第7章　基油および潤滑油の流通機構

タイ国は基油生産プラントをもっておらずタイ国内の潤滑油の供給は次のルートで行われる。

1) ブレンダーが基油を輸入，添加剤を加えて潤滑油とする。

2) ブレンダーおよび若干の会社が潤滑油を輸入する。

3) 再生会社が使用後の潤滑油を再処理して潤滑油として販売する。

上記，供給会社からガソリン・スタンド，自動車組立工場，自動車修理工場に販売されると同時に潤滑油の流通経路を通じて，または直接上記供給会社から最終需要家に販売される。ただ国営企業に対しては石油公社（P. T. T.）が入札により，上記供給会社から購入したものを供給している。

上記，流通経路を示したものが図Ⅱ－1である。この図の中にはブレンダー会社のブレンディング能力，主要な基油および潤滑油の輸出国，潤滑油の輸入会社名等を示した。

ブレンダー会社のプラント所在地を図Ⅱ－8に示した。いずれもチャオピア河に面して設備をもっており，基油はシンガポール・中国等から2,000～3,000tの船で受入れる。

今後タイ国で基油プラントが三製油所に隣接して建設され，かつ既存のブレンディング設備を利用するとすれば，いずれも船でブレンディング設備に運ぶことになる。なお，ブレンダー会社の能力を表Ⅱ－24に示す。

第8章　世界的な潤滑油需要・供給予測

8-1　潤滑油の世界的需要予測

世界的な潤滑油の需要予測を行うに当っては石油の消費量予測を利用する場合とエネルギーの消費予測を利用する場合とが考えられる。ただし前者については石油製品の代替が進んでいることから，今後石油製品の需要量が必ずしも潤滑油の需要先である輸送・工業の実体を反映しないこともあるので，後者のエネルギーの需要予測との関係で潤滑油の需要量を予測することとする。

なお，潤滑油の使用量は1）潤滑油の質の向上，2）使用する機材・設備関係の構造改善等により対エネルギー当り消費量は減少して来た。対エネルギー当り潤滑油消費量の比について1965年から1980年までの実績とそれ以後の予測について下記する。

	1965	1970	1980	1985	1990年以降
対エネルギー当り潤滑油消費%	0.56	0.51	0.50	0.49	0.48

（J. L. Helm氏のエネルギーおよび潤滑油需要予測の表から作成）

世界のエネルギー需要予測は各国の経済成長と省エネルギーの努力に依存する。

The 4th International Conference on Used Oil Recovery and Reuseにおける Sun Oil Products Co. のJ. L. Helm氏の1965年から2000年までの世界のエネルギー需要量と潤滑油消費量予測をベースにして，Shell International Petroleum Co. の世界のGDP伸び率とエネルギー需要予測を利用して年毎の潤滑油の需要を予測したものが表Ⅱ－25である。

Shellは世界のGDP伸び率をHigh caseとLow caseの2つのケースで出しており，それに伴うエネルギー需要量を予測しているが，このGDPの伸び率の予測は世界銀行が7月9日発表した「1984年世界開発報告」の中の先進工業国および発展途上国の実質GDP（表Ⅱ－26）予測に比べて低目であり，Shellの高目GDPの伸び率予測が世銀の低目の予測に対応する。なお，J. L. Helm氏のエネルギー予測はShell社の高目の予測より若干高い。従って，J. L. Helm氏の潤滑油予測は世銀の低目の経済成長に相応していると見てよいであろう。

なお，J. L. Helm氏の地域別潤滑油需要予測を表Ⅱ－27に示した。表Ⅱ－27の中アジアおよびオーストラリアの需要予測については，コンサルタントが表Ⅱ－28に示したアジア／オーストラリアの国別潤滑油の需要量予測をベースとして訂正した。

8-2 潤滑油の世界的供給予測

表Ⅱ－29にJ. L. Helm氏による潤滑油の供給予測に若干コンサルタントが補正したものを示してある。補正の主なる点は表Ⅱ－30に示したサウジアラビアの計画等を考慮した今後の潤滑油プラントの増加（表Ⅱ－31）予測を考慮したことによる。なお，供給量はプラント能力の90％として計算している。

表Ⅱ－31でわかるように，今後先進国の潤滑油プラントの増設は少なく発展途上国に多いことがわかる。これは先進国にとって潤滑油プラントが投資効率が低いことと環境問題があるためであり，一方途上国は石油の附加価値をあげるため（産油国）と一方国内で生産することにより潤滑油の輸入を止めて外資を節約したいとの考えによる。J. L. Helm氏によれば米国の1990年の供給能力は1985年より低下させている。これは米国の潤滑油プラントの中には，老朽化したものがあり一部shut downすることも考えたものであろう。

表Ⅱ－32に1980年における潤滑油の地域別（一部国別）の生産，輸出，輸入，消費の表をのせた。全体の輸出量146×10^6 bbl／Yの中，最大のものは西欧であるが同地区は輸入も大きい。純輸出という点からは米国・シンガポールの輸出が目立っている。

8-3 潤滑油の世界的需給予測

表Ⅱ－25で予測した需要量と表Ⅱ－29で予測した供給予測より世界全体の潤滑油の需給予測をしたものが表Ⅱ－33である。この中にはJ. L. Helm氏の需要予測の外にShellが予測したGNPの成長率が高い場合（世銀の予測の低い方）と低い場合の需要予測も示し，表Ⅱ－29の供給との比較を行っている。なお潤滑油生産能力については現在判明している計画のもののみであり，従って1990年以降は一定となっている。

J. L. Helm氏の需要予測では1990年に殆ど需給がバランスすることになるが，Shellの予測をベースとすれば1990年と1995年の間でバランスすることになる。

ShellのGDP成長率予測が世銀の予測の低い方にあること，および計算に入れた計画中のプラントの中にはイラン・イラクの新設計画が入っており，またサウジアラビアの計画の一部には未定のものも入っていることから，一般的にいって現在供給過剰にある潤滑油の需給関係も1990年にはタイトになると考えられる。

表Ⅱ－34にJ.L. Helm氏の需要予測をベースとした地域別需給予測をのせた。

1985年において西欧はすでに輸入になっており，1990年には米国の供給をへらしていることもあり，米国も輸入国になっている。それに対して中近東は1985年には輸入国であった

ものが1990年には輸出に転換している。この表からはカリブ海の余剰は米国と一部西欧に，中近東の余剰の大半は西欧に行くと予想される。

表Ⅱ－35にアジア／オーストラリア地区の1982年1986年の需給予測をのせてある。シンガポールと日本が主たる輸出国である。

8-4 合成潤滑油の需要

合成潤滑油は主として，自動車クランクケース油（ターボチャージャーを含む），航空エンジン（タービン油），作動油，トランスフォーマー油，冷凍機油，金属加工油に使用され，合成潤滑油でなければならない用途，また合成潤滑油の方が効率がよいものに使用される。最近機械の進歩と共に合成潤滑油の需要が増大しつつある。

U. S. における合成油の需要予測を表Ⅱ－36に，合成油の利点を表Ⅱ－37に示した。

鉱油潤滑油と同じ用途において，高価なので次の条件のものにのみ使用される。

1）高価でも経済性のあるもの

2）規格を満たすに必要な場合

3）汎用の潤滑油では解決できない用途で，合成潤滑油でなければならない用途

タイ国の潤滑油スタディには合成潤滑油が含まれていないので，輸入する必要があるが量的には多くない。

8-5 ナフテン基潤滑油

ナフテン基潤滑油はナフテン基原油より製造され，ナフテン基潤滑油でなければならない用途に使用され，パラフィン基潤滑油の代用ではない。しかし，高い粘度指数を必要としないものには使用される。

ナフテン基潤滑油はナフテン基潤滑油の特性をいかす用途に使用されるもので，トランスフォーマー油，冷凍機油，ゴム油等に使用される。

ナフテン基潤滑油は流動点が低いので，脱ろうを必要とせず製造費は安い。しかし，ナフテン基潤滑油の製造に適したナフテン基原油の生産が減少しつつあり，ナフテン基潤滑油の価格はパラフィン基潤滑油より安いことはなく，特別な処理を必要とするものはパラフィン基潤滑油より高価である。

表Ⅱ－38に自由諸国のナフテン基潤滑油需要を，表Ⅱ－39に自由諸国のナフテン基潤滑油製

造能力を示した。

タイ国の潤滑油スタディにはナフテン基潤滑油が含まれていないので輸入する必要がある。

8-6 廃潤滑油の再生

多くの国では廃潤滑油の再生プラントを所有している。その理由は，将来潤滑油が不足することと原油の節約にあり，また廃潤滑油を放棄することによる公害問題を解決することにある。しかし，廃潤滑油の収集は非常に困難で政府の援助があった方がよい。例えば，イタリーでは収集費を新しい潤滑油価格に上乗せしている。

再生油の性状は新しい潤滑油の規格と同じでなければ，エンジンの効率が悪いほか，腐食が起き部品取替えが頻繁になる。コンサルタントがタイ国で調査したかぎりにおいては，タイ国の再使用潤滑油は品質が非常に悪く，早急に中止し，一ケ所または数ケ所に集めて，本格的な再生を行なうべきである。

本格的な再生は廃潤滑油の品質と再生プロセスによるが300bbl／day以上で経済性があるが，500～1,000bbl／dayが好ましい。インドネシアではタイ国と同じ程度の再生プラントが10プラントあったが，昨年インドネシア政府は再生を中止する命令を出した。

廃潤滑油の典型的な再生プロセスを図Ⅱ－9に示した。

日本では本格的なモーター油の再生プラントが1基あり，数個のプラントは汎用プロセスで，再生油はエンジンでなく他の用途に使用されている。

Table II-1 LUBRICATING OIL, BASE OIL AND ADDITIVE: IMPORT, EXPORT, PRODUCTION AND CONSUMPTION PAST RECORD (1)

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
Lubricating Oil (10^3t)											
Import	86,424	98,570	62,885	78,393	68,232	64,045	54,514	29,190	31,132	43,624	70,544
Export	2,262	2,247	1,173	1,151	739	42	12	36	117	13	30
Consumption	84,162	96,323	61,712	77,242	67,493	64,003	54,502	29,154	31,015	43,611	70,514
Hydraulic Brake Fluid (10^3t)											
Import	62	21	609	-	74	4	22	22	0.16	7	6
Export	61	34	20	25	32	39	81	210	81	67	14
Consumption	1	Δ 13	589	Δ 25	42	Δ 35	Δ 59	Δ 188	Δ 81	Δ 60	Δ 14
Base Oil (10^3t)											
Import	-	-	-	-	96,894	71,096	106,797	32,079	137,843	95,292	91,096
Export	-	-	-	-	-	-	66	18	-	-	60
Consumption		-	-	-	96,894	71,096	106,731	32,061	137,843	95,292	90,996
Lubricants Source (10^3t)											
Import	2,450	-	-	-	14	-	-	-	-	-	-
Export		2	-	-	1,045	1	-	-	-	-	-
Consumption	2,450	Δ 2	-	-	14	Δ 1	-	-	-	-	-
Other Non-lubricating Oil (10^3t)											
Import	57,022	1) 34,413	50,293	66,490	11,415	26,345	24,041	21,054	10,765	14,527	15,226
Export	46	447	1	2	-	1	0.200	-	-	0.003	-
Consumption	56,976	33,966	50,292	66,488	11,415	26,342	24,041	21,054	10,765	14,527	15,226
Lubricating Grease (10^3kg)											
Import	3,033	3,340	1,269	1,020	1,952	1,866	1,825	1,202	1,643	1,236	1,220
Export	8	45	19	0	39	7	0.213	1	0.856	51	125
Consumption	3,025	3,295	1,250	980	1,913	1,859	1,825	1,204	1,642	1,187	1,095

Table II-1 LUBRICATING OIL, BASE OIL AND ADDITIVE: IMPORT, EXPORT, PRODUCTION AND CONSUMPTION PAST RECORD (2)

Rubber Extender (10^3Kg)											
Import	249	129	95	169	273	228	217	311	280	217	261
Export	-	-	-	0.3	-	0.300	-	1.3	1	0.665	0.763
Consumption	249	129	95	169	273	228	217	310	279	216	260
Lubricating Preparation Consist of Mixture of Oils or Fats (10^3Kg)											
Import	376	615	360	417	793	863	806	420	525	436	962
Export	-	-	-	-	0.220	-	-	-	-	-	-
Consumption	376	615	360	417	793	863	806	420	525	436	962
Oxidation Inhibitors (10^3Kg)											
Import	223	25	30	52	55	45	95	1,018	28	30	26
Export	-	-	-	6	-	-	100	382	154	432	284
Consumption	223	25	30	46	55	45	Δ 5	636	Δ 126	Δ 402	Δ 258
Viscosity Improvers (10^3Kg)											
Import	597	2,018	1,071	1,237	4,164	5,813	8,367	5,852	6,950	6,457	5,947
Export	-	-	-	-	6	-	-	3	-	-	2
Consumption	597	2,018	1,071	1,237	4,158	5,813	8,367	5,852	6,950	6,457	5,945
Anticorrosive Preparation Other Prepared Additives For Mineral Oils (10^3Kg)											
Import	3,500	4,221	4,266	5,687	4,351	4,104	3,896	3,951	4,032	1,236	2,569
Export	5	-	-	1	-	-	-	-	0.089	-	-
Consumption	3,495	4,221	4,266	5,686	4,351	4,104	3,896	3,951	4,032	1,236	2,569

Source: FOREIGN TRADE STATISTICS OF THAILAND, Issued by Department of Customs

Note: 1) Other Non-Lubricating Oil in 1974 in the statistics supposed to be mistaken, that 300,055 x 10^3ℓ is including Kuwait, Qatar and Saudi Arabia crude import. Because these contries do not produce lubricating oils, and import quantity is very big.

Table II-2 REQUIRED BASE OIL BY EACH YEAR FROM 1973 TO 1983

	Condition	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
Lubricating Oil 10^3lit	Additives 8%[1]	84,162	96,323	61,712	77,242	67,493	64,003	54,502	29,154	31,015	43,611	70,514
As Base Oil 10^3lit		77,429	88,617	56,775	71,063	62,094	58,883	50,142	26,822	28,534	40,122	64,873
Other Non-Lube Oil 10^3lit		56,976	33,966	50,290	66,496	11,415	26,342	24,041	21,854	10,765	14,327	33,228
As Base Oil 10^3lit		51,976	28,966	45,290	61,496	5,708	13,171	12,021	10,927	5,383	7,164	16,614
Lubricating Grease 10^3lit	Base Oil Content 70 wt0/6[3]	8,655	3,103	1,250	989	1,913	1,859	1,825	1,784	1,642	1,167	1,610
As Base Oil 10^3lit		6,854	2,457	990	783	1,515	1,472	1,445	1,413	1,300	924	1,275
Lube Oil Mixture 1^3lit	s.g. 0.884 Base Oil Content 70 wt0/6[4]	376	615	360	417	793	863	806	420	525	436	962
As Base Oil 10^3lit		298	487	285	330	628	683	638	333	416	345	762
Total Ⓐ As Base Oil 10^3lit		136,557	120,527	103,340	133,672	69,945	74,209	64,246	39,495	35,633	48,555	83,524
Imported Base Oil 10^3lit Ⓑ		-	-	-	-	96,894	71,696	106,731	132,011	137,843	95,292	90,996
Ⓐ + Ⓑ 10^3lit		136,557	120,527	103,340	133,672	166,839	145,905	170,977	171,506	173,476	143,847	174,520
Percentage Ⓐ		100	100	100	100	41.9	50.8	37.6	23.0	20.5	33.8	47.9
Percentage Ⓑ						58.1	49.4	52.4	77.0	79.5	66.2	52.1

Notes: 1) 8 vol% additives in lubricating oil is assumed.

2) Contents of non-lubricating oil are not clear, therefore we assume 5,000 Kl/y of non-lubricating is not petroleum products till 1976, and one half of non-lubricating is assumed to be not petroleum products.

3) Base oil content is grease is assumed 70 wt%.

4) Base oil content is lube oil mixture is assumed to be 70 wt%.

5) Specific gravity of Lube oil mixture and, Lubricating grease is assumed 0.884.

Table II-3 QUANTITY OF ENGINE OIL FOR VEHICLES

	Distance[1] covered Km (A) Km/Veh/Year	Interval of[2] Oil Exchange (B) Km	Frequency of Oil Exchange (A/B) Fr/Year	Capacity of[3] Oil Pan (C) l/Veh	Quantity of Oil (A/B)x(C)=(D) l/Veh/Year	Oil[4] Replenishment (E) l/Veh/Km	Quantity of Oil (A)x(E)=(F) l/Veh/Year	Quantity of Oil (D)+(F)=(G) l/Veh/Year	No. of[5] Registered Vehicle (H) 1,000 Veh	Total Quantity of Oil (G)x(H) Kl/Year
1983										
Heavy truck	80,000	5,000	16.0	15	240.0	0.0009	72.0	312.0	65.3	20,374
Small truck	100,000	5,000	20.0	4	80.0	0.0009	90.0	170.0	437.0	74,290
Bus	65,000	5,000	13.0	19	247.0	0.0026	169.0	416.0	30.0	12,480
Taxi	120,000	5,000	24.0	4	96.0	0.0009	108.0	204.0	15.0	3,060
Passenger car	16,000	3,500	4.6	4	18.4	0.00032	5.1	23.5	464.8	10,923
Motor cycle	12,000	10,000	1.2	1.2	1.4	0.0003	3.6	5.0	1,130.6	5,653
Tricycle	80,000				167.4*1				9.0	1,506
Grand Total										128,286
1993										
Heavy truck	80,000	6,500[6]	12.3	15	184.5	0.0006[7]	48.0	233.4	133.0	31,042
Small truck	100,000	6,500	15.4	4	61.6	0.0006	60.0	121.6	889.7	108,188
Bus	65,000	7,000	9.3	19	176.7	0.0017	110.5	287.2	30.0	8,616
Taxi	120,000	7,000	17.1	4	68.4	0.0006	72.0	140.4	15.0	2,106
Passenger car	16,000	5,000	3.2	4	12.8	0.00021	3.4	16.2	819.6	13,278
Motor cycle	12,000	10,000	1.2	1.2	1.4	0.0003	3.6	5.0	2,342.7	11,714
Tricycle	80,000	-			167.4*1				9.0	1,506
Grand Total										176,450

*1 : Gasoline and oil mixture is used for tricycle and Kilometers per litre of mixture is 23.9
Gasoline and oil are in the ratio of twenty to one.

$$80{,}000\,Km/Veh/Year \div 23.9\,Km/l \times \frac{1}{20} = 167.4\,l/Veh/Year$$

Source: 1) NEA DATA excepting small truck which is revised by consultant 2) Site survey 3) Japanese experience
4) Site Survey and consultant's experience 5) NEA 6) Japanese experience 7) 4) x 2/3

Table II-4 QUANTITY OF GEAR OIL FOR VEHICLES

	Capacity of Gear Box (A) l/Veh [1]	Frequency of Oil Exchange (B) Fr/Year [1]	No of Registered Vehicles (C) 1,000 Veh	Quantity of Oil (A)x(B)x(C) Kl/Year
1983				
Heavy Truck	15.0	1	65.3	980.0
Small Truck	3.6	1	437.0	1,573.2
Bus	10.5	1	30.0	315.0
Taxi	3.1	1	15.0	46.5
Passenger Car	3.1	0.5	464.8	720.4
Tatal				3,635.1
1993				
Heavy Truck	15.0	1	133.0	1,995.0
Small Truck	3.6	1	889.7	3,202.9
Bus	10.5	1	30.0	315.0
Taxi	3.1	1	15.0	46.5
Passenger Car	3.1	0.5	819.6	1,270.4
Tatal				6,829.8

Source: 1) Japanese experience

Table II-5 LUBRICATING OIL CONSUMPTION FOR INDUSTRY

Item	Lube Oil Consumption (kl)							
	1983				1993			
	Engine Oil	Industrial Oil	Grease	Total	Engine Oil	Industrial Oil	Grease	Total
Transportation	1,829.5	504.6	0.32	2,334.4	3,273.0	442.2	0.18	3,715.4
Agriculture Fishery Forest Cold Storage	12,873.1	6,660.0	-	19,533.1	20,447.1	11,871.0	-	32,318.1
Construction	403.0	1,210.0	-	1,613.0	793.0	2,380.0	-	3,173.0
Electric Power Generation	257.0	298.0	-	555.0	257.0	550.0	-	807.0
Manufacturing	531.1	3,124.2	300.6	3,955.9	841.2	5,281.7	547.7	6,670.6
New Project	0.0	0.0	0.0	0.0	242.0	1,184.46	34.47	1,460.93
Lube Oil	15,893.7	11,796.8	300.92	27,991.4	25,853.3	21,709.4	582.3	48,145.0
as Base Oil	14,622.0	10,853.0	238.0	25,713.0	23,785.0	19,973.0	461.0	44,219.0

Table II - 6 BASE OIL PATTERN CALCULATED FROM ANSWER FOR QUESTIONNAIRE TO LUBE BLENDER

Imported Base Oil		Base Oil to be manufactured(Kl)				
Kind	Quantity (kl)	60N	150N	300N	500N	150BS
60N	12,637	12,637				
150N	6,980		6,980			
300N	7,960			7,960		
500N	5,540				5,540	
600N	35,923				31,073	4,850
650N	43,404				34,723	8,681
700N	2,615				1,988	627
150BS	17,279					17,279
Tatal	132,338	12,637	6,980	7,960	73,324	31,437
(Vol%)	100.0	9.6	5.3	6.0	55.4	23.7

Table II-7 DEMAND OF GASOLINE AND DIESEL OIL

Table II-7-1 PAST CONSUMPTION OF GASOLINE AND DIESEL OIL FOR TRANSPORTATION AND COMMUNICATION

(Unit: million litre)

	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983
Gasoline	1,496	1,640	1,831	2,035	2,140	2,093	2,001	1,854	1,790	
Diesel Oil	1,214	1,248	1,599	1,740	1,870	2,111	1,943	2,227	2,070	
LPG	-	-	-	0	0	75	33	82	205	
Total	2,710	2,888	3,430	3,775	4,010	4,279	3,977	4,163	4,065	4,382

Souce: Oil & Thailand 1977 - 1982

Table II-7-2 DEMAND FORECAST OF GASOLINE AND DIESEL OIL FOR TRANSPORTATION AND COMMUNICATION (CALCULATED TO EMP CASE 1)

(Unit: million liter)

	1986	1991	1996	2001	1993*	1993/1983
Gasoline	1,965	3,110	4,425	5,692		
Diesel oil	2,909	3,616	4,924	6,751		
LPG for transp.	615	433	488	985		
Total	5,489	7,159	9,837	13,428	8,129	1,855

* Estimated by Consultant

Table II-8 GDPR GROWTH RATE ESTIMATED BY MACRO-ECONOMIC MODEL

Table II-8-1 PAST GROWTH IN REAL TERM AT 1972

(Unit: Million of Baht)

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979
VAG	48.3	50.5	50.0	56.2	57.0	62.1	65.9	65.5	72.5	71.4
VNAG	101.8	106.0	114.6	123.9	133.0	141.4	155.3	171.6	188.6	205.5
VMAN	23.3	25.2	27.9	31.6	34.4	36.8	42.5	48.1	52.5	57.8
GDPR	150.1	157.1	164.6	180.1	190.0	203.5	221.2	237.2	261.1	276.9

Table II-8-2 ESTIMATED GDPR AS OF 1972

(Unit: Million of Baht)

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
GDPR	324,290	343,512	363,584	385,698	410,386	436,469	463,998	494,102
VAGR	77,784	80,340	82,471	85,740	89,133	92,053	95,083	98,227
VNAGR	246,506	263,173	281,113	299,959	321,253	344,416	368,915	395,876
VMANR	68,224	72,683	77,813	83,052	89,245	95,860	102,808	110,600

	1990	1991	1991/1982	Growth rate	1993	1993/1983
GDPR	526,700	561,647				
VAGR	101,490	104,877				
VNAGR	425,210	456,770				
VMANR	119,071	128,150	1.8784	1.0726	147,433	2.0284

GDPR Gross Domestic Production in real term (1972)

VAGR Value added of Agriculture in real term (1972)

VNAGR Value added of Non Agriculture in real term (1972)

VMANR Value added of Manufacturing in real term (1972)

Table II-9 GROWTH RATE BY MACRO-ECONOMIC MODEL

	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
GDPR (%)	4.183	5.928	5.843	6.082	6.401	6.356	6.309	6.488	6.597	6.635

Mean growth rate between 1982-1986 5.69%

Mean growth rate between 1989-1991 6.48%

For the study of EMP model run, the following growth rates are assumed.

	1982-1986	1987-1991	1992-2001	1993/1983
GDP Growth rate (%)	6.0	6.5	6.5	1.851

Table II-10 PETROLEUM PRODUCT THAI EX-REFINRY PRICES (1975-1983)

(Unit: US$/kl)

Year	Arab Light	Premium Gasoline	Regular Gasoline	JP4	JPI	Kerosene	HSD	LSD	FO600"	FO1200"	FO1500"	FO2000"	FO2500"	*1 Bitumen
1975	71.20	104.6	92.8	87.3	96.9	93.1	86.9	82.0	68.9	66.9	66.3	-	-	64.7
1976	72.39	112.0	100.1	93.7	102.9	99.7	95.8	90.7	74.9	72.5	71.8	-	-	64.7
1977	77.99	116.9	104.8	97.8	105.2	102.6	100.3	96.3	78.6	76.6	75.9	-	-	64.6
1978	79.88	119.1	107.4	100.3	108.0	105.6	103.5	101.5	82.0	80.0	79.4	-	-	64.6
1979	108.56	157.8	147.5	-	-	146.9	141.0	139.2	108.3	104.5	103.3	-	-	97.1
1980	180.39	244.0	232.2	-	-	252.1	240.0	235.5	169.5	162.2	159.8	-	-	145.9
1981	204.42	265.1	248.2	-	-	275.6	262.8	257.8	205.9	200.0	198.0	197.0	195.0	203.9
1982	213.85	267.5	247.3	-	-	283.8	271.0	267.0	195.9	187.9	185.3	182.8	180.1	180.8
1983	187.50	239.8	219.6	-	-	253.4	238.1	233.5	176.7	170.3	168.2	165.5	163.3	170.3

Source: Table AII-2-5

Notes: 1. Yearly average prices of petroleum products calculated based on NEA data (Baht/lit. or Baht/kg) by using the exchange rate and weight of each period during the constant price.

*1 Specific Gravity of Bitumen = 1.1

Table II-11 PROJECTED PETROLEUM PRODUCT PRICES IN THAILAND (1984 - 2010) (1)

(Unit: US$/kl)

Year	Arab Light FOB Ras Tanura		Thai Ex-Refinery Price										
	US$/BBL	US$/kl	Premium Gasoline	Regular Gasoline	Kerosene	HSD	LSD	FO600"	FO1200"	FO1500"	FO2000"	FO2500"	*1 Bitumen
1984	29.00	182.4	237.8	221.2	246.5	234.6	230.3	174.3	167.9	165.9	163.9	161.9	165.7
1985	29.00	182.4	237.8	221.2	246.5	234.6	230.3	174.3	167.9	165.9	163.9	161.9	165.7
1986	29.00	182.4	237.8	221.2	246.5	234.6	230.3	174.3	167.9	165.9	163.9	161.9	165.7
1987	31.47	197.9	255.7	238.4	267.7	254.5	250.2	188.5	181.6	179.3	177.2	174.9	179.4
1988	34.14	214.7	275.0	256.9	290.5	276.1	271.7	203.9	196.3	193.8	191.5	189.1	194.1
1989	37.04	233.0	296.0	277.0	315.3	299.5	295.0	220.6	212.3	209.5	207.0	204.4	210.1
1990	40.19	252.8	318.9	298.8	342.3	324.9	320.3	238.7	229.7	226.7	224.0	221.2	227.5
1991	43.61	274.3	343.6	322.5	371.6	352.6	347.8	258.4	248.5	245.2	242.3	239.2	246.3
1992	47.31	297.6	370.5	348.2	403.2	382.4	377.6	279.7	268.9	265.3	262.1	258.9	266.7
1993	51.33	322.9	399.6	376.1	437.6	414.9	409.9	302.8	291.1	287.2	283.8	280.2	288.9
1994	55.70	350.3	431.3	406.4	475.0	450.2	445.0	328.0	315.2	310.9	307.2	303.3	313.0
1995	60.43	380.1	465.5	439.2	515.5	488.4	483.1	355.2	341.3	336.6	332.6	328.4	339.1
1996	65.57	412.4	502.8	474.9	559.5	529.9	524.4	384.8	369.6	364.5	360.2	355.6	367.4
1997	71.14	447.5	543.1	513.5	607.1	574.9	569.2	416.9	400.4	394.8	390.1	385.2	398.2
1998	77.19	485.5	587.0	555.4	658.9	623.7	617.8	451.7	433.7	427.7	422.6	417.3	431.5
1999	83.75	526.8	634.5	600.9	715.0	676.7	670.6	489.5	469.9	463.3	457.8	452.0	467.7
2000	90.87	571.6	686.1	650.3	776.0	734.2	727.8	530.5	509.2	502.0	496.0	489.8	507.0
2001	98.59	620.1	742.0	703.9	842.0	796.5	789.9	575.0	551.7	543.9	537.4	530.7	549.5
2002	106.97	672.8	802.8	762.0	913.8	864.2	857.3	623.2	598.0	589.5	582.5	575.2	595.8
2003	116.07	730.1	868.7	825.1	991.6	937.7	930.5	675.6	648.2	638.9	631.3	623.4	646.0
2004	125.93	792.1	940.2	893.5	1,076.0	1,017.3	1,009.8	732.4	702.5	692.5	684.2	675.7	700.3
2005	136.64	859.4	1,017.8	967.7	1,167.6	1,103.8	1,095.9	794.1	761.6	750.6	741.7	732.4	759.4
2006	148.25	932.5	1,101.9	1,048.3	1,267.0	1,197.5	1,189.2	860.9	825.6	813.7	804.0	793.9	823.4
2007	160.85	1,011.7	1,193.2	1,135.7	1,374.8	1,299.3	1,290.6	933.5	895.1	882.2	871.7	860.8	892.9
2008	174.52	1,097.7	1,292.3	1,230.5	1,491.8	1,409.7	1,400.5	1,012.2	970.5	956.4	945.0	933.2	968.3
2009	189.36	1,191.0	1,399.8	1,333.4	1,618.8	1,529.5	1,519.8	1,097.6	1,052.4	1,037.1	1,024.7	1,011.9	1,050.2
2010	205.45	1,292.2	1,516.4	1,445.0	1,756.5	1,659.4	1,649.2	1,190.3	1,141.1	1,124.5	1,111.1	1,097.2	1,138.9

Note: *1 Calculated by using equation of FO1200" and Bitumen price in 1975.

Table II-11 PROJECTED PETROLEUM PRODUCT PRICES IN THAILAND (1984 - 2010) (2)

(Unit: US$/kl)

Year	Thai Ex-Refinery									CIF Bangkok	
	Long Residue	H/P Gas Oil	LVGO	V/B Naphtha	FCC Feedstock	T/C Feedstock	Fuel Oil-A	Fuel Oil-B	Asphalt	Sulphur	Paraffin Wax
1984	163.2	232.5	232.5	201.0	190.2	132.5	163.2	160.7	165.7	157.5	580.0
1985	163.2	232.5	232.5	201.0	190.2	132.5	163.2	160.7	165.7	165.4	609.0
1986	163.2	232.5	232.5	201.0	190.2	132.5	163.2	160.7	165.7	173.6	639.5
1987	176.4	252.4	252.4	217.4	205.7	143.1	176.4	173.8	179.4	184.1	677.8
1988	190.7	273.9	273.9	234.9	222.5	154.7	190.6	187.8	194.1	195.1	718.5
1989	206.2	297.3	297.3	253.9	240.7	167.2	206.1	203.0	210.1	206.8	761.6
1990	223.0	322.6	322.6	274.3	260.5	181.0	223.0	219.7	227.5	219.2	807.3
1991	241.3	350.2	350.2	296.8	282.0	195.7	241.2	237.6	246.3	232.4	855.7
1992	261.1	380.0	380.0	321.1	305.2	211.8	261.0	257.1	266.7	246.3	907.1
1993	282.6	412.4	412.4	347.5	330.4	229.3	282.5	278.3	288.9	261.1	961.5
1994	305.9	447.6	447.6	376.1	358.0	248.2	305.9	301.3	313.0	276.8	1,019.2
1995	331.2	485.8	485.8	407.2	387.6	268.7	331.1	326.2	339.1	293.4	1,080.3
1996	358.7	527.2	527.2	441.0	419.9	291.0	358.6	353.3	367.4	311.0	1,145.2
1997	388.4	572.1	572.1	477.5	455.0	315.2	388.4	382.6	398.2	329.6	1,213.9
1998	420.8	620.8	620.8	517.0	492.9	341.4	420.7	414.5	431.5	349.4	1,286.7
1999	455.8	673.7	673.7	560.0	534.2	369.8	455.8	449.0	467.7	370.4	1,363.9
2000	493.9	731.0	731.0	606.7	578.9	400.8	493.8	486.5	507.0	392.6	1,445.7
2001	535.2	793.2	793.2	657.5	627.5	434.2	535.1	527.1	549.5	416.1	1,532.5
2002	580.0	860.8	860.8	712.4	680.1	470.6	579.9	571.3	595.8	441.1	1,624.4
2003	628.6	934.1	934.1	772.1	737.3	510.1	628.5	619.2	646.0	467.6	1,721.9
2004	681.3	1,013.6	1,013.6	836.7	799.3	552.9	681.2	671.0	700.3	495.6	1,825.2
2005	738.6	1,099.9	1,099.9	906.7	866.6	599.3	738.4	727.4	759.4	525.4	1,934.7
2006	800.6	1,193.4	1,193.4	983.1	939.5	649.6	800.5	788.5	823.4	556.9	2,050.8
2007	868.0	1,295.0	1,295.0	1,065.7	1,018.7	704.3	867.8	854.9	892.9	590.3	2,173.9
2008	941.0	1,405.1	1,405.1	1,155.3	1,104.6	763.6	940.9	926.8	968.3	625.7	2,304.3
2009	1,020.4	1,524.7	1,524.7	1,252.6	1,197.8	828.0	1,020.2	1,005.0	1,050.2	663.3	2,442.5
2010	1,106.4	1,654.3	1,654.3	1,358.1	1,299.0	897.8	1,106.2	1,089.7	1,138.9	703.1	2,589.1

Table II-12 RATIO OF PETROLUEM PRODUCT PRICES TO ARABIAN LIGHT FOB PRICE (1975 - 2010)

Year	Arab Lt. (US$/kl)	Premium Gasoline	Regular Gasoline	Kerosene	HSD	LSD	FO600*	FO1200*	FO1500*	FO2000*	FO2500*	Bitumen
1975	71.20	1.4691	1.3034	1.3076	1.2205	1.1517	0.9677	0.9396	0.9312			0.9087
1976	72.39	1.5472	1.3828	1.3773	1.3234	1.2529	1.0347	1.0015	0.9918			0.8938
1977	77.99	1.4989	1.3438	1.3156	1.2861	1.2348	1.0078	0.9822	0.9732			0.8283
1978	79.88	1.4910	1.3445	1.3220	1.2957	1.2707	1.0265	1.0015	0.9940			0.8087
1979	108.56	1.4536	1.3587	1.3532	1.2988	1.2822	0.9976	0.9626	0.9515			0.8944
1980	180.39	1.3526	1.2872	1.3975	1.3305	1.3055	0.9396	0.8992	0.8859			0.8088
1981	204.42	1.2968	1.2142	1.3482	1.2856	1.2611	1.0072	0.9784	0.9686			0.9975
1982	213.85	1.2509	1.1564	1.3271	1.2672	1.2485	0.9161	0.8787	0.8665			0.8455
1983	187.50	1.2789	1.1712	1.3515	1.2699	1.2453	0.9424	0.9083	0.8971			0.9083
1984	182.4	1.3037	1.2127	1.3514	1.2862	1.2626	0.9556	0.9205	0.9095	0.8986	0.8876	0.9084
1985	182.4	1.3037	1.2127	1.3514	1.2862	1.2626	0.9556	0.9205	0.9095	0.8986	0.8876	0.9084
1986	182.4	1.3037	1.2127	1.3514	1.2862	1.2626	0.9556	0.9205	0.9095	0.8986	0.8876	0.9084
1987	197.9	1.2921	1.2046	1.3527	1.2860	1.2643	0.9525	0.9176	0.9060	0.8954	0.8838	0.9065
1988	214.7	1.2809	1.1966	1.3531	1.2860	1.2655	0.9497	0.9143	0.9027	0.8919	0.8808	0.9041
1989	233.0	1.2704	1.1888	1.3532	1.2854	1.2661	0.9468	0.9112	0.8991	0.8884	0.8773	0.9017
1990	252.8	1.2615	1.1820	1.3540	1.2852	1.2670	0.9442	0.9086	0.8968	0.8861	0.8750	0.8999
1991	274.3	1.2526	1.1757	1.3547	1.2855	1.2680	0.9420	0.9059	0.8939	0.8833	0.8720	0.8979
1992	297.6	1.2450	1.1700	1.3548	1.2849	1.2688	0.9399	0.9036	0.8915	0.8807	0.8700	0.8962
1993	322.9	1.2375	1.1648	1.3552	1.2849	1.2694	0.9378	0.9015	0.8894	0.8789	0.8678	0.8947
1994	350.3	1.2312	1.1601	1.3560	1.2852	1.2703	0.9363	0.8998	0.8875	0.8770	0.8658	0.8935
1995	380.1	1.2247	1.1555	1.3562	1.2849	1.2710	0.9345	0.8979	0.8856	0.8750	0.8640	0.8921
1996	412.4	1.2192	1.1516	1.3567	1.2849	1.2716	0.9331	0.8962	0.8839	0.8734	0.8623	0.8909
1997	447.5	1.2136	1.1475	1.3566	1.2847	1.2720	0.9316	0.8947	0.8822	0.8717	0.8608	0.8898
1998	485.5	1.2091	1.1440	1.3572	1.2847	1.2725	0.9304	0.8933	0.8809	0.8704	0.8595	0.8888
1999	526.8	1.2044	1.1407	1.3573	1.2845	1.2730	0.9292	0.8920	0.8795	0.8690	0.8580	0.8878
2000	571.6	1.2003	1.1377	1.3576	1.2845	1.2733	0.9281	0.8908	0.8782	0.8677	0.8569	0.8870
2001	620.1	1.1966	1.1351	1.3578	1.2845	1.2738	0.9273	0.8897	0.8771	0.8666	0.8558	0.8861
2002	672.8	1.1932	1.1326	1.3582	1.2845	1.2742	0.9263	0.8888	0.8762	0.8658	0.8549	0.8856
2003	730.1	1.1898	1.1301	1.3582	1.2843	1.2745	0.9254	0.8878	0.8751	0.8647	0.8539	0.8848
2004	792.1	1.1870	1.1280	1.3584	1.2843	1.2748	0.9246	0.8869	0.8743	0.8638	0.8530	0.8841
2005	859.4	1.1843	1.1260	1.3586	1.2844	1.2752	0.9240	0.8862	0.8734	0.8630	0.8522	0.8836
2006	932.5	1.1817	1.1242	1.3587	1.2842	1.2753	0.9232	0.8854	0.8726	0.8622	0.8514	0.8830
2007	1,011.7	1.1794	1.1226	1.3589	1.2843	1.2757	0.9227	0.8847	0.8720	0.8616	0.8508	0.8826
2008	1,097.7	1.1773	1.1210	1.3590	1.2842	1.2758	0.9221	0.8841	0.8713	0.8609	0.8501	0.8821
2009	1,191.0	1.1753	1.1196	1.3592	1.2842	1.2761	0.9216	0.8836	0.8708	0.8604	0.8496	0.8818
2010	1,292.2	1.1735	1.1182	1.3593	1.2842	1.2763	0.9211	0.8831	0.8702	0.8599	0.8491	0.8814

Sources: Table II-10, Table II-11 (1)

Table II-13 BASE OIL PRICES/FOB SINGAPORE (1979 - 1984)

Year	Date	Arab Light (US$/kl)	150N		500N		150BS	
			US$/kl	Ratio	US$/kl	Ratio	US$/kl	Ratio
1979	Jan.1	83.90	189.6	2.259	200.1	2.385	235.8	2.810
1979	Jul.1	113.21	227.9	2.013	241.1	2.130	276.8	2.445
1980	Jan.1	163.53	297.9	1.821	313.1	1.915	351.4	2.149
1980	Jul.1	176.11	354.0	2.010	396.3	2.250	446.5	2.535
1981	Jan.1	201.27	372.5	1.850	418.1	2.077	472.9	2.350
1981	Jul.1	201.27	392.3	1.949	443.2	2.202	505.3	2.511
1982	Jan.1	213.85	376.5	1.760	428.7	2.005	492.1	2.301
1982	Jul.1	213.85	359.3	1.680	411.5	1.924	474.2	2.217
1983	Jan.1	213.85	352.7	1.649	402.2	1.881	465.0	2.174
1983	Jul.1	182.40	340.8	1.868	390.4	2.140	453.1	2.484
1984	Jan.1	182.40	340.8	1.868	390.4	2.140	453.1	2.484

Source: Platt's Oilgram Price Report

Table II-14 PROJECTED BASE OIL PRICES/CIF THAILAND (1984 - 2010)

(Unit: US$/kl)

Year	Arab Lt. (US$/kl)	60N	150N	300N	500N	1500S
1984	182.40	339.1	348.6	368.9	399.1	445.1
1985	182.40	339.1	348.6	368.9	399.1	445.1
1986	182.40	339.1	348.6	368.9	399.1	445.1
1987	197.94	361.5	371.8	396.1	418.9	477.7
1988	214.73	385.9	396.8	425.4	449.9	512.7
1989	232.97	412.3	424.0	457.3	483.6	550.9
1990	252.78	441.1	453.5	492.0	520.3	592.3
1991	274.29	472.1	485.5	529.5	560.0	637.2
1992	297.57	505.9	520.1	570.1	602.9	685.7
1993	322.85	542.3	557.6	614.2	649.7	738.5
1994	350.34	582.1	598.5	662.2	700.4	795.8
1995	380.09	625.0	642.6	714.0	755.1	857.8
1996	412.42	671.5	690.6	770.2	814.7	925.2
1997	447.45	722.0	742.4	831.2	879.2	998.1
1998	485.50	776.8	798.7	897.3	949.2	1,077.2
1999	526.76	836.1	859.8	969.1	1,025.1	1,163.0
2000	571.55	900.5	926.1	1,047.0	1,107.5	1,256.2
2001	620.10	970.3	997.8	1,131.3	1,196.7	1,357.1
2002	672.81	1,046.9	1,075.7	1,222.8	1,293.5	1,466.6
2003	730.05	1,128.1	1,160.2	1,322.0	1,398.6	1,585.5
2004	792.06	1,217.1	1,251.7	1,429.6	1,512.4	1,714.2
2005	859.42	1,313.6	1,351.0	1,546.3	1,636.0	1,854.0
2006	932.45	1,418.4	1,458.6	1,672.3	1,769.9	2,005.4
2007	1,011.70	1,531.9	1,575.4	1,810.1	1,915.2	2,169.8
2008	1,097.68	1,655.0	1,702.1	1,958.9	2,072.7	2,348.0
2009	1,191.02	1,788.5	1,839.4	2,120.4	2,243.5	2,541.3
2010	1,292.22	1,933.2	1,988.3	2,295.5	2,428.9	2,751.0

Sources: Table AII-2-10, Table AII-2-11

Table II-15 REFINERY PRODUCTION, IMPORTS AND CONSUMPTION OF PETROLEUM PRODUCTS

(Unit: 10^6 LITRES)

Items	Years	High Speed Diesel	Low Speed Diesel	Regular Gasoline	Premium Gasoline	Fuel Oil	Kerosene	Jet Fuel	L.P.G.	Total
Refinery Production 1/	1979	2,617.485	154.387	1,035.137	1,082.021	3,488.082	318.920	782.314	250.893	9,729.239
	1980	2,683.066	110.974	950.136	877.678	2,514.321	292.712	776.803	231.940	8,437.630
	1981	2,658.111	93.183	985.250	837.145	2,626.390	353.228	925.093	243.574	8,721.974
	1982	2,771.413	73.525	1,214.153	767.893	2,368.696	360.514	948.635	193.544	8,698.373
Imports 2/	1979	1,625.011	14.106	45.948	161.377	1,394.846	4.619	103.121	77.714	3,426.742
	1980	1,577.494	2.723	140.127	321.474	2,200.233	7.602	182.015	134.817	4,566.485
	1981	1,175.965	—	38.575	240.405	1,312.617	38.073	82.784	231.321	3,119.740
	1982	1,164.973	—	3.869	15.959	631.919	67.412	104.961	425.536	2,414.629
Consumption 3/	1979	4,164.855	133.263	896.918	1,464.504	3,993.846	312.068	869.400	369.153	12,204.007
	1980	4,019.207	90.443	1,005.553	1,243.085	4,721.183	290.213	944.612	354.381	12,668.677
	1981	3,964.356	65.325	983.089	1,107.627	4,143.077	388.591	926.518	449.907	12,028.490
	1982	3,879.792	51.173	1,322.828	692.303	2,996.760	387.689	1,081.421	600.821	11,012.795
Statistical Differences	1979	77.641	35.230	184.167	(221.106)	889.082	11.471	25.195	(40.546)	951.974
	1980	241.353	23.254	84.710	(43.933)	(6.629)	10.101	14.206	12.376	335.438
	1981	(130.280)	27.858	40.736	(30.077)	(204.070)	2.710	81.359	24.988	(186.776)
	1982	56.594	22.352	(104.806)	91.549	3.847	40.237	(27.825)	18.259	100.207

Sources: 1/ Excise Department
2/ Customs Department
3/ Oil Companies

Note: Fuel Oil Imports and Consumption Include Shengli Crude Oil.

Table II-16 ENERGY DEMAND TABLE

(Unit: 10^{12} CAL)

Products	1986 Industry (Non Elec.)	1986 Electricity	1986 Total	1991 Industry	1991 Electricity	1991 Total	1996 Industry	1996 Electricity	1996 Total	2001 Industry	2001 Electricity	2001 Total
LPG	10,055.1	-	10,055	10,913.3	-	10,913	15,237.9	-	15,238	22,839.9	-	22,839.9
GASOLINE												
(GASOLINE)	-	-	-	188.7	-	189	699.8	-	700	1,174.7	-	1,175
(PREM)	5,464.3	-	5,464	4,475.4	-	4,475	4,834.3	-	4,834	5,298.6	-	5,299
(REG.)	11,630.0	-	11,630	22,115.3	-	22,115	32,490.5	-	22,491	42,466.0	-	42,466
DIESEL												
(HS)	37,653.3	237	38,079	47,291.9	152	47,633	63,032.1	874	64,095	85,287.9	874	86,353
(LS)	188.5			189.0			109.8			190.6		
JET FUEL	10,824.2	-	10,824	13,931.1	-	13,931	18,053.1	-	18,053	23,401.1	-	23,401
KEROSENE	1,598.7	-	1,599	1,686.1	-	1,686	1,306.9	-	1,307	1,892.2	-	1,892
FUEL OIL	23,875.5	531	24,408	28,692.9	1,959	30,652	26,017.2	77	26,094	38,828.2	59	38,887
GAS MIX (NG)	4,268.8	29,965	34,234	5,320.8	43,155	48,738	14,830.9	75,424	(69,242)	19,319.3	44,647	(56,192)
(GAS)	-			262.4			1,630.6		91,886	2,076.6		66,043
									(48,738)			(48,738)
ELEC												
(IND)	229.2			181.9			366.8			333.5		
(LV)	14,708.8	4,603	22,729	21,330.5	5,162	31,297	29,984.4	6,869	43,863	40,976.9	10,153	61,088
(MV)	3,187.7			4,621.5			1,643.1			9,624.4		
HEAT MIX (IND)	1,258.6	-	1,259	991.9	-	992	1,464.3	-	1,464	1,271.7	-	1,272
COAL MIX REV	2,140.1	16,441	18,581	7,374.3	27,151	34,525	10,870.7	27,051	37,922	9,800.3	98,547	108,348
OTHER MIX	113.7	-	114	3,330	-	333	1,035.0	-	1,035	3,549.4	1,302	4,851
TRAD EN	64,360.1	1,644	66,004	70,711.5	1,261	72,073	74,428.2	1,008	75,436	78,290.1	763	79,053
HVY RES DATE	1,634.0	-	1,634	1,794.0	-	1,794	1,969.0	-	1,969	2,162.0	-	2,162
FEED STOCK	2,008.0	-	2,008	8,098.5	-	8,099	22,510.1	-	22,510	26,485.1	-	26,485
TOTAL	195,198.1	53,419	248,617	250,503.4	79,421	329,924	327,594.1	111,841	439,435	415,268.0	156,818	572,809

Notes: 1. ( ) Case when N.G. production remain 650 MMSCFD after 1991
2. Rev 2/21/84
3. Date 2/20/84
4. Case EMVT

Table II-17 DEMAND FOR PETROLEUM PRODUCTS DERIVED FROM EMP

(Unit: 10^6 LITRES[BPCD])

	1982 (Actual Consumption)	1986	1991	1996	2001
LPG	600.821	1,581.527 (27,250)	1,716.480 (29,580)	2,396.749 (41,300)	3,592.449 (61,900)
GASOLINE	2,015.131	2,035.485 (35,070)	3,188.735 (54,950)	4,527.804 (78,020)	5,827.578 (100,410)
KEROSENE +JET FUEL	1,469.110	1,427.845 (24,600)	1,797.619 (30,970)	2,234.913 (38,510)	2,918.540 (50,290)
DIESEL	3,930.965	4,063.494 (70,000)	5,083.022 (87,590)	6,839.718 (117,850)	9,214.918 (158,780)
FUEL OIL	2,996.768	2,484.022 (42,800)	3,119.479 (53,750)	2,655.608 (45,760) <7,046.815> (121,420)	3,957.562 (68,190) <5,718.705> (98,540)
BITUMEN	123.685	158.641 (27,730)	174.175 (3,000)	191.165 (3,290)	290.903 (3,620)
TOTAL	11,136.480 (191,889)	11,758.666 (202,610)	15,067.880 (259,670)	18,803.812 (324,000) <23,195.019> (399,660)	25,719.820 (443,170) <27,367.298> (472,280)

Note: < > is the case where natural gas production remains at 650 MMSCFD even after 1991 through 2001.

Table II-18 CRUDE OIL TOPPING CAPACITY

(Unit: 1,000 BPCD)

Year / Refinery	1983	84	85	86	87	88	89	90	91	Remarks
MOR	55	55	60	65	65	65	65	65	65	Rehabilitation of TORC in 1985 Phase I in 1987, II in 1990. Debottlenecking of ESSO in 1986
TORC	65	65	66	66	77.7	77.7	77.7	120	120	
ESSO	48	48	55	63	63	63	63	63	63	
TOTAL	168	168	181	194	205.7	205.7	205.7	248	248	

- Base Data = EMP Scenario 1
- Capacity for 1987 = NEA's information on TORC's Phase I Capacity and Energy Pricing Studies (Nov. 1983)

Table II-19 REFINERY UNIT CAPACITIES IN 1987 AND 1991

Refinery / Feed & Product	IN 1987*(1)				IN 1991			
	MOR	TORC	ESSO	(BPCD) TOTAL	MOR	TORC	ESSO	(BPCD) TOTAL
CRUDE	65,000	77,650	63,000	205,650	65,000	120,000	63,000	248,000
+ LONG RESIDUE (PRODUCTS)		+21,400		+21,400				
LPG	1,500	1,610	2,700	5,810	1,500	4,700	2,700	8,900
GASOLINE	13,400	20,880	11,400	43,630	13,400	30,400	11,400	55,200
KEROSENE + JET FUEL	6,500	17,650	7,900	32,050	6,500	18,600	7,900	33,000
DIESEL	18,300	39,380	19,000	76,680	18,300	54,000	19,000	91,300
FUEL OIL	22,700	13,950	18,400	55,050	22,700	13,000	18,400	54,100
BITUMEN	-	760	1,900	2,660	-	800	1,900	2,700
TOTAL	62,400	94,230	61,300	227,930	62,400	121,500	61,300	255,200

*(1) NEA's information on TORC's Phase I Capacity and Energy Pricing Studies (P. 349, Nov. 1983)

Table II-20 DEMAND/SUPPLY BALANCE OF PETROLEUM PRODUCTS

BPCD

YEAR / PRODUCTS	1987			1991			1996	
	DEMAND	SUPPLY	BALANCE	DEMAND	SUPPLY	BALANCE	DEMAND	BALANCE
LPG	27,720	5,810	(-)21,910	29,580	8,900 <5,810>	(-)20,680 <(-)23,760>	41,300	(-)32,400 <(-)35,490>
GASOLINE	39,050	43,630	4,580	54,950	55,200 <43,630>	250 <(-)11,120>	78,020	(-)22,820 <(-)34,390>
KEROSENE + JET FUEL	25,870	32,050	6,180	30,970	33,000 <32,050>	2,030 <1,080>	38,510	(-)5,570 <(-)6,520>
DIESEL	73,530	76,680	3,150	87,590	91,300 <76,680>	3,710 <(-)10,910>	117,850	(-)26,550 <(-)41,170>
FUEL OIL	45,710	55,050	9,340	53,750	54,100 <55,050>	350 <1,300>	45,760 <121,420>	8,340 <9,290>
BITUMEN	2,780	2,660	(-)120	3,000	2,700 <2,660>	(-)300 <(-)340>	3,290	(-)590 <(-)630>
TOTAL	214,660	215,880	1,220	259,840	245,200 <215,880>	(-)14,640 <(-)44,500>		

Supply Production Capacity in Refineries

(-): denotes deficits which should be compensated by import or from other source(s).

Figure in <> shows the case where Phase II Project of TORC is not realized.

Table II-21 VARIOUS TYPES OF CRUDE OIL IMPORTED BY SOURCES AND REFINED BY LOCAL REFINERIES 1982

Items	TOSC		BASCOMAR		ESSO		Total	
	10^6 Litres	10^6 Bbls	10^6 Litres	10^6 Bbls	10^6 Litres	10^6 Bbls	10^6 Litres	10^6 Bbls
1. Saudi Arabia								
Arabian Light Crude Oil			3,543.5	19,473.9	428.5	2,123.0	3,972.0	21,596.9
Arabian Natural Petroleum Crude Oil	174.0	876.0	109.5	549.8			283.5	1,425.8
Arabian Medium Crude Oil					43.6	239.7	43.6	239.7
Arabian Light Berry Natural Petroleum Crude Oil	106.2	543.9					106.2	543.9
Tailored Arabian Berry Crude Oil					106.2	543.5	106.2	543.5
Tailored Arabian Light Crude Oil					910.1	4,532.0	910.1	4,532.0
Tailored Arabian Light Berry Crude Oil					181.8	912.9	181.8	912.9
Sub Total	280.2	1,416.9	3,653.0	20,023.7	1,676.2	8,356.1	5,609.4	29,796.7
2. Malaysia								
Miri Light Crude Oil	71.6	378.0					71.6	378.0
Miri Natural Petroleum Crude Oil	364.2	1,858.7	151.6	777.8			515.8	2,636.5
Tembungo Crude Oil					229.9	1,154.3	229.9	1,154.3
Tapis Blend Crude Oil					512.2	2,770.9	512.2	2,770.9
Labuan Crude Oil	82.2	421.7					82.2	421.7
Sub Total	518.0	2,658.4	151.6	779.9	742.1	3,965.2	1,411.7	7,431.4
3. Qatar								
Qatar Natural Petroleum Crude Oil	474.0	2,444.4					474.0	2,444.4
Qatar Crude Oil	211.8	1,085.5					211.8	1,085.5
Sub Total	685.8	3,529.9					685.8	3,529.9
4. Brunei								
Syria Natural Petroleum Crude Oil	413.0	2,093.8					413.0	2,093.8
Champion Crude Oil					34.0	169.8	34.0	169.8
Sub Total	413.0	2,093.8			34.0	169.8	447.0	2,263.6
5. China								
Shengli Crude Oil			115.5	543.4			115.5	543.4
Sub Total			115.5	543.4			115.5	543.4
6. Dubai								
Dubai Natural Petroleum Crude Oil	103.0	516.9					103.0	516.9
Sub Total	103.0	516.9					103.0	516.9
7. Oman								
Oman Natural Petroleum Crude Oil	105.2	543.9					105.2	543.9
Sub Total	105.2	543.9					105.2	543.9
8. United Arab Emirates								
Zakum Crude Oil					65.2	342.1	65.2	342.1
Sub Total					65.2	342.1	65.2	342.1
Grand Total	2,155.2	10,787.8	3,920.1	21,351.9	2,517.5	12,833.2	8,592.7	44,972.9

Source: Department of Customs

Table II-22 PRODUCTION FORECAST FOR MAJOR CRUDE OIL IN THE FREE WORLD

(Unit: 1,000 B/D)

	1978	1985	1990	Index in 1990 (1978=100)
Berri	578	500- 600	550- 600	95-104
Arabian Light	5,472	5,335- 6,050	5,350- 6,000	98-110
Arabian Medium	968	1,700- 1,910	2,110- 2,370	218-245
Arabian Heavy	1,479	2,165- 2,440	2,690- 3,030	182-205
Sub-total	3,497	9,700-11,000	10,700-12,000	126-141
Iranian Light	2,000	1,125- 1,800	1,125- 1,400	56- 70
Iranian Heavy	2,123	1,375- 2,200	1,375- 2,100	65- 99
Sub-total	4,123	2,500- 4,000	2,500- 3,500	61-85
Khafji	463	550	550	119
Kumait	2,364	2,100	2,100	89
Basrah Light	2,909	3,500- 4,400	3,950- 4,850	136-167
Basrah Heavy	295	370- 470	420- 520	142-176
Murban	1,961	2,100	2,100	107
Middle East Total(A)	20,612	20,820-24,620	22,320-25,620	108-124
Attaka	654	725	725	111
Seria	170	180	220	129
Minas	1,271	1,345	1,355	107
South Asia Total(B)	2,095	2,250	2,300	110
Total(A+B)	22,708	23,070-26,870	24,620-27,920	108-123
Other Free World Total	24,383	30,450	32,680	134
Free World Total	47,091	53,520-57,320	57,300-60,600	122-129
(OPEC)	(30,062)	(30,000-33,800)	(31,500-34,800)	(105-116)
(Non-OPEC)	(17,029)	(23,520)	(25,800)	(152)

Source: The Institute of Energy Economics (Japan), 1980

Table II-23 PARAFFIN WAX IMPORTED (CIF VALUES)

Petroleum Products	1975		1976		1977		1978		1979		1980		1981		1982	
	10^3 Litres	10^3 Baht	10^3 Litres	10^3 Baht	10^3 Litres	10^3 Baht	10^3 Litres	10^3 Baht	10^3 Litres	10^3 Baht	10^3 Litres	10^3 Baht	10^3 Litres	10^3 Baht	10^3 Litres	10^3 Baht
Paraffin Wax	6,205	29,278	7,178	33,429	8,839	61,923	8,800	74,540	10,362	112,745	6,984	115,997	9,524	153,067	7,448	96,508
Other Mineral Wax	231	1,989	400	4,132	435	4,431	405	5,573	468	6,392	141	3,945	466	9,210	343	6,987
Petroleum Bitumen	1,241	3,477	1,317	3,622	1,283	4,189	2,028	6,848	2,498	9,575	1,826	9,787	718	5,826	375	3,281

Table II-24 LUBE OIL BLENDERS IN THAILAND

Lube Oil Blenders	Nominal Production Capacity (ML)	Operation hour	Note
Esso	78	12 hr x 300 d/y	Operating and oil refinery and gasoline stations
SHELL	64	7 hr x 240 d/y	Operating and oil refinery and gasoline stations
CALTEX	58	8 hr x 286 d/y	Operating gasoline stations
MOBIL	16	8 hr x 300 d/y	Importing base oil from Australia and no gasoline station
Asia Oil	16	N.A.	Importing base oil from China, supplying lube oil to Chinese dealers and PTT, no gasoline stations
PENNZOIL	N.A.	N.A.	Importing base oil from China, gasoline stations
CASTROL	N.A.	N.A.	Purchasing production from mainly Shell

Note: These blenders are importing not only base oils but lubricating oils.

Table II-25 PAST AND PROJECT FREE WORLD ENERGY AND LUBE DEMAND

	1965	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000
Total Energy Demand 10^9 (Bbl/year) (Equivalent Oil)								
J.L. Helm[1]	20.7	27.4	31.1	35.2	40.3	45.6	51.6	58.4
Growth Rate[2]		5.77	2.57	2.50	2.74	2.50	2.50	2.50
L.E.G.[3]				35.2	36.6	40.5	45.4	50.8
Growth Rate[4]					0.78	2.05	2.29	2.29
H.E.G.[5]				35.2	39.1	44.1	49.8	56.2
Growth Rate[6]					2.11	2.45	2.45	2.45
% Lube Oil Demant[7]/ Total Energy Demant	0.56	0.51	0.47	0.50	0.49	0.48	0.48	0.48
Toal Lube Oil Demand 10^6 Bbl/year								
J.L. Helm[8]	115	140	145	175.6	195.7	221.1	247.7	280.0
L.E.G.[9]				175.6	177.7	187.5	217.9	243.8
H.E.G.[10]				175.6	189.8	204.2	239	269.8

Note: 1) 1965-1990: Source: J.L. Helm, Sun Oil Products Co., the 4th International Conference on Used Oil Recovery and Reuse
1995, 2000: Estimated by the consultant (used growth rate 1985/1990)
2) Annual growth of energy demand
3) Total energy demand in case of high GNP growth rate
4) Annual high growth rate of GNP by Shell International Petroleum Co.
5) Total energy demand in case of high GNP growth rate
6) Annual low growth rate of GNP by Shell International Petroleum Co.
7) % Lube demand to total energy demand
8) Lube Oil demand, J.L. Helm data revised by consultant
9) Total lube oil demand in case of low GNP growth rate
10) Total lube oil demand in case of high GNP growth rate
11) Supplus and deficit capacity, when lube oil supply of 1995 and 2000 is as same as its of 1990
12) Source: Table II-29

Table II-26 RESULTS AND FORECAST OF NET GDP (GROSS DOMESTIC PRODUCT) GROWTH RATE

	1960 -73	1973 -79	1980 -85	1985-95 High	1985-95 Low
Advanced industrial countries	4.9	2.8	1.9	4.3	2.5
Developing countries	6.3	5.2	2.8	5.5	4.7
Lower income countries					
Asia	5.9	5.2	5.8	5.3	4.6
Africa					
Oil-import-medium-income countries					
Ind. products export countries	6.7	5.8	1.6	6.3	5.2
Other countries	5.3	4.3	1.9	4.3	3.8
Oil export countries	6.9	4.9	2.4	5.4	4.7

Note: From World Bank "The 1984 World Development Report"

TABLE II-27 PROJECTED FREE WORLD BASE LUBE DEMAND

(Unit: million Bbl/year)

Region	1980	1985	1990	Growth Rate 1980/1985	Growth Rate 1980/1990
North America (Ex. US)	9.4	11.3	13.2	3.8	3.5
United States	62.4	66.2	69.9	1.2	1.1
Carib. & Cent. America	1.3	1.3	1.9	0	3.9
South America	10.1	12.0	13.9	3.5	3.2
Western Europe	47.2	53.5	60.0	2.5	2.4
Middle East	8.2	10.7	13.2	5.5	4.9
Africa	7.6	8.2	9.5	1.5	2.3
Asia/Australia (Ex. Japan)	15.5	19.7	25.7	4.9	5.2
	29.4	32.5	39.5	2.0	6.1
Japan	13.9	12.8	13.8	-1.6	0
Total	175.6	195.7	221.1		

Note: Base data: J.L. Helm, Sun Petroleum Products Co.
Original data is presented to the 4th International Conference on Used Oil Recovery and Reuse, Oct. 1, 1981, after that be revised last year. The consultant revises Asia/Australia demand by Mitsubishi Oil Co.'s data and International Energy Annual Data.

TABLE II-28 ASIA/AUSTRALIA LUBE OIL DEMAND

(Unit: million Bbl/year)

	1980	1981	1982	1985	1986	1990
Australia	2.9	2.9	2.9		4.0	
Bangladesh	0.2	0.2	0.2		0.2	
Burma	0.2	0.2	0.2		0.2	
China	0.4	0	0		0.4	
Hong Kong	0	0.35	0.35		0.4	
India	3.7	3.7	3.9		5.1	
Indonesia	0.7	1.1	1.1		1.5	
Korea North						
Korea South	1.5	1.5	1.3		1.6	
Malaysia	0.7	0.7	0.6		0.7	
New Zealand		0	0			
Pakistan	0.4	0.7	0.9		1.3	
Philippines	1.5	1.5	1.5		1.8	
Singapore	0.4	0.35	0.5		0.5	
Sri Lanka	0.1	0.1	0.1		0.2	
Taiwan	1.5	1.5	1.3		1.5	
Thailand	1.1	1.1	1.0		1.2	
Vietnam		0			0	
Other	0.2	0	0.35		0.4	
Sub-total	15.5	15.9	16.2	19.7	21.0	25.7
Japan	13.9	13.9	12.3	12.8	13.0	13.8
Grand Total	29.4	29.8	28.5	32.5	34.0	39.5

Note: 1988-1981: The consultant revises International Energy Annual Data

1982 and 1986: The consultant revises Mitsubishi Oil Company's Data by International Energy Annual Data

1) Lube oil demand of 1985 is estimated by growth rate (1982/1986).

2) Lube oil demand of 1990 is estimated by growth rate (1980/1986).

Table II-29 FREE WORLD BASE OIL SUPPLY 1980 - 1990

(Unit: million Bbl/year)

Region	1980 Supply	1985 Supply	1990 Supply
North America (ex. U.S.A.)	11.3[1)]	11.9	13.9
U.S.	73.0	76.1	65.2
Carib. & Center. America	8.1	10.0	11.0
South America	8.5	11.0	13.0
Western Europe	49.6	50.1	50.1
Middle East	5.0	10.5	18.4[2)]
Africa	5.1[1)]	8.1	11.5
Asia/Australia	33.1	35.7	37.7
Total Supply[3)]	193.7	213.4	220.8

Note: Base data is J.L. Helm, Sun Petroleum Products Co., but the consultant revises.

1) Source: International Energy Annual

2) Revised by Table II-28

3) Source: Table II-27

U.S. Supply of Helm's data is 73.0 xmillion Bbl/year, but output of International Energy Annual is 65.0 x million Bbl/year, due to some of U.S. lube plans shutdown owing to superannuate.

Table II-30 CAPACITY FORECAST OF SAUDI ARABIAN PLANTS

Company	New Capacity (million Bbl/year)	Location	Completion Date
Petromin-Ashland	1.83	Yanbu	1984
Petromin/Chevron/Texaco	4.38	Jubail	1985
Petromin/Mobil	0.51	Jidoah[1)]	1985
	0.33	Riyadh[1)]	1985
Petromin/Shell	1.39	Jubail	Under Study
Petromin/Apicorp	1.46	Yanbu or Rabigh	Under Study
Total New Capacity	9.96		
Existing Capacity	0.73		
Total	10.63		

Note: 1) Existing capacity expansion

Total Petromin/Mobil Capacity will be increased to 1.57 x million Bbl/year, thus existing capacity is 0.73 million Bbl/year.

Source: Japanese Company

Table II-31 INCREMENT CAPACITY OF LUBE OIL PLANTS AS OF JUNE 1984

(Unit: 1,000 Bbl/year)

	Complete	Under Construction	Engineering	Planning	Total of Each Country
U.S.	3,103(84) (add)694(84) 2,847				6,644
Brazil			(Re)Cap.N.A.		N.A.
Colombia		(add)949(84)			949
Equador				Cap.N.A.	N.A.
Mexico			4,298		4,298
Venezuela			(to)840[420]		420
Portugal	(Ex)Cap.N.A.				N.A.
Scotland				350(85)	350
Greece		(to)220[110]			110
Yogoslavia				1,050	1,050
Egypt			Cap.N.A.		N.A.
Iran		(Ex)588	1,400(87) 1,400(87)		3,388
Iraq		700(84)	1,750(85)		2,450
Saudi Arabia			4,380(87) Cap.N.A.		4,380 N.A.
Japan	1,095				1,095
Pakistan		(add)700(84)			700
South Korea				4,954	4,954
Australia			(add)308		308
Indonesia	1,225				1,225
Total	8,964+	3,047	13,956+	6,354+	Total 32,321+

Note: (add) Increment of capacity added
(Ex) Expansion
(86) Last two number of year of estimated construction completion e.g. 1986
(to) Total capacity after construction, therefore 1/2 of capacity is increment capacity to be assumed
(Re) Revamping

Source: Hydrocarbon Processing, HPI Construction Baxscore February 1984 and June 1984

Table II-32 FREE WORLD LUBE OIL (INCLUDING GREASE) OUTPUT, IMPORT, EXPORT, APPARENT CONSUMPTION 1980

(Unit: 1,000 Bbl/day)

Region & Country	Output	Import	Export	Consumption	Remarks
North America					
U.S.	178 (65.0)	7 (2.6)	23 (8.4)	159 (58.0)	
Other	31 (11.3)	7 (2.6)	0	39 (14.2)	
Total	209 (76.3)	14 (5.1)	24 (8.8)	198 (72.3)	
Cent. America	(8)	(1.1)	(5.5)	(4.4)	
South America	(11.3)	(2.1)	(1.8)	(10.2)	
Western Europe	136 (49.6)	68 (24.8)	73 (26.6)	124 (45.3)	
Middle East	7 (2.6)	6 (2.2)	3 (1.1)	9 (3.3)	
Africa	14 (5.1)	10 (3.7)	2 (0.7)	23 (8.4)	
Far East & Ocenia					(e): Denotes less than one-half the unit of measure or zero
Australia	11 (4.0)	1 (0.4)	4 (1.5)	8 (2.9)	
Bangladesh					
China	0			1 (0.4)	
Hong Kong		1 (0.4)		1 (0.4)	
India	8 (2.9)	3 (1.1)		11 (4.0)	
Indonesia	1 (0.4)	2 (0.7)	1 (0.4)	2 (0.7)	
Japan	41 (15.0)	3 (1.1)		38 (13.9)	
Korea North	0 (0)				
Korea South	4 (1.5)			4 (1.5)	
Malaysia	0	3 (1.1)		2 (0.7)	
New Zealand	0			0	
Pakistan	2 (0.7)			1 (0.4)	
Philippines	0	(e)		(e)	
Singapore	12 (4.4)	(e)	11 (4.0)	1 (0.4)	
Sri Lanka					
Taiwan	10 (3.7)	2 (0.7)		10 (3.7)	
Thailand	0	1 (0.4)		1 (0.4)	
Vietnam					
Other	(e)	1 (0.4)	8 (2.9)	1 (0.4)	
Total	90 (32.9)	16 (5.3)	24 (8.8)	81 (29.6)	
World Total	507(185.1)	123(44.9)	146(53.3)	475(173.4)	

Note : ( ) million Bbl/year

Source: International Energy Annual

Table II-33 WORLD-WIDE LUBE DEMAND AND SUPPLY FORECAST

(Unit: Million Bbl/y)

	1980	1985	1990	1995	2000
Lube Oil Supply	193.7	213.4	220.1	220.1	220.1
Lube Oil Demand					
1) J.L.Helm	175.6	195.7	221.1	247.7	280.0
2) GDP High Growth	175.6	189.8	204.2	239.0	269.8
3) GDP Low Growth	175.6	177.7	187.5	217.9	243.8
Surplus					
1) J.L.Helm	18.1	17.7	△1.0	△27.6	△59.9
2) GDP High Growth	18.1	23.6	15.9	△18.9	△49.7
3) GDP Low Growth	18.1	35.7	32.6	2.2	△23.7

Table II-34 FREE WORLD BASE OIL
SUPPLY - DEMAND BALANCE 1980-1990

(Unit: million Bbl/year)

Region	1980 Supply	1980 Demand	1980 Excess & Deficit	1985 Supply	1985 Demand	1985 Excess & Deficit	1990 Supply	1990 Demand	1990 Excess & Deficit
North America (Ex. US)	11.3[1]	9.4	1.9	11.9	11.3	0.6	13.9	13.2	0.7
U.S.	73.0	62.4	10.6	76.1	66.2	9.9	65.2	69.9	-4.7
Carib. & Cent America	8.1	1.3	6.8	10.0	1.3	8.7	11.0	1.9	9.1
South America	8.5	10.1	-1.6	11.0	12.0	-1.0	13.0	13.9	-0.9
Western Europe	49.6	47.2	2.4	50.1	53.5	-3.4	50.1	60.0	-9.9
Middle East	5.0	8.2	-3.2	10.5	10.7	-0.2	18.4[2]	13.2	5.2
Africa	5.1[1]	7.6	-2.5	8.1	8.2	-0.1	11.5	9.5	2.0
Asia/Australia	33.1	29.4	3.7	35.7	32.5	3.2	37.7	39.5	-1.8
Total Supply [3]	193.7			213.4			220.8		
Total Demand		175.6			195.7			221.1	
Surplus			18.1			17.7			-0.3

Note: Base data is J.L. Helm, Sun Petroleum Products Co., but the consultant revises.

1) Source : International Energy Annual
2) Revised by Table II-28
3) Source : Table II-27

U.S. Supply of Helm's data is 73.0 x million Bbl/year, but output of International Energy Annual is 65.0 million Bbl/year; due to some of U.S. lube plans shutdown owing to superannuate.

Table II-35 ASIA/AUSTRALIA LUBE OIL SUPPLY AND DEMAND FORECAST

(Unit: million Bbl/year)

	1982			1986		
	Supply	Demand	Defference	Supply	Demand	Defference
Australia	3.7	2.9	0.8	4.55	4.0	0.55
India	3.2	3.9	-0.7	3.6	5.1	-1.5
Pakistan	0.6	0.9	-0.3	1.3	1.3	0
Bangladesh	-	0.2	-0.2	-	0.2	-0.2
Sri Lanka	-	0.1	-0.1	-	0.2	-0.2
Burma	-	0.2	-0.2	-	0.2	-0.2
Thailand	-	1.0	-1.0	-	1.2	-1.2
Malaysia	-	0.6	-0.6	-	0.7	-0.7
Singapore	4.9	0.5	4.4	4.9	0.5	4.4
Indonesia	0.6	1.1	-0.5	1.2	1.5	-0.3
Hong Kong	-	0.35	-0.35	-	0.4	-0.4
Philippines	1.4	1.5	-0.1	1.4	1.8	-0.4
South Korea	1.5	1.3	0.2	1.45	1.6	-0.15
Taiwan	1.6	1.3	0.3	1.6	1.5	0.1
China	N.A.	0		N.A.	0.4	-0.4
Other	-	0.35	-0.35	-	0.4	-0.4
Sub-total	17.5	16.2	1.3	20.0	21.0	-1.0
Japan	17.0	12.3	4.7	17.0	13.0	3.9
Total	34.5	28.5	6.0	37.0	34.0	2.9

Source: Revised Mitsubishi Oil Co.

Table II-36 ESTIMATED DEMAND FOR SYNTHETIC LUBRICANTS IN THE U.S.A.

Cagegories	Major end use	Millions of Galions		
		1980	1985	1990
Synthesized Hydrocarbons (PAO & DAB)	Autorotive Crankcase Oils Gear Oils	9	18	30
Organic Esters (Polyol, (Poly & Dibasic Acids)	Jet Engine Lubes	12	16	23
Other (Phosphate Esters, Halogenated Hydrocarbons, etc.)	Fire-Resistant Fluids	29	33	37
Total		50	67	90
% of Total Finished Oil Volumes		2	2.5	3

Notes: PAO=Poly-alphaolefins (Hydrogenation)
DAB=Di-alkylbenzene

Source: R.e. Sager, Hydrocarbon Processing, July, 1981

Table II-37 SYNLUBES HELP SLOVE ENERGY, OPERATIONAL AND ENVIRONMENTAL PROBLEMS

Problems	Results	Syniubes benefits
Less crude imports, high prices	Fuel economy demand; small engines	Energy-conserving lubes; less friction by low vis, high VI
Shortage of good light neutrals	Wide temperature base oils; higher prices	Consistent, low volatility lubes
Stressed equipment service	Wide temperature extremees; high speeds and severe loads	Low temperature fluidity; high temperature stability
Air pollution	Low-emissions standards	Low volatility of low vis lubes

Source: M Campen, D.F. Kendrick and A.D. Markin Hydrocarbon Processing, Feb., 1982

Table II-38 FREE WORLD ESTIMATED NAPHTHENIC LUBE OIL DEMAND

	1980		1985		1990	
Country/Region	MMbbl	%	MMbbl	%	MMbbl	%
U.S.A.	13.3	56.7	13.2	55.6	13.0	54.1
W. Europe	4.2	17.9	4.1	17.3	4.1	17.1
Canada	0.5	2.3	0.5	2.3	0.5	2.3
Africa	0.6	2.6	0.7	2.9	0.9	3.7
Far East	2.9	12.4	3.1	13.1	3.3	13.7
Latin America	1.9	8.1	2.1	8.8	2.2	9.1
Naphthenics	23.4	100.0	23.7	100.0	24.0	100.0
Paraffinics	135.4		156.7		181.5	
Total Luboils	158.8		180.4		205.5	
% Naphthenics	14.8		13.2		11.7	

Source: J.G. Maraquez Hydrocarbon Processing, Feb. 1982

Table II-39 ESTIMATED FREE WORLD CAPACITY[6)] FOR NAPHTHENIC LUBE OILS

Country/Region	Yearly capacity, MMbbl		
Production	1980	1985	1990
U.S.A.	16.8	16.1	15.2
W. Europe	5.6	5.2	5.0
Canada	0.4	0.2	--
Far East	3.3	3.2	3.2
Latin America	2.9	3.4	3.6
Total	29.0	28.1	27.0
Potential			
U.S.A.	16.8	17.8	19.0
W. Europe	5.6	6.0	7.0
Canada	0.4	0.2	0.3
Far East	3.3	5.0	6.0
Latin America	2.9	3.2	5.5
Total	29.0	32.2	37.8

Source: J.G. Maraquez, Hydrocarbon Processing, Feb. 1982

Figure II-1 A DISTRIBUTION AND SALES MECHANISM FOR THE LUBRICATING OIL AND BASE OIL IN THE KINGDOM OF THAILAND (AS OF DEC. 1982)

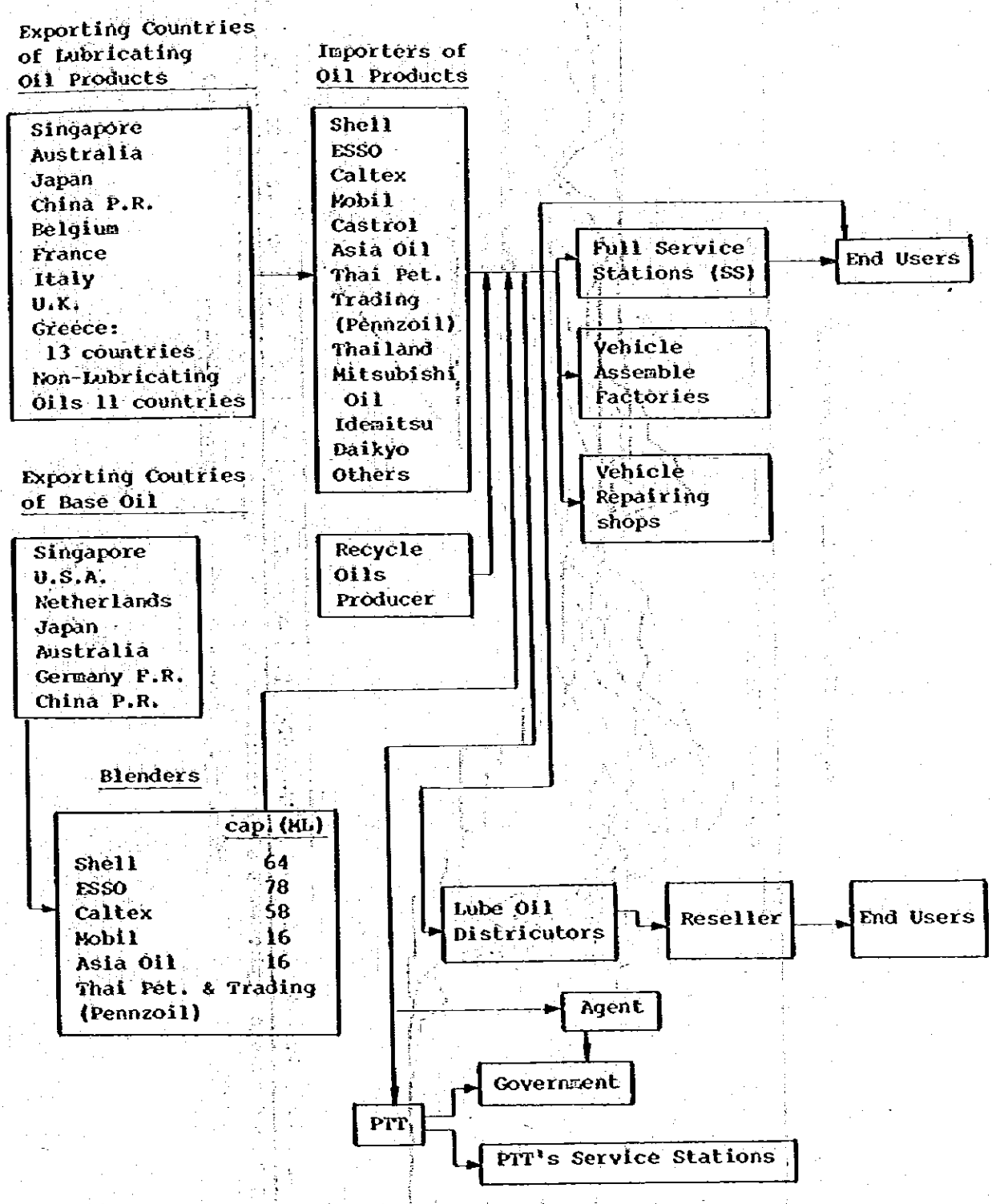


Figure II-2 CRUDE OIL PRICE FORECAST

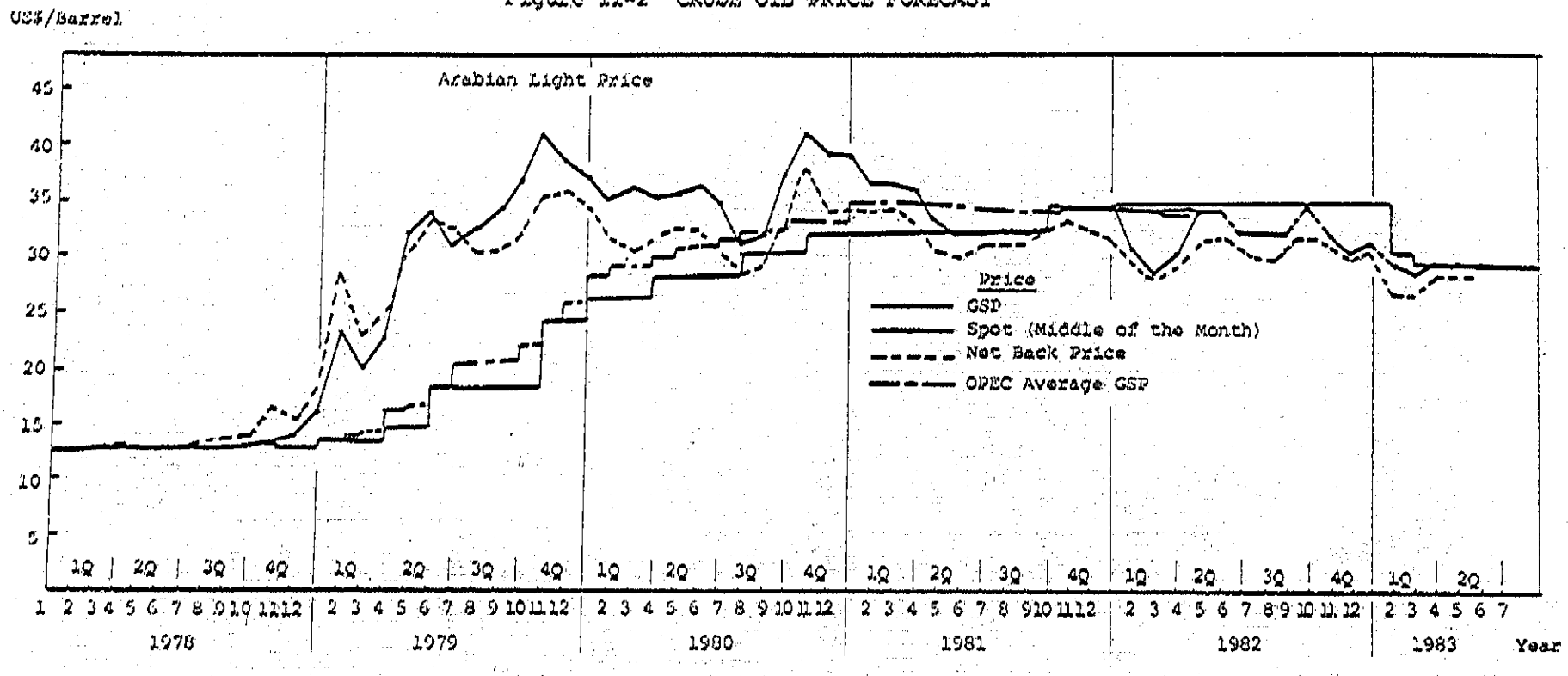


Figure II-3 CHARACTERISTIC OF CRUDE OIL PRICE

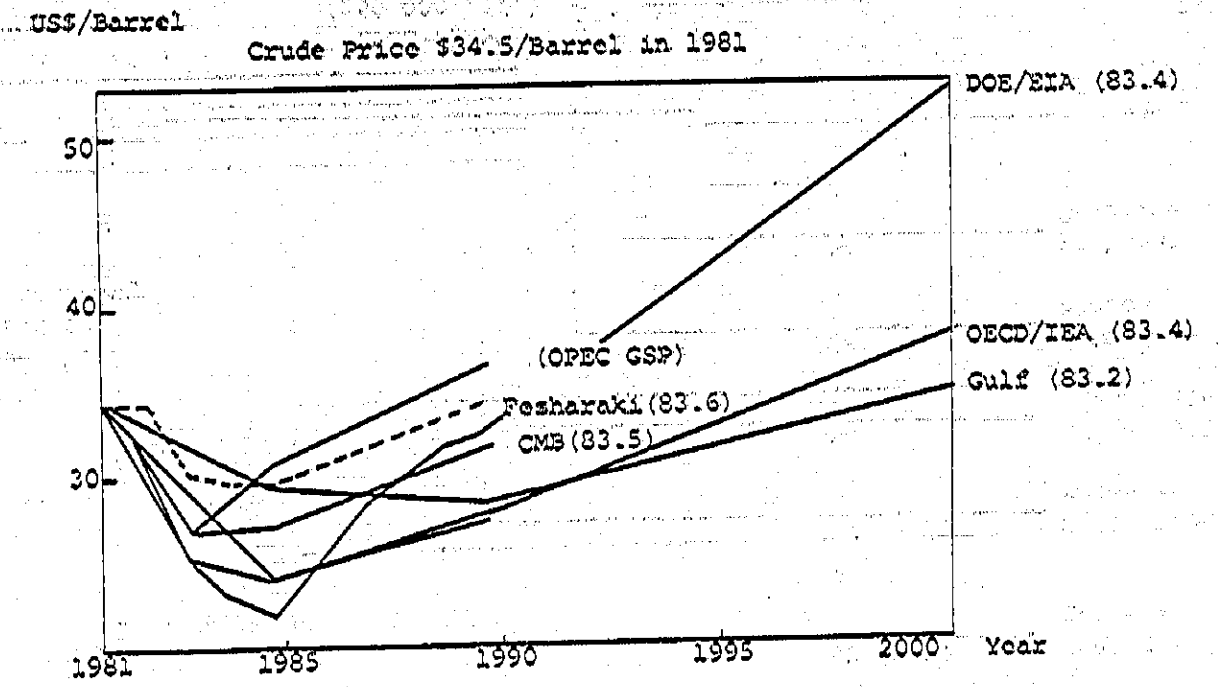


Figure II-4 SALABLE PRODUCTS FROM LUBE COMPLEX
(BANGCHAK CASE)

(Unit: BPCD)

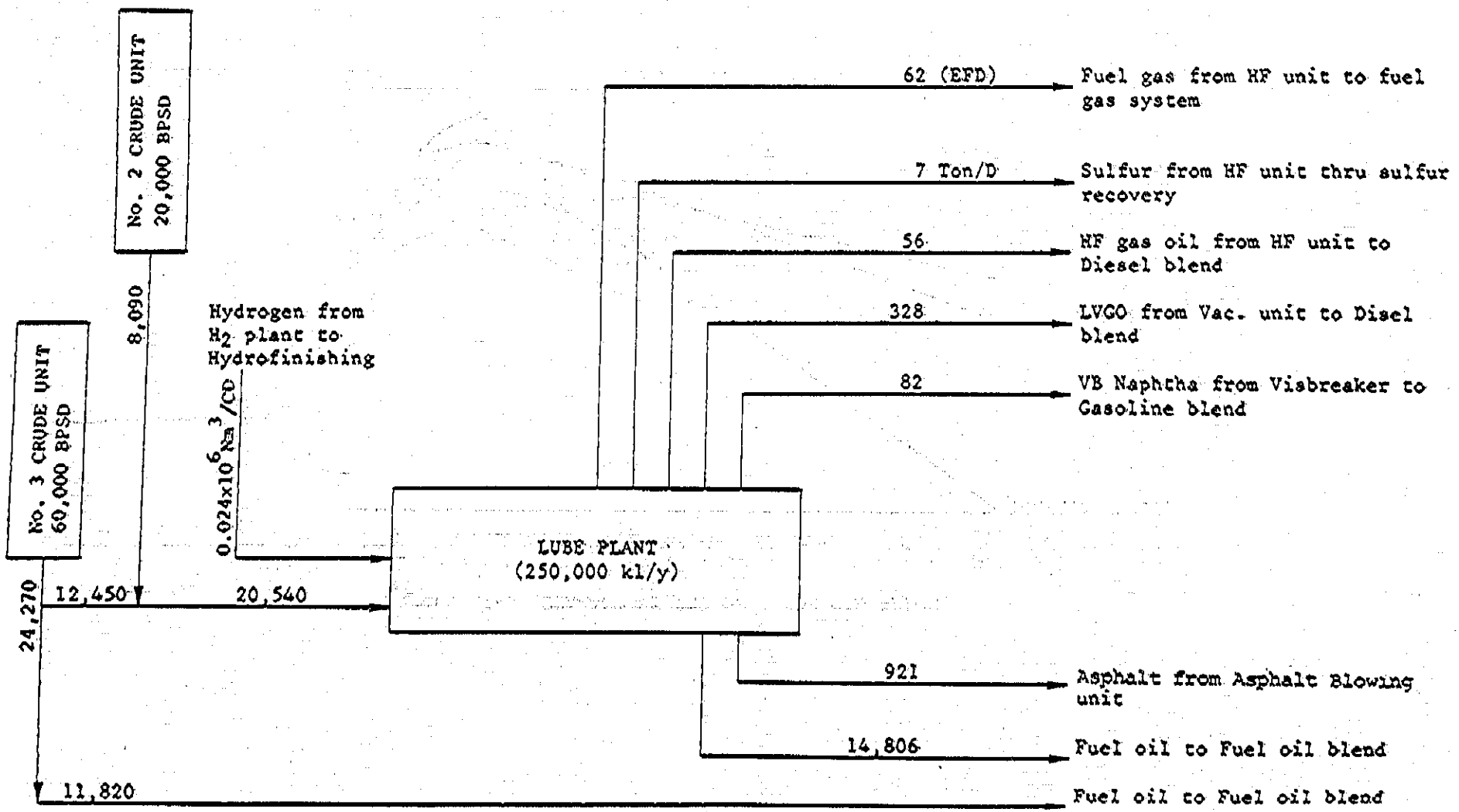


Figure II-5 SALABLE PRODUCTS FROM LUBE COMPLEX
(SRI RACHA CASE)

(Unit: BPCD)

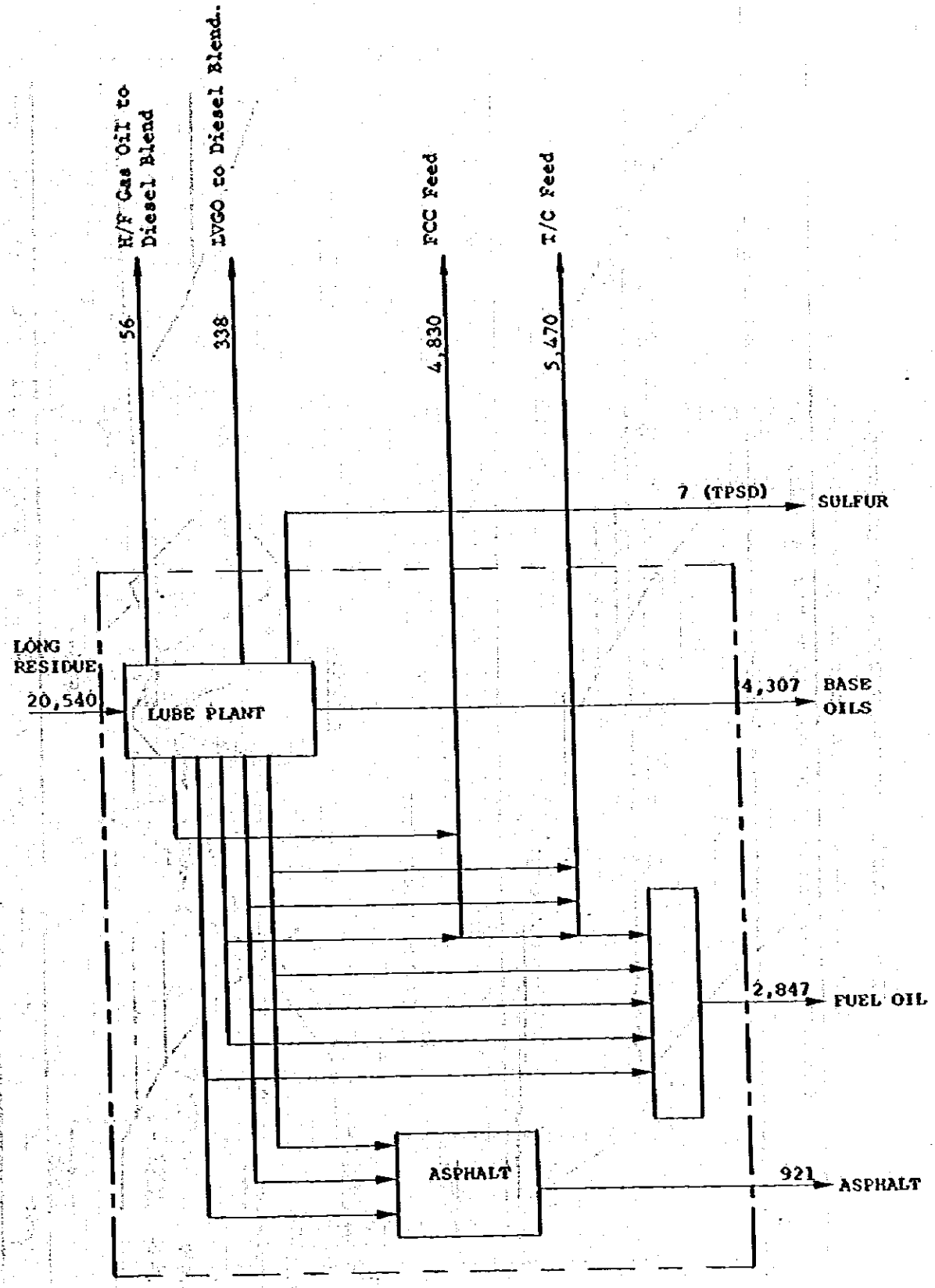
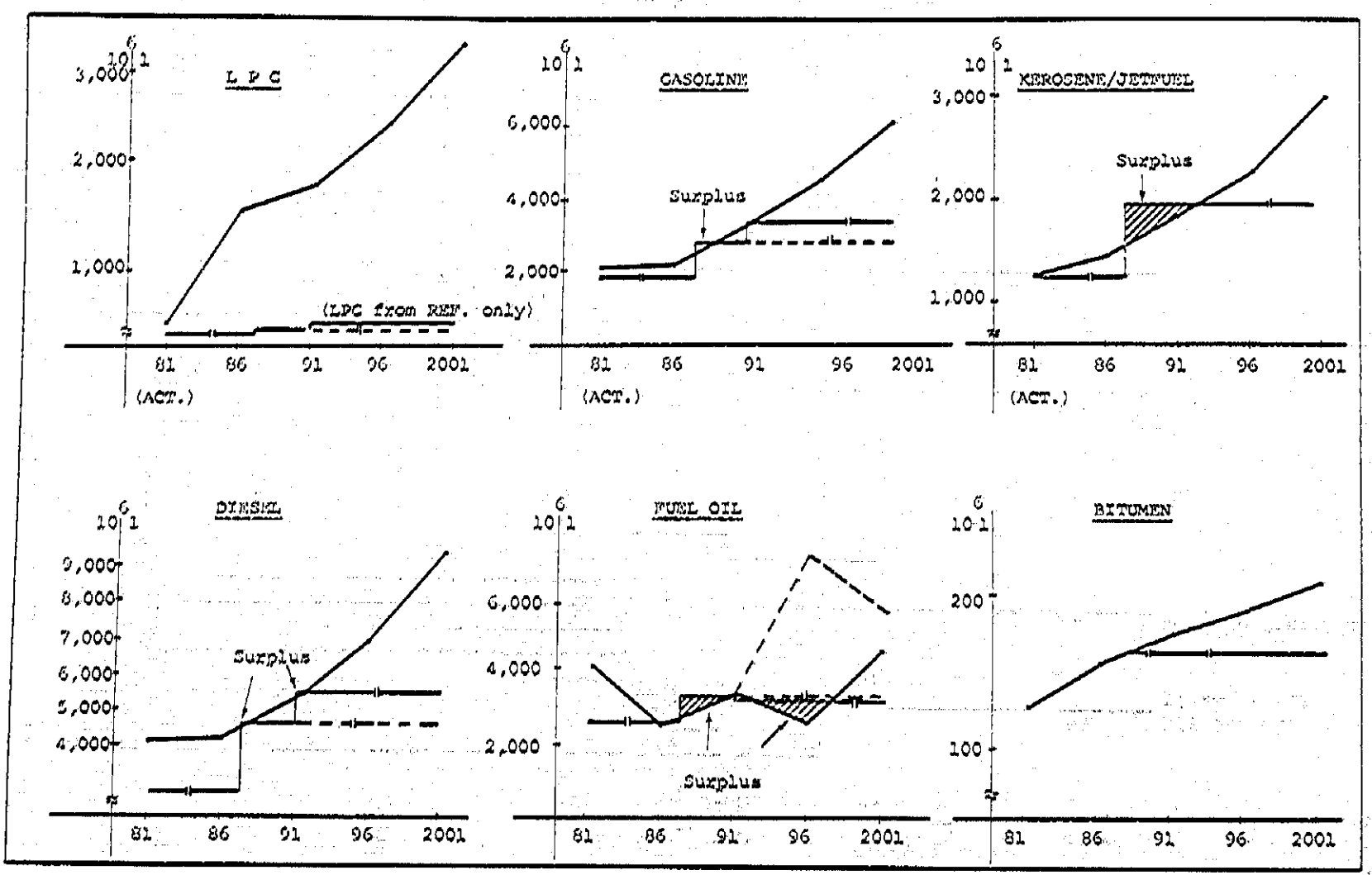
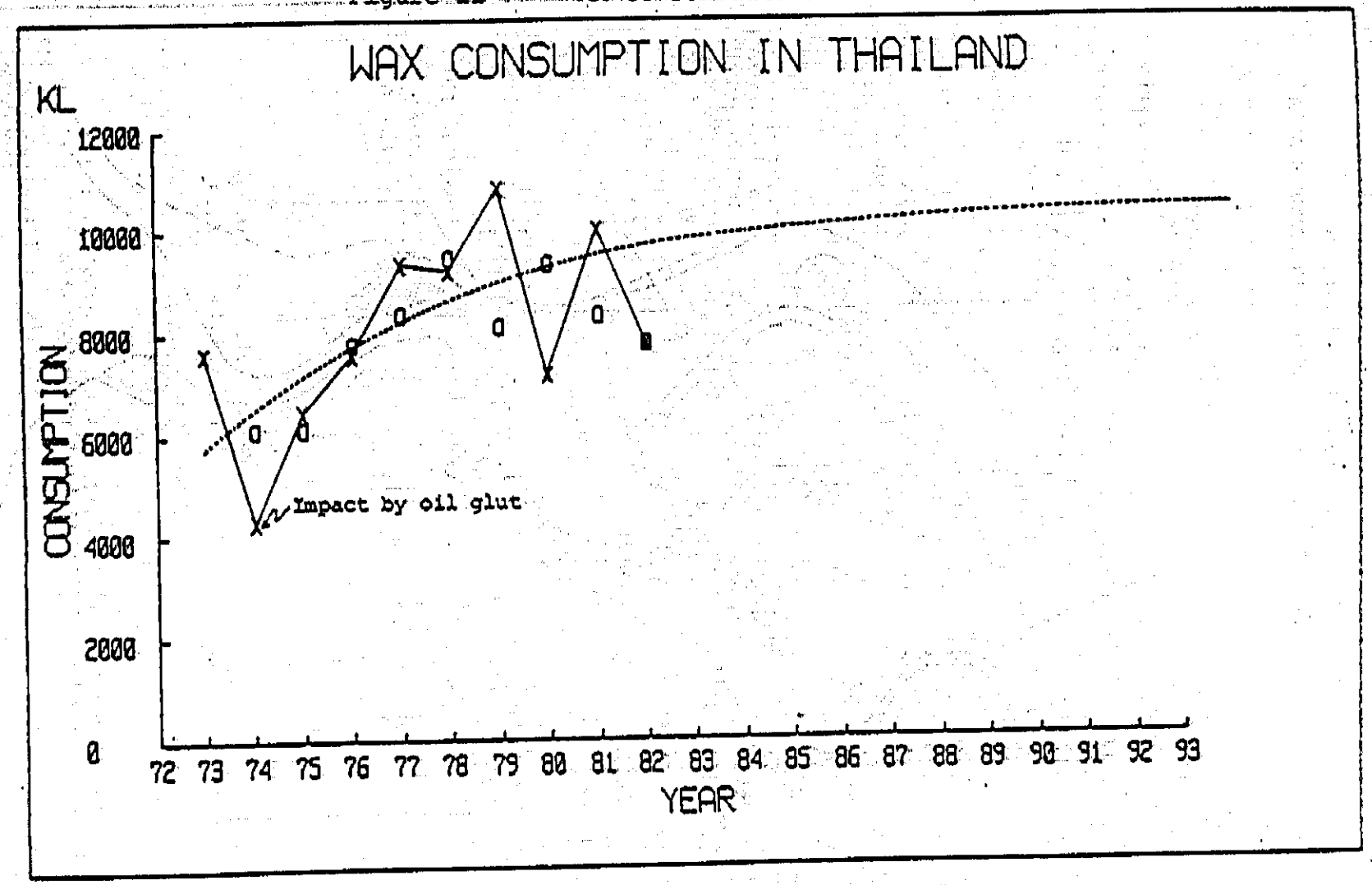


Figure II-6 DEMAND/SUPPLY FORECAST FOR PETROLEUM PRODUCTS



Demand
Demand with projection of no increase in Natural Gas Production after 1991 (650MMSCFD)
Supply from Domestic Refinery
Supply without TOFC's Phase-II Project

Figure II-7 WAX CONSUMPTION IN THAILAND



Notes: 1. X Actual consumption of paraffin wax in each year
2. O Average consumption per year of three(3) consecutive year

Figure II-8 MAP FOR LUBRICATING OIL FACTORIES IN BANGKOK AREA

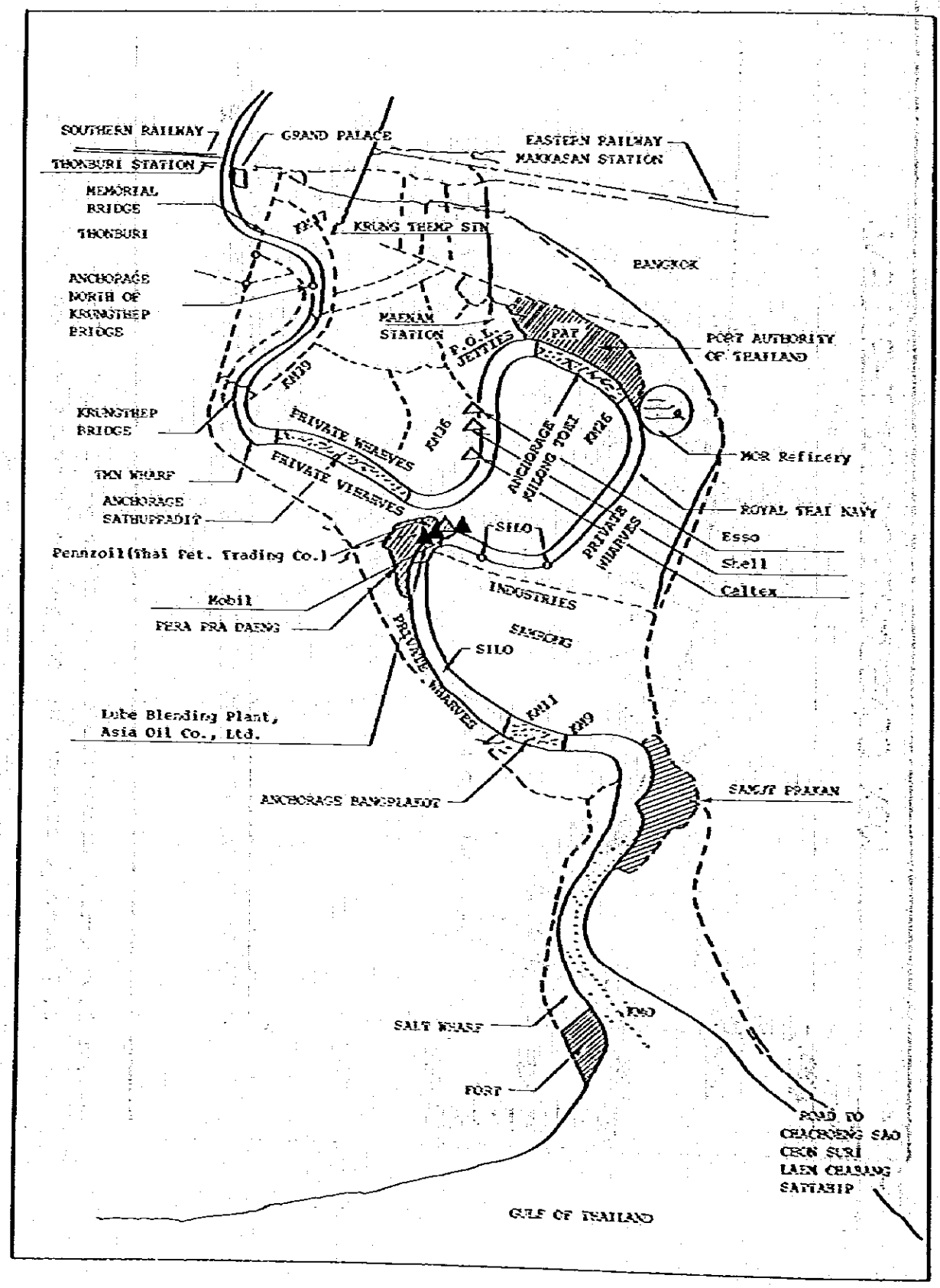
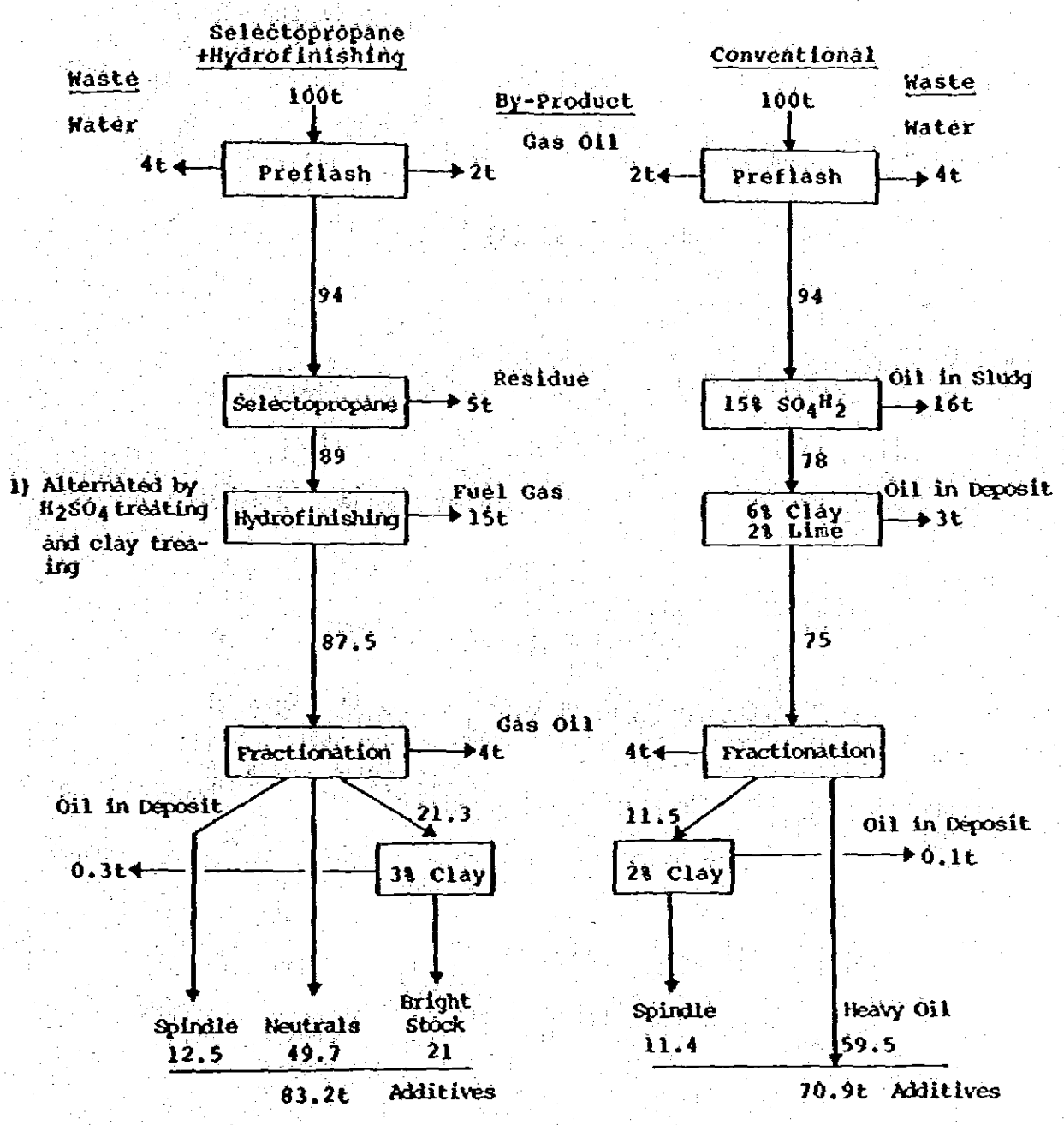


Figure II-9 USED LUBE OILS REREFINING COMPARATIVE YIELDS



Note: 1) Hydrogen is very expensive, thus hydrofinishing alternated by acid treating and clay treating

Source: ELF Bulletin

第 Ⅲ 編

プラントの基本計画

第III編　プラントの基本計画

第1章　計画要件の検討

1－1　原油の選択

潤滑油基油製造用原油を選択するためには，原油の入手可能性ばかりでなく，その原油から製造される潤滑油基油の収率および品質から見た適合性を考慮することが必要である。また原油の選択は，設備投資額やプラント運転費に影響を及ぼす。

(1)　原油入手の可能性

原油の種類としては，一般にパラフィン系原油とナフテン系原油に大別される。パラフィン系原油は原油供給量の８５パーセントを占め，主にペルシャ湾，北アフリカや米国のテキサスなどで生産される。一方，潤滑油製造に適するナフテン系原油は主に米国ガルフコースト，同カルフォニア，ベネズエラやカリブ海地域（オランダ領アンチル列島，トリニダード島など）に存在しているが，その生産能力は減少の傾向にあり，近い将来供給不足になると思われる。

コンサルタントの調査によると，中東原油の中では，Arabian Light，Basrah Light Kirkuk，Kuwait，Murban，およびQatar Marineが，潤滑油製造用として広く使用されている。

１９８１年９月に，ユニコ　インターナショナル社がＮＥＡに提出した"Thailand Additional Refinery Capacity Study Report"で指摘しているように，将来の潜在生産能力，供給の安定性等を考慮すると，原油の入手可能性はArabian Light. Kuwait. Qatar Marintの順になると思われる。

(2)　潤滑油基油製造用原油の評価

世界中の潤滑油はナフテン系とパラフィン系に大別される。ナフテン系原油から製造されるナフテン系潤滑油はワックス含有量は少なく，低温流動性に優れ，比重は高いが，一方粘度指数は低く，環状炭化水素や芳香族留分の多いものである。またナフテン系潤滑油の対原油収率は３５～４０パーセントであり，パラフィン系の１０パーセントに優る。

ナフテン系潤滑油はパラフィン系潤滑油に比べ，低温特性，ゴム状高分子化合物の溶解性

などで優れているが，粘度指数の低さは，ほとんどの用途に対して本質的な欠点となっている。ナフテン系潤滑油の場合，９０以上の粘度指数を得るのは困難である。

パラフィン系原油から製造されるパラフィン系潤滑油は，粘度指数は高く，ワックス含有量は多く，芳香族留分は少なく，比重は小さい。

パラフィン系潤滑油製造の場合は，ワックス含有量を減らし，低温特性を良くするために，脱ろうプロセスは不可欠である。パラフィン系原油のうち潤滑油製造に適するものは限られており，例えばSumatran LightやIranian Heavyは適さない。Sumatran Lightはワックス含有量が多く，１５０ブライトのような重質留分が少ないし，Iranian Lightは芳香族留分が多く，潤滑油基油の収率が少ないためである。

タイ国のように温暖な国では，粘度の高い５００ニュートラル，および１５０ブライトの需要が多いので，これら重質留分の少ない原油は適さない。

またペット原油は原油の評価結果から判断すると，重質基油製造には適さないと思われる。

以下にタイ国内の需要に合った潤滑油基油を年間１０万キロリットル生産する場合の原油必要量と収率を示す。

原　　油	原油量 (BCD)	対原油収率 (vol%)
Arabian Light	17,200	10.0
Basrah Light	17,200	10.0
Daqing (China)	17,200	10.0
Qatar Marine	17,600	9.8
Kuwait	19,900	8.7
Murban	21,200	8.1
Iranian Heavy	31,300	5.5
Sumatran Light	32,200	5.4
Phet (Thailand)	64,400	2.7

(3) 副生品（アスファルト，ワックス）の評価

付加価値のある副生品を採取できるか否かは原油選定上の一つの要因となる。Arabian Light，Qatar Marine原油からは，アスファルトおよびワックスを製造できるが，Sumatran Light原油から製造されるアスファルトは軟化点が低く，伸度が0に近く規格合格品とはならない。

またナフテン系原油にはワックス分がほとんど含まれておらず，アスファルトについても

軟化点が低く規格合格品は得られない。

(4) 設備投資と運転コスト面からの原油の選択

各装置における潤滑油留分の収率が設備投資および運転コストに大きな影響を与える。

例えば溶剤精製装置でラフィネートの収率が悪いと溶剤量が多くなり，抽出塔は大きく，溶剤回収系統も大きくなり，したがって運転コストも高くなる。それゆえ，潤滑油基油の収率のよい原油を選ぶ必要がある。

(5) 潤滑油基油に好ましい原油

ここで述べたことから，Arabian Light がタイ国の潤滑油基油生産に最も適した原油と言える。これは，原油輸送距離，入手可能性，タイ国で要求される基油性状への適合性，設備費および運転コストに影響を与える収率などを考慮した結果である。

1－2 製品種と生産量

(1) 潤滑油基油

本潤滑油プラントから生産される潤滑油基油は，タイ国の内需用に供することを目的としているので，製品種と，その生産量を選定する上で，各製品のタイ国内での市場性と需要量とを充分に考慮する必要がある。

第II編に述べられている市場調査では，上記の観点から，タイ国における潤滑油基油の需給バランスの現状，ならびに，将来の需要予測が調査されている。

本調査では，市場調査結果に基づき，粘度範囲別に５種類の高級潤滑油基油を生産するものとし，計画総生産量は，１９９３年における予測需要量から，年間２５０,０００kℓ と設定された。

製品種別の年間生産量の内訳けは，下表の通り計画された。

製　品　種	生産量（kℓ/年）	構成比(%)
60 ニュートラル基油	23,900	9.6
150 ニュートラル基油	13,300	5.3
300 ニュートラル基油	14,900	6.0
500 ニュートラル基油	138,600	55.4
ブライトストック基油	59,300	23.7
基　油　総　計	250,000	100.0

(2) 副 生 品

潤滑油基油製造工程では製品として得られる基油得率は，通常原料油に対して，15～25容積パーセントである。

従って分離除去された残りの製品，すなわち，副生品をいかに有効に活用できるかどうかは，潤滑油基油製造プロジェクトの経済性を左右する大きな要因の一つとなり得る。

本調査では，上述の観点から，潤滑油基油製造工程の各装置で分離される，種々の副生品を用いて，下記の最終販売製品を生産することが計画された。

- 重　　油　　（"2,000"級）
- バンカー重油
- アスファルト　　（舗 装 用）
- ワ ッ ク ス　　（高級ハードワックス）
- 硫　　黄

このうち，アスファルトあるいはワックスを生産する場合には，その生産量としては，タイ国内における1993年時での予測供給不足量を参考にして，アスファルトについては1,000BPSD，またワックスについては，250BPSDに固定した。

さらに，副生品の一部は，既設製油所に供給され，改質後あるいはそのまま最終製品の混合基材とすることを計画した。特に，シラチャ地区立地の場合については，TORC製油所の流動接触分解装置および熱分解装置を有効利用することが考慮されている。

1－3 製品規格

(1) 基油の種類

タイ国の輸入実績およびコンサルタントのアンケートに対するブレンダー各社の回答，潤滑油ユーザーに対する市場調査結果を踏まえ，本潤滑油基油プラントから生産される基油として粘度範囲別に，60ニュートラル，150ニュートラル，300ニュートラル，500ニュートラルおよび150ブライトストックの5種類が計画された。

(2) 基油の規格

本調査で使用する基油の製品規格を，表Ⅲ－1に示す通りに設定した。基油の規格を設定する際には，下記の調査結果が勘案されている。

a．タイ国の基油輸入業者へのアンケート調査結果

b．日本からの輸入業者の実績値

c．国際市場の取り引きにおける典型的な製品仕様

d．Ministry of Commerce の規格

規格の項目の中では，粘度指数（以下ＶＩという），硫黄分および流動点が重要な項目である。

ＶＩについては中級レベル（85VI程度）と高級レベル（95VI以上）とがあるが，本調査では国際的なマーケットで主流となっている95VI以上の高級レベルを採用した。

現在タイ国に輸入されている基油は低硫黄分のものが多いので，本規格においても低硫黄分値が設定された。（ニュートラル・オイル0.3パーセント以下，ブライド0.5パーセント以下）流動点については，一般的に－１０℃以下となっているので，これを規格値として設定した。

基油引火点の規格はＭＯＣの製品潤滑油引火点の規格に比べ，高めになっている。これは基油に引火点の低い添加剤をブレントすると引火点が降下することが多く，このため基油の引火点は製品潤滑油の引火点より高くすることが必要なためである。

基油の引火点は，基本的には減圧蒸留装置での精留度およびストリッピングにより制御される。もし減圧蒸留の原料である常圧残渣油中に引火点の低い軽質留分が含まれていても，減圧蒸留装置の運転条件の調整により設備投資および運転コストの追加なしに，基油引火点の規格を守ることができる。

(3) 副製品の規格

重油，アスファルトおよびワックスについて設定した製品規格は表Ⅲ－２に示す通りである。

重　油

現在のタイ国における重油種別の需要量および潤滑油プラントから重油混合基材として供給可能な副生油の性状を考慮して，"2,000"級の重油またはバンカー重油を生産することが計画され，その規格については，タイ国の公式規格値を採用した。

アスファルト（ブローン・アスファルト）

舗装用アスファルトでは，針入度，軟化点および伸度が主要な性状であり，表Ⅲ－２に示した規格値は，ASTMならびにＪＩＳを参考にして設定したものである。

なお，針入度については，タイ国では針入度80／100が規格となっているが，本調査では，タイ国の気温の高さを考慮して，針入度は40／60とした。

ハードワックス

ワックスは，ろうそくとしての用途の他，食品添加物あるいは食品包装用としても広く使用されるので，FDA（Food & Drug Administration）テストに合格する必要がある。

また，粘度についてはタイ国の輸入実績を踏まえて，一般的な140P，150P を選定した。
Table Ⅲ－2 に採用した規格値を示す。

1－4　精製形態の検討

潤滑油基油の製造工程は，一連の分離あるいは精製装置の組合せによって構成されており，各装置では原料油中に含まれる潤滑油の性能にとって好ましくない成分が除去される。

潤滑油基油の精製形態としては，次の２形態が代表的であり，世界中のほとんどのプラントで採用されている。

- 従来型精製形態
- 水素化精製形態

1－4－1　従来型精製形態

従来型精製形態の一般的フロー

本精製形態の典型的なブロックフロー図を図Ⅲ－１に示す。本形態は，従来から世界中のほとんどの潤滑油製造プラントで用いられて来た精製様式であり，最も一般的かつ代表的な精製形態である。

図Ⅲ－１に示すように本精製形態は，水素化仕上げ装置を除いてはすべて分離プロセスで構成されており，各装置の原料油を物理的あるいは化学的に類似の性状を持つ成分の集合体から成る留分に分離する。

第１工程は減圧蒸留であり，原料油である常圧残油は減圧下での蒸留操作によって，数種類の減圧留出油と減圧残油とに分留される。減圧留出油は生産される製品基油の種類および要求性状にも依るが，比較的沸点範囲の狭い留分として抜き出される。

第２工程はプロパン脱瀝であり，減圧蒸留によって常圧残油から減圧留出油が分留された残りの減圧残油中に含まれるレジン分およびアスファルテン分の除去が行なわれる。本工程の原料油である減圧残油から，基油材となる脱瀝油がプロパン溶剤中に抽出され，一方，原料中のレジン分，アスファルテン分のほとんどはＰＤＡアスファルトとして分離除去される。

脱瀝油は減圧留出油より高沸点ではあるが，化学的には類似した留分であり，後続の工程では各減圧留出油と同じ工程を経て精製される。

次の工程は溶剤精製である。

本工程では，原料油である減圧留出油および脱瀝油中に含まれる芳香族成分が抽出油として

除去され，その結果潤滑油基油として望ましい粘度指数が高く，安定性にすぐれた精製油が分離され，後続の精製装置に供給される。

水素化仕上げが次の工程である。

本工程では，原料油である精製油を水素化処理することによって硫黄分等の不純物を除去し，色相，安定性等を向上させる。

本精製形態の最終工程は溶剤脱ろうである。

本工程では，原料油である含ろう精製油中に含まれるろう分を，溶剤を用いて析出させた上で濾過分離し，粗ろうとして回収すると共に，流動点の低い脱ろう油を抽出する。脱ろう油が最終製品であり，潤滑油基油となるものである。

水素化仕上装置のないフロー

潤滑油基油の品質を考えるとき，安定性，色相，硫黄含有量が重要な物性である。安定性の悪さや色相の悪さは基油中の芳香族およびナフテン化合物の存在と同様硫黄，窒素ならびに酸素等の不純含有物に起因することが多い。

当プロジェクトにおいては基油の酸化および色相安定性向上のため硫黄含有量を0.3～0.5 wt%に抑える目的のために水素化仕上げ装置を設置した。

従来型精製形態には世界的に二つの大きな流れがある。その一つは米国，日本において上述の目的のために水素化仕上げ装置を設置する方法である。あと一つはヨーロッパ系統，特にシェルに主に採用されている方法で水素仕上げ装置を設置しない方式である。その結果，後者の硫黄含有量は0.3～0.5 wt% には低下しない。それゆえシェル方式では減圧蒸留装置でナローカットに分留している。これを達成するように減圧蒸留では特別な仕かけがなされている。

……多数の精留段（時には蒸留塔２本設置）

……減圧度を高める

……抜き出し数を増やす（そのため製品側流以外に側流間にスウィングカットを設ける）

ナローカットに分留する目的は後続の溶剤精製で選択性を上げて芳香族や他の不純物質を効率的に除去するためである。通常溶剤精製装置ではこれらの目的を達成するために水素化仕上げ装置がついた溶剤精製の運転条件はきびしく設定される。

水素仕上げ装置を設置するかどうかは製品品質，例えば安定性とか硫黄含有量等を考慮してプロセス所有者または製油所サイドで決定される。

自動車に用いられる潤滑油ではその安定性は添加剤により改善されるので水素仕上げ装置がなくとも良いが，工業用潤滑油では添加剤を添加されないことが多いので安定性そのものを基油の持っている安定性に依存するため多くは水素仕上げ装置を設置して生産される。

1－4－2　水素化精製形態

本精製形態の典型的なブロックフロー図を図Ⅲ－2に示す。

水素化精製形態は，特に高い粘度指数を要求される高品質の潤滑油基油の製造を目的とする場合に用いられる。

図Ⅲ－2に示すように本形態では，従来型精製形態で用いられる溶剤精製工程の代わりに，水素化精製工程が用いられる。ただし，他の工程の目的および機能は従来型と全く同一である。

水素化精製工程では，原料油である減圧留出油あるいは脱蠟油を水素と反応させることによって水素添加，水素化分解，異性化等を行なうとともに，硫黄分，窒素分，酸素等の不純物を除去し，超高粘度指数で，安定な基油を製造する。

水素化精製によって得られる製品の粘度指数は，通常の原料油で100～125であり，良質な原料油については130～135程度の高いものである。

従来型精製形態に対して水素化精製形態が持つ利点および欠点は下記の通りである。

利　点

1）潤滑油基油の製造には，あまり適さない原油種からも，高粘度指数の基油が生産される。

2）運転条件を変えることにより原料油あるいは製品の収率および性状の変更に対処することができる。

3）従来型精製形態では，溶剤精製で抽出除去される成分も部分的に有用成分に転化されるのでより高い製品収率が得られる。

4）ナフサ，軽油等の低硫黄分で，付加価値の高い副生品が生産される。

欠　点

1）苛酷な運転条件で運転される装置であるので建設費が高くなる。

2）大量の水素を消費するので用役費は低いにもかかわらず，運転費は高くなる。

3）商業プラントの実績建設例が少ない。

4）分解反応によってよりパラフィニックな製品が生産されるので，脱ろう工程において除去する必要のあるろう分の含有量が増加する。

5）溶剤精製によって生産される基油用に調整された添加剤と水素化精製油との適合性の問題がある。

1－4－3　精製形態の選定

上述のように，水素化精製形態は潤滑油基油の原料としてはあまり適さない原油種に対しても適用できるので，処理する原油性状が不適格で，かつ超高粘度指数の基油を生産する場合には

従来型精製形態よりも有利となり得る。

一方，潤滑油の製造に適した原油から，一般的高級潤滑油程度の基油を生産する場合には，水素化精製装置に対する建設費および運転費が大きいので，高収率性等の利点が相殺されることになる。この様な場合には，従来型精製形態の方が経済的に有利となる。

本調査では，対象となる原油種は潤滑油基油製造用原料として最も適した原油の1種であるアラビアン・ライト原油であり，また製品基油の粘度指数要求値は特別に高いものではなく，従来型精製形態で充分に達成し得る範囲にある。

また，両精製形態を定量的に比較する場合，各々の形態で得られる製品の品質を統一することが必ずしも現実的ではなく，さらに，水素化精製形態が本来有するフレキシビリティの評価法等の問題があるので絶対的な議論は容易ではないが，これまでのいくつかの検討結果では基油の抽出収率が高い原油種の場合には従来型精製形態の方が経済的に有利な結果となっている。

表Ⅲ－3はクェート原油についての両精製形態の経済性の比較例であり，主要点は下記の通りである。

	従来型	水素化型
所要原料油量	基準	20－25%減
精製装置建設費	基準	20－30%高
基油精製費	基準	15－25%高

上述の経済性比較例に示されているように，水素化精製形態による基油精製費は，抽出収率がアラビアン・ライト原油よりも劣るクウェート原油の場合でも従来型精製形態に比べて約2割高となり，抽出収率のすぐれたアラビアン・ライト原油の場合にはさらに割高になる事が予想される。

以上の評価から本調査の基準となる精製形態としては，従来型精製形態が選定された。

1－5 プロセスの選択

本節では，従来型精製形態に基づき，潤滑油基油製造スキームを構成する各プロセスの概要を述べると共に，各工程別に同一の機能を有するいくつかのプロセスの中から本調査の目的に適したプロセスの選定を行なう。

工程の順番に従って選定されたプロセスとその機能は下記の通りである。

- 減圧蒸留

原料油である常圧残油を分留し，ニュートラル基油材となる合ろう減圧留出油を取り出す。

・プロパン脱瀝

減圧残油からブライトストック基油材となる脱瀝油を分離する。

・フルフラール抽出

基油材の粘度指数および安定性を向上させる。

・水素化仕上げ

基油材の色相および安定性を向上させる。

・MEK脱ろう

基油材に含まれるろう分を除去し，最終製品である低流動点の潤滑油基油を抽出する。

1－5－1　減圧蒸留

減圧蒸留は潤滑油基油製造工程の第1工程であり，原料として供給される常圧残油を蒸留して目的製品基油に適した潤滑油留分を取り出すことを目的とする。

常圧残油をさらに蒸留するには，常圧下では非常に高い温度まで原料を加熱する必要があり，その場合には原料油が熱分解を起こし運転上好ましくないので，減圧して蒸留を行なうものである。

減圧蒸留で運転の制御目標となる主要製品性状は，各減圧留出油の粘度，引火点，残留炭素分等である。従来型精製形態では分解プロセスを含まないので，基油の性状として最も重要な粘度は本質的に減圧蒸留での各留出油の粘度範囲を依存する。適正な粘度範囲にある留出油を抜き出すことと共に，減圧残油と最重質留出油との分離を充分に行なうことも減圧蒸留の主要目的のひとつである。

アスファルテン分の分離が不充分で留出油に混入すると後続の装置での運転の阻害要因となり，例えば，溶剤抽出装置で精製油の色相が悪くなったり，収率が低下し，水素化仕上げ装置でコーキングの問題が発生し，さらには脱ろう装置で濾過効率が低下する結果につながる。

1－5－2　プロパン脱瀝

プロパン脱瀝は，減圧残油を原料として，その中に含まれるアスファルテン分やレンジ分等，潤滑油の性能を阻害する物質を除去することにより，ブライトストックのような高粘度潤滑油基油材を分離することを目的とする。プロパンあるいはブタン等の軽質炭化水素を用いる溶剤抽出は，確立された技術であり，特に潤滑油基油の製造においては，本調査で選定されたプロパン脱瀝法が最も広く採用されている。

プロパン比５０～８０℃の温度では減圧残油中のパラフィニックな成分は溶解する一方，アス

ファルテン分は溶かさない性質を持っており，プロパン脱瀝はこの性質を利用して，減圧残油中のアスファルテン分やレジン分を沈澱分離させると共に，潤滑油基油となる脱瀝油を抽出するものである。

脱瀝油は，後続装置で減圧留出油と同一の工程を経て精製されるが，制御対象となる主要性状は，粘度，残留炭素分，重金属分およびアスファルテン分等である。

プロパン脱瀝では，大量のプロパン溶剤を循環使用するので，溶剤回収系でのエネルギー消費が大きくなる。計画したスキームでは，省エネルギーを計るために，多重効用システム等を用いることにより，極力効率的な熱回収が考慮されている。

最近では，ＵＯＰ社のDemex あるいはKerr－McGee 社のRoseプロセスにおいて，超臨界条件で溶剤回収を行なうことにより，効果的な省エネルギーが計れることが発表されている。

１－５－３　フルフラール抽出

フルフラール抽出は，溶剤抽出法の一種であり，選択性の高い溶剤を用いて，減圧留出油あるいは脱瀝油から芳香族等の炭化水素を抽出除去することにより，粘度指数が高く，色相および安定性に優れた高級潤滑油基油を得ることを目的とする。

稼動中の溶剤抽出装置で用いられている代表的な溶剤は，フルフラール，フェノール，デュオソール（プロパン，クレゾールおよびフェノールの混合溶剤），液体二酸化硫黄およびＮＭＰ（Ｎ－メチル－２－ピロリドン）であるが，原料油種に対する適応性が広いこと，ならびに溶剤としての選択性，安定性，毒性等の点で優れていることから，フルフラールとＮＭＰが最も優位性のある溶剤として評価できる。

フルフラールは現在抽出溶剤として世界中で最も多く用いられているが，これはフルフラールが持っているこれまでの実績，調達の容易さ，コスト，低毒性および低溶剤比での優れた選択性等に起因する。

ＮＭＰは近年フルフラールに対して競合し得る溶剤として登場したものである。ＮＭＰがフルフラールよりも優れている主要な点は溶解力が大きいことにより溶剤比を小さくすることができるので，初期張り込み量が少なく，また溶剤回収系での所要エネルギーを削減できることである。しかしながら，ＮＭＰは溶剤単価が高く調達面での制限もあり，さらにＮＭＰは沸点が高いので，軽質潤滑油基油の場合には溶剤回収に困難さを伴なう可能性があり，これらの点ではフルフラールよりも劣るものと考えられる。

本調査では上述のフルフラールとＮＭＰとの比較評価，特に溶剤単価と調達の容易性を考慮し，また，アラビアンライト原油のように潤滑油基油の製造に適した原油の場合には，ＮＭＰの持つ低エネルギー消費量という優位性も，その度合が低下するものと考えられるので，フルフラール

を抽出溶剤として選定した。

1－5－4　水素化仕上げ

水素化仕上げは，フルフラール抽出によって得られる精製油を，触媒の存在下で，水素と反応させることにより，硫黄分，窒素分等の不純物を除去するとともに，基油の色相および安定性を向上させることを目的とする。

精製工程上で水素化仕上げ工程を配する位置は，原料油および最終製品の性状によって異り最終工程に置かれる場合もあるが，本調査では脱ろう工程を最終工程とすることにより，水素化仕上げ工程で原料油が分解してできる少量のパラフィン分をも除去し，最終製品基油の流動点を確実に仕様値以下に保てる構成とした。

しかしながら水素化仕上げ装置はときにはＭＥＫ脱ろう装置の後に設置されることがある。この場合，水素化仕上げ装置のキャパシティはＭＥＫの前に置くよりは小さくなるが，一方水素仕上げ装置の後での基油に雲りが発生したり，流動点がどうしても上昇するため，前にあるＭＥＫ脱ろう装置の脱ろう運転温度を低下させなければならないなどの短所も出てくる。

1－5－5　ＭＥＫ脱ろう

高粘度指数の潤滑油基油はパラフィン分に富んでいるので，溶存しているろう分も多く製品の流動点を高くする原因となる。ＭＥＫ脱ろうは溶剤脱ろうの一種であり，基油中に溶存するろう分を溶剤を用いて析出させ濾過分離で除去することにより，製品の流動点を低下させることを目的とする。

脱ろうプロセスとしては，溶剤脱ろうおよび接触脱ろうの２種類の技術が適用されている。溶剤脱ろうでは除去したろう分は粗ろうとして副生されるが，一方接触脱ろうではパラフィンを選択的に分解する触媒を用いることにより，ろう分はＬＰＧあるいはナフサ留分に分解され固形粗ろう分は副生されない。

溶剤脱ろうプロセスで用いられる溶剤に要求される性質は，基油にとっての有用成分に対して大きな溶解力を持っていることと共に，濾過温度で極力ろう分を溶解しないことであり，ケトン類と芳香族との混合溶剤は最も適したものである。

ＭＥＫ脱ろうは，メチル・エチル・ケトンとトルエンとの混合溶剤を用いる溶剤脱ろうプロセスであり，今日最も広く用いられているプロセスである。

接触脱ろうプロセスは，固定床の触媒層を用いて，パラフィンを選択的に分解するプロセスであり，運転条件は，灯軽油の水素化脱硫と同程度の比較的マイルドな条件である。接触脱ろうプ

ロセスは溶剤脱ろうプロセスに比べて，設備構成が簡素であることが主な要因となって，下記の優位性がある。

- 建設費が安い
- 用役費が低く運転員の人数も少ない
- 付加価値の高い副生品が生産される
- 脱ろう油の収率は同等か，やや高めである

しかしながら，接触脱ろうプロセスから得られる脱ろう油の粘度指数は溶剤脱ろうに比べて低くなり，ニュートラル基油で6～8，また，ブライトストック基油で1程度低い粘度指数となる。

従って，接触脱ろうが溶剤脱ろうに対して経済的に有利になるかどうかは，製品基油に要求される粘度指数の程度に依存することになる。

以上の検討の結果，本調査では全ての種類の基油に対して，要求されている高粘度指数を確保し，また，それをフルフラール抽出装置での精製油収率を犠牲にすることなく実現するために，脱ろうプロセスとしてMEK脱ろうプロセスが選定される。

ただし，基油の製品仕様について，特に低粘度ニュートラル基油の粘度指数が緩和されることがある場合には接触脱ろうプロセスは溶剤脱ろうに替わり得る可能性を充分持っており，両者から生産される副生品種およびそれを有効利用するための設備環境等を考慮した上で評価が行なわれる必要がある。

プロセス選択の方法や代替プロセスの長所／短所などをまとめてANNEX Ⅲ－4に示した。これらの表は定性的な比較であり，通常実施プロジェクトの厳密なプロセス選択はプロセスライセンサーからの情報を織り混ぜ基本設計の段階で行われることが多い。

1－6　既存製油所の現在の設備と将来の計画

1－6－1　パンチャック製油所

(1) 既存設備の状況

(a) フロースキーム

パンチャック製油所は１９８１年にリース契約破棄によりサミットパナマ社より国防省エネルギー部に移管され，現在製油所運転，製品販売等をＰＴＴが当っている。

図Ⅲ－３に示されるようにパンチャック製油所は典型的なハイドロスキミングタイプの製油スキームで，その設立以来よりＥＧＡＴ（タイ国発電公社）へ発電用重油を供給することを旨としてきたため重油生産の比重が高い。同製油所の製品パターンについて他のTORCおよびESSO製油所と合せて表Ⅲ－４に示した。

(b) 既存装置能力

パンチャック製油所には三基の常圧蒸留装置があり，合計７０,０００バーレル／日の原油処理能力を持っている。

しかしながら，現在No１ユニットはNo２およびNo３ユニットからのスロップを処理している。またNo２およびNo３ユニットもシャム湾天然ガス田よりのコンデンセイトおよびカムペンペット県産出の軽質原油を処理しているため稼動率が低下している。

表Ⅲ－５に既存プロセス装置能力を示した。

(c) 製油所内水素バランス

水素源として所内には二基の接触改質装置の他水素製造装置を持っている。一方，製造された水素は二基の脱硫装置に用いられ残りは製油所オフガスとして燃料に用いられている。

水素製造装置はそのメンテナンス問題およびビール会社，清涼飲料水会社への炭酸ガス供給の必要性より５０パーセントの低負荷運転を続けている。表Ⅲ－６にパンチャック製油所内の概略水素バランスを示した。

(2) 増設プラン

現在政府部内にはパンチャック製油所の運営／管理を軍より第３セクターを設立して民間へ移譲することを検討している。

これは民間の移管により世銀からローンを得て製油所のリハビリテーション，近代化，省エネルギー化を押し進め製油所の効率化を計ろうとするものである。

これらの処置に引続いてデボトルネッキング，あるいはハイドロクラキング（またはFCC）設備の新設によりよい製品スレートの軽質化を計る方向に展開していくと予想される。

表Ⅲ－7にデボトルネッキングまでの増設計画を示す。

1－6－2 TORC製油所

(1) 既存設備の状況

(a) フロースキーム

タイ国石油精製会社（TORC）は年間売上げが100億バーツを超すタイ国最大の企業である。同社は1979年タイ国政府との増分株式交渉でPTT49パーセント，王室財産局2パーセント，残り民間で49パーセントという持ち分となった。

TORCシラチャ製油所のフロースキームを図Ⅲ－4に示すが重質分をFCCやThermal crackerでつぶすクラッキングタイプ製油所で表Ⅲ－4に示すように重油生産得率は低くその分会社の収益性は高い。

(b) 既存装置能力

TORC製油所は二基の常圧蒸留装置（TORC1およびTORC2）があり合計65,000BPSDの原油処理能力を持つ。

既存装置能力を表Ⅲ－8に示すが，タイ国唯一の流動接触分解装置（FCC）を持っており重質油の軽質化に寄与している。現在当製油所はフル稼動となっており，その処理原油はアラビアンライト，アラビアンメディアム，カタール，マーバンならびに天然ガス井戸元からのコンデンセイトと幅広い。

(2) 増設プラン

TORCはFoster Wheelerを増設計画のコンサルタントとして起用し，Phase IおよびPhase II増設プランを策定した。

Phase I計画は工業省より認可され既存の65,000BPSDから83,500BPSDに拡張されることとなった。ファイナンスにつき英仏政府の好条件の借款および制度金融を得てPROCON(仏)，TECNIP(仏)，DAVY MCKEE(英)の三社がまさに契約にこぎつける状況にあったが，政府部内の意見不統一があからみに出て状況はストップしてしまった。

FWによるPhase I増設計画はハイドロクラキッング原料生産用減圧蒸留装置（32,300BPSD），ハイドロクラキッング（17,050BPSD）および水素プラント等の設備を新設するもので，その原料（Long Residue）の一部を外部より26,300 BPSD 持ち込

むことにしている。

一方，Phase IIは65,000BPSDの常圧蒸留装置を新たに設置して持ち込みのLong Residueを自前のLong Residueで代替する計画となっている。

表III－9には各Phase毎の装置能力を示した。

1－6－3 ESSO製油所

(1) 既存設備の状況

(a) フロースキーム

ESSO製油所はエクソンコーポレーションの100パーセント子会社のエッソタイランド社に属する製油所でTORC製油所に隣接している。図III－5に示すようにESSO製油所のスキームはバンチャック製油所と同様ハイドロスキミングタイプである。

(b) 既存装置能力

表III－10にESSO製油所の現在の設備能力を示した。その設備は常圧蒸留，減圧蒸留，ナフサならびに留出油脱硫装置，リフォーミング装置等より成り立っている。ESSO製油所は現在高効率ならびに高収益性にて操業されている。

(2) 増設プラン

ESSO製油所は現在52,000BPSDより70,000BPSDへの増強工事を実施中である。表III－11に増設後の設備能力を示した。

1－7 プラント立地場所

ループプラントの選定に当っては原料供給，パイプロダクト処理等の容易さから通常既設製油所内あるいは既設製油所隣接地に設置される。タイ国の場合はバンチャック，TORCおよびESSOの各製油所内かその近傍が想定される。本スタディのベースオイル年間生産量は250,000kℓであり，ベースオイル生産設備，ユーティリティ，オフサイト設備等の設置に必要な面積はケースによって差はあるが，おおよそ300,000m²から400,000m²である。

現地調査およびヒアリング結果よりバンチャック地区およびシラチャ地区に上記必要面積を確保できることが確認された。

パンチャック地区

パンチャック製油所のNo.1ユニットのデモリッシュおよび現社宅用地の移転により必要面積は確保される。またパンチャック製油所隣接地（製油所北側）でPTTが所有し現在LPG基地建設が進められている用地近くにもループプラント建設可能用地が確保される。

なお，パンチャック地区に立地した場合のプラント・レイアウトは本編第5章7節に示した。

シラチャ地区

TORC製油所の現地調査結果から製油所内に建設可能用地の入手は不可能でPhase I増設計画建設予定地さえも既存小タンク群のデモリッシュにより対応している。

またESSO製油所についても製油所内に建設可能な用地はない。TORCおよびESSOの両製油所は隣接しており両製油所の周辺には民間の所有ではあるが未利用の用地があり300,000～400,000㎡のループプラント用地確保は可能である。

第2章　検討ケースの設定

本スタディでは経済，財務分析のため以下の観点でケーススタディを設定した。

1) プラントサイト

2) 事業主体

3) 付帯プロセスユニット

2－1　プランサイトの設定

一般的にルーブプラントは原料油供給，パイプロダクトの処理，入出荷施設およびユーティリティ設備等の共用化などの観点より既設製油所近傍に設置されることが多く，タイ国の場合も既存三製油所すなわちＭＯＲ（バンチャック），TORCならびにESSOの各製油所内あるいは隣接地をプラントサイトとして想定し検討を進めた。プラントサイトサーベイならびに収集した情報からTORCおよびESSO両製油所内にはルーブコンプレックス設置可能なスペースはなく，また両製油所が隣接し合っていること，両製油所のフロースキーム等を考慮してシラチャ地区を代表するシラチャ地区ルーブ製油所を想定した。地区別のケースを下記の通り設定した。

バンチャック・ケース　……　バンチャック製油所内または隣接地

シラチャ・ケース　……　シラチャ（TORC／ESSO隣接地）地区

2－2　事業主体者の設定

ルーブ製油所の事業主体として製油所そのものの増設という形で行われる場合と新会社を設立して，運営，管理に当る場合の二つのケースが考えられる。

既設の製油所が増設という形で新設する場合，既設設備の最大利用はもちろん管理・運営陣および建家等も兼用できることになる。一方，第三セクターによる新会社設立の場合，管理・運営は別に行うことになったりユーティリティ，オフサイト設備等も既存設備とは別に新設となる場合が多い。

これら事業主体別にケースを設定することとする。

ケースA　　新会社

ケースB　　製油所増設

2－3　付帯プロセスユニット

たとえプラントサイトや事業主体者が異っても，基油生産のプロセススキームは基本的には同じである。ただしパイプロダクトの処理の方法について製油所によって異ってくる。本スタディではワックス生産プラントやアスファルト生産プラントの設置の評価はパンチャック新会社のバリエーションケースとして実施されている。パンチャックの増設ケースやシラチャケースについてスタディケースから除外した。なぜならばこれら二つのプラントの設置の経済的な影響度は第Ⅳ章に述べるようにプラントサイトや事業主体が違っていてもほぼ同一と見なされるためである。それゆえバリエーションケースとして以下のような二つのケースを設定した。

ケースAX：ワックス生産プラント設置

ケースAY：アスファルト生産プラント除外ケース

2－4　検討ケース組合わせ

今までディスカッションしてきたように下記6ケースを検討ケースとして設定した。表Ⅲ－12には各ケースのより詳細な説明を付加した。

ケース・パンチャック－A

プラントサイトはパンチャック製油所に隣接し，新会社により運営される。

ケース・パンチャック－B

プラントサイトは主として現製油所内とし，潤滑油プラントの運営，管理も現製油所のそれを強化して実施される。

ケース・パンチャック－AX

プラントサイトも管理・運営もケース　Aと同様であるが基油プラントにワックス製造プラントが設置される。

ケース・パンチャック－AY

プラントサイトも管理・運営もケース　Aと同様だが，基油プラントの標準ケースよりアスファルト生産プラントが除外される。

ケース・シラチャ－A

プランサイトはTORCおよびESSO両製油所隣接地とし，その事業主体は新会社を設置して行う。

ケース・シラチャ－B

プラントサイトは上記ケース・シラチャ－Aと同様だが，管理，運営はTORC又はESSOの製油所あるいは両製油所により実施される。