12.0%'81~'90年でみても13.0%と高い伸びが予想されている点にある。また第2には電力用重油の伸びが'75年の9.8千B/D（重油全体の29%）軽油3.2千B/Dの合計13千B/Dから1980年には重油22.2千B/D軽油5.3千B/Dの合計27.5千B/D（年平均伸び率16.1%）へと急激に拡大していることである。1975~'80年にかけての電力用重油の需要の増分は、重油全体の伸びの実に84%を占めており、この結果重油中に占める電力用のシェアも'75年の29%から'80年には一挙に45%にまで高まるものと予想されている。

これに対して製品供給構造は基本的には現在と変わらないものとみられ国産原油は極力輸出に振り向けて、中東原油を主体とした原油処理を行なうことになろう。

現在169千B/Dの原油処理能力を有しており、'80年代前半まで拡張の必要はないものとみられるが、政府はDungun地区に30千B/Dの国内消費向製油所の建設を検討している。

## 5.4 シンガポール

### (i) 石油製品需要

シンガポール経済は60年代から'73年までの約10年間にわたり年率12~13%の高成長をとげてきた。

しかし石油危機後の世界的な不況を反映して'74,'75年の実質成長率は6.3%、'75年はさらに低下し3.9%にとどまった。特に石油精製、電子工業の大幅な落ち込みが低成長の大きな要因であった。その後'75年後半からはエレクトロニクス産業等での対米輸出の増大、国内経済の回復などがみられ、'76年以降景気は順調な回復基調をたどってきており、'76年の実質成長は6.8%を達成した。さらに'77年上期も輸出関連産業、公共住宅建設、観光等を中心に着実な拡大がみられ、'77年を通しての実質成長も8%台に乗ったものとみられている。

このように経済活動状況に対して、一次エネルギー需要は'65年1,416千トン(石炭換算)から'75年の4,839千トンへと10年間で3.4倍の拡大を記録した。この間の実績GNPの伸びは年平均11.1%であったことから対GNP弾性値は1.18となり、完全に先進工業国並の水準となっている。

シンガポールの石油製品需要は'76年実績でボンドジェット燃料を含め合計58千B/Dでこれにパンカー重油を加えた総需要は、133千B/Dとなっている。パンカー重油は'73年の106千B/Dをピークに大幅に落ち込んでいたが'75年を底にして徐々に回復の方向にある。

'76年の製品需要構成(パンカー重油は除く)は、ガソリン9%、ナフサ2%、ジェット燃料24%、灯・軽油17%、重油43%、LPG5%となっている。

一方今後の石油需要見通しについてMobil Oil Singaporeの予測によると'85年で内需は115千B/Dとなり、これにパンカー重油115千B/Dを加えた合計で230千B/Dとなっている。

内需のうち特に拡大が著しいのは、現在計画中のエチレンセンターの稼働を見込んだナフサ需要を17千B/D計上している点にある。

またパンカーを除く内需の年平均伸びは7.9%となっている。

しかしいずれにせよシンガポールが保有する膨大な精製設備能力に比べて国内の需要規模は著しく小さく、'80年以降も依然として製品輸出センターとしての位置づけは変わらないといえる。

第 38 表 シンガポールの石油製品需要

unit: (1000 B/D)

	1975	1976	1977 (expectation)	1985 (forecast)
Gasoline	5	5	6	7
Naphtha	1	1	1	17
Jet Fuel	13	14	15	26
Kerosene & Gas Oil	9	10	10	13
Heavy Fuel Oil	23	25	26	45
LPG	1	1	1	3
Others	2	2	2	4
Total Domestic Demand	54	58	61	115
Banker Fuel Oil	63	75	79	115
<b>Total</b>	<b>117</b>	<b>133</b>	<b>140</b>	<b>230</b>

Source: MOBIL



## (2) 石油供給構造

シンガポールの石油精製会社は、Shell Eastern(設備能力530千B/D)、ESSO(231千B/D)、Mobil Oil Singapore(65千B/D)、BP(27千B/D)の5社で、合計能力は1,000千B/Dを越えており、ヒューストン、ロッテルダムに次ぐ世界第3位の石油精製センターとなっている。

このシンガポールの精製能力拡大の経緯をみると62年にShellが50千B/Dの製油所を完成させて以来、逐年新增設が展開されてきたが、特に60年代末から'73年に至るわずか4年間に200千B/D以上もの能力が増強された。

しかしこうした設備能力の急増は石油危機後の世界的な石油製品需要の落ち込みと南ヴェトナム市場の喪失によって大幅な需給ギャップをもたらした。すなわち'74年から'75年上期のシンガポール各製油所の平均稼働率は、40~50%という低水準を余儀なくされた。'76年以降徐々にではあるが精製処理量も増加傾向を辿っている。

現在ではパンカー込の国内需要が約150千B/D輸出が450千B/Dの合計600千B/Dの生産水準にまで回復してきているが、それでも稼働率はようやく60%の水準に達したに過ぎない。

従って、シンガポールの各精製会社とも'74年以降増設の意欲は全く後退しここ当分トップバーの拡張はメジャー各社の場合ないものとみられる。

ただしリフォーマー、クラッキング、重油脱硫等の2次装置の増強は、石化プロジェクトの進捗状況との見合いで行なわれることになろう。一方準国営会社ともいうべきSPCの場合には現有トッピング能力が65千B/Dと小さく、また稼働率も相対的に高いこと、新設予定のエチレンセンターへのナフサ供給の必要性などから常圧装置の増設が予定されている。またこれに付随してクラッキング、ヴァキューム、重油脱硫の各装置の増設が必要となろう。

## (3) 石油貿易の現状

シンガポールの製油所に対する原油の供給先としては、サウジアラビア、イラン、クエートが主で'76年以降はサウジアラビアとクエートの比率が一段と高まっている。

'76年についてみると、原油総輸入量21,255千トンのうち65%がサウジ原油で他に製品も35%がサウジから輸入されている。

これに対して製品輸出は'76で14,351千トンあり、このうち重油が44%を占め以下軽

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)  
( )内: 1975年

unit: (10<sup>3</sup> Metric ton)

	Crude Oils		Products		Total	
		Share (%)		Share (%)		Share (%)
SAUDI ARABIA	1,917 ( 7,124)	65 ( 39)	2,365 (1,464)	35 ( 29)	1,628 ( 8,588)	38 ( 37)
IRAN	2,622 ( 3,452)	12 ( 19)	1,198 (1,533)	18 ( 30)	3,820 ( 4,985)	14 ( 22)
IRAQ	1,314 ( 1,251)	6 ( 7)	-	-	1,314 ( 1,251)	5 ( 5)
KUWAIT	1,239 ( 2,728)	6 ( 16)	410 ( 113)	6 ( 2)	1,649 ( 3,041)	6 ( 13)
BAHRAIN			1,124	17	1,124	4
MALAYSIA	1,037 ( 782)	3 ( 4)	612 ( 502)	9 ( 10)	1,649 ( 1,284)	6 ( 6)
OCEANIA			209 ( 227)	3 ( 5)	209 ( 227)	1 ( 1)
OTHER ASIAN COUNTRIES	1,035 ( 1,547)	5 ( 9)	271 ( 92)	4 ( 2)	1,306 ( 1,639)	5 ( 7)
OTHER M-E COUNTRIES	91 ( 1,017)	1 ( 6)	8 ( 482)	- ( 9)	99 ( 1,499)	0.4 ( 7)
OTHER COUNTRIES			535 ( 683)	8 ( 13)	535 ( 683)	2 ( 3)
TOTAL	21,255 (18,101)	100 (100)	6,732 (5,096)	100 (100)	27,987 (23,197)	100 (100)

\* Included in OTHER M-E COUNTRIES

第40表 シンガポールの製品別石油輸出入実績推移

unit: (10<sup>3</sup> Metric ton)

		1970	1973	1974	1975	1976
Motor Gasoline	Import	510	382	168	155	84
	Export Japan's share	1818 (1069)	2113 (869)	903 (19)	738 (-)	688 (-)
Aviation Gasoline	Import	263	229	181	74	58
	Export Japan's share	298 (-)	219 (-)	184 (-)	75 (-)	59 (-)
Naphtha	Import	48	157	243	297	395
	Export Japan's share	461 (-)	505 (16)	1840 (1251)	1251 (531)	1133 (824)
Kerosene	Import	306	392	206	214	125
	Export Japan's share	891 (11)	800 (1)	560 (6)	344 (-)	357 (-)
Jet Fuel	Import	910	521	128	278	119
	Export Japan's share	2545 (285)	2332 (485)	1666 (209)	1460 (153)	1450 (137)
Gas Oil	Import	812	798	403	614	578
	Export Japan's share	2953 (198)	3210 (145)	3693 (123)	3802 (769)	3707 (1129)
Heavy Fuel Oil	Import	3982	4233	3020	3359	5277
	Export Japan's share	7293 (2922)	7056 (2582)	6975 (2585)	5134 (1296)	6364 (2160)
Others	Import	89	123	144	105	96
	Export Japan's share	352 (-)	511 (5)	719 (12)	523 (25)	593 (18)
Products Total	Import	6920	6835	4494	5096	6732
	Export Japan's share	16611 (4285)	16746 (4324)	16540 (4205)	13327 (2833)	14351 (4268)
Crude Oil	Import	19766	21741	23059	18101	21255
	Export	61	21	10	248	0

油18%、ジェット燃料10%、船舶用軽油8%、ナフサ8%等となっている。

輸出先別には、日本が30%、香港24%、オセアニア23%、マレーシア10%などとなっている。特に日本向け輸出のなかではこの1~2年ナフサ輸出が日本国内と海外市場の価格差を反映して急増しており、全ナフサ輸出量の70%以上が日本向けとなっている。このようにいわゆるバランシングリファイナリーとしてシンガポール製油所は従来十分な機能を果たしてきたといえる。しかし今後の存立基盤が、第1に日本、東南アジア、オセアニア等の主要市場の製品需要給動向、第2は中東産油国の輸出型製油所計画の帰趨、第3にはメジャーの戦略等によって大きく左右されることはいうまでもない。

ことに日本市場での需要の低成長化、産油国での輸出型製油所の出現は、中間地で石油精製を行なう経済的メリットを低下させる極めて大きな要因といえる。

しかし逆にシンガポール製油所における既存設備の大半は、石油危機以前に建設されたもので中東等今後新設される製油所に比べて精製コストが格段に安いことは明らかであり十分な競争力を持っていることは事実である。

従って、シンガポールの製油所は、日本および東南アジア市場の製品需要動向に影響を受けながらも、少なくとも'85年頃までは現在のバランシングリファイナリーとしての機能を維持し続けることになろう。

## 5.5 フィリピン

### (1) 石油需要

1965年から'75年までの10年間にエネルギー消費は年平均7.5%で伸び2倍強に拡大した。

しかし1974年、'75年は石油危機の影響で消費が減少し'70~'75年の平均伸び率は5.1%と低いものとなっている。

1977年の一次エネルギー消費の規模は、石油換算228千B/Dとなっておりこのうち実に95%が石油で占められている。

一方、フィリピン経済は'63~'72年で年率平均5.06%で成長しており、この間のエネルギー消費の伸びは年率平均9.3%で推移してきた。従ってGNPの伸びに対するエネルギー消費弾性値は、この間1.83となっていて、他の開発途上国同様極めて高くなっている。

1975年について一次エネルギー需要の部門別消費構成をみると工業用が32%を占め、ついで輸送用31%発電用25%民生その他用12%となっている。

これを10年前1965年と比較してみると当時は輸送用が44%と最大のシェアを占め、ついで工業用の22%、発電用19%、民生その他用15%であった。したがって10年間に特に工業部門での消費の伸びが著しかった反面、輸送用の伸びは相対的にわるかったといえる。

しかし'75年における輸送部門での消費構成(31%)は、日本の13%は勿論、アメリカの24%より遥かに高い。

これは鉄道等の公共大量輸送システムが未発達なため非効率な自動車輸送が発達し肥大化していることを示している。

一方この間工業用のエネルギー消費の伸びは年平均11.4%で拡大しており、工業生産の急成長ぶりを物語っている。

さらに発電用のウェイトも10年間で19%から25%に高まっている。全一次エネルギー消費が10年で約2倍であったのに対し、火力発電用燃料の消費はこの間石油換算30千B/Dから84千B/Dへと3倍に拡大しており火力による電化が大きく進んだことを意味している。

フィリピンの石油需要は、'75年実績で約200千B/Dで、過去10年間の平均伸び率は7.2%であった。

第 41 表 製品別石油消費量

(Unit: 10<sup>3</sup> Barrels/day)

	1965	1975	Average Annual Growth
Gasoline	27.9 (30.6)	41.9 (22.1)	4.1
Kerosene	6.6 (7.2)	8.5 (4.5)	2.4
Diesel	19.2 (21.1)	36.2 (19.1)	7.5
Heavy Fuel Oil	30.7 (33.7)	83.6 (44.0)	10.8
Others	6.8 (7.5)	19.7 (10.4)	11.0
Total	91.2(100.0)	189.9(100.0)	7.2

第 42 表 フィリピンの精製能力と稼働率(1975年)

Refinery Plants	Location	Rated Cap.	'75 Actual Prod.	Load Factor
Caltex	Batan, Batangas	70,000BCD	59,800B/D	85.4%
Shell 1)	Tabangan, Batangas	65,000BCD	32,600B/D	50.2%
Bataan 2)	Limay, Bataan	110,000BCD	81,700B/D	74.3%
Filoil 3)	Rosario, Cavite	27,000BCD	6,300B/D	23.3%
	Total	272,000BCD		66.4%

製品別構成では重油が44%を占め最も多く、ついでガソリン22.1%、ディーゼル油19.1%の順になっている。

## (2) 石油供給構造

一次エネルギー需要の95%を占めている石油は、その100%を輸入に依存している。1971年には中東以外からの石油輸入は35%を占めていた。これは主としてインドネシア、マレーシア等の近隣諸国からのものであったが73年以降はこれらの原油の価格上昇が低硫黄原油であることから相対的に大きく、かつ日本が積極的に引取ったこともあって、73年、74年は中東原油の輸入比率が95%前後を占めた。

しかし75年には国営石油会社のPNOCが直接取引によって中東以外の輸入比率は19%に増加し76年は23%となった。75年を例にとると、PNOCはクエイトと中国から各々29千B/Dの原油をGGベースで輸入したのをはじめ、ブルタミナからは13千B/D、ベトロナスからは1,600B/Dを直接輸入した。

国内の石油産業は、カルテックス、モービル、シェル、グッティ、PNOCから成っていて精製能力は272千B/D（76年9月末現在）である。このうちカルテックスが25.7%（70千B/D）を保有しシェルが17.9%（49千B/D）モービルが17.4%（47千B/D）でメジャー3社で61%（166千B/D）の能力を持っている。それに対して国営会社のPNOC/Petrohilが31.7%（86千B/D）PNOC系民族企業であるFilipinoが7.3%（20千B/D）のシェアを持っている。

石油製品の供給シェアはカルテックス29%、シェル16%、モービル16%、グッティ4%、PNOC系31%となっている。

一方、処理原油の内分けは76年1～6月実績でクエイト28%、サウジアラビア36%インドネシア17%、イラク11%、マレーシア6%の割合となっている。

精製得率はガソリン24%、灯油25%、重油39%である。

## (3) 今後の石油需要

フィリピンの長期エネルギー政策の基本的目標は、

- ① 石油への過度の依存からの脱却
- ② 中東以外からの石油の安定供給の確保
- ③ エネルギー消費の効率化

#### ④ 工業部門へのエネルギーの安定供給

などとなっており、これら諸目標達成のための長期エネルギー計画(National Energy & Development Authority)によると1985年の一次エネルギー需要は、石油換算442千B/Dとなり'77年水準の1.9倍となる見通しである。

また石油のウエイトは76.8%へ低下し、代って水力、石炭、地熱等の代替エネルギーの構成が大きくなる形となっている。

石油製品の需要の構造は重油が現在の44%~49.8%へ拡大するのに対し、ガソリンは22%から20.6%へ比率が低下している。これは長期エネルギー政策の目標である工業部門へのエネルギーの安定供給と輸送部門での消費の効率化を反映したものと見える。

石油製品全体の'58年までの伸びは平均5.9%と予想されて経済成長の伸び率(年率7~8%を想定)を下回っており、ここにも石油依存度低下への意図が示されている。

いうまでもなく、フィリピン政府によるこのようなエネルギー計画が実現するためには、国内の代替エネルギー(地熱、水力、石炭)開発を大規模に行なわねばならない。

しかし資金調達面、技術面、プロジェクトの経済性の面で多くの問題を抱えており、石油依存度の引下げは容易ではないのが実情である。

いずれにせよ今後石油需要が6%前後で伸びるとすると既存の精製能力(272千B/D)では1980年以降不足が生じることになり、能力の新しい増設が必要となろう。

とくにフィリピン第1の販売シェアーを持つカルテックス(70千B/D)の場合、製油所の稼働率が85%を越えており、近い将来大幅な増設が行なわれる可能性がある。



第43表 部門別最終エネルギー需要見通し

Oil equivalent 10<sup>3</sup> Barrels/day (%)

	1977	1980	1982	1985	1987	Average Annual Growth 77/18
Transportation	83.0 (36.3)	98.9 (33.6)	111.0 (31.6)	139.7 (31.6)	163.0 (31.3)	7.0
Industry	95.1 (41.6)	124.1 (42.1)	148.2 (42.5)	192.9 (43.6)	230.7 (44.3)	9.3
Commerce	18.6 (8.1)	26.8 (9.1)	34.0 (9.7)	42.2 (9.5)	48.8 (9.4)	10.1
Household & Others	31.8 (14.0)	44.7 (15.2)	55.1 (15.9)	67.7 (15.3)	78.1 (15.0)	9.4
Total	228.5 (100.0)	294.5 (100.0)	348.2 (100.0)	442.5 (100.0)	520.5 (100.0)	8.6

第44表 石油製品別需要見通し

10<sup>3</sup> Barrels/day (%)

	1975	1977	1980	1985	Average Annual Growth (75/85)
Gasoline	41.9 (22.0)	46.2 (21.5)	54.2 (20.8)	69.2 (20.6)	5.2 (約)
Kerosene	8.5 (5.0)	8.9 (4.1)	9.6 (3.7)	10.8 (3.2)	2.4
Diesel	36.2 (19.0)	41.4 (19.3)	50.7 (19.5)	64.7 (19.3)	5.9
Heavy Fuel Oil	83.6 (44.0)	98.4 (45.8)	124.0 (47.7)	165.9 (49.8)	7.1
Others	19.7 (10.0)	19.8 (9.2)	21.7 (8.3)	24.7 (7.4)	2.3
Total	189.7 (100.0)	214.7 (100.0)	260.2 (100.0)	335.3 (100.0)	5.9

## 6. 東南アジアの石油フロー（1985年）

### 6.1 フロー予想の前提

現在、東南アジア諸国のエネルギー供給は石油にほとんどを依存している。しかも将来において石油への依存度を引下げることが各国の置かれた現状からみて難しいばかりか、実際には、工業化の進展とともに石油の必要性は高まる方向にある。

一方東南アジア域内には産油国や大規模な精製センターを有する国も存在しており、ASEANを中心とした域内の石油取引は今後活発化するものと考えられる。

ASEAN 5ヶ国を中心とした石油フローを一定の前提条件のもとで描き、将来の同地域における石油需給の方向を探ってみることにする。

予測に使われたコンピューターモデルは「アジア・太平洋石油フローモデル」と呼ばれるものでモデルにインプットされる主要な前提条件は、

- ① 国別石油製品別需要量
- ② 国別既存石油精製能力
- ③ 国別原油生産量および輸出可能量
- ④ 原油、性状、価格、精製コスト原油製品別プレート
- ⑤ 域外からの原油製品の輸入量制約
- ⑥ 域外への原油、製品の輸出量制約
- ⑦ その他

などとなっている。

#### ① 1985年石油製品需要量

域内の製品需要のうち国別に予測されているのはASEAN 5ヶ国で、それ以外はその他東南アジア（インド、スリランカ、パキスタン、バングラディシュ、ビルマ）とその他極東（韓国、台湾、香港）とに集約されている。ASEAN 5ヶ国の需要量は前章においてみたように各々の国で予測された需要量に依っているが、その他東南アジア、その他極東は国連のエネルギー統計をもとに予測を行なった。また灯油、ジェット燃料、軽油についてはモデル内では中間製品として集約して取り扱っている。

第45表 1985年アジア地域の石油製品需要

1,000 B/D

	Gasoline	Naphtha	Middle Distillates	Heavy Fuel Oil	Bunker Fuel	Others
INDONESIA	107.9	0.0	319.0	136.0	-	10.0
PHILIPPINES	69.2	0.0	75.5	165.0	-	25.0
SINGAPORE	7.0	17.0	39.0	45.0	115.0	7.0
MALAYSIA	33.5	0.0	73.2	53.4	-	9.0
THAILAND	53.6	0.0	118.1	95.9	-	10.4
S.E. ASIA OTHERS	220.0	33.0	438.0	540.0	263.0	51.0
F.E. ASIA OTHERS	147.0	96.0	449.0	553.0	159.0	30.0

注) 1. 東南アジアはインド、スリランカ、パキスタン、バングラデッシュ、ビルマを含む。

2. 極東は韓国、台湾、香港を含む。

3. パンカー原油として記載されていない国のパンカー原油は、原油需要の中に含まれる。

第 4 6 表 原油別域内供給可能量と原油性状

1,000 B/D

	Constraint		Product Yield (%)				
	Lower Limit	Upper Limit	Gasoline	Kero- sene	Gas Oil	Residue	
MINAS	800		11.6	8.4	12.0	67.0	
ATAKA	-	60	33.5	23.6	11.2	31.7	
MIRI	-	110	34.0	17.0	8.0	39.0	
BRUNEI	120	130	29.9	12.4	26.4	29.9	
OTHER ASIAN CRUDES	730	770	24.0	11.0	16.0	49.0	
ARABIAN LIGHT	882	918	22.9	14.0	14.1	49.0	
ARABIAN MEDIUM	245	255	20.3	11.4	13.1	54.3	
ARABIAN HEAVY	666	694	18.6	8.7	13.8	58.1	
IRANIAN LIGHT	185	193	23.6	10.5	15.9	49.0	
IRANIAN HEAVY	134	140	22.0	9.8	14.0	52.5	
KUWAIT	311	323	19.4	9.0	16.6	54.0	
IRAQ	505	525	24.0	11.4	12.5	51.1	

第 4 7 表 國 別 石 油 精 製 既 存 能 力

1,000 B/D

	Atmospheric Distillation	Vacuum Distillation	Cracking
INDONESIA	493.0	163.0	37.5
PHILIPPINES	251.0	80.0	22.3
SINGAPORE	1,028.0	209.0	65.0
MALAYSIA	168.0	3.0	0.0
THAILAND	161.0	36.5	7.0
S.E. ASIA OTHERS	677.0	211.0	36.0
F.E. ASIA OTHERS	879.0	77.0	28.0

Source: Atmospheric distillation unit : countries' statistical data

Vacuum distillation and cracking units: O. G. J.'s

statistical data and estimation.

## ② 域内原油供給量制約

域内における供給可能原油としては、低硫黄重質原油としてミナス、低硫黄軽質原油としては、アタカ、ミリ、ブルネイに代表させそれ以外は、その他アジア原油として一括して扱っている。

域内産原油の域内に対する供給可能量が予想される生産量より小さいのは域外へ輸出される分を差し引いているためである。一方域外から流入可能な原油は現在アジア各国が輸入している代表的な中東原油とした。

## ③ 石油精製能力

精製能力は既存能力を制約量としてインプットし'85年の需要に対して必要となる既存分を越える能力の拡張は一定のコスト条件のもとで可能としている。

## ④ 価格およびコスト条件

モデル計算上必要な価格およびコスト関係のインプット条件としては、

- ① 原油 FOB 価格
- ② 製品 FOB 価格
- ③ 原油フレート
- ④ 製品フレート
- ⑤ 精製コスト

がある。

'85年原油価格は現状推定価格と同一として現時点からのインフレーションは加味していない。(この点は全てのコストに関して同じ条件である。)しかし原油供給制約のうち下限値を越えて選択された原油については、基準 FOB 価格に対して1ドル/バレルのペナルティーを与えている。

同様に製品 FOB 価格も現状推定価格をもとにしている。

原油および製品のフレート1977年度ワールドスケールをもとに基準レートをW.S50として各貿易港間のフレートを定めている。

この場合、各国の代表港の水深等の差によってタンカーサイズに変化を与えている。また精製コストは各装置ごとに変動費、固定費に区分して与えられており、既存装置については変動費のみとして新設能力については固定費を加算したものを精製コストとしている。

## 6.2 1985年東南アジアの石油フロー

### (1) 原油フロー

計算の結果から東南アジア諸国を中心とした原油の流れをみるとまず、インドネシアのミナス原油は域内に合計800千B/D供給されているが、このうち自国での消費量は236千B/Dで、残りはその他東南アジアを除いて各国に供給されている。

ブルネイ原油は120千B/D全量がフィリピンに供給されている。

しかし同じ域内原油であるアタカ、ミリといった軽質低硫黄原油は、域内に全く供給されない形となっている。

これは域内の製品需要が、ガソリン、ナフサの軽質留分の少ない構造であることを反映しているといえる。

一方、域外からの原油輸入のうちアラビアンライトが制約下限量(882千B/D)以上の900千B/D輸入されており、その大半はシンガポールとその他極東へ供給されている。またアラビアンライト以外の中東原油は、それぞれ制約下限の供給量となっており、供給先は3~4ヶ国に及んでいる。

### (2) 石油製品フロー

域内の製品需給を国別にみると、インドネシアの場合、'85年の製品生産量は合計529千B/Dで、このうち406千B/Dを自国向け供給とし、その他東南アジア、日本へ各々41千B/D 82千B/Dの重油を供給している。一方シンガポールから中間製品を167千B/D輸入している。これは同国の需要構成のうち灯油のウエイトが高いためである。フィリピンは363千B/Dの生産のうち309千B/Dを自国供給用とし54千B/Dの中間油をその他東南アジアへ輸出している。

一方、輸入は、シンガポール、中国から重油を中心に26千B/D行なっている。

シンガポールは国内の需要量に対して精製能力が大きいため域内全域に製品輸出を行っており、輸出製品は中間油重油中心となっている。また域外に対しては、日本にナフサを50千B/D オセアニアにガソリンを159千B/D輸出している。

マレーシアは192千B/Dの生産の大半を自国消費しており、輸出入は調整的な数量にとどまっている。

さらにタイについてみると149千B/Dの生産量全量を国内向け供給に当っており、その上でシンガポールからガソリン、中間油、重油を合計129千B/D輸入している。

第48表 1985年原油7口 - 予 测

1,000 B/D

to from	INDO- NESIA	PHILIP- PINES	SINGA- PORE	MALAY- SIA	THAI- LAND	S.E. ASIA OTHERS	F.E. ASIA OTHERS	TOTAL
MINAS	236	64	102	28	34		337	800
ATAKA								
MIRI								
BRUNEI		120						120
OTHER ASIAN CRUDES			102		113	628	350	730
ARABIAN LIGHT			437					900
ARABIAN MEDIUM	82						163	245
ARABIAN HEAVY	39	140		60		375	53	666
IRANIAN LIGHT		9	56			37	83	185
IRANIAN HEAVY		7	40			27	60	134
KUWAIT		8					303	311
IRAQ	192	11	302					505
TOTAL	549	358	936	191	147	1,066	1,350	4,596



第49表 1985年石油製品7口 - 手測 (全製品)

to from	INDO- NESIA	PHILIP- PINES	SINGA- PORE	MALAY- SIA	THAI- LAND	S.E. ASIA OTHERS	F.E. ASIA OTHERS	JAPAN	OCEANIA	TOTAL
INDONESIA	406					41		82		529
PHILIPPINES		309					54			363
SINGAPORE	167	11	213	23	129	97	28	63	159	891
MALAYSIA		1		157				34		192
THAILAND					149					149
S.E. ASIA OTHERS						1,052				1,052
F.E. ASIA OTHERS							1,306	21	6	1,333
MIDDLE EAST			17			146	46			209
AFRICA						151				151
CHINA		15				57				72
TOTAL	573	336	230	179	278	1,545	1,434	200	165	4,940

### (3) 製油所能力

域内の精製能力は現在の3,657千B/Dから'85年には約1.5倍の5,408千B/Dへと増加している。

国別にみると、インドネシアが493千B/Dから646千B/Dへと153千B/D増加しているほか、フィリピンが251千B/Dから421千B/Dへ170千B/Dの増加となっている。これに対してシンガポール、タイはほとんど追加能力を必要としていない。またマレーシアは57千B/Dのと小規模な増加にとどまっている。

一方、その他東南アジア、その他極東地域は、いずれも80%以上の大幅な能力増となっている。

2次装置についてみると減圧蒸留装置が全体で約2倍の規模に達している。また分解装置は196千B/Dの既存能力の水準から'85年には一挙に947千B/Dへ大幅な増加を示している。これはシンガポール、その他極東地域でナフサ需要が増大することなどが影響しているものといえる。

しかし、現実にはこうした需要構造に対応してとられる措置としては、

- ① ここに現われたような分解装置による対応のほか
- ② 域外からの製品輸入の増大
- ③ 原油選択の変更

等が考えられるわけで、その組合せが多面的であることは、いうまでもない。

第 50 表 1985 年 國 別 精 製 能 力

1,000 B/D

	Atmospheric Distillation		Vacuum Distillation		Cracking	
	Existing Capacity	'85 Required Capacity	Existing Capacity	'85 Required Capacity	Existing Capacity	'85 Required Capacity
INDONESIA	493	646	163	194	37.5	118
PHILIPPINES	251	421	80	116	22.3	59
SINGAPORE	1,028	1,101	209	458	65.0	288
MALAYSIA	168	225	3	41	-	20
THAILAND	161	173	36.5	65	7.0	38
S.E. ASIA OTHERS	677	1,254	211	535	36.0	311
F.E. ASIA OTHERS	879	1,588	77	192	28.0	113
TOTAL	3,657	5,408	779.5	1,602	195.8	947

(Note) The necessary refinery capacity in 1985 is estimated by multiplying 85% by the operation capacity calculated in the model for toppers and vacuum units and 80% by that for cracking units.

第51表 國別石油需給バランス (1985年)

1,000 B/D

	Crude Oil Supply to the Areas	Import of Crude Oil	Export of Crude Oil	Export of Production	Import of Products	Export of Products	Export of Demand of Products
INDONESIA	800	313	564	549	167	123	573
PHILIPPINES	0	358	0	358	27	54	336
SINGAPORE	0	936	0	936	17	678	230
MALAYSIA	0	191	0	191	23	36	179
THAILAND	0	147	0	147	129	0	278
S.E. ASIA OTHERS	850	438	222	1,066	493	0	1,545
F.E. ASIA OTHERS	0	1,350	0	1,350	128	27	1,434
JAPAN	-	-	-	-	200	-	-
OCEANIA	-	-	-	-	165	-	-
MIDDLE EAST	2,946	-	2,946	-	-	209	-
AFRICA	-	-	-	-	-	151	-
CHINA	-	-	-	-	-	72	-
TOTAL	4,596	3,732	3,732	4,596	1,349	1,349	4,575

附 録 1

ペルシャ湾に於ける石油製品価格の  
日本市場への競争力の検討



## 目 次

	頁
1. 緒言および要約 .....	1
2. 検 討 基 準 .....	2
2.1 検討対象製品 .....	2
2.2 検 討 方 法 .....	3
2.3 検討対象期間 .....	4
2.4 各費目の算定基準 .....	4
3. 検 討 結 果 .....	13

## 添 付 表 リ ス ト

表番号	頁
1. ベルジャ湾に於ける石油製品価格の日本市場に対する競争力 .....	1
2. ベルジャ湾に於ける石油製品スポット価格 .....	6
3. ベルジャ湾に於ける石油製品公示価格（シェル、バンダーマージュール） .....	7
4. 石油製品元売り価格の推移（昭和53年1月－5月） .....	7
5. 原油・製品輸入CIF価格の推移 .....	8
6. 船型別ナフサ輸入比率 .....	8
7. タンカー市況：AFRAレート（ワールドスケール）の推移 .....	9
8. 石油製品の平均換算係数 .....	9
9. 昭和53年1－3月油種別・船型別海上運賃 .....	10
10. 関税率抜粋（昭和53年5月末現在） .....	11
11. 製品当たり備蓄原油金利負担 .....	12
12. 製品別販売管理費 .....	12
13. ベルジャ湾のスポット製品の日本に於ける推定販売原価計算結果一覧 .....	14

表番号

頁

14. 輸入石油製品推定元売原価計算表：ナフサ .....	15
15. 輸入石油製品推定元売原価計算表：レギュラーガソリン .....	16
16. 輸入石油製品推定元売原価計算表：灯油 .....	17
17. 輸入石油製品推定元売原価計算表：軽油 .....	18
18. 輸入石油製品推定元売原価計算表：C重油(3.5%S) .....	19



## 1. 緒言および要約

昭和53年1月～3月に於けるベルシャ湾のスポット市場に於ける石油製品価格の日本市場に対する競争力を概略検討した。

検討の対象とした製品は、下記の5種類で、比較の対象とする日本市場の価格としては、ベルシャ湾での買付けから、日本市場に出まわる迄の時間遅れを考え、昭和53年3月～5月に於ける元売仕切価格を採用した。

- ・ナフサ
- ・ガソリン
- ・灯油
- ・軽油
- ・C重油(硫黄分3.5%)

輸送船型については、中型船を中心に、一般用および大型船による場合も併せて検討した。また、ガソリンおよびC重油については品質の違いによる価格調整を行っており、換算レートは、予想される通関月の平均レートによっている。

検討の結果の要約を表-1に示す。

表-1 ベルシャ湾に於ける石油製品価格の  
日本市場に対する競争力

(単位：円/kt)

製品名	輸送船型 (千DWT)	一般用 15.0 - 24.9	中 型 25.0 - 44.9	大 型 I 45.0 - 79.9
	ナフサ		- 1,500	- 2,300
ガソリン(レギュラー)		- 8,900	- 9,800	- 10,600
灯油		+ 7,100	+ 6,300	+ 5,400
軽油		+ 4,700	+ 3,800	+ 2,800
C重油(3.5% S)		+ 5,100	+ 4,200	+ 3,200

注) 1. 昭和53年1～3月ベルシャ湾にて買付け、昭和53年3～5月日本市場で販売すると想定。

2. マイナスはベルシャ湾価格安。

上表より判る様にベルシャ湾岸に於けるこの時期の石油製品のスポット価格は、日本市場の価格と比較して、ガソリン、ナフサ安、灯・軽油および高硫黄重油高であり、この傾向は顕著である。これは、両市場に於ける価格体系の大巾な違いに起因するものであり、今後、日本市場向の輸出製油所を検討する際に、彼我の価格体系の調整が重要な課題になるであろうことを示唆している。

他のグレードの製品についての価格の公表情報がないので製品全体としての価格レベルの検討は行っていない。

ここでは、ベルシャ湾市場とシンガポール市場の価格体系が極めて類似しており、極度海上運賃の差を補償するレベルで価格が推移していることから、重油の硫黄分による価格差は、日本市場のそれに比較して半分又は、それ以下と推定されることから、中・低硫黄C重油については十分に競争力を持っているであろうことを指摘するにとどめる。

## 2. 検 討 基 準

本検討で用いた検討方法、データ、および前提条件等は以下の通り。

### 2.1 検 討 対 象 製 品

ベルシャ湾のスポット市場の石油製品のうち、公表情報のある以下の製品に限定して検討した。

- ・ ナ フ サ
- ・ ガ ソ リ ン
- ・ 灯 油
- ・ 軽 油
- ・ C 重 油 (硫黄分 3.5%)

現在、日本に輸入されている石油製品は、ほとんどナフサ、A、B、C重油に限られており、他の製品の輸入量は極めて僅少である。従って、ガソリン、灯・軽油については、もし輸入したらどうなるかという観点から検討することとした。又、ガソリンについて

は、ベルシャ湾市場の製品は全て加鉛されていると考えられ、無鉛ガソリンに対応する製品はない。そこで、プレミアムガソリンは無鉛ベースでオクタン価90前後のものに  
加鉛されていることに着目し、加鉛コスト分として、プレミアムガソリンから1.5  
セント/米ガロン又は、0.63ドル/バレル差し引いたものが、90オクタンの無鉛ガ  
ソリンに相当すると仮定した。

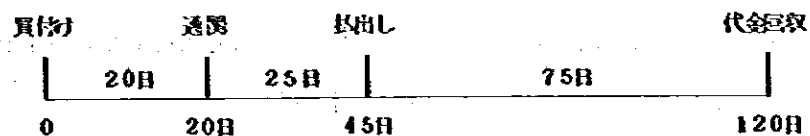
## 2.2 検 討 方 法

ベルシャ湾市場のスポット価格（製品 FOB 価格）に以下の各費目を加算したものが、  
日本市場に於ける元売仕切価格に対応するものとした。利潤は計上していない。

- ・海上運賃
- ・海上保険
- ・輸入関税
- ・輸入諸掛り
- ・貯蔵・受払ロス
- ・貯蔵・受払コスト
- ・余利：製品分および備蓄原油分
- ・販売管理費

ベルシャ湾で買付けられた製品が日本迄輸送され、一旦貯蔵された後市場に出廻るスケ  
ジュールを以下の通りと想定した。

### 想定した製品買付・販売スケジュール



これをもとに、例えば、1月の中旬に買付けられた製品は2月に通関し、3月になって  
市場に出廻ると予想されるので、買付けの時から数えて、

- ・通関(ドル-円換算の基準月)は1ヶ月遅れ、
- ・払出(比較の対象とする元売仕切価格の基準月)は2ヶ月遅れ、

のものを採用するものとした。

ペルシャ湾に於ける最近の石油製品のスポット価格を表-2に、公示価格を表-3に示す。

又、日本に於ける石油製品の元売仕切価格の推移を表-4に、原油および石油製品の輸入CIF価格と換算レート推移を表-5に示す。

### 2.3 検討対象期間

昭和53年1月-3月にペルシャ湾のスポット市場で買付けた製品を対象とする。従って、通関は、2月-4月、製品の払出しは3月-5月となる。

### 2.4 各費目の算定基準

#### 製品 FOB 価格

表-2に示す価格を採用する。無鉛ベースのレギュラーガソリン価格は、プレミアムガソリンの価格から0.63ドル/パーレル差引いたものとする。

#### 海上運賃

表-6に示す様にナフサの輸入は22-35千DWT船型が主体であり、重油については、それより、やや大き目の船型が中心になっていると考えられる。そこで、本検討では25-45千DWT型の中型船輸送を基本とすることとしたが、25千DWT以下の一般用、45-80千DWTの大型1級の船を利用するケースも併せて検討するものとした。

採用する海上運賃は、製品買付け月のものを用い、AFRAレートによるものとした。運賃計算の基準地点はラスタヌラ/横浜間を採用。

表-7に最近のタンカー市況(AFRAレート)を示す。

表-8に示す石油製品の体積/重量の平均換算係数を使って算出した、月別・製品別海上運賃を表-9に示す。海上運賃はすべて湧載ベースで計算している。

### 海上保険

製品 FOB 価格と海上運賃の 0.15 % を計上。

### 輸入関税

昭和 53 年 5 月末現在の関税率（表-10 参照）を採用。ナフサは石化用、C 重油は 1 次税率とした。

### 輸入諸掛り

一律 80 円/kl を計上

### 貯蔵・受払ロス

受払ロス 0.6 %、貯蔵ロス 0.6 % と想定、合計 1.2 % のロスを計上。

又、製品 FOB 価格から貯蔵受払ロス迄の費目の合計を製品インタックコストと定義した。

### 貯蔵・受払コスト

ランニングストックとして製品 25 日分、備蓄用として原油 45 日分、合計 70 日分の石油を輸入製品分の備蓄相当分として保有していたものと想定し、貯蔵・受払設備に対する経費負担分として、一律 850 円/kl を計上。これには、設備・土地代の金利・償却などの他、貯蔵受払に要する用役費、人件費等も含むものとした。

### 金利：製品分

船積在庫 20 日分、製品タンク内在庫 25 日分、合計 45 日分に対して金利がかかるものとした。払出し後、代金回収迄の売掛金金利は、販売管理費に含まれるものとした。在庫品単価には、製品インタックコストを、金利は 8.0 % / 年を採用。

### 金利：原油分

45 日分の原油在庫に対して、金利を計上した。原油購入価格としては、昭和 52 年度下期の平均 CIF 価格を採用。又、金利は石油備蓄強化のための政府の優遇金融がつく

ものと想定。結果として製品k(当り 130 円の負担となった(表-11 参照)。

### 販売管理費

元売各社の実績の平均値より表-12の通りに設定。なお、この経費には、売掛金金利が含まれている。

表-2 ペルシャ湾に於ける石油製品スポット価格

(単位：ドル/バレル)

	1977年	1978年				
	第4四半期	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月
プレミアムガソリン	17.64	17.89	17.89	17.89	18.06	18.06
レギュラーガソリン	16.38	16.63	16.63	16.63	16.80	16.80
ナ フ サ	12.14	12.22	12.81	13.02	13.36	13.40
灯 油 <sup>1)</sup>	16.80	16.88	17.43	17.64	16.88	17.26
軽 油 <sup>2)</sup>	15.29	15.46	15.75	15.92	15.62	16.00
3.5% S 重油	10.98	10.84	10.54	10.32	10.17	10.09

- 注) 1. 灯油は、家庭用およびジェット燃料用の両用。  
 2. 軽油は、硫黄分0.5%。  
 3. 出 所 Petroleum Intelligence Weekly

表-3 ベルギー産に於ける石油製品公示価格  
(シェル、バンダ-マ-シュール)

(単位：ドル/バレル)

	1977年		1978年	
	6月-9月	10月-12月	1月	3月
プレミアムガソリン(オクタン価95)	18.90	18.90	19.32	19.11
レギュラーガソリン(オクタン価90)	17.64	17.64	17.64	17.64
ナフサ	n. q.	n. q.	n. q.	n. q.
灯油	17.01	17.01	17.64	17.64
軽油(ディーゼル指数53-57)	15.75	15.75	16.17	16.17
海上用ディーゼル油	15.00	15.00	15.20	15.20
軽貨重油	11.85	11.85	11.95	11.65
パンカー重油	n. q.	n. q.	n. q.	n. q.

- 注) 1. n. q. : 設定されず  
2. 出所 International Crude Oil and Product Prices

表-4 石油製品元売仕切価格の推移(昭和53年1月-5月)

(単位：円/kl)

	昭和53年				
	1月	2月	3月	4月	5月
ガソリン-プレミアム	55,800	54,800	53,800	52,300	50,500
ガソリン-レギュラー	47,300	46,300	45,200	43,600	43,000
ナフサ(石化用)	26,000	26,000	25,600	25,600	25,600
灯油	29,300	28,500	28,500	28,300	28,300
軽油	30,000	30,000	29,500	28,900	28,200
A重油	29,400	29,000	28,900	28,100	27,800
B重油	27,400	27,300	27,000	27,000	26,900
C重油(平均)	23,200	23,500	23,000	22,000	22,000

- 注) 1. ガソリンおよび軽油の消費税含まず。  
2. 価格は、第1次卸売段階の販売契約価格である。  
3. 出所 Japan Petroleum & Energy Weekly.

表 - 5 原油・製品輸入 CIF 単価の推移  
(昭和52年7月-昭和53年6月)

年 月	CIF 単 価 (ドル/バレル)					換算レ-ト 円/ドル
	原 油	ナフサ	A 重油	B 重油	C 重油	
52年 7月	13.51	15.04	15.66	13.94	12.75	267.8
8	13.63	14.74	15.36	14.19	13.08	265.7
9	13.73	14.66	15.32	14.32	12.64	267.1
10	13.80	14.83	15.48	14.14	12.70	261.8
11	13.80	14.89	15.53	14.15	12.95	249.1
12	13.83	14.73	15.93	14.32	12.64	241.9
53年 1月	13.78	14.83	15.45	14.16	12.54	240.7
2	13.82	14.77	15.38	14.15	12.93	241.5
3	13.81	14.73	15.50	14.18	12.91	236.9
4	13.81	14.55	15.18	14.03	12.65	223.0
5	13.70	14.75	15.17	14.12	13.11	225.4
6	13.71	14.93	15.94	13.97	12.54	222.5

出 所 大蔵省「日本貿易月表」

表 - 6 船型別ナフサ輸入比率

(単位:%)

期 間	船 型 10 <sup>3</sup> DWT							合 計	
	5.0-	22.0-	35.0-	55.0-	75.0- 1) (70.0-)	100.0-	150.0- 200.0-	%	輸入ナフサ量
1973	41.62	30.89	16.41	5.97	-	-	5.11	100.0	6,222
1974	27.41	41.89	14.60	13.46	1.42	-	1.22	100.0	7,138
1975	15.65	44.43	19.15	14.14	4.66	0.88	1.89	100.0	5,939
1976	15.40	48.37	18.77	8.54	8.92	-	-	100.0	7,993
1977	10.92	56.93	14.91	7.29	9.14	0.81	-	100.0	8,472

注) 1. 1977年から船型区分の方法が変わった。

2. 出 所 石油連盟資料



表-7 タンカー市況：AFRA レート（ワールドスケール）の推移

船 型 (10 <sup>3</sup> DWT)	一 般 用 15.0-24.9	中 型 25.0-44.9	大 型 I 45.0-79.9	ラスタヌラ/横浜間 基準運賃(\$/LT)
昭和52年 7 月	145.3	110.3	71.5	9.50
8	138.8	108.8	71.7	
9	149.1	108.4	70.8	
10	148.4	111.5	69.4	
11	155.3	112.5	68.3	
12	151.5	106.2	66.1	
昭和53年 1 月	160.3	117.0	72.9	10.10
2	154.2	108.2	69.9	
3	152.8	112.6	68.4	
4	152.6	110.6	68.1	
5	149.0	111.1	68.0	
6	148.8	111.1	70.4	

表-8 石油製品の平均換算係数

	平均比重	バレル/メトリックトン	バレル/ロングトン
ナ フ サ	0.730	8.616	8.755
自動車ガソリン	0.740	8.500	8.636
灯 油	0.810	7.765	7.890
軽 油	0.870	7.230	7.346
重 油	0.950	6.621	6.727

表-9 昭和53年1-3月油種別・船型別海上運賃  
(ラスタヌラ/横浜間)

1. 昭和53年1月

(単位：ドル/バレル)

船 型 (10 <sup>3</sup> DWT)	一 般 用 15.0-24.9	中 型 15.0-44.9	大 型 I 45.0-79.9
ナ フ サ	1.99	1.45	0.90
ガ ソ リ ン	2.01	1.47	0.92
灯 油	2.21	1.61	1.00
軽 油	2.37	1.73	1.08
重 油	2.41	1.76	1.09

2. 昭和53年2月

(単位：ドル/バレル)

船 型 (10 <sup>3</sup> DWT)	一 般 用 15.0-24.9	中 型 25.0-44.9	大 型 I 45.0-79.9
ナ フ サ	1.91	1.34	0.87
ガ ソ リ ン	1.94	1.36	0.88
灯 油	2.12	1.49	0.96
軽 油	2.28	1.60	1.03
重 油	2.31	1.62	1.05

3. 昭和53年3月

(単位：ドル/バレル)

船 型 (10 <sup>3</sup> DWT)	一 般 用 15.0-24.9	中 型 25.0-44.9	大 型 I 45.0-79.9
ナ フ サ	1.89	1.40	0.85
ガ ソ リ ン	1.92	1.42	0.86
灯 油	2.10	1.55	0.94
軽 油	2.26	1.66	1.01
重 油	2.29	1.69	1.03

表-10 関税率抜粋(昭和53年5月末現在)

	用途など	関税率 (円/t)
原油	アンモニア/石化製品製造用 その他用	130 750
揮発油	石油化学製品製造用 アンモニア/ガス製造用 燃料用(電力、鉄鋼、ガス) その他用(航空機用を除く)	125 125 1,075 2,150
灯油		1,010
軽油		1,890
A重油	農林漁業用 製油用 その他用 { 1次税率 2次税率	無税 750 1,070 2,280
B重油	製油用 その他用 { 1次税率 2次税率	750 835 2,280
C重油	製油用 その他用 { 1次税率 2次税率	750 750 2,280

注) 昭和53年6月1日より関税率が下げられると共に石油税が新設された。

表-11 製品kt当り備蓄原油金利負担

原油 CIF 価格、 <sup>1)</sup> 円/kt	21,300
原油 関 税、円/kt	750
輸 入 諸 掛、円/kt	80
貯 蔵 ロ ス、 <sup>2)</sup> 円/kt	130
原油インタンク価格、円/kt	22,260
製品kt当り原油価格、 <sup>3)</sup> 円/kt	23,430
45 日分原油代、千円	1,054
原油代余剰、 <sup>4)</sup> 千円/年	48
製品kt当り余剰負担、円/kt	130

- 注 1) 昭和52年度下期、輸入原油平均CIF価格。  
 2) ロス0.6%  
 3) 原油から製品への換算率 0.95  
 4) 備蓄強化政府融資を利用。金利4.62%/年。

表-12 製品別販売管理費

製 品 名	販売管理費(円/kt)
ナ フ サ	900
ガ ソ リ ン	2,800
灯 油	4,200
軽 油	3,500
C 重 油	2,400

注) 売掛金金利を含む。

### 3. 検 討 結 果

2章で設定した条件で計算した結果を表-13に示す。また、中型船により輸送し、昭和53年3月日本市場で販売するケースについて、計算の詳細を表-14から表-18に示した。なお、比較の対象となる硫黄分3.5%のC重油の国内価格は、C重油の平均硫黄分が1.5%程度であったと考え、硫黄分1.5%と3.5%のC重油の推定価格差3,800円/ktを差引いたものを採用している。

表-13 ベルシヤ湾のスホット製品の日本に於ける推定販売原価計算結果一覧

(単位：円/kg)

製品名	時期	元売仕切 夾勢価格	輸送給型：一般用		輸送給型：中型		輸送給型：大型I	
			推定販売原価	価格差	推定販売原価	価格差	推定販売原価	価格差
ア ブ サ (石化用)	昭和53年3月	25,600	24,180	- 1,420	23,340	- 2,260	22,490	- 3,110
	4	25,600	24,540	- 1,060	23,670	- 1,930	22,950	- 2,650
	5	25,600	23,490	- 2,110	22,790	- 2,810	22,000	- 3,600
ガ ソ リ ン (レギュラー)	昭和53年3月	45,200	36,020	- 9,180	35,180	- 10,020	34,330	- 10,870
	4	43,600	53,534	- 8,260	34,460	- 9,140	33,730	- 9,870
	5	43,000	33,600	- 9,400	32,880	- 10,120	32,080	- 10,920
灯 油	昭和53年3月	28,500	35,970	+ 7,290	35,040	+ 6,540	34,090	+ 5,590
	4	28,300	36,110	+ 7,810	35,150	+ 6,850	34,340	+ 6,040
	5	28,300	34,630	+ 6,330	33,840	+ 5,540	32,970	+ 4,670
軽 油	昭和53年3月	29,500	34,210	+ 4,710	33,220	+ 3,720	32,210	+ 2,710
	4	28,900	34,000	+ 5,100	32,960	+ 4,060	32,090	+ 3,150
	5	28,200	32,600	+ 4,400	31,740	+ 3,540	30,810	+ 2,610
C 重 油 (硫黄分3.5%)	昭和53年3月	19,200	24,830	+ 5,630	23,820	+ 4,620	22,780	+ 3,580
	4	18,200	23,830	+ 5,630	22,780	+ 4,580	21,910	+ 3,710
	5	18,200	22,330	+ 4,130	21,470	+ 3,270	20,520	+ 2,320

注) 1. ベルシヤ湾での買付けは2ヶ月前、日本への受入れ・運戻は1ヶ月前と想定。

2. 価格差マイナスはベルシヤ湾からの輸入製品安、プラスはその反対。

表-14 輸入石油製品推定元売販売原価計算表

(昭和53年3月： ナフサ ；中型船輸送ケース)

費用項目	費用		備考
	ドル/バレル	円/kl	
1. 製品 FOB 価格	12.22	18,560	昭和53年1月スポット価格
2. 海上運賃	1.45	2,205	昭和53年1月運賃
3. 海上保険	0.02	30	(FOB価格+運賃)×0.15%
<b>C.I.F 価格</b>	<b>13.69</b>	<b>20,795</b>	
4. 輸入関税		125	石化用
5. 輸入諸掛り		80	
6. 貯蔵・受払ロス		250	(費用項目1~5)×1.2%
<b>製品インタンクコスト(A)</b>		<b>21,250</b>	
7. 貯蔵・受払コスト		850	
8. 金利：製品分		210	45日分；A×0.99%
9. 金利：備蓄原油分		130	45日分；表-11参照。
10. 販売管理費		900	
<b>元売販売原価</b>		<b>23,340</b>	

注) 換算レート 241.5円/米ドル(昭和53年2月通関と仮定)

表-15 輸入石油製品推定元売販売原価計算表  
 (昭和53年3月:レギュラーガソリン;中型船輸送ケース)

費用項目	費用		備考
	ドル/バレル	円/kt	
1. 製品 FOB 価格	17.26	26,215	昭和53年1月スポット価格
2. 海上運賃	1.47	2,230	昭和53年1月運賃
3. 海上保険	0.03	45	(FOB価格+運賃)×0.15%
CIF 価格		28,490	
4. 輸入関税		2,150	自動車用
5. 輸入諸掛り		80	
6. 貯蔵・受払ロス		370	(費用項目1~5)×1.2%
製品インタンクコスト(A)		31,090	
7. 貯蔵・受払コスト		850	
8. 金利:製品分		310	45日分;(A)×0.99%
9. 金利:備蓄原油分		130	45日分;表-11参照。
10. 販売管理費		2,800	
元売販売原価		35,180	

注) 換算レート 241.5円/米ドル(昭和53年2月通関と仮定)



表-16 輸入石油製品推定元売販売原価計算表  
 (昭和53年3月: 灯油; 中型給油送ケース)

費用項目	費用		備考
	ドル/バレル	円/kl	
1. 製品 FOB 価格	16.88	25,640	昭和53年1月スポット価格
2. 海上運賃	1.61	2,445	昭和53年1月運賃
3. 海上保険	0.03	45	(FOB価格+運賃)×0.15%
CIF 価格	18.52	28,130	
4. 輸入関税		1,010	
5. 輸入諸掛り		80	
6. 貯蔵・受払ロス		350	(費用項目1~5)×1.2%
製品インタンクコスト(A)		29,570	
7. 貯蔵・受払コスト		850	
8. 金利: 製品分		290	45日分; (A)×0.99%
9. 金利: 備蓄原油分		130	45日分; 表-11参照。
10. 販売管理費		4,200	
元売販売原価		35,040	

注) 換算レート 241.5円/米ドル(昭和53年2月通関と仮定)

表-1.7 輸入石油製品推定元売販売原価計算表  
 (昭和53年3月: 軽油; 中型船輸送ケース)

費用項目	費用		備考
	円/バレル	円/kl	
1. 製品 FOB 価格	15.46	23,480	昭和53年1月スポット価格
2. 海上運賃	1.73	2,630	昭和53年1月運賃
3. 海上保険	0.03	45	(FOB価格+運賃)×0.15%
<b>CIF 価格</b>	<b>17.22</b>	<b>26,155</b>	
4. 輸入関税		1,890	
5. 輸入諸掛り		80	
6. 貯蔵・受払ロス		335	(費用項目1~5)×1.2%
<b>製品インタンクコスト(A)</b>		<b>28,460</b>	
7. 貯蔵・受払コスト		850	
8. 金利: 製品分		280	45日分; (A)×0.99%
9. 金利: 備蓄原油分		130	45日分; 表-1.1参照。
10. 販売管理費		3,500	
<b>元売販売原価</b>		<b>33,220</b>	

注) 換算レート 241.5円/米ドル(昭和53年2月通関と仮定)

表-18 輸入石油製品推定元売販売原価計算表  
 (昭和53年3月; 3.5% S C重油; 中型給検送ケース)

費用項目	費用		備考
	円/バレル	円/kl	
1. 製品 FOB 価格	10.84	16,465	昭和53年1月スポット価格
2. 海上運賃	1.76	2,675	昭和53年1月運賃
3. 海上保険	0.02	30	(FOB価格+運賃)×0.15%
CIF 価格	12.62	19,170	
4. 輸入関税		750	一次税率
5. 輸入諸掛り		80	
6. 貯蔵・受払ロス		240	(費用項目1~5)×1.2%
製品インタンクコスト(A)		20,240	
7. 貯蔵・受払コスト		850	
8. 金利: 製品分		200	45日分; (A)×0.99%
9. 金利: 備蓄原油分		130	45日分; 表-11参照。
10. 販売管理費		2,400	
元売販売原価		23,820	

注) 換算レート 241.5円/米ドル (昭和53年2月通関と仮定)



