

第3章 潤滑油基油精製スキーム

本章では、パンチャック地区およびシラチャ地区の2立地候補地について計画された基油精製スキームの概要を述べる。

3-1 精製スキーム

両地区について計画された精製スキームと全体バランスを、各々図III-6（パンチャック）、図III-7（シラチャ）に示す。

本スキームおよび全体バランスは、新会社が潤滑油基油コンプレックスを運営するものと想定したケース（パンチャック-Aおよびシラチャ-A）に基づいたものであるが、既設製油所の拡張によって運営されると想定したケース（パンチャック-Bおよびシラチャ-B）の場合でも、精製スキーム、全体バランス共に全く同一であり、ただ既設拡張ケースの場合には、原料油タンクの加熱スチーム量が少なくて済み、そのスチーム発生量分に消費される自家燃料が少なくて済み、その結果製品重油の得率が若干多くなる。

図III-6および図III-7に示すように、パンチャック、シラチャ共に基油自体の精製スキームは全く同じであり、副産物の処理様式が各地区の事情を反映して少し異なっているのみである。

さらに、副産物としてワックスあるいはアスファルトを生産することによって、プロジェクトの経済性にどのように影響するかを調べるために、パンチャックのケースを例にとりて、副産物処理に関する2ケースの代替スキームが検討された。これらの代替スキームおよび全体バランスは、図III-8と図III-9に示す通りであり、基油精製スキームについては上述のベースケースと変わりがないものである。

3-1-1 基油精製スキーム

計画された基油精製スキームは、本編第2章で設定されている全ての検討ケースについて同一であり、下記の5装置から構成されている。

- ・ 減圧蒸留装置
- ・ プロパン脱溼装置
- ・ フルフラール抽出装置
- ・ 水素化仕上げ装置

・MEK脱ろり装置

上記の5装置のうち減圧蒸留装置およびプロパン脱溶装置では各々常に同一の原料油が処理されるが、一方残りの装置は多品種の潤滑油基油を同一装置で製造するためにブロックアウト方式で運転され、各製品種について需要構成に基づいて計画された運転日数となる。

原料油であるアラビアンライト原油の常圧残油は基油精製スキームの第1工程である減圧蒸留装置に供給され、4種類の減圧留出油、すなわち60N、150N、300Nおよび500Nと減圧残油とに分留される。減圧留出油は、後続の精製を経てニュートラル基油となる。60Nと150N留出油間の精留度の向上を計るために、さらに、中間的な留分がスイングカットとして抜き出される。このスイングカットは150Nおよび300N留出油の余剰分と共に、副製品の有効利用に供せられる。

なお、各留出油および減圧残油の分留温度と代表性状は下表の通りである。ただし、同表にはスイングカットは含まれていない。

	60N	150N	300N	500N	減圧残油
分留温度、℃	360-374	402-454	454-477	477-538	538 ⁺
収率、対原油容積%	22	79	30	65	16.4
比重(15/4℃)	0.902	0.913	0.924	0.936	1.014
硫黄分、重量%	2.0	2.4	2.6	2.8	4.0
粘度@100℃, cSt	26	5.0	8.0	14.9	600

減圧蒸留装置で留出油が分留された残りの減圧残油のうち一部はプロパン脱溶装置に供給され、液体プロパンを溶剤に用いた抽出により脱溶油とPDAアスファルトとに分留される。脱溶油は後続の精製を経てブライトストック基油となる。

なお、脱溶油とPDAアスファルトの収率および代表性状は下記の通りである。

	脱溶油	PDAアスファルト
対原料油収率、容積%	40.0	60.0
比重(15/4℃)	0.935	1.067
硫黄分、重量%	2.4	4.9
粘度(@100℃), cSt	43.0	30,000
針入度(@25℃), 1/10mm	-	0
軟化点(R&B), °C	-	76

残りの減圧残油とPDAアスファルトは、次第で述べるように、重油および舗装用アスファルトの生産原料として利用される。

4種類の減圧留出油と脱煙油は、次に含有する芳香族分を除去して安定性および粘度指数を向上させるためにフルフラール抽出装置に送られる。本装置では、潤滑油基油として望ましい成分が、精製油として分離回収され、抽出除去された芳香分は抽出油として副生産される。

フルフラール抽出装置で分離回収された各精製油は水素化仕上げ装置に送られ水素との反応によって色相の改善、中和と共に硫黄分等の不純物の除去が行なわれ、安定性にすぐれた高品質な基油材が生産される。

水素化仕上げ装置で消費される水素は既設製油所内の水素発生源、すなわち、パンチャック地区ではMOR製油所の接触改質装置から、また、シラチャ地区ではESSO製油所の接触改質装置あるいは、TORC製油所の水素発生装置から供給される。

一方、硫化水素として除去され、水素化仕上げ装置の一部であるアミン洗浄装置で分離された硫黄分は硫黄回収装置に送られる。

水素化仕上げが行なわれた精製油は精製スキームの最終工程であるMEK脱ろう装置に送られ、メチル・エチル・ケトンとトルエンとの混合溶剤によって、ろう分が分離除去され脱ろう油が抽出される。

脱ろう油が最終製品基油であり、流動点の低い高級潤滑油基油となる。

各脱ろう油は粘度別に各々の製品タンクに送られ、貯蔵された後、潤滑油ブレンダー会社に出荷される。

ただし、500N基油の一部は、300N基油とブライトストック基油とを混合して生産される。これは、500N基油の要求生産量が他の油種に比べて極めて多いのに対し、得率上損失のある500N直留分のみで生産する場合には所要原料油量が多くなると同時に、他の油種の余剰分が増加し経済的に不利になるからである。

3-1-2 副産品処理スキーム

(II) パンチャック地区ケース

潤滑油精製スキームの各工程からは、下記の副産品が生産される。

- ・ 減圧残油
- ・ 減圧軽油(スイングカットおよび余剰留出油)
- ・ PDAアスファルト
- ・ 抽出油
- ・ 脱ろう

減圧残油、PDAアスファルトおよび抽出油の各一部は混合されてアスファルトブローイング装置に送られ、針入度50/60の舗装用アスファルトが生産される。

減圧軽油とPDAアスファルトの各一部はビスプレーカーで熱分解され、“2000”重油の混合基材とするために粘度低下が計られたビスブローン油が生産される。

60N留出油の余剰分（軽質減圧軽油）および、水素化仕上げ装置とビスプレーカーで副生する分解油は、既設製油所に輸送され改質を経て、あるいはそのまま最終製品の混合基材となる。

残りの減圧残油、PDAアスファルト、抽出油、減圧軽油および粗ろうの全量は、直接重油混合基材となる。

重油のうち一部は、水素化仕上げ装置およびビスプレーカーから発生するオフガスと共に自家燃料として所内で消費される。

水素化仕上げ装置でアミン洗浄によって分離された硫化水素は、硫黄回収装置に送られ単体硫黄として回収される。

各装置から排出される排水の一部は排水ストリップング装置によって、硫化水素およびアンモニアが除去され、さらに、排水処理設備で高度な処理が施された後に放流される。

ワックスを生産するケース（パンチャック-A X）

図III-8に示すように、本ケースではMEK脱ろう装置から副生する粗ろうの一部は、MEK脱油装置およびワックス水素化精製装置を経て高級ハードワックスの生産に供せられる。

残りの粗ろうおよびMEK脱油装置で回収された油は、重油の混合基材となる。

アスファルトを生産しないケース（パンチャック-A Y）

図III-9に示すように、本ケースでは舗装用アスファルトの生産が行なわれず、その分重油の生産量が増加する。

ただし、この場合、重油の混合基材として減圧残油、PDAアスファルトのように高粘度の素材が増加するので“2000”重油の粘度仕様を満たすためにビスプレーカーはより大きな設備能力が必要となる。

(2) シラチャ地区ケース

潤滑油基油精製スキームの各工程からは、下記の副生品が生産される。

- ・ 減圧残油
- ・ 減圧軽油（スイングカットおよび余剰留出油）

・PDAアスファルト

・抽出油

・明ろろ

減圧残渣、PDAアスファルトおよび抽出油の各一部は混合されて、アスファルトロー
インゴ装置で送られ、新入量 $Q/6Q$ の減圧アスファルトが生産される。

本地区ケースの場合には、TORC製油所の残設あるいは計画中のフィブグレーディング装
置の有効活用を図るをむね、下記のように副産物の一部が装設分解装置および精分解装置の
原料油として供給される。

装設分解装置原料

・減圧釜油の一部

・明ろろの全量

精分解装置原料

・減圧残渣、減圧釜油およびPDAアスファルトの混合油

・上記混合油の残次は減圧残渣相当である。

6QX抽出油の余剰分(軽質減圧釜油)および、水素化仕上げ装置で副生する分解油は、
洗設製油所に輸送され、改質を経て、あるのはそのまま最終製品の混合基材となる。

残りのPDAアスファルト、抽出油、減圧釜油は、直接重油混合基材となる。

重油のうち一部は、水素化仕上げ装置から発生するオフガスを共に、自家燃料として所内
で消費される。

水素化仕上げ装置でガミン廃油によって分離された硫化水素油は、窒素回収装置に送られ
体回収をして回収される。

各装置から排出される残次の一部は、残水ストリッピング装置によって、硫化水素および
アノモニウムが除去され、さらに、残水処理設備で高濃度を処理が施された後に放流される。

3.2-2 製品と性状

各ケースについて、各種油基油コンプレックスを所産される潤滑油基油および潤滑品の生産
量を表1-3に示す。また、各製品の産定性状を表1-11、表1-12および表1-15に示す通りである。

III 潤滑油基油

本装置プラントから生産される潤滑油基油は、オートラック基油4種(原料油のライノスト
ンノ基油1種類)の合計5種類であり、年間生産量は合計250,000tである。その内訳は

下表の通りであり、500N基油が全体の5割以上を占めている。

従って、500N基油の全生産量を直留油のみでまかなうと、原料常圧残油の所要量が多くなり、その分他の油種の余剰分が増加することになる。

本計画では、上記に対応するため、500N基油の一部は300Nとプライトストック基油とのブレンドにより生産される。

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
プライトストック基油	59,300	23.7
基油合計	250,000	100.0

(2) 重 油

パンチャック地区ケースでは、ほとんどの副産品は“2000”重油の混合基材となり、下記の混合表に従って混合される。

混 合 基 材	B P C D
減圧軽油	5,938
減圧残油	742
PDAアスファルト	2,315
ビスブローケン油	1,955
抽出油	2,626
粗ろろ	1,230
重 油*	14,806

注：*自家燃料油を含む。

ワックスを生産するケースおよびアスファルトを生産しないケースでは、各々下記の理由により重油混合基材のプールとしての粘度が高くなるので“2000”重油の粘度仕様を満足するため、ビスブローカーの設備能力が大きくなる。

・ ワックスを生産するケース

低粘度基材(粗ろろ)の減少

・ アスファルトを生産しないケース

高粘度基材（減圧残油およびPDAアスファルト）の増加

シラチャ地区ケースの場合には、減圧軽油あるいは粗ろう等の低硫黄基材が、既設製油所へアップグレーティング装置の原料として供給されるので、残り的高硫黄基材で“2000”重油の硫黄分仕様を満たすことは、本質的に不可能となる。従って、本ケースの場合は粘度仕様を満たすように調整し、パンカー重油が生産される。

しかしながら、既設製油所で生産される低硫黄基材、例えば、脱硫軽油等を混合すれば、オンスペックの“2000”重油を生産することも可能であり、既設製油所を含めた次段階での検討項目のひとつである。

(3) 中間製品

軽質減圧軽油は既設製油所で脱硫処理した後製品軽油の混合基材となり得る。水素化仕上げ装置からの分解油は、そのまま製品軽油の混合基材となる。

ビスプレーカーからの分解ナフサは、脱硫処理の後、接触改質装置により自動車ガソリンの混合基材が生産される。

3-3 精製装置設備能力

各ケースについて計画された精製装置の設備能力を表Ⅲ-16に示す。同表に示した設備能力は、年間稼働日数を340日として決定されたものである。

なお、各装置のプロセスフローダイアグラムは、添付資料にまとめられている。(ANNEX III-1 参照)

第4章 潤滑油プラントと既存製油所との組合わせ

4-1 パンチャック製油所ケース

パンチャック製油所にループコンプレックスを想定するとき図III-10に示されるように必要とされる原料 (Long Residue) 20,540 BPCDは全量既設常圧蒸留装置より供給される。また水素化精製装置に必要とされる水素は所内の余剰能力を持つ水素プラントから十分に供給される。

一方、ループコンプレックスからのベースオイル以外とパイプロダクトとして生産される燃料油およびアスファルトはそれぞれ製品として出荷される。その他装置から排出されるオフガスは Fuel gas として所内で消費され、LVGO等はディーゼルブレンドとして利用される。

4-2 TORC製油所ケース

ループプラントで使用される原料油の供給元、プラントで生産されるパイプロダクトと既存設備との結びつきについて図III-11に示す。Phase IおよびPhase IIの増設計画のうちここでは、Phase Iまで実施されたものと仮定してループコンプレックスとの結びつきを想定した。

図III-11に示されるようにループ原料油 (Long Residue)はNo.1およびNo.2常圧蒸留装置より供給される。一方、パイプロダクトとしてのSlack waxおよびVGOの一部はループプラント運転性の向上のためFCC原料として供給されるのが望ましい。

また、Vacuum Residue (Short Residue)、PDA Asphalt、Furfural Extractの一部はThermal Cracker 原料として供給される。少量のHF/Gas OilおよびLVGOは製油所ディーゼルブレンドとして用いられる。(図III-12)

4-3 ESSO製油所ケース

前述のようにESSO製油所には軽質化装置を設置していないので、TORCのような軽質化装置へのパイプロダクトのやりとりはない。またループ原料は所内調達またはもし不足が出た場合は外部よりの調達となる。

検討ケースの設定の項でも述べたようにパイプロダクトのやりとりを既存設備との間でしない場合はほとんどパンチャックケースと同一となる。またSlack waxおよびLVGOの一部をTORC

のFCCに供給する場合はTORC製油所設置ケースと同一となるため特にESSOケースとしては取り上げザシラチャ設備ケースとして統一化した。

第5章 設備の概要

5-1 設計基本条件

5-1-1 規格および基準

本設備の設計にあたっては、タイ国の法規に従うことはもちろんのことであり、規格および基準に関しては、国際的に使用されているものに基づいて設計されるものとする。プラント建設に際し国際規格および基準として各国に受け入れられている代表的なものをANNEX Ⅲ-3に添付した。

タイ政府の法規に関する調査の結果によれば、プラントの建設費及び建設スケジュールに重大な影響を及ぼす規格あるいは基準は見あたらない。

ボイラー、建家、鉄架溝、圧力容器、配管、衛生機器、貯蔵タンク、電気、安全及び消防等の設備は、関連したタイの規制を十分満足するよう設計される。

5-1-2 省エネルギー対策

潤滑油基油の各工程では、各々の目的に応じて、原料油の加熱、溶剤回収のための蒸発、あるいは、製品の冷却等の操作において多量のエネルギーを必要とする。

従って、加えた熱エネルギーを、どこまで回収できるか、また消費されるエネルギーをいかに少なくするかは、プロジェクトの経済性に影響する要因の一つである。本調査では、各装置の基本設計を実施するにあたり新しい技術を採用することにより極力省エネルギーを計ることが考慮されている。

- プロパン脱臭、フルフラール抽出およびMEK脱臭装置の溶剤回収系では、二段蒸発システムを用いて熱回収率の向上を計る。
- 減圧蒸留装置、水素化仕上げ装置およびホットオイルシステムの直火式加熱炉には、燃焼用空気の予熱器を設置して加熱炉効率の向上を計るとともに、高燃焼効率バーナーを用いることにより燃料消費量を低減する。
- 減圧残油、PDAアスファルト、ブローンアスファルト等の高粘性油の冷却系には、蒸気発生器を設置して廃熱の有効利用を計る。これは、水冷却器の場合に起こり得る、詰りのトラブルを避けるための対策でもある。
- MEK脱臭装置では溶剤の注入を多点式とすることにより、所要溶剤比を低減させ、溶剤

回収系で消費される熱エネルギーの削減を計る。

- 減圧蒸留塔では、部分的に低圧力損失型の充填物を用いることにより、真空発生装置での所要スチーム量の低減を計る。
- 熱交換システムの配列を極力最適化することにより、効率的な熱回収を計る。

5-1-3 環境対策

タイ国には、排水に関しては比較的厳しい環境基準があるが、大気に関しては目下のところ定められた環境基準はない。大気関連基準は、現在NEB（国家環境委員会）の環境規格部において原案の作成が進んでおり、近い将来実施されることと思われる。

現在知られている限りでは、タイ国の大気環境政策は交通やその他非工業分野と同じように、工業分野でも中程度のレベルを目標としているようである。この事を考慮しプラントは計画されている。公害防止に関する計画案を、本章5-6に示した。

5-2 プラントサイトの検討

5-2-1 プラントサイトの選定

常圧残渣油の供給および中間製品のアップグレーディングを考えると、基油プラントのプラントサイトは既設製油所の近隣地域に限定される。

本調査では基油プラントの原料は、MOR, TORC, 又はESSO製油所から送られる単油種と考えている。ただし、複数油種は、好ましくないが、通常の条件外では考え得る。（例えば、TORC II Expansion 以前に常圧残渣油を輸入する等）

以上の理由で、候補地は上記三製油所の近隣地に絞られる。

基油プラントと既設製油所の近さは、常圧残渣油および中間製品（LVG, V/B ナフサ、スラック・ワックス等）の輸送の見地から最も望まれるものである。

本調査では、既設製油所、基油プラント間の接続配管は300m以下であると仮定している。

サイト調査の結果から判断すると、基油プラントに必要な350,000㎡の土地は、MOR/TORC/ESSOの各製油所近辺に存在し、地主の合意があれば入手可能であろう。

5-2-2 産業基盤の整備状況

バンチャック、シラチャ両地区における産業基盤の整備状況を次に述べる。

バンチャック地区

バンチャック地区はバンコク市の南東、チャオピヤ川の近くに位置し、近くにPATの港岸があるが商品専用であり、プラント建設時の大型機器の陸揚げには、MORの専用岸壁の使用が可能である。また操業時の製品出荷には、MORの既設ジェティを一部改造することにより利用可能である。

シラチャ地区

一方、シラチャ地区はシム湾の南に位置する臨海工業地である。近々首都圏への人口集中を抑え、国土の均衡ある発展を図るため東部臨海地区の工業開発および都市開発が重点的に実施すべく計画され、港岸の建設、道路、鉄道、通信、電力率の産業基盤の整備が、実施されつつある。プラント建設時の輸送計画では、サテップ港より、約50kmの内陸輸送が必要とされ、そのための道路は完備されている。また操業時の製品出荷には、サイト近くに既設ジェティがあり、一部改造することにより利用可能である。

5-2-3 候補地の状況

(I) MOR

ケースA

この候補地はPTTと現在建設中のLPG基地に近く、既設MOR製油所の北側に位置している。

地形は、ヤジの木や灌木が森る平原地帯である。地理的には低地であり、チャオピヤ川にきわめて近く、最近の洪水を考慮するとサイトの高さを現地盤より少なくとも1mは土盛りをする必要がある。現地調査の結果、地耐力は3Ton/m²であり基礎工事には杭の必要がある。重量機器の基礎には2.2mのコンクリート製の杭とする。地下水の水位は高く、建設中に排水が必要と思われる。そしてこの候補地で特に留意すべき事項は、この地区における地盤沈下が激しいことであろう。これは既設プラントの用水が井戸水に依存していることによるものと思われる。今回の計画では、井戸水をやめて、チャオピヤ川より取水するものとする。

ケースB

このケースでは既存製油所内の空地を最大限利用する。しかし、既設内に配置できない製品タンク地区、出荷設備地区、廃棄物処理設備等は、既存製油所外に新たに敷地が必要とな

る。精製設備およびそれに附随する中間製品タンク、用役設備等は、既存製油所東側にある社宅を移設したところに建設するものとする。

(2) TORC/ESSO

ケースA

既存製油所に隣接した所に350,000[㎡]の広さの敷地を必要とする。地形は、小高い丘と雑木林に囲まれた田園地帯である。地耐力は15Ton/[㎡]位と設定し、基礎設計は直接フーチングタイプとする。

ケースB

既存製油所は、コンパクトに設計されている。そのため、空地がなく、ほとんどの設備は新規に取得される敷地に計画される。必要面積は約350,000[㎡]位である。

5-3 プロセス装置主要機器

本編第2章において概要を述べたプロセス装置は、ANNEX III-2の主要機器リストに示す各機器から構成される。

本節では潤滑油基油製造プロセスに特有な機器について述べる。

RDC (回転円板塔)

フルフラール抽出装置ではフルフラールと油を接触させ油中の潤滑油留分を抽出するが、抽出装置にはRDC (回転円板塔) が使用される。RDCは、ドーナツ状のステーター・リング (固定円環) によりいくつもの部屋に分けられ、その各室に軸で固定されたローター・ディスク (回転円板) を持つ。図III-13にRDCの一般的タイプを示す。

RDCは以下に示す点において、従来の液液抽出装置に優る。

- ・塔の容量が比較的小さいため、建設費が安くなる。
- ・広い範囲で効率良く運転できる。
- ・保全費が安い。

ロータリー・バキューム・フィルター

MEK脱ろう装置およびMEK脱油装置においては、原料油と溶剤の混合液からワックス分を分離するため、ロータリー・バキューム・フィルター (連続式多室円筒形真空濾過器) が使用される。図III-14にその一般的タイプの概略を示す。

濾過ケーキは、回転ドラムに張られた濾布上に付着し冷溶剤によって洗浄される。

二重管式熱交換器および二重管式チラー

MEK脱ろう装置およびMEK脱油装置においては、原料油と溶剤の混合液は、はじめ二重管式熱交換器で冷却され、次に二重管式チラーで脱ろう温度または脱油温度まで冷却される。冷媒としては冷媒液およびプロパンが使用されるが、これらは外管を通り、原料油・溶剤混合液は内管を通る。チューブ内面に析出したワックスが付着すると、熱交換の効率は下がり、内管内で閉塞が起る。そのため、内管内に回転式のスクレーパーを挿入し、付着するワックスをかき落としている。

5-4 オフサイト主要設備

5-4-1 タンク設備

(i) パンチャック-Aケース

計画された操油システムを図III-15タンク・フロー・ダイアグラムに示す。

常圧残渣油タンク設備

常圧残渣油は、パイプラインによりMORから送られ、タンクに貯蔵される。このタンクの貯蔵能力は使用量の3日分とする。

中間タンク設備

減圧蒸留装置およびプロパン脱離装置は連続的に運転されるのに対し、後続のフルフルール抽出装置はブロック運転される。このため、減圧留出油タンクおよび脱離油タンクが必要となる。上記タンク設備を暫定的に計画するために表III-17に示す運転サイクルを仮定した。フルフルール抽出装置、水素化仕上げ装置およびMEK脱ろう装置はこのサイクルにしたがいブロック運転されるものとする。このサイクルは年間10回繰り返される。

精製油(ラフィネート)および水素化仕上げ後の精製油(HFラフィネート)のタンクは、各運転モード間の切換を円滑に行なうために各々1日ずつ持つものとする。

アスファルト・ブローイング装置およびビスブレーキング装置の原料は、複数の混合基材からブレンドされる。ブレンド・タンクは各々の装置通油量の7日分を持つものとする。

また、重油混合基材タンク設備はブレンド量の7日分の容量を持つものとする。

製品タンク設備

基油タンクは、表III-17の運転サイクルに合わせて運転ができ、かつ妥当なスケジュールでブレンドおよび出荷ができるように計画し、合計約30日分の出荷量相当の大きさにした。今、定期修理のため2年間に連続50日の運転休止を考慮しており、このため休止直前にはプ

レンダー会社は約50日分以上の在庫を持つと仮定している。

ブローン・アスファルトタンク設備は、タンクローリー出荷用として7日分の容量を持ち、重油タンク設備はパイプライン出荷用として2日分の容量を持つものとする。

(2) パンチャック-AXケース

このケースの場合は、パンチャック-Aケースと比較し、以下のタンクが追加される。

- ・粗ろう(300Nグレード)タンク …… MEK脱油装置原料タンク
- ・粗ろう(500Nグレード)タンク …… MEK脱油装置原料タンク
- ・ワックス(140Pグレード)タンク …… MEK脱油装置原料タンク
- ・ワックス(150Pグレード)タンク …… MEK脱油装置原料タンク

(3) パンチャック-AYケース

このケースの場合は、パンチャック-Aケースと比較し、以下のタンクが不要になる。

- ・重質抽出油タンク
- ・アスファルト・フローイング原料タンク
- ・ブローン・アスファルト・タンク

(4) パンチャック-Bケース

以下のサービスのタンクは、MORの既設タンクを使用するものとする。

- ・常圧残渣油タンク
- ・セミ・ブローン・アスファルト・タンク
- ・重油タンク

この既設利用に関しては、さらに進んだ段階において詳細な調査が必要であろう。

(5) シラチャー-Aケース

計画された操油システムを図III-16タンク・フロー・ダイアグラムに示す。この場合は、ビスブレーキング装置原料タンクおよびビスブレーキング装置からの留出油・残渣油のタンクを持たない点が、パンチャック-Aケースと比較して大きく異なる。

(6) シラチャー-Bケース

以下のサービスのタンクは、TORCまたはESSOの既設タンクを使用するものとする。

- ・常圧残渣油タンク
- ・ブローン・アスファルト・タンク

・重油タンク

この既設利用に関しては、さらに進んだ段階において詳細な調査が必要であろう。

(7) タンク容量

表Ⅲ-18に、計画されたタンク設備容量をケース別に示す。なお、ワーキング容量は全容量の85%と想定した。

5-4-2 製品出荷設備

(1) パンチャック-Aケース

基油

基油は、既設の棧橋を使用し1000DWTのバージによって出荷されるものとする。5種類の基油(60S, 150N, 300N, 500Nおよびブライト・ストック)は、各々別のパイプラインにより製品タンクから棧橋まで送られる。給積に要する時間は1時間とした。

重油

現在MORは重油をパイプラインにより近隣の火力発電所に出荷している。基油プラントにおいても、同様な方法により重油を出荷するものとする。

アスファルトおよび硫黄

アスファルトおよび硫黄の出荷のためには、タンクローリー出荷設備を設ける。

(2) パンチャック-AXケース

製品ワックスは成型・箱詰めし、トラックにより出荷される。

(3) パンチャック-AYケース

このケースでは、パンチャック-Aケースと比較し、アスファルト用タンクローリー出荷設備が不要になる。

(4) パンチャック-Bケース

アスファルトおよび重油の出荷設備は、MORの既設設備を利用するものとする。しかし、これに関してはさらに進んだ段階での詳細な調査が必要であろう。

(5) シラチャー A ケース

基油, アスファルト, および硫黄

バンチャック A ケースと同じ出荷設備とする。

重油

重油は約 1000 DWT のコースタルタンカーにより出荷されるものとする。週 3 回の出荷が必要であり、1 回の船積に要する時間は 1 時間とする。製品タンクから既設棧橋までは、パイプラインを新設する。

(6) シラチャー B ケース

TORC または ESSO の重油およびアスファルト出荷設備を利用するものとする。これに関しては、さらに進んだ段階で詳細な調査が必要であろう。

5-4-3 インターコネクティング・パイプライン

Interconnecting Pipeline

	<u>Bangchak</u>	<u>Sri Racha</u>
From the existing refinery to the plant	<ul style="list-style-type: none">Long ResidueHydrogenPropane	<ul style="list-style-type: none">Long ResidueHydrogenPropane
From the Plant to the existing refinery	<ul style="list-style-type: none">LVGOHF Cracked Gas OilVisbreaker Naphtha	<ul style="list-style-type: none">LVGOHF Cracked Gas OilFCC FeedstockThermal Cracker Feedstock

基油プラントと隣接製油所 (MOR, TORC, または ESSO) の間で、油およびガスを輸送するために上表に示すようなパイプラインを設ける。

5-4-4 混合設備

基油混合設備

300N, 500N(ストレート), およびブライト・ストックを混合し500N基油を製造する。各混合基材はタンク内で混合され, その後さらに調整される。

重油混合設備

重油および自家燃料用重油はインラインブレンダーで混合され, その後さらにタンク内で調整される。下表に各ケースの混合基材を示す。

Component Oils for Fuel Oil Blend

<u>Bangchak Case</u>	<u>Sri Racha Case</u>
• Slack Wax	
• Visbroken	
• Distillate	
• and Residue	
• Extracts	• Extracts
• PDA Asphalt	• PDA Asphalt
• Vacuum Residue	• Vacuum Residue
• Vacuum Gas Oil	• Vacuum
• Gas Oil	

アスファルト・ブローイング原料混合設備

アスファルト・ブローイング原料は減圧残渣油, プロパン脱煙油および抽出油を混合して得る。混合はインラインブレンダーで行われ, その後さらにタンク内で調整される。

5-4-5 ワックス・モルディング・パッキング装置

製品タンクに貯蔵された液状ワックスは, ワックス・モルディング・パッキング装置に送られる。ここでは, 出荷のためワックスを固化し箱詰めする。この装置は, ワックス・モルディング設備, 冷凍設備, 箱詰め設備から構成される。なお, この装置はワックス生産ケースの場合だけ必要とされる。

5-4-6 消火設備

消火設備としては、現状ヘッダーとそれに接続する消火栓、放水銃およびスプリンクラーがある。消火用水は、パンチャックの場合は河川水取水ピットから、シラチャの場合は冷水塔上流の水タンクから、それぞれ2台のポンプで取水される。

ポンプは容量500 m^3/H 、揚程100 m 程度のものとし、1基はモーター駆動、他の1基はディーゼルエンジン駆動とする。その他、消防自動車1台と必要数の消火器を備える。

5-4-7 排水処理設備

排水処理設備は、本編第5章6節(公害防止設備)に示した。

5-4-8 フレア-ブローダウン設備

安全弁、圧力調節弁および加熱炉の緊急用ブローダウン弁等各種圧抜き装置から吐出する気体を処理するための設備を設ける。この設備はフレア-ノックアウト・ドラム、無煙型フレア-スタックおよび配管から構成される。

5-4-9 建 家

表III-19は計画された建家およびその床面積の一覧である。床面積は、増設ケースの場合は新会社ケースの場合に比べると、3分の1である。これは従業員が少ない上に、一部の既設設備・建家の利用が可能であると考えているからである。しかし、既設設備、建家の利用に関しては、さらに進んだ段階で詳細に調査する必要がある。

5-5 用役設備

プラントを円滑に運転するためには、信頼性のある安定した用役の供給が不可欠である。主要な現地条件を考慮の上、これら用役を供給するためのシステムおよび設備を決定した。

用役供給源

下表にバンチャックとシラチャの立地別に用役の供給源を示した。

用 役 供 給 計 画

用役	立地	
	バンチャック	シラチャ
・電 力	EGATより購入	EGATより購入
・工業用水		
・ボイラー用水	チャオピヤ川より引水	海 水
・冷却水精給	チャオピヤ川より引水	パンプラ貯水池より引水
・水 素	MORより購入	TORCまたはESSOより購入
・水蒸気	自 給	自 給
・圧縮空気	自 給	自 給
・イナートガス	自 給	自 給
・燃 料	自 給	自 給

本調査では、電力は必要量がEGATから供給されるものとしている。これに関しては、さらに進んだ段階で詳細な調査およびタイ国政府の政策に基づいた議論が必要である。

本基油プラントでは、水は主にボイラー給水および冷水塔精給水として使われる。バンチャック・ケースの場合は、サイト条件(5-2-2)で述べたように、すべての原水はチャオピヤ川から取水するものとしている。一方シラチャ・ケースの場合は、ボイラー給水に使用する原水は海水淡水化装置から、冷水塔精給水はパンプラ貯水池から供給されるものとしている。図III-17と図III-18に両ケースの水供給システムを示す。

水素は水素化仕上げ装置およびワックス水素化精製装置で使用されるが、これは各々の隣接製油所からパイプラインで送られるものとする。

また、プラント内では以下に示す2種の圧力レベルの蒸気を発生消費するものとする。

- ・高圧蒸気 15kg/cm²G, 250℃
- ・低圧蒸気 3.5kg/cm²G, 飽和温度

空気圧縮設備により計装用空気とプラント用空気を供給し、空気分離タイプ不活性ガス発生設備によりプラントで使用する不活性ガスを発生させている。

重油およびオフガス（水素化仕上げ装置から発生するものでアミンで洗浄されている。）を自家燃料として使用する。

用役収支

表Ⅲ-20と表Ⅲ-21に両ベースケースの用役収支を示す。また、全ケースでの所要用量を表Ⅲ-22にまとめた。

設備能力

用役設備能力は用役消費のピーク時を考慮して決められた。新会社ケースつまり、パンチャック-A、パンチャック-AX、パンチャック-AYおよびシラチャー-Aのケースでは、次の主要機器は1機の予備機を持つものとした。

- ・ボイラー
- ・海水淡水化設備
- ・冷水塔
- ・冷却水循環ポンプ
- ・空気圧縮機

一方増設ケース（つまり、パンチャック-Bおよびシラチャー-Bの両ケース）では、用役システムの子備機能力は既設製油所を含む製油所全体として考えれば良く、既設製油所の予備機が共通に用られ基油プラントとしては予備機を追加する必要がなくなる。本調査では、ボイラーおよび空気圧縮機の子備機を持たないものとする。これに関しては、立地決定後に詳細な調査が必要であろう。

表Ⅲ-23に各ケースの用役設備能力を示す。

5-6 公害防止設備

(1) 排水設備

基油プラントの含油排水は、ハイドロスキミング型製油所に比較しより複雑であり量も多い。また潤滑油プロセスにおいては、可能な限り溶剤の回収を図っているが、若干量の溶剤が排水処理設備に流失していくものと思われる。

プラントからの排水の規制値は、油分濃度5mg/l、浮遊固形物30mg/lとしてあり、その規制値を満足するように以下に示すような物理的、化学的および生物学的処理を含む排水処理設備が設計されている。

- ・CPIセパレーター
- ・薬品注入
- ・活性汚泥
- ・凝集沈殿および濾過

詳細は図III-19排水処理設備ブロック・フロー・ダイアグラムを参照願いたい。

(2) プラント廃棄物の発生源と対策

表III-24基油プラント廃棄物の発生源と対策を参照願いたい。ここでは、気体汚染物質、液体汚染物質および固体汚染物質といったカテゴリー別に、関連した環境基準を満足するために講じた対策を示している。

なお、大気汚染防止に対しては、製油所として世界的に中程度と思われる許容濃度を次のように想定し、それを守るようにプラントを計画している。

硫黄酸化物—大気環境基準値として、1時間平均値 0.1 ppm 以下

窒素酸化物—大気環境基準値として、1時間値 0.15 ppm 以下

5-7 全体配置計画

本プロジェクトの所要土地面積を求めめるため、プラント機器と建物のレイアウトを予備的に行った。

プラントは、原料貯蔵、中間貯蔵、製品貯蔵、製品出荷、プロセス・ユニット、用役、排水処理および管理/保守に割り振られた数地の集約と考えられる。

安全・運転・保守などの見地から、適正な数地の割り振りを行った。また、経済的配置については、安全、運転、保守に関連する必要事項をそこなわない範囲で行なった。将来の拡張のための土地も、合理的範囲内で見込んだ。

バンチャック-Aケースのプロット・プランを図III-20-1に示す。プラントは、既設製油所外部、具体的には建設中のLPGデポの隣地、すなわち既設製油所の北隣に隣接する場所に位置する。

バンチャック-Bケースでは、本編5-2-3ですでに述べたように既設設備を最大限利用しており、そのプロット・プランを図III-20-2に示す。

6ケースの所要土地面積を表III-25に示す。バンチャック-A Xケースでは、バンチャック-Aケースと比べ、ワックス製造のために50,000^mの土地が余分に必要となる。バンチャック-A Yケースとソラチャ-Aケースは、バンチャック-Aと同じ位の土地が必要であると見込ま

れる。さらに、シラチャーBケースでは、シラチャーAケースと比べると、既設設備の最大利用により、50,000tの減少が見込まれる。

5-8 建設遂行計画

本章では、第IV編に述べられる経費推算のための基準を与えることを目的として、プロジェクトの遂行に関しての予備的な検討を行う。

本章では、以下の項目について概述する。

- ・全体建設工程
- ・輸送計画
- ・建設委員計画
- ・建設組織

(1) 全体建設工程

プロジェクトのマスター・スケジュールは第IV編に示す。図III-21は、プラント建設についての予備的な全体工程を示すものである。ただし本工程は、以下の仮定に基づいている。

- ・E.P.Cコントラクトはプライム・コントラクターに対し1988年1月1日に発効される。
- ・プロジェクト発効以前にプラントに関する「基本設計要求書」が、コントラクターに手交され、またライセンサーはすでに選定されているものとする。
- ・機器の入札には、4ヶ月を要する。
- ・資機材の納期については、現在の世界の趨勢に基づくものとする。
- ・製作会社から建設現場までの機器の輸送には、1ヶ月間を要する。
- ・敷地造成、アクセスウェイ等の産業基盤はE.P.Cコントラクト発効以前に整備されているものとする。
- ・プラントの機械的完成から、商業運転開始までは、6ヶ月間を要する。

上記の仮定の下で、基油プラント完成までは、建設に30ヶ月、試運転に6ヶ月の合計36ヶ月の期間を要する。

(2) 輸送計画

パンチャック・ケース

チャオピア川の近くに位置するパンチャック地区においては、航行する船のサイズが15,000DWTまでと限定されている。また、PATとサイトの間の道路は重量物の運搬に

は適していない。そこで、重量物の荷揚げには、バースで沖取りした後、バースをMOR専用岸壁に接岸し、フローティング・クレーンを用い直接サイトに荷揚げする。

一方タイ国内調達品については、バースまたはトラックにより、サイトに輸送する。

シラチャ・ケース

海外調達の資機材は、外航船によりサタヒップ港に運び、シップ・デリックにより荷揚げし、サタヒップ港からサイトまでの約50kmの間は陸上輸送する。

一方タイ国内調達品については、バースまたはトラックにより、サイトに輸送する。

海上輸送量

隔月の海上輸送量を表III-22に示した。

(3) 建設委員計画および組織

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

動員計画に際しては、建設に従事するマンパワーを次の3種類に分割する。

・監督およびスタッフ

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

・直接工事に従事する労働者

建設工事に直接従事する熟工長、熟練技能工、半熟練工および一般労働者である。

・間接工事に従事する労働者

プラント建設のために仮設設備の建設および保守に従事する労働者や、現場事務所で管理業務に従事する労働者である。

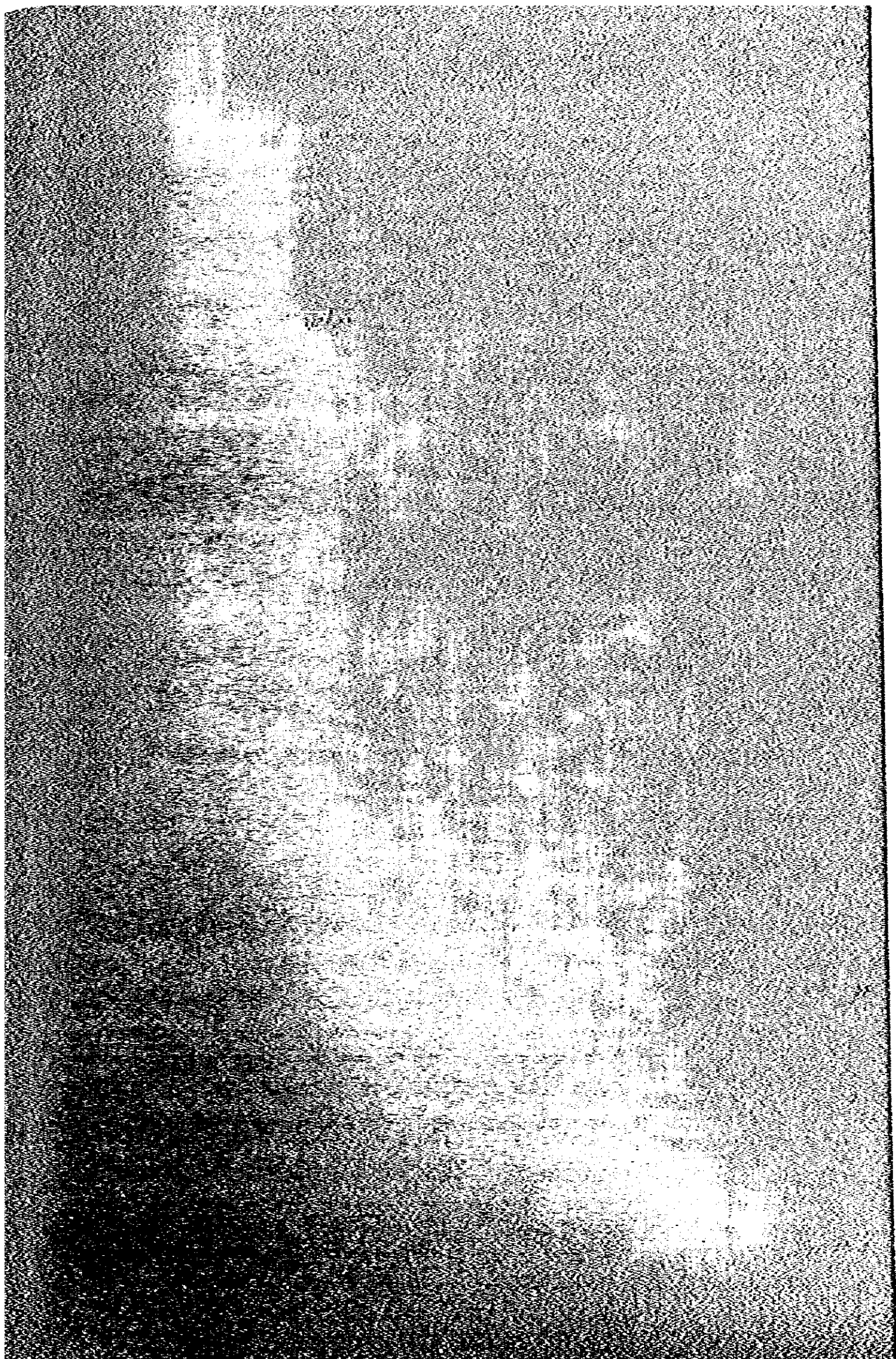
上記の分類および同様のプラントについての実績から、基油プラントについて、その建設の進展に従って必要となるマンパワーが予想される。

図III-23および図III-24は、種々監督・スタッフ、直接工事労働者についての動員計画である。さらにプラント建設工事のための仮設設備の建設および保守に要するマンパワーも加算される。

表III-26は、基油プラント建設について上述のようにして計算した結果を概所要マンパワーおよびピーク時の動員数としてまとめたものである。

(4) 建設工事組織

図III-25および図III-26に計画された建設工事組織を示す。



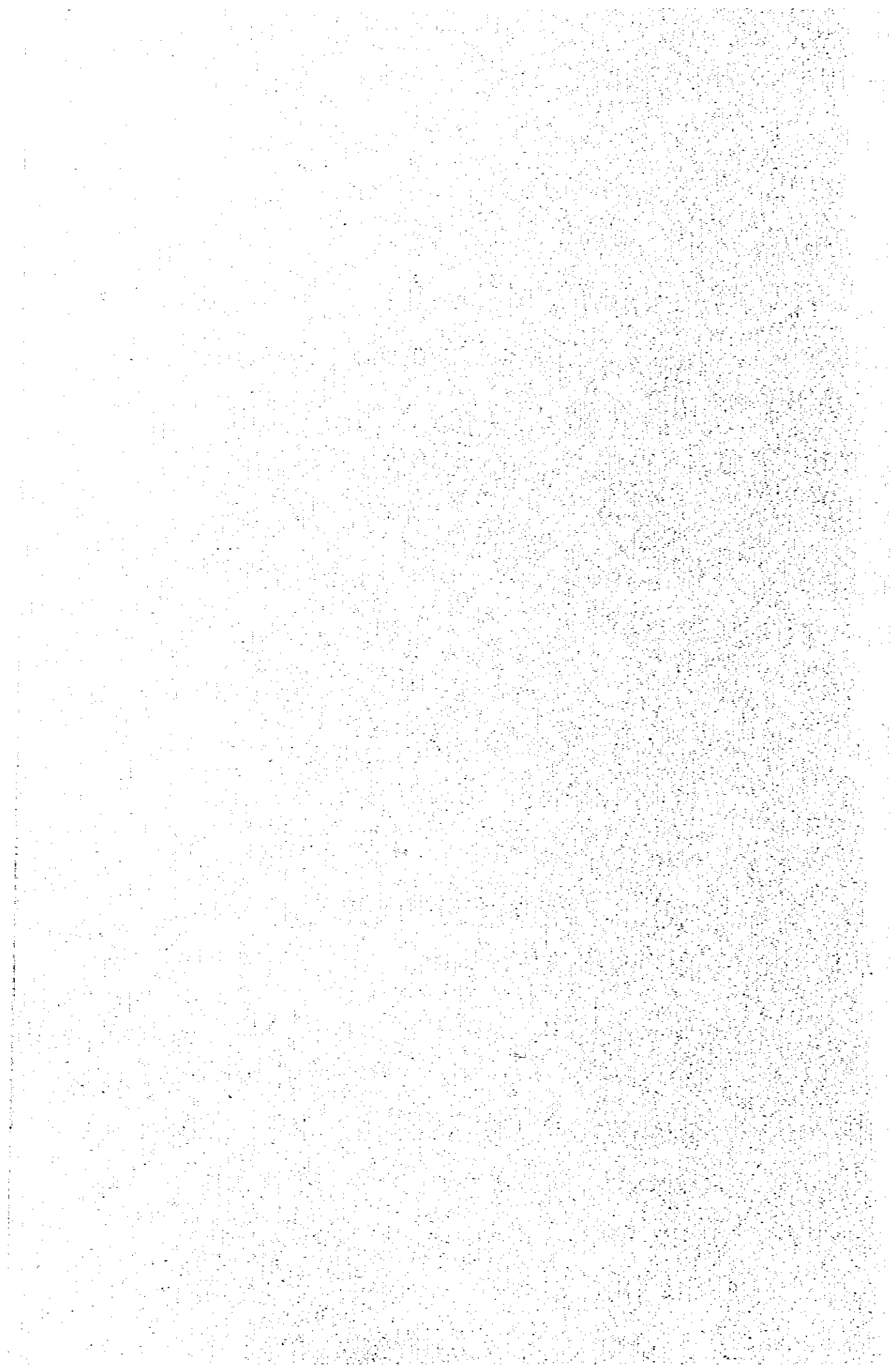


Table III-1 PRODUCT SPECIFICATION OF BASE OILS

Properties	Grades	60N	150N	300N	500N	150BS
Viscosity @40°C, cst		8.5-11.5	-	-	-	-
Viscosity @100°C, cst		-	4.5-5.5	7.0-8.0	10.0-12.0	29.5-34.5
Pour Point, °C	Max.	-10	-10	-10	-10	-10
Viscosity Index	Min.	95	100	95	95	95
Sulfur Content, wt%	Max.	0.3	0.3	0.3	0.3	0.5
Colour (ASTM)	Max.	0.5	0.5	2.0	2.5	4.5
Total Acid Value, mg KOH/g	Max.	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Flash Point, °C	Min.	130	190	210	230	240
Carbon Residue, wt%	Max.	-	-	-	0.3	0.8

Table III-2 PRODUCT SPECIFICATION OF BY-PRODUCTS

Properties	Specification	
2000ⁿ Fuel Oil		
Specific Gravity (15/4°C)	Max. 0.995	
Sulfur Content, wt%	Max. 3.5	
Viscosity @50°C, cst	Max. 230	
Flash Point, °C	Min. 60	
Pour Point, °C	Max. 30	
Blown Asphalt		
Specific Gravity (15/4°C)	1.01 - 0.06	
Softening Point (R&B), °C	50 - 58	
Penetration @25°C, 0.1 mm	40 - 60	
Ductility @25°C, cm	Min. 100	
Loss on Heating, wt%	Max. 0.2	
Drop in Penetration, %	Max. 110	
Solubility in CCl ₄ , wt%	Min. 99.0	
Flash Point (COC), °C	Min. 250	
Hard Waxes	(140P)	(150P)
Melting Point, °C	59 - 62	64 - 67
Oil Content, wt%	Max. 0.5	Max. 1.0
Colour	White	White
FDA Test	Pass	Pass

**Table III-3 EXAMPLE OF ECONOMIC COMPARISON
BY REFINING SCHEME**

	<u>Conventional Scheme</u>	<u>Hydrotreating Scheme</u>
Feedstock		
Crude Source	Kuwait	Kuwait
Charge Rate	Base	20 - 25% lower
Production Rate		
Base Oils, 10 ³ kl/Y	200	200
By-products, "	1,000	780
Plant Construction Cost	Base	20 - 30% higher
Utilities Cost	Base	Same or less
Hydrogen Cost	Base	10 times
Refining Cost of Base Oil	Base	15 - 25% higher

Table III-4 CRUDE RUN AND PETROLEUM DERIVATIVES PRODUCED BY REFINERIES

(Unit: 10⁶ liters)

Years	Input		Loss and Petro- Unfinished Products & Leum Derived	Output						
	Crude Oil and Natural Gasoline	Condensate		Diesel Oil	Gasoline	Fuel Oil	Kerosene	Jet Fuel	L.P.G.	Bitumen
TORC										
1978	3,750.775	-	281.401	1,230.007	1,001.528	627.532	113.106	390.976	82.533	23.692
1979	3,788.905	-	179.951	1,306.921	1,045.780	590.275	120.921	424.208	97.041	23.808
1980	3,663.194	-	207.601	1,243.035	918.018	579.863	163.886	440.585	88.938	21.268
1981	3,585.717	49.510	155.644	1,129.257	895.929	654.189	194.262	499.643	84.129	22.174
1982	3,352.858	223.656	213.862	1,069.407	940.263	518.918	193.959	542.179	73.599	24.327
BANGCHAK										
1978	3,433.624	-	284.699	567.343	536.781	1,800.922	85.955	110.069	47.192	0.663
1979	3,740.224	-	210.944	626.868	531.551	2,113.585	134.320	71.969	50.987	-
1980	2,772.045	-	178.589	747.892	445.146	1,220.734	75.604	58.437	45.643	-
1981	2,939.579	-	211.854	768.527	477.613	1,195.755	107.020	123.178	55.632	-
1982	2,851.755	-	125.334	808.336	542.134	1,155.272	86.693	94.579	39.407	-
ESSO										
1978	2,565.149	-	54.125	775.199	518.838	684.485	62.156	254.200	88.812	127.334
1979	2,775.504	-	72.726	835.261	539.143	777.148	63.525	286.137	102.865	98.699
1980	2,547.348	-	57.244	799.341	463.803	705.211	53.222	277.781	97.359	93.387
1981	2,701.004	-	67.290	849.152	447.564	765.461	51.946	302.272	103.813	113.506
1982	2,767.997	-	64.253	958.451	497.262	676.396	79.862	311.877	80.538	99.358
FANG										
1978	16.990	-	0.073	3.066	1.137	11.549	1.165	-	-	-
1979	10.835	-	0.101	2.822	0.684	7.074	0.154	-	-	-
1980	13.285	-	0.153	3.772	0.847	8.513	-	-	-	-
1981	17.117	-	0.485	4.358	1.289	10.985	-	-	-	-
1982	29.481	-	0.240	8.744	2.387	18.110	-	-	-	-
TOTAL										
1978	9,766.538	-	620.298	2,575.615	2,058.284	3,124.488	262.382	755.245	218.537	151.689
1979	10,315.468	-	463.722	2,771.872	2,217.158	3,488.082	318.920	782.314	250.893	122.507
1980	8,995.872	-	443.587	2,794.040	1,827.814	2,514.321	292.712	776.803	231.940	114.655
1981	9,243.417	49.510	435.273	2,751.294	1,822.395	2,626.390	353.228	925.093	243.574	135.680
1982	9,002.091	223.656	403.689	2,844.938	1,982.046	2,368.696	360.514	948.635	193.544	123.685

Source: Excise Department

Table III-5 MOR BANGCHAK REFINERY UNIT CAPACITY (EXISTING)
(BPSD)

Unit	No.1	No.2	No.3
Crude Distillation	10,000 ^{*4}	15,000 ^{*2}	45,000 ^{*2}
Vacuum Distillation	5,800 ^{*1}	(20,000) ^{*3}	(50,000) ^{*3}
LT Ends Recovery		7,000	8,000
LT End Desulfurizer		18,000	-
Naphtha Desulfurizer			5,500
Catalytic Reformer		5,000	5,500
Merox Treater			6,000
Bitumen Unit	3,200 ^{*1}		
Thermal Cracking		4,000	
/Vis. Breaking		6,000	
MEA			{ 14 Ton/day as H ₂ S 18 Ton/day as CO ₂

Notes: *1 Idling now.

*2 Registered capacity

*3 () Design capacity

*4 Slop treating from No.2 & No.3 units

Table III-6 HYDROGEN BALANCE OF BANGCHAK REFINERY

<u>Hydrogen Produced</u>			
Unit	Capacity (BPSD)	Production Rate (SCF/Bbl)	Production Amount (MMSCFD)
1) No.2 unit Reformer *1	5,000	450	2.25
2) No.3 unit Reformer *1 (Mangnaformer)	5,500	450	2.48
3) Hydrogen Plant	4.7 MMSCFD (2.3 MMSCFD)		4.7 (2.3) *3
			9.43 (7.1)
<u>Hydrogen consumed</u>			
1) No.2 unit All range desulfurizer	18,000	70 *2	1.26
2) No.3 unit Naphtha Hydrotreater	5,500	20 *2	0.1
			1.36
Surplus Hydrogen			8.07 (5.7)

Notes: *1 Operating Press. 450 psi and Bitumental catalyst

*2 Estimation

*3 Half Load operation now (2.35 MMSCFD)

**Table III-7 MOR BANGCHAK REFINERY UNIT CAPACITY
(AFTER DEBOTTLENECKING)**

Unit	No.1	No.2	No.3
Crude Distillation	No.1	20,000	60,000
Vacuum Distillation	No.1		
LT End Recovery	No.1	7,000	9,600
LT End Desulfurizer	Scrapped	18,000	-
Naphtha Desulfurizer	Scrapped	-	6,600
Catalytic Reformer	Scrapped	5,000	6,600
Merox Treater	Scrapped		7,200
Bitumen Unit	Scrapped		
Thermal cracking	Scrapped	4,000	
/Vis. Breaking	Scrapped	6,000	

Table III-8 TORC SRI RACHA UNIT CAPACITY (EXPANSION)

Unit	Phase I			Phase II		
	TORC I	TORC II	Common	TORC I	TORC II	TORC III
Crude Distillation	38,500	45,000		38,500	45,000	65,000
Vacuum Distillation	17,000		32,300	17,000		32,300
LE Desulfurization						
Catalytic Reforming	3,200	8,600		3,200	8,600	
Thermal Cracking			18,800			18,800
Catalytic Cracking	10,400			10,400		
Gas Oil Desulfurization						
Bitumen	1,250 (200t/d)			1,250 (200t/d)		
Hydrocracker			17,050			17,050
Hydrogen Plant			78MT/SD			78MT/SD
MEROX Unit						
ADIP/MEA			130MT/SD			
Sulfur Unit			2 x 57.5			
Splitter						
Stabilizer						
LT. Ends Recovery						

Table III-9 TORC SRI RACHA UNIT CAPACITY (EXISTING)

Unit	TORC I	TORC II
Crude Distillation	35,000	30,000
Vacuum Distillation	17,000	
LE Desulfurization	20,000	18,000
Catalytic Reforming	3,200	5,150
Thermal Cracking		9,700
Catalytic Cracking	7,000	
Gas Oil Desulfurization		9,600
Bitumen	450	

Table III-10 ESSO REFINERY UNIT CAPACITY (EXISTING)

Unit	(BPSD)
Crude Distillation	52,000
LSR Gasoline	
MEROX Treater	7,500
Light Ends Recovery	
Naphtha Desulfurizer	13,000
Catalytic Reformer	
Distillate Desulfurizer	8,000
Vacuum Distillation	20,000
Bitumen	1,750

Table III-11 ESSO REFINERY UNIT CAPACITY (AFTER DEBOTTLENECKING)

Unit	(BPSD)
Crude Distillation	70,000
LSR Gasoline	
MEROX Treater	15,200
Light Ends Recovery	
Naphtha Desulfurizer	29,000
Catalytic Reformer	
Distillate Desulfurizer	20,000
Vacuum Distillation	40,000
Bitumen	1,750

TABLE III-12 CASE DEFINITION

Plant Site Type of operation	Bangchak		Siracha	
	Independent	Expansion	Independent	Expansion
Additional Process	Max Production	No Asphalt Production		
CASE NO.	Bangchak A	Bangchak AX	Bangchak B	Siracha A
a) Operation body	New company		M. O. R.	New company
b) Plant Site	Proximity of Bangchak refinery		Inside fence of Bangchak refinery	Proximity of TORC or ESSO refinery
c) By-products flow	<p> A: Long Residue, Hydrogen B: LVGO, HP Gas oil, VM Naphtha C: Base oil, Fuel oil, Asphalt, Sulfur D: Ref. Fuel, Gas </p>	<p> A: Long Residue, Hydrogen B: LVGO, HP Gas oil C: Same as Bangchak A D: Ref. Fuel, Fuel oil, Asphalt, Sulfur </p>	<p> A: Long Residue, Hydrogen B: LVGO, HP Gas oil C: Base oil, Fuel oil, Asphalt, Sulfur D: Refinery Fuel oil & Gas E: FCC Feedstock, Thermal Cracker Feedstock to TORC </p>	<p> A: Long Residue, Hydrogen B: LVGO, HP Gas oil C: Base oil, Fuel oil, Asphalt, Sulfur D: Refinery Fuel oil & Gas E: FCC Feedstock, Thermal Cracker Feedstock to TORC </p>
d) Feed oil (Long Residue)	From MOR			From TORC or ESSO
e) Utility 1) Hydrogen	From MOR			From N. plant of TORC or ESSO
f) Cooling water	River water			Sangpra reservoir

Table III-13 SUMMARY OF FEEDSTOCK AND PRODUCTS

CASE	BANGCHAK CASE				SRIRACHA CASE	
	BANGCHAK-A	BANGCHAK-AX	BANGCHAK-AY	BANGCHAK-B	SRIACHA-A	SRIACHA-B
1. Feedstock						
Arabian Light Long Residue, 10%Kl/Annus	1,192.0	1,192.0	1,192.0	1,192.0	1,192.0	1,192.0
2. Soluble Products						
Lube Base Oils						
60 Neutral Oil, 10%Kl/Annus	23.0					
150 Neutral Oil, 10%Kl/Annus	13.3					
300 Neutral Oil, 10%Kl/Annus	14.9					
500 Neutral Oil, 10%Kl/Annus	138.6					
Bright Stock Oil, 10%Kl/Annus	59.3					
Lube Base Oils Total, 10%Kl/Annus	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0	250.0
Fuel Oil, 10%Kl/Annus	760.4	737.0	810.7	761.0	167.0	167.8
Asphalt, 10%Kl/Annus	53.5	53.5	-	53.5	53.5	53.5
Wax, 10%Kl/Annus	-	13.3	-	-	-	-
Light Vacuum Gas Oil, 10%Kl/Annus	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6
Hydrofinishing Gas Oil, 10%Kl/Annus	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2
Visbreaker Naphtha, 10%Kl/Annus	4.8	5.3	8.5	4.8	-	-
PCC Feedstocks, 10%Kl/Annus	-	-	-	-	280.3	280.3
Thermal Cracker Feedstocks, 10%Kl/Annus	-	-	-	-	317.5	317.5
By-products Total, 10%Kl/Annus	841.5	831.9	842.0	842.1	841.1	841.9
Sulfur, 10%Ton/Annus	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
3. Refinery Use						
Fuel/Gas (FPO), 10%Kl/Annus	3.6	3.6	3.6	3.6	1.7	1.7
Fuel Oil, 10%Kl/Annus	98.8	108.8	97.8	98.3	100.5	99.7
Refinery Use Total, 10%Kl/Annus	102.4	112.4	101.4	101.9	102.2	101.4

Table III-14 BASE OILS QUALITIES SUMMARY

PROPERTIES		SPECIFICATION	ESTIMATED QUALITY
60N			
Viscosity @40°C,	cst	8.5 - 11.5	10.0
Viscosity Index,	-	Min. 95	95
Pour Point,	°C	Max. -10	-10
Sulfur Content,	wt%	Max. 0.3	0.12
Colour (ASTM)		Max. 0.5	0.5
Flash Point,	°C	Min. 130	154
Total Acid Value,	mg-KOH/g	Max. 0.1	0.01
150N			
Viscosity @100°C,	cst	4.5 - 5.5	4.9
Viscosity Index,	-	Min. 100	100
Pour Point,	°C	Max. -10	-10
Sulfur Content,	wt%	Max. 0.3	0.14
Colour (ASTM)		Max. 0.5	0.5
Flash Point,	°C	Min. 190	216
Total Acid Value,	mg-KOH/g	Max. 0.1	0.01
300N			
Viscosity @100°C,	cst	7.0 - 8.0	7.0
Viscosity Index,	-	Min. 95	95
Pour Point,	°C	Max. -10	-10
Sulfur Content,	wt%	Max. 0.3	0.14
Colour (ASTM)		Max. 2.0	0.5
Flash Point,	°C	Min. 210	232
Total Acid Value,	mg-KOH/g	Max. 0.1	0.01
500N			
Viscosity @100°C,	cst	10.0 - 12.0	11.0
Viscosity Index,	-	Min. 95	95
Pour Point,	°C	Max. -10	-10
Sulfur Content,	wt%	Max. 0.3	0.22
Colour (ASTM)		Max. 2.5	1.0
Flash Point,	°C	Min. 230	262
Total Acid Value,	mg-KOH/g	Max. 0.1	0.01
Carbon Residue,	wt%	Max. 0.3	0.05
BS			
Viscosity @100°C,	cst	29.5 - 34.5	32.0
Viscosity Index,	-	Min. 95	95
Pour Point,	°C	Max. -10	-10
Sulfur Content,	wt%	Max. 0.5	0.38
Colour (STM)		Max. 4.5	2.5
Flash Point,	°C	Min. 240	310
Total Acid Value,	mg-KOH/g	Max. 0.1	0.01
Carbon Residue,	wt%	Max. 0.8	0.4

Table III-15 BY-PRODUCTS QUALITIES SUMMARY

(1) FUEL OIL

PROPERTIES	SPECIFICATION (1)	BANGCHAK CASE		SRIRACHA CASE
		BANGCHAK-A	BANGCHAK-AX, BANGCHAK-AY, BANGCHAK-B	
Specific Gravity (15/4°C)	Max. 0.995	0.969	0.971	0.994
Sulfur, wt%	Max. 3.5	3.5	3.5	4.2
Viscosity @50°C, cst	Max. 230	230	230	230
Flash Point, °C	Min. 60	60	60	-
Pour Point, °C	Max. 30	30	30	-
				Same as BANGCHAK-A
				Same as BANGCHAK-A

Notes (1) This specification is for 2000" grade of fuel oil.

(2) In Sriracha cases, fuel oil produced is evaluated as bunker fuel oil.

Table III-15 BY-PRODUCTS QUALITIES SUMMARY (Cont'd)

(2) BLOWN ASPHALT

PROPERTIES		SPECIFICATION	ESTIMATED QUALITY
Specific Gravity (15/4°C)		1.01 - 1.06	1.04
Softening Point (R&B), °C		50 - 58	51
Penetration @25°C,	0.1 mm	40 - 60	56
Ductility @25°C,	cm	Min. 100	100
Loss on heating,	wt%	Max. 0.2	+0.01
Drop in penetration,	%	Max. 110	20
Solubility in CCl ₄ ,	wt%	Min. 99.0	99.9
Flash Point (COC),	°C	Min. 250	300

(3) HARD WAX

PROPERTIES		SPECIFICATION	ESTIMATED QUALITY
<u>GRADE-140P</u>			
Melting Point,	°C	59 - 62	60
Oil Content,	wt%	Max. 0.5	0.5
Colour		White	White
FDA Test		Pass	Pass
<u>GRADE-150P</u>			
Melting Point,	°C	64 - 67	66
Oil Content,	wt%	Max. 1.0	1.0
Colour		White	White
FDA Test		Pass	Pass

Table III-15 BY-PRODUCTS QUALITIES SUMMARY (Cont'd)

(4) TRANSPORTED OILS TO EXISTING REFINERY

	BANGCHAK CASE	SRIRACHA CASE
<u>Visbreaker Naphtha</u>		
Specific Gravity (15/4°C)	0.74	
Sulfur, wt%	1.2	
RON, F-1 clear	68	
<u>Hydrofinished Gas Oil</u>		
Specific Gravity (15/4°C)	0.859	0.859
Sulfur	0.1	0.1
<u>Light Vacuum Gas Oil</u>		
Specific Gravity (15/4°C)	0.902	0.902
Sulfur, wt%	2.0	2.0
Viscosity @100°C, cst	2.6	2.6
Cetane No.	58	58
<u>FCC Feedstock</u>		
Specific Gravity (15/4°C)	-	0.896
Sulfur, wt%	-	1.8
Viscosity @50°C, cst	-	4.8
<u>Thermal Cracker Feedstock</u>		
Specific Gravity (15/4°C)	-	1.019
Sulfur, wt%	-	4.1
Viscosity @100°C, cst	-	600

Table III-16 INSTALLED CAPACITIES OF PROCESS UNITS

	BANGCHAK CASE				SRIRACHA CASE	
	BANGCHAK-A	BANGCHAK-AX	BANGCHAK-AY	BANGCHAK-B	SRIRACHA-A	SRIRACHA-B
Vacuum Distillation Unit, NPSD	22,100					
Propene Desasphalting Unit, NPSD	6,500					
Purfural Extraction Unit, NPSD	9,100	None as	None as	None as	None as	None as
Hydrofinishing Unit, NPSD	6,100	BANGCHAK-A	BANGCHAK-A	BANGCHAK-A	BANGCHAK-A	BANGCHAK-A
MX Deasming Unit, NPSD	6,000					
MX Deoiling Unit, NPSD	-	600	-	-	-	-
Wax Hydrotreating Unit, NPSD	-	250	-	-	-	-
Vitbreaker, NPSD	2,200	2,200	3,800	2,200	-	-
Asphalt Blowing Unit, NPSD	1,000	1,000	-	1,000	1,000	1,000
Sulfur Recovery Unit, TPSD-S	8	8	8	0	8	8
Foul Water Stripper, TPSD	450	450	450	450	450	450

Table III-17 ASSUMED OPERATION CYCLE

<u>Mode</u>	<u>Duration (Days)</u>
60N	2.6
150N	1.6
300N	2.7
500N	3.1
Bright Stock	3.0
500N	3.1
Bright Stock	3.0
500N	3.1
Bright Stock	3.0
500N	3.1
Bright Stock	3.0
300N	2.7

The above cycle is repeated 10 times a year.

Service	Lampohok-A			Lampohok-B			Lampohok-C			Lampohok-D			Lampohok-E			Lampohok-F		
	No.	Capacity, KL	No.	Capacity, KL	No.	Capacity, KL	No.	Capacity, KL	No.	Capacity, KL	No.	Capacity, KL	No.	Capacity, KL	No.	Capacity, KL	No.	Capacity, KL
1. Feedstock Tanks	1	13,000	1	13,000	1	13,000	1	13,000	1	13,000	1	13,000	1	13,000	1	13,000	1	13,000
• Long Residue																		
2. Intermediate Tanks	2	6,300	2	6,300	2	6,300	2	6,300	2	6,300	2	6,300	2	6,300	2	6,300	2	6,300
• Short-Residue																		
• Vacuum Distillate - 60S	1	5,200	1	5,200	1	5,200	1	5,200	1	5,200	1	5,200	1	5,200	1	5,200	1	5,200
• Vacuum Distillate - 150N	1	2,000	1	2,000	1	2,000	1	2,000	1	2,000	1	2,000	1	2,000	1	2,000	1	2,000
• Vacuum Distillate - 300N	1	7,800	1	7,800	1	7,800	1	7,800	1	7,800	1	7,800	1	7,800	1	7,800	1	7,800
• Vacuum Distillate - 500N	1	9,200	1	9,200	1	9,200	1	9,200	1	9,200	1	9,200	1	9,200	1	9,200	1	9,200
• DAO	1	6,500	1	6,500	1	6,500	1	6,500	1	6,500	1	6,500	1	6,500	1	6,500	1	6,500
• VGO-Surplus	2	4,400	2	4,400	2	4,400	2	4,400	2	4,400	2	4,400	2	4,400	2	4,400	2	4,400
• Raffinate - 60S	1	1,400	1	1,400	1	1,400	1	1,400	1	1,400	1	1,400	1	1,400	1	1,400	1	1,400
• Raffinate - 150N	1	1,400	1	1,400	1	1,400	1	1,400	1	1,400	1	1,400	1	1,400	1	1,400	1	1,400
• Raffinate - 300N	1	1,400	1	1,400	1	1,400	1	1,400	1	1,400	1	1,400	1	1,400	1	1,400	1	1,400
• Raffinate - 500N	1	1,200	1	1,200	1	1,200	1	1,200	1	1,200	1	1,200	1	1,200	1	1,200	1	1,200
• Raffinate - RS	1	1,000	1	1,000	1	1,000	1	1,000	1	1,000	1	1,000	1	1,000	1	1,000	1	1,000
• HP Raffinate - 60S	1	1,400	1	1,400	1	1,400	1	1,400	1	1,400	1	1,400	1	1,400	1	1,400	1	1,400
• HP Raffinate - 150N	1	1,400	1	1,400	1	1,400	1	1,400	1	1,400	1	1,400	1	1,400	1	1,400	1	1,400
• HP Raffinate - 300N	1	1,200	1	1,200	1	1,200	1	1,200	1	1,200	1	1,200	1	1,200	1	1,200	1	1,200
• HP Raffinate - 500N	1	1,000	1	1,000	1	1,000	1	1,000	1	1,000	1	1,000	1	1,000	1	1,000	1	1,000
• HP Raffinate - US	1	1,800	1	1,800	1	1,800	1	1,800	1	1,800	1	1,800	1	1,800	1	1,800	1	1,800
• PDA Asphalt	2	2,000	2	2,000	2	2,000	2	2,000	2	2,000	2	2,000	2	2,000	2	2,000	2	2,000
• Light Extract	2	2,000	2	2,000	2	2,000	2	2,000	2	2,000	2	2,000	2	2,000	2	2,000	2	2,000
• Heavy Extract	2	800	2	800	2	800	2	800	2	800	2	800	2	800	2	800	2	800
• Asphalt Blowing Charge	2	1,600	2	1,600	2	1,600	2	1,600	2	1,600	2	1,600	2	1,600	2	1,600	2	1,600
• Vlabreaking Charge	2	1,500	2	1,500	2	1,500	2	1,500	2	1,500	2	1,500	2	1,500	2	1,500	2	1,500
• Vlabreaking-Distillate A Residue	1	300	1	300	1	300	1	300	1	300	1	300	1	300	1	300	1	300
• Slack Wax - 300N	2	900	2	900	2	900	2	900	2	900	2	900	2	900	2	900	2	900
• Slack Wax - 500N	2	900	2	900	2	900	2	900	2	900	2	900	2	900	2	900	2	900
3. Product Tanks	1	2,900	1	2,900	1	2,900	1	2,900	1	2,900	1	2,900	1	2,900	1	2,900	1	2,900
• Base Oil - 60S																		
• Base Oil - 150N	1	1,700	1	1,700	1	1,700	1	1,700	1	1,700	1	1,700	1	1,700	1	1,700	1	1,700
• Base Oil - 300N	2	3,000	2	3,000	2	3,000	2	3,000	2	3,000	2	3,000	2	3,000	2	3,000	2	3,000
• Base Oil - 500N (Straight)	2	2,800	2	2,800	2	2,800	2	2,800	2	2,800	2	2,800	2	2,800	2	2,800	2	2,800
• Base Oil - RS	2	2,200	2	2,200	2	2,200	2	2,200	2	2,200	2	2,200	2	2,200	2	2,200	2	2,200
• Base Oil - 500N (Blend)	2	3,500	2	3,500	2	3,500	2	3,500	2	3,500	2	3,500	2	3,500	2	3,500	2	3,500
• Semi-Retour Asphalt	2	800	2	800	2	800	2	800	2	800	2	800	2	800	2	800	2	800
• Heavy Fuel Oil	2	3,000	2	3,000	2	3,000	2	3,000	2	3,000	2	3,000	2	3,000	2	3,000	2	3,000
• Wax - 300N	2	300	2	300	2	300	2	300	2	300	2	300	2	300	2	300	2	300
• Wax - 500N	2	200	2	200	2	200	2	200	2	200	2	200	2	200	2	200	2	200
4. Other Service Tanks	1	4,400	1	4,400	1	4,400	1	4,400	1	4,400	1	4,400	1	4,400	1	4,400	1	4,400
• Stop Oil																		
• Refinery Fuel Oil	1	3,000	1	3,000	1	3,000	1	3,000	1	3,000	1	3,000	1	3,000	1	3,000	1	3,000
Grand Total	50	162,700	57	146,300	44	161,600	45	122,100	46	138,100	41	116,700						

Table III-19 BUILDING PLAN

Building \ Case	New Company Case		Expansion Case	
	Bangchak-A Bangchak-AX* Bangchak-AY Siracha-A		Bangchak-B Siracha-B	
	Nos.	Total Floor Area (m ²)	Nos.	Total Floor Area (m ²)
Administ. Bldg.	1	3,000	1	300
Canteen	1	1,800		-
Technical Office	1	600		-
Work Shop	1	2,600		-
Warehouse	1	4,300		-
Laboratory	1	1,000	1	1,000
Fire Station	1	800		-
Gate House	1	200	1	100
Control Room	4	3,000	4	3,000
Substation	9	2,200	9	2,200
Total		19,500		6,600

Note: * In the wax production case, a wax molding and packing house, approximately 1,000m² is added.

Table III-20 UTILITY BALANCE (BANGCHAK-A CASE)

	Electric Power KW	Fuel 10 ⁶ Kcal/H	Steam		Cooling Water Ton/H	Steam Con- densate Ton/H	B.F. Water	
			H.P. Ton/H	L.P. Ton/H			Cold Ton/H	Hot Ton/H
Vacuum Distillation	813	21.3	14.0	1.1	1,054	-5.1	-	7.1
Propane Deasphalting	691	-	4.5	0.6	450	-3.9	-	1.2
Furfural Extraction	541	-	0.2	6.2	378	-	-	-
Hydrofinishing	952	5.2	1.8	3.1	613	-2.1	-	1.2
MEK Dewaxing	3,304	-	11.2	-4.5	627	-3.1	-	-
Visbreaking	98	2.4	1.5	0.7	27	-	-	2.1
Asphalt Blowing	84	0.3	1.1	1.7	29	-	-	0.4
Sulfur Recovery	86	0.5	0.1	-1.3	4	-	-	1.7
Hot Oil System	713	41.3	1.3	-	12	-	-	-
ON-SITE TOTAL	7,282	71.0	35.7	7.6	3,194	-14.2	-	33.7
OFF-SITE TOTAL	2,716	0.1	3.2	14.1	-	-9.0	-	-
River Water Intake	20	-	-	-	2	-	-	-
Raw Water Treatment	66	-	-	-	11	-	-	-
Deminerlizer	23	-	-	-	6	-	-51.2	-
Deaerator	-	-	3.9	-3.9	16	25.4	51.2	-86.7
Steam Generator	130	45.1	-72.9	9.8	26	-	-	73.0
			5.1	-5.1				
Cooling Water	385	-	14.0	-14.0	-3,393	-	-	-
Air/Inert Gas	460	-	11.0	-11.0	28	-	-	-
Fuel Oil	26	-	-	2.5	110	-2.2	-	-
UTILITY TOTAL	1,110	45.1	-38.9	-21.7	-3,194	23.2	0	-13.7
PLANT TOTAL	11,108	116.2	0	0	0	0	0	0

Note) Positive value indicates consumption and negative value indicates generation.

Table III-21 UTILITY BALANCE (SRI RACHA-A CASE)

	Electric Power KW	Fuel 100 Kcal/H	Steam		Cooling Water Ton/H	Steam Con- densate Ton/H	B.F. Water	
			H.P. Ton/H	L.P. Ton/H			Cold Ton/H	Hot Ton/H
Vacuum Distillation	813	21.3	14.0	1.1	1,054	-5.1	-	7.1
Propane Deasphalting	691	-	4.5	0.7	450	-3.9	-	1.2
Furfural Extraction	541	-	0.2	6.2	378	-	-	-
Hydrofinishing	952	5.2	1.8	3.1	613	-2.1	-	1.2
MEK Dewaxing	3,304	-	11.2	-4.5	627	-3.1	-	-
Asphalt Blowing	84	0.3	1.1	1.7	29	-	-	0.4
Sulfur Recovery	86	0.5	0.1	-1.3	4	-	-	1.7
Hot Oil System	713	41.3	1.3	-	12	-	-	-
ON-SITE TOTAL	7,184	68.6	34.2	7.0	3,167	-14.2	-	11.6
OFF-SITE TOTAL	2,679	0.1	3.2	13.8	-	-8.7	-	-
Sea Water Intake	110	-	-	-	-	-	-	-
Reservoir Water Storage	37	-	-	-	3	-	-	-
Desalinators	150	-	-	6.0	-	-6.0	-48.2	-
Deaerator	-	-	3.9	-3.9	16	31.1	48.2	-88.2
Steam Generator	130	47.3	-76.5	-	26	-	-	76.6
			10.2	-10.2				
Cooling Water	385	-	14.0	-14.0	-3,350	-	-	-
					28			
Mix/Inert Gas	460	-	11.0	-11.0	110	-	-	-
Fuel Oil	26	-	-	2.5	-	-2.2	-	-
UTILITY TOTAL	1,298	47.3	-37.4	-20.8	-3,167	22.9	0	-11.6
PLANT TOTAL	11,161	116.0	0	0	0	0	0	0

Note: Positive value indicates consumption and negative value indicates generation.

Table III-22 SUMMARY OF UTILITY REQUIREMENTS

Unit	Bangchak					Siracha	
	Bangchak-A	Bangchak-AX	Bangchak-AY	Bangchak-B	Siracha-A	Siracha-B	
Electricity	11,000	12,000	11,000	10,000	11,000	10,000	
Fuel 10 ⁶ Kcal /H	116	127	117	115	116	115	
Steam Ton/H	73	87	72	72	77	75	
Cooling Water Ton/H	3,400	3,600	3,400	3,400	3,400	3,400	
Boiler Feed Water Ton/H	87	101	87	86	88	87	
River Water Ton/H	150	165	150	145	-	-	
Desalinated Water Ton/H	-	-	-	-	48	48	
Reservoir Water Ton/H	-	-	-	-	85	85	
Hydrogen Nm ³ /H	1,070	1,160	1,070	1,070	1,070	1,070	
Air Nm ³ /H	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	
Inert Gas Nm ³ /H	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	

Table III-23 INSTALLATION SUMMARY OF UTILITY FACILITIES

	Bangchak						Siracha					
	Bangchak-A		Bangchak-AX		Bangchak-AY		Bangchak-B		Siracha-A	Siracha-B		
	Capacity	Nos.	Capacity	Nos.	Capacity	Nos.	Capacity	Nos.	Capacity	Nos.		
1. Steam Generator	40 Ton/H	3	50 Ton/H	3	40 Ton/H	3	40 Ton/H	2	45 Ton/H	3	45 Ton/H	2
2. Power Receiving	16000 KW	1	17000 KW	1	16000 KW	1	15000 KW	1	16000 KW	1	15000 KW	1
3. River Water Intake	180 Ton/H	2	200 Ton/H	2	180 Ton/H	2	180 Ton/H	3	-	-	-	3
4. Sea Water Intake	-	-	-	-	-	-	-	-	250 Ton/H	3	250 Ton/H	3
5. Clarifier	180 Ton/H	1	200 Ton/H	1	180 Ton/H	1	180 Ton/H	1	-	-	-	1
6. Sand Filter	60 Ton/H	2	75 Ton/H	2	60 Ton/H	2	60 Ton/H	2	-	-	-	2
7. Demineralizer	60 Ton/H	1	75 Ton/H	1	60 Ton/H	1	60 Ton/H	1	-	-	-	1
8. Desalinator	-	-	-	-	-	-	-	-	700 Ton/D	3	700 Ton/D	3
9. Cooling Water System	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10. Cooling Tower	1300Ton/H	4	1400Ton/H	4	1300Ton/H	4	1300Ton/H	4	1300Ton/H	4	1300Ton/H	4
10. Circulation Pump	1300Ton/H	4	1400Ton/H	4	1300Ton/H	4	1300Ton/H	4	1300Ton/H	4	1300Ton/H	4
10. Water Tank	2000 KL	2	2200 KL	2	2000 KL	2	2000 KL	2	-	-	-	-
Raw Water Tank	1500 KL	1	1800 KL	1	1500 KL	1	1500 KL	1	-	-	-	-
Filtered Water Tank	1000 KL	1	1200 KL	1	1000 KL	1	1000 KL	1	-	-	-	-
Boiler Feed Water Tank	-	-	-	-	-	-	-	-	2000 KL	2	2000 KL	2
Reservoir Water Tank	-	-	-	-	-	-	-	-	700 KL	1	700 KL	1
Desalinated Water Tank	4000Nm ³ /H	3	4000Nm ³ /H	3	4000Nm ³ /H	3	4000Nm ³ /H	2	4000Nm ³ /H	3	4000Nm ³ /H	2
11. Air Compressor	1000Nm ³ /H	1	1000Nm ³ /H	1	1000Nm ³ /H	1	1000Nm ³ /H	1	1000Nm ³ /H	1	1000Nm ³ /H	1
12. Inert Gas System	2800Nm ³ /H	1	2800Nm ³ /H	1	2800Nm ³ /H	1	2800Nm ³ /H	1	2800Nm ³ /H	1	2800Nm ³ /H	1
13. Instrument Air Dryer	20 m ³ /H	2	20 m ³ /H	2	20 m ³ /H	2	20 m ³ /H	2	20 m ³ /H	2	20 m ³ /H	2
14. Fuel Oil System	1000 KL	1	1000 KL	1	1000 KL	1	1000 KL	1	1000 KL	1	1000 KL	1
Fuel Oil Pump	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fuel Oil Tank	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15. Fuel Gas System	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Table III-24 SOURCE AND CONTROL OF WASTE FROM LUBE BASE OIL REFINERY

Sources	Control Measure	Remarks
A. Air Emissions		
A.1 Sulfur oxides	- Heaters, Incinerators and Steam Boilers	- Use of tolerable Sulfur level fuel - Maximum use of fuel gas
	- Flares	- Consideration of stack height and smokless type - In only case of emergency
	- Sulfur Tailgas Incinerator	- Dilution with large quantity of flue gas from other heaters
A.2 Nitrogen oxides	- Same to the above A.1	- Proper operation of excess air
A.3 Hydrocarbon Fume	- Ejector condensers	- Burning in an incinerator or a heater
	- H ₂ S contained vapor from sulfur pit	- Burning in the sulfur tailgas incinerator
	- Product loading equipment	- Not to be considered
	- Waste effluent treating facilities	- Considered minimal because of heavy products ditto

Table III-24 SOURCE AND CONTROL OF WASTE FROM LUBE BASE OIL REFINERY (Cont'd)

Sources	Control Measures	Remarks
B. Liquid wastes		
B.1 Foul water from process units	- Hot well drums, stripper condenser, compressor suct. drum, Furfural water tower, HP/LP separators, O.H separator	- Sour gas to be treated by the sulfur unit
	- Pump cooling water from process units	- Treated by the foul water stripper, then further treated by W.W.T.
B.2 Oil contaminated Water	- Oil contaminated storm water	- Treated by the oil effluent treating facilities
	- Buildings	- first few hours of storm water to be stored in storm water surge pond
B.3 Sanitary Waste Water	- Buildings	- Treated by W.W.T.
B.4 Non-oily waste water	- Spent caustic and acid	- Neutralization and then treated by the effluent treating facility
	- Others	- Treated by the effluent treating facility
	- Boiler blow-down	- Treated by the effluent treating facility
	- Cooling tower blow-down	- Non chromic corroding inhibitor to be used

Table III-24 SOURCE AND CONTROL OF WASTE FROM LUBE BASE OIL REFINERY (Cont'd)

Sources	Control Measures	Remarks
C. Solid Wastes		
C.1 Heavy metal catalyst particles	- H. F. reactor, wax H.F. reactor	- Reuse or recovery of heavy metal and sanitary fill
C.2 Oil sediments and sludges	- Storage tanks, Slop tanks, pressure vessels during turn-around maintenance	- Natural drying and landfill
C.3 Effluent treatment wastes	- CPI separator/storm water surge pond/retention pond bottom sediments	ditto
	- Ash of biological soils from the sludge incinerator	- Landfill
C.4 Others	- Sludge of cooling tower basin, XAW water treatment unit, demineralizer	- Natural drying and landfill

Table III-25 REQUIRED AREA FOR CONSTRUCTION

	(Unit: m ²)					
	Bangchak -A	Bangchak -AX	Bangchak -AY	Bangchak -B	Siracha -A	Siracha -B
1. Adm. Building Area	25,000	25,000	25,000	-	25,000	-
2. Work Shop Area	25,000	25,000	25,000	-	25,000	-
3. Process Unit	50,000	65,000	50,000	50,000	50,000	50,000
4. Offsite Area	150,000	175,000	150,000	160,000	150,000	150,000
5. Utility Area	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000
6. Construction Area etc.	60,000	70,000	60,000	60,000	60,000	60,000
Total	350,000	400,000	350,000	310,000	350,000	300,000

Table III-26 MANPOWER MOBILIZATION

	Bang Chak B	Wax Product	No Asphalt	Bang Chak A	Sri Racha B	Sri Racha A	Remarks
a. Supervisor and Staff							
Total (Man-Month)	930	930	930	900	900	880	
Number at peak time (Man-Month/Month)	47	47	47	47	47	47	
b. Labor in Direct Work							
Total (Man-Day)	1,020,000	1,100,000	1,020,000	880,000	960,000	800,000	
Number at peak time (Man-Day/Day)	2,700	2,700	2,700	2,500	2,700	2,500	
c. Labor in Indirect Work							
Total (Man-Day)	105,000	105,000	105,000	98,000	100,000	98,000	
Number at peak time (Man-Day/Day)	190	190	190	170	170	170	

Figure III-1 BLOCK FLOW DIAGRAM OF CONVENTIONAL SCHEME

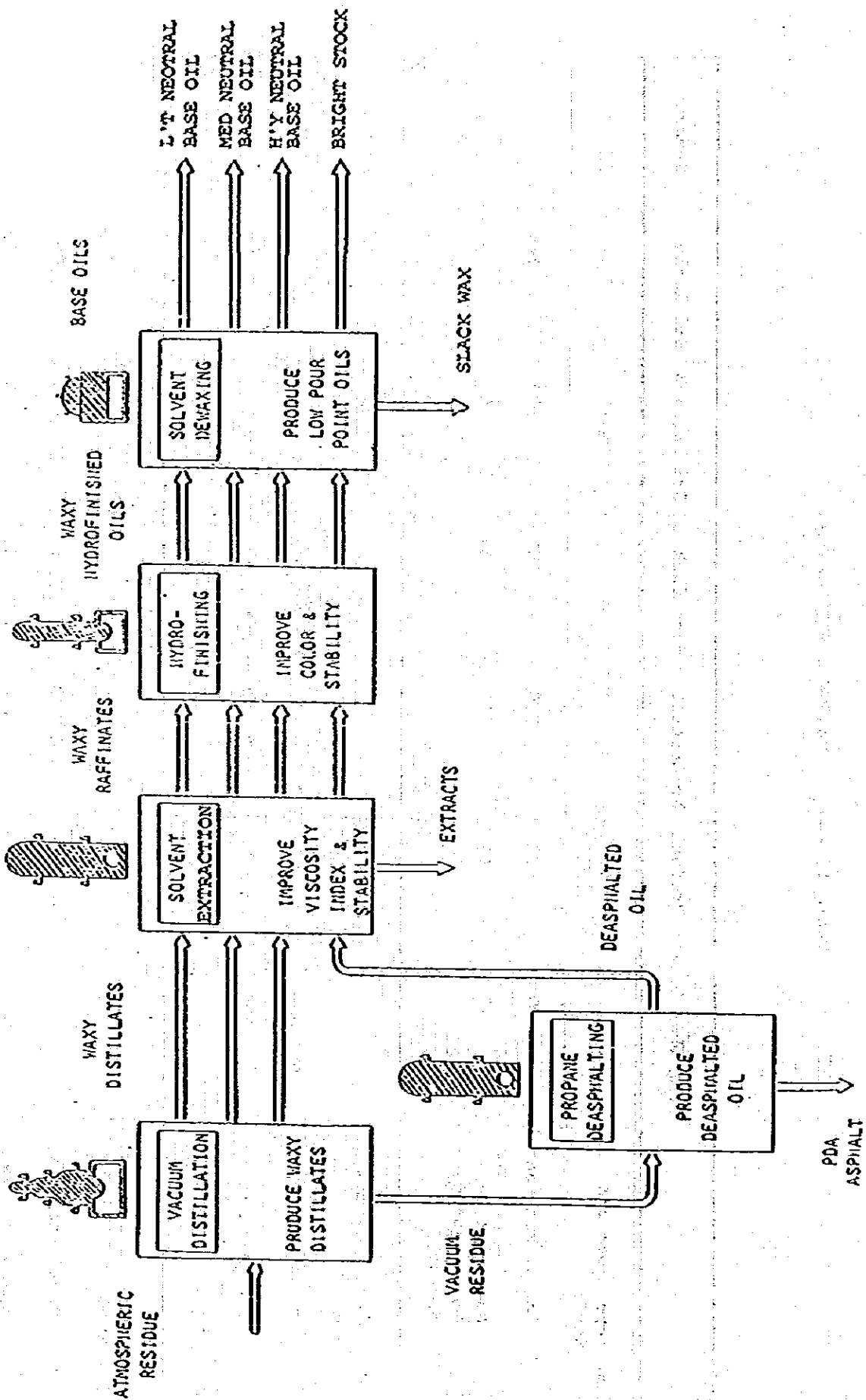


Figure III-2 BLOCK FLOW DIAGRAM OF HYDROTREATING SCHEME

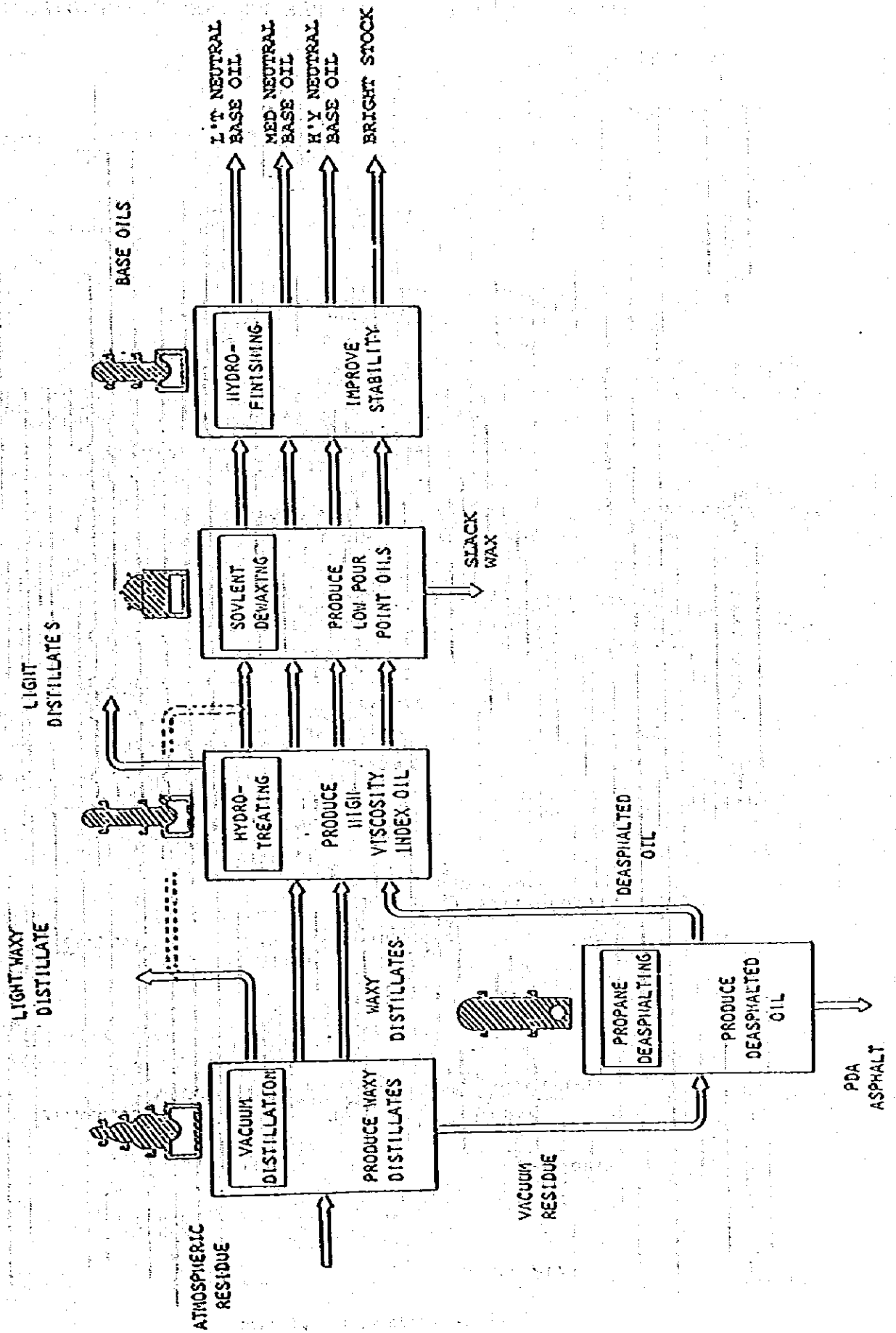
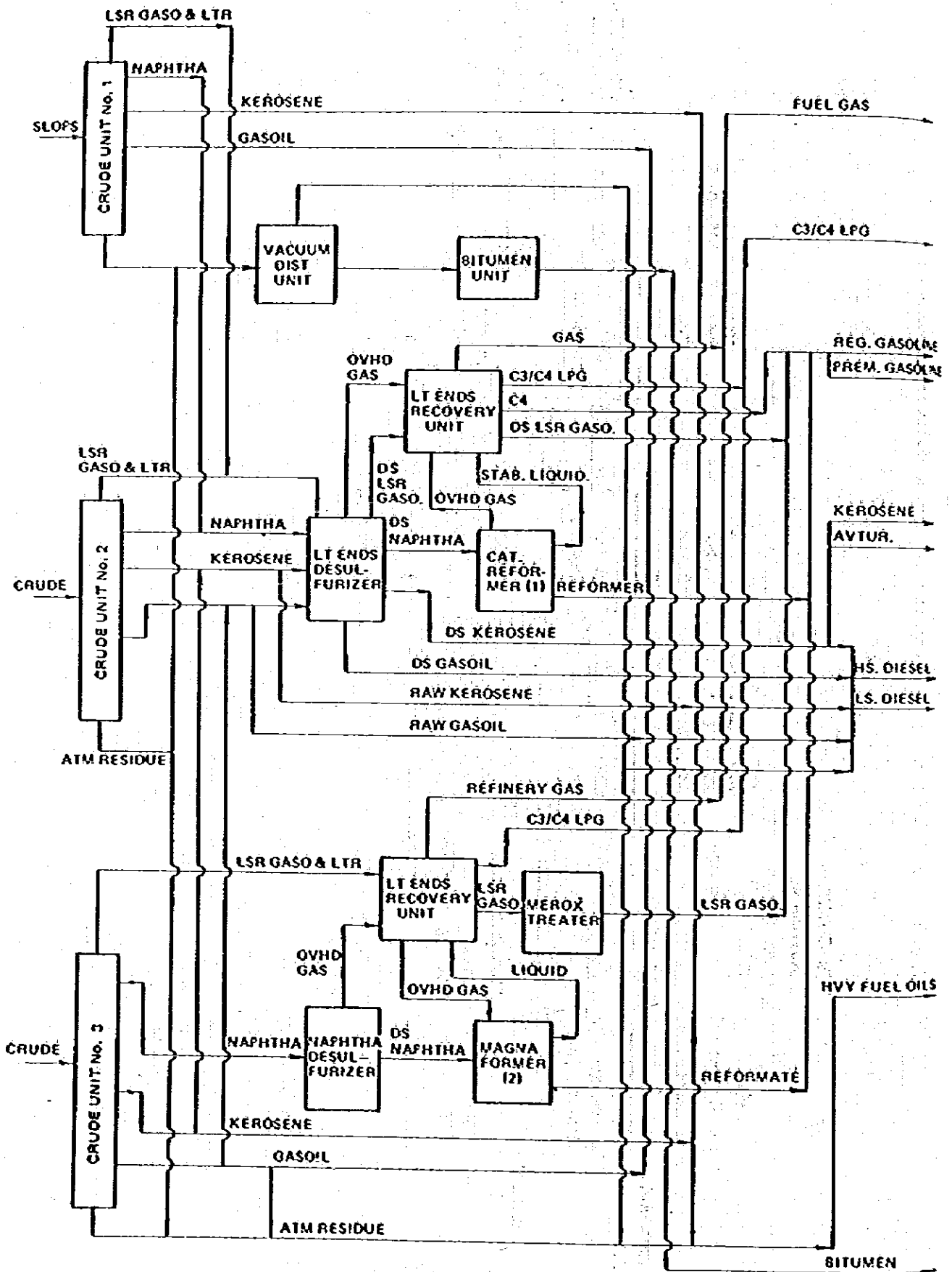
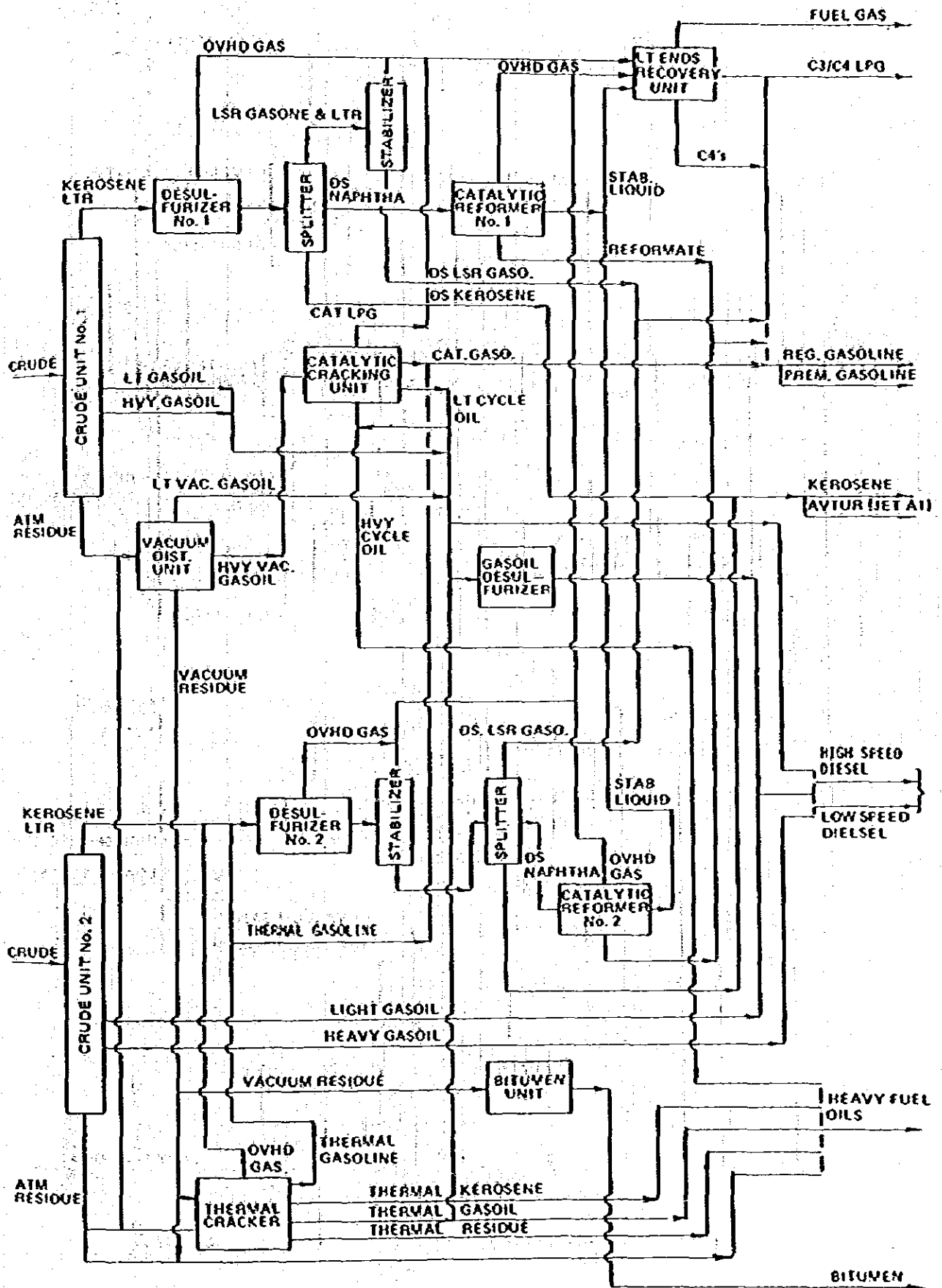


Figure III-3 BANGCHAK REFINERY FLOW DIAGRAM



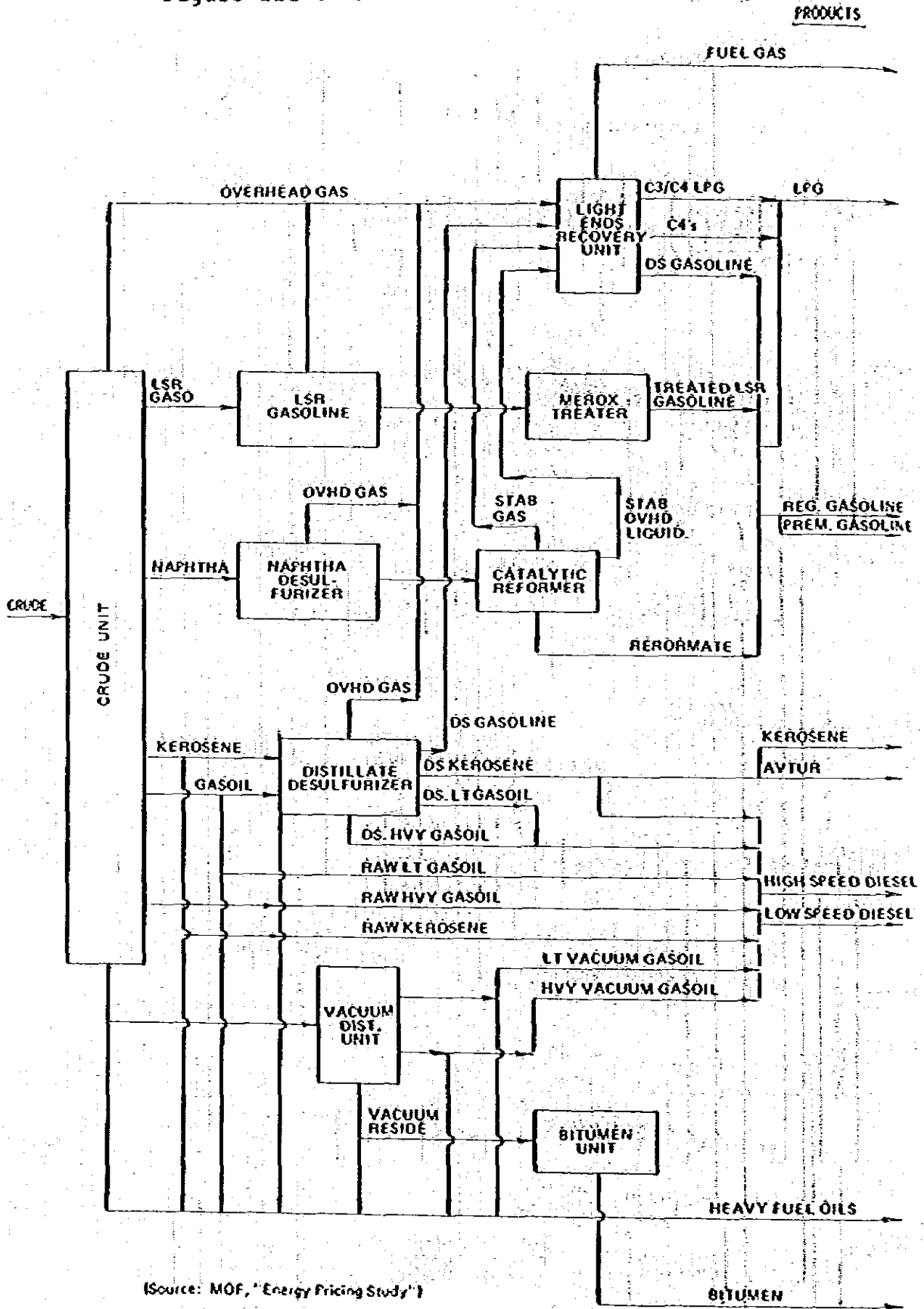
(Source: MOP, Energy Pricing Study)

Figure III-4 TORC REFINERY FLOW DIAGRAM



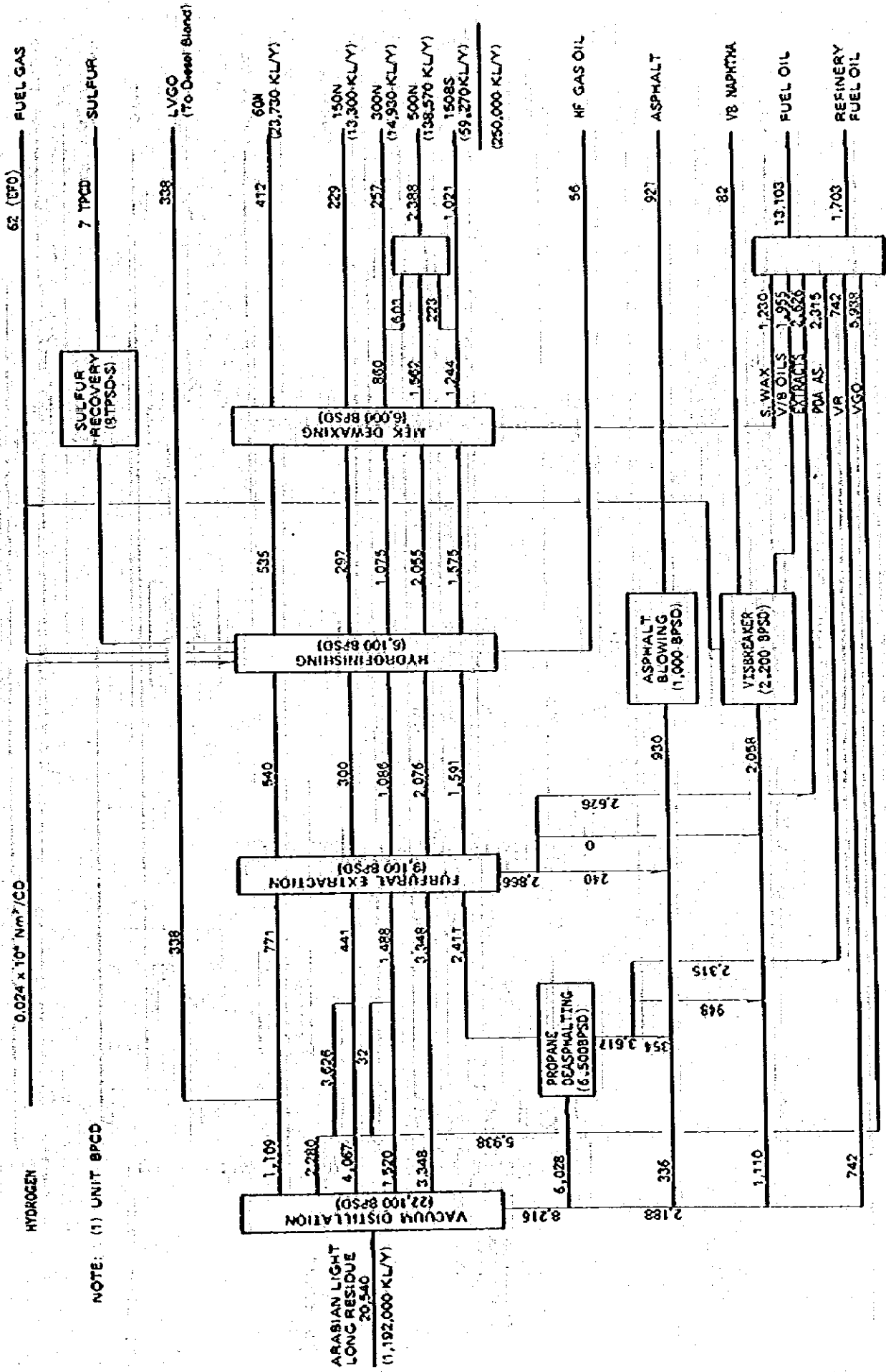
(Source: MOF, Energy Pricing Study)

Figure III-5 ESSO REFINERY FLOW DIAGRAM



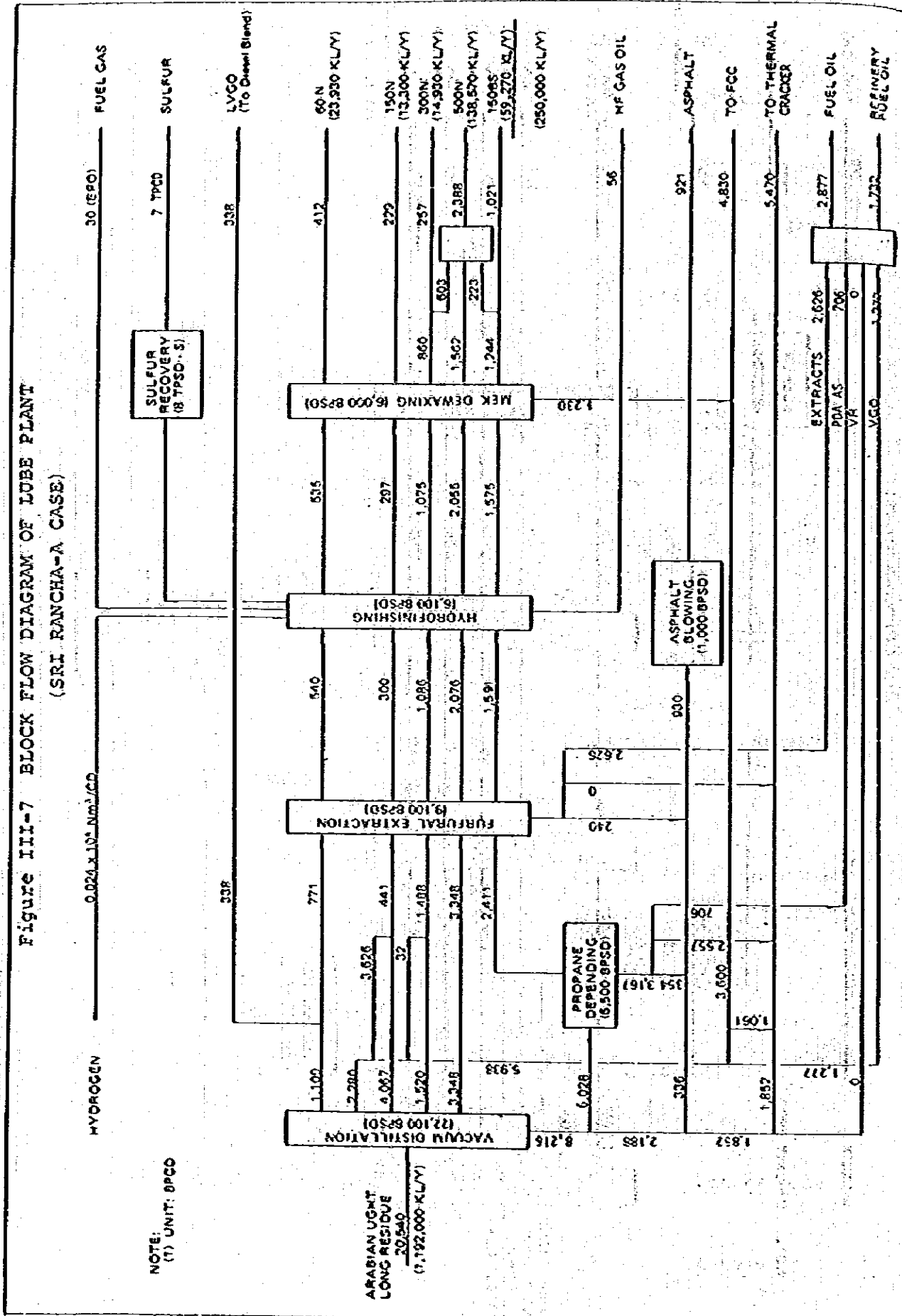
(Source: MOF, "Energy Pricing Study")

FIGURE III-6 BLOCK FLOW DIAGRAM OF LUBE PLANT
(BANGCHAK-A CASE)



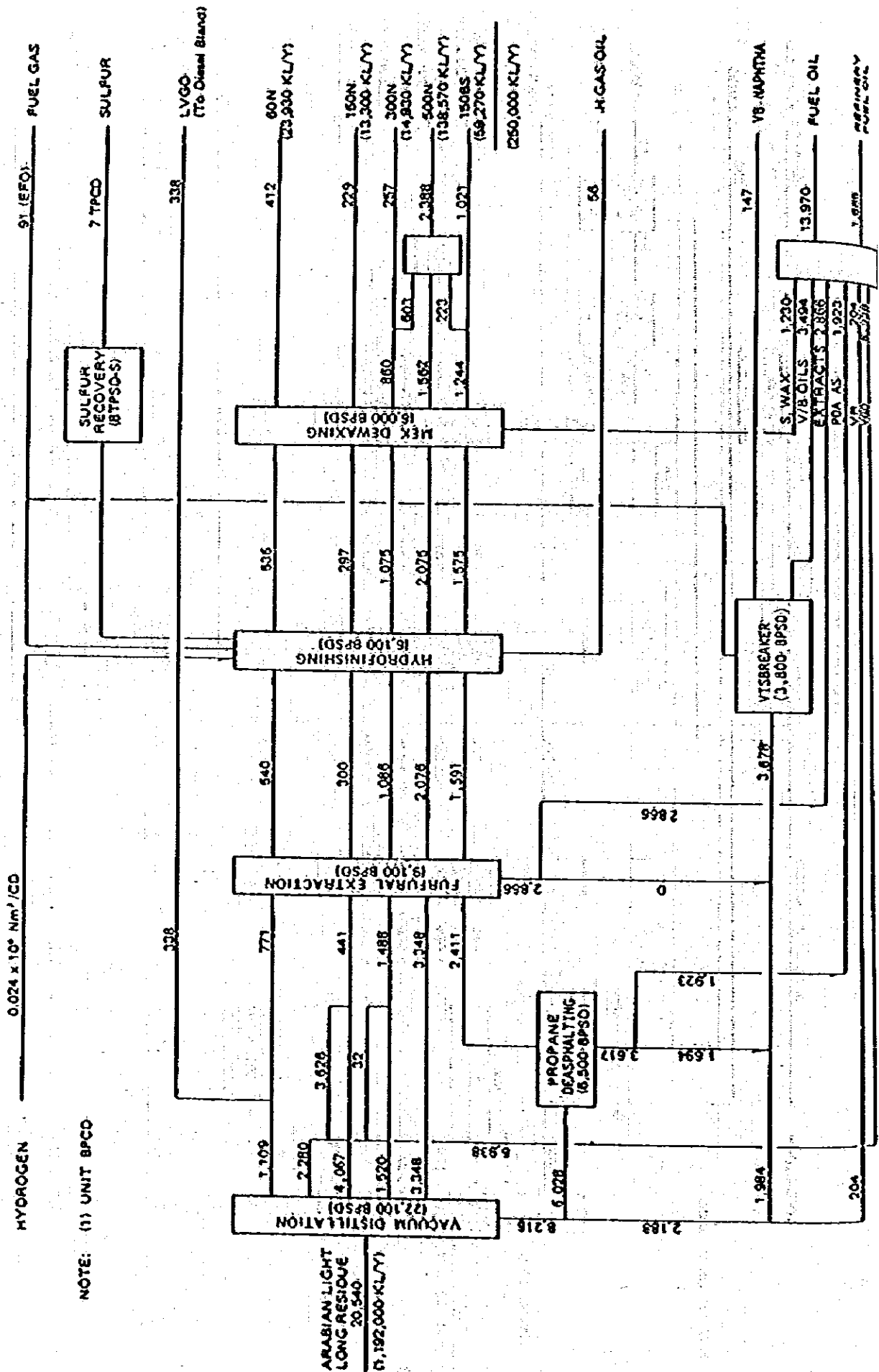
NOTE: (1) UNIT BPCD

Figure III-7 BLOCK FLOW DIAGRAM OF LUBE PLANT
(SRI RANCHA-A CASE)



NOTE:
(1) UNIT: BPCD

Figure III-9 BLOCK FLOW DIAGRAM OF LUBE PLANT
(BANGCHK-AY CASE)



NOTE: (1) UNIT BPCD

Figure III-10 BANGCHAK REFINERY COMBINATION BETWEEN LUBE COMPLEX AND FUEL REFINERY

(Unit: BPCD)

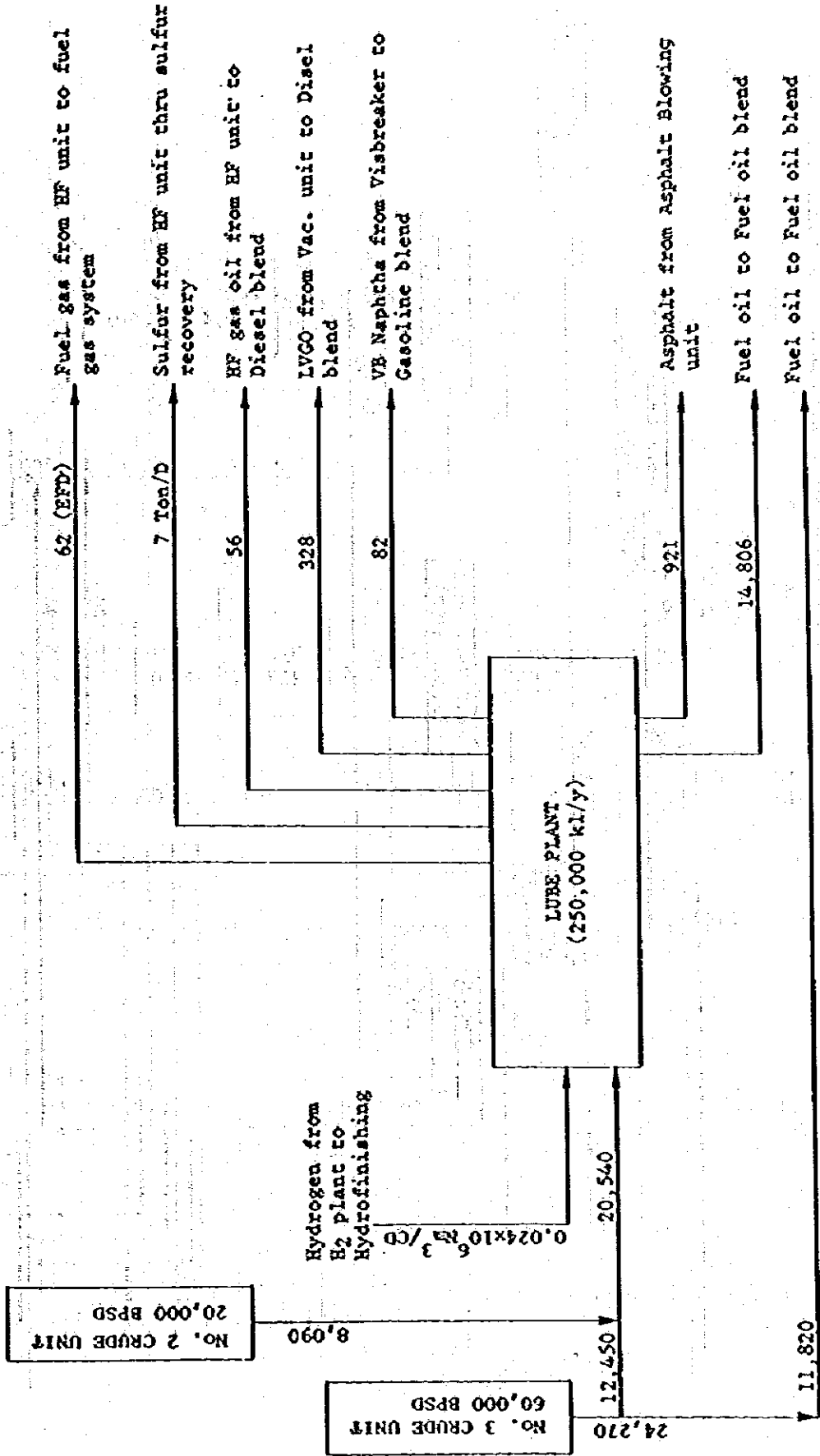


Figure III-11 SRI RACHA REFINERY COMBINATION BETWEEN LUBE COMPLEX AND FUEL REFINERY

(Unit: BPSD)

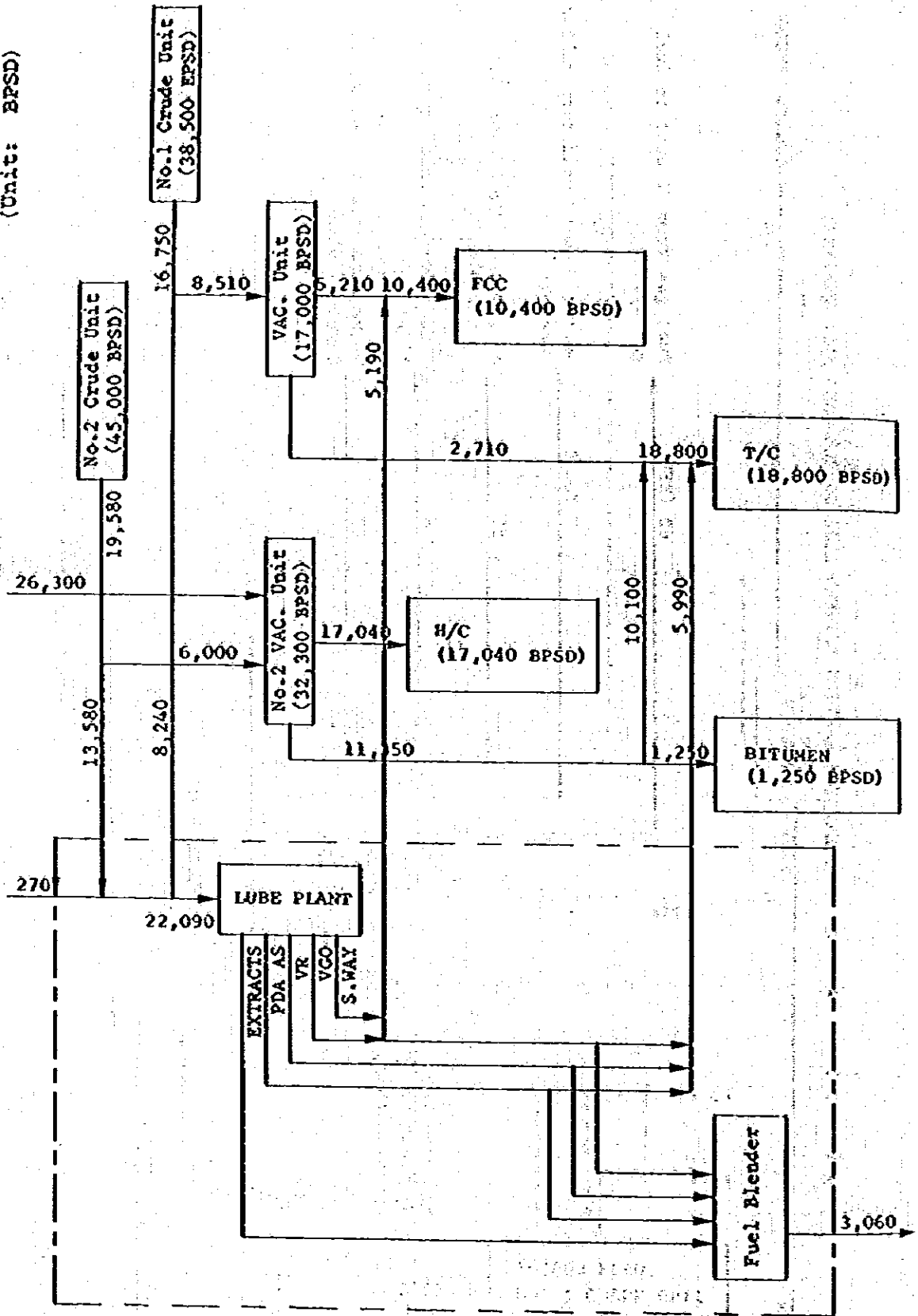


Figure III-12 SALABLE PRODUCTS FROM LUBE COMPLEX
(SEE RACHA CASE)

(Unit: BPCD)

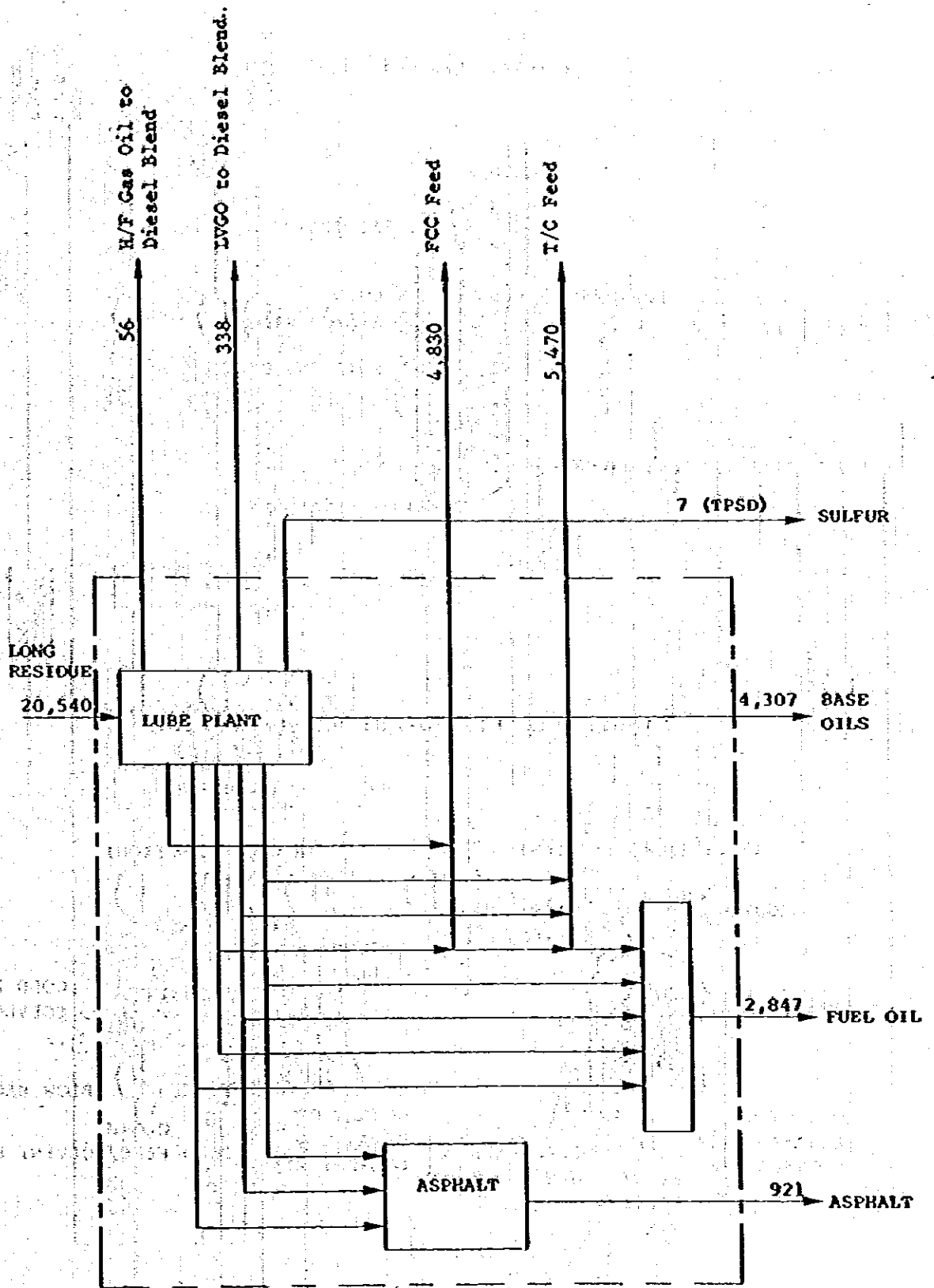


Figure III-13 RDC

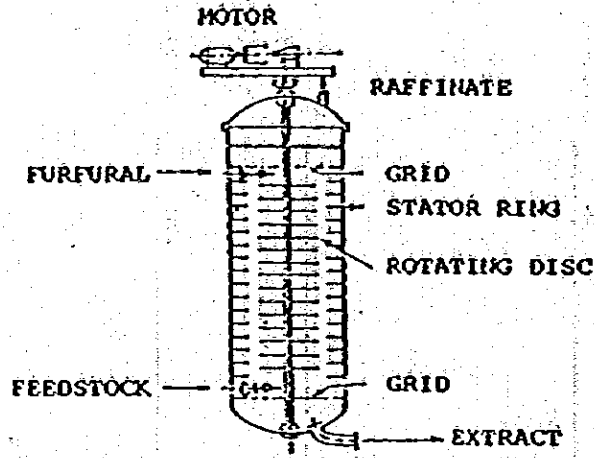


Figure III-14 ROTARY VACUUM FILTER

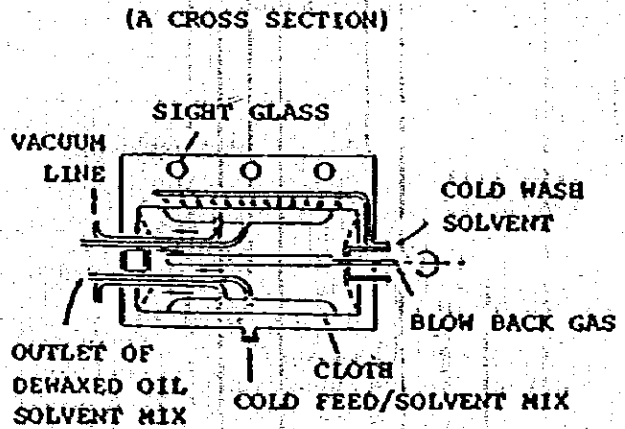
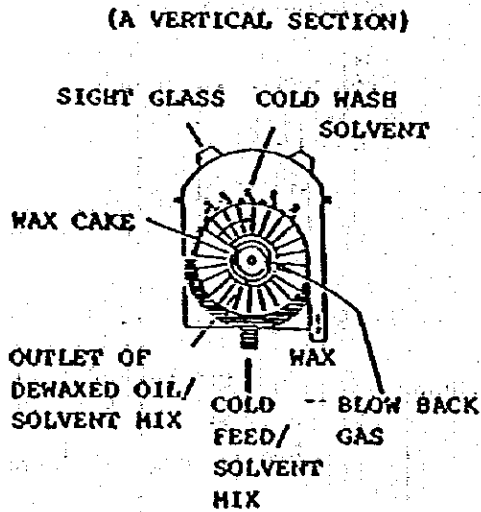


FIGURE III-15 TANK FLOW DIAGRAM
(BANGCHAK-A CASE)

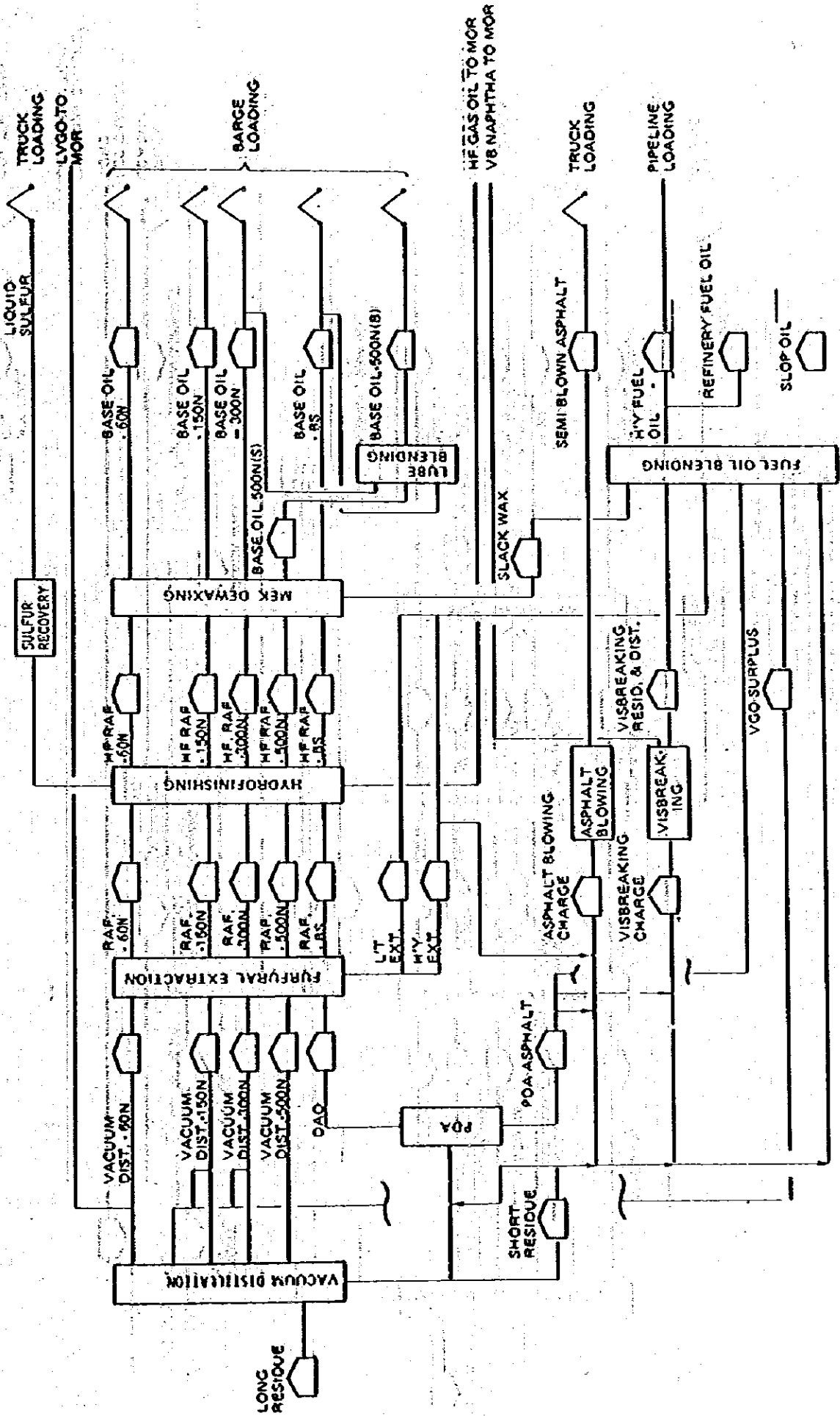


Figure III-16 TANK FLOW DIAGRAM
(SRI RACHA-A CASE)

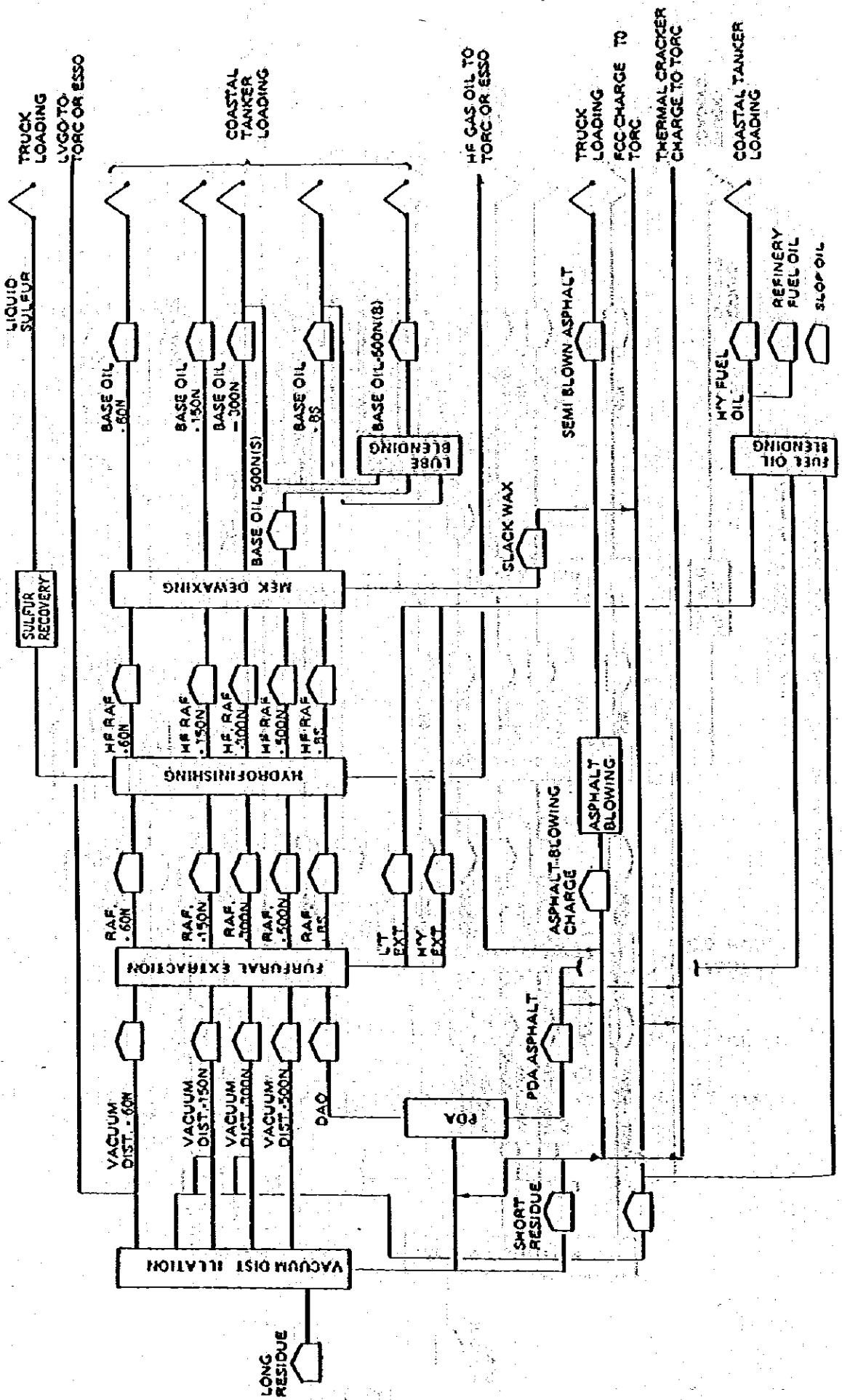


Figure III-17 WATER SYSTEM (Bagchak Case)

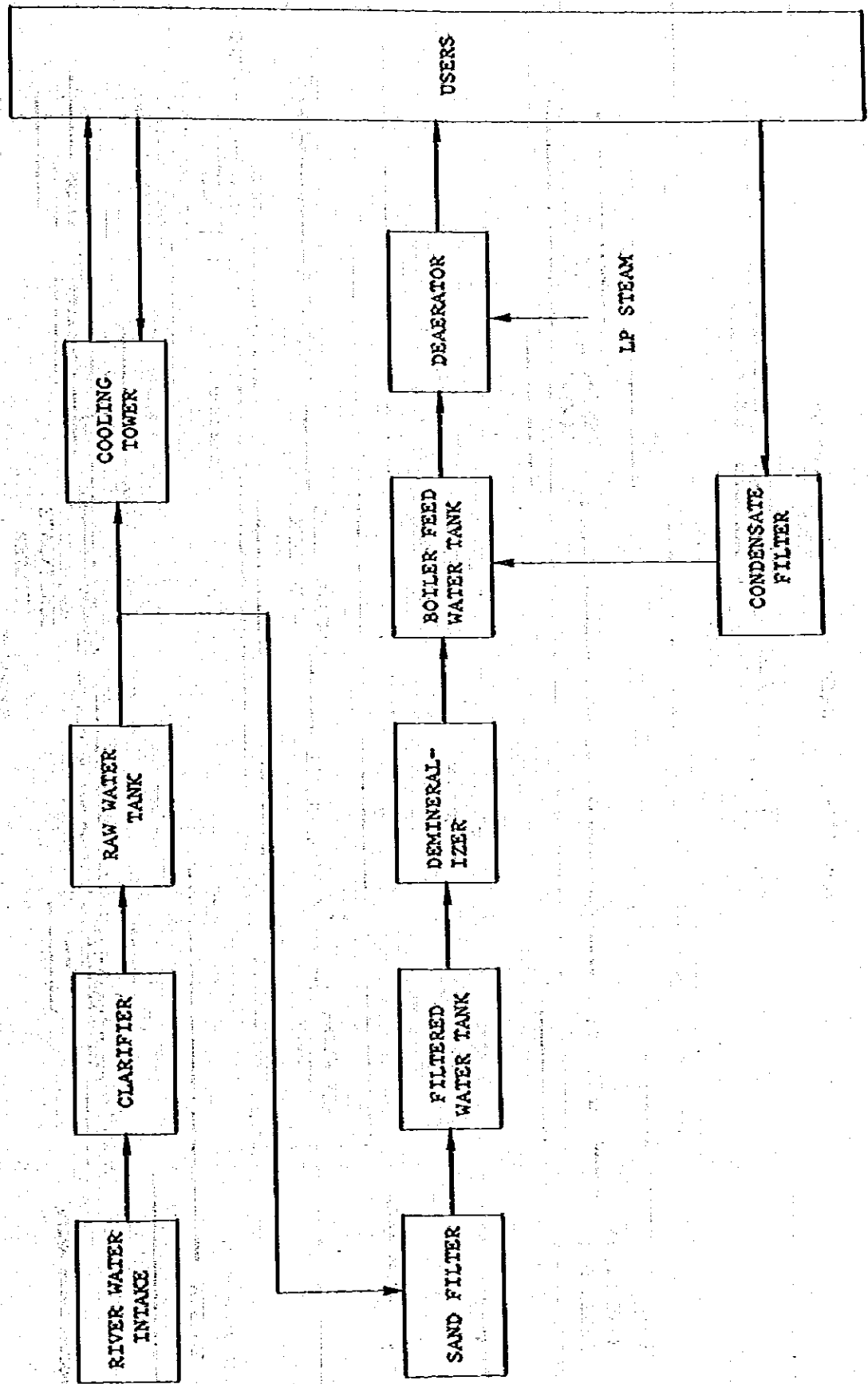


Figure III-18 WATER SYSTEM (Sri-Racha Case)

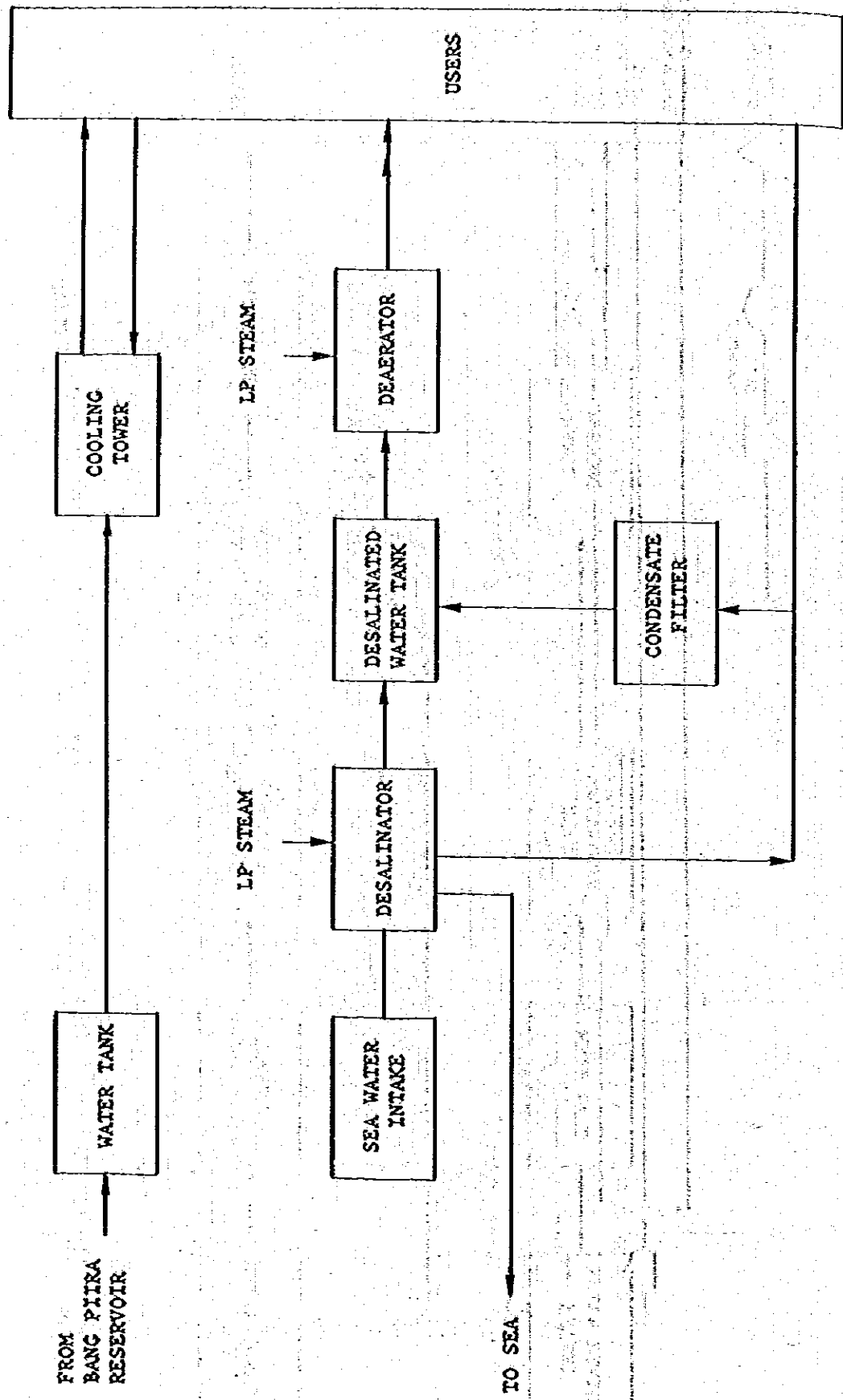


Figure III-19 BLOCK FLOW DIAGRAM OF WASTER EFFLUENT SYSTEM

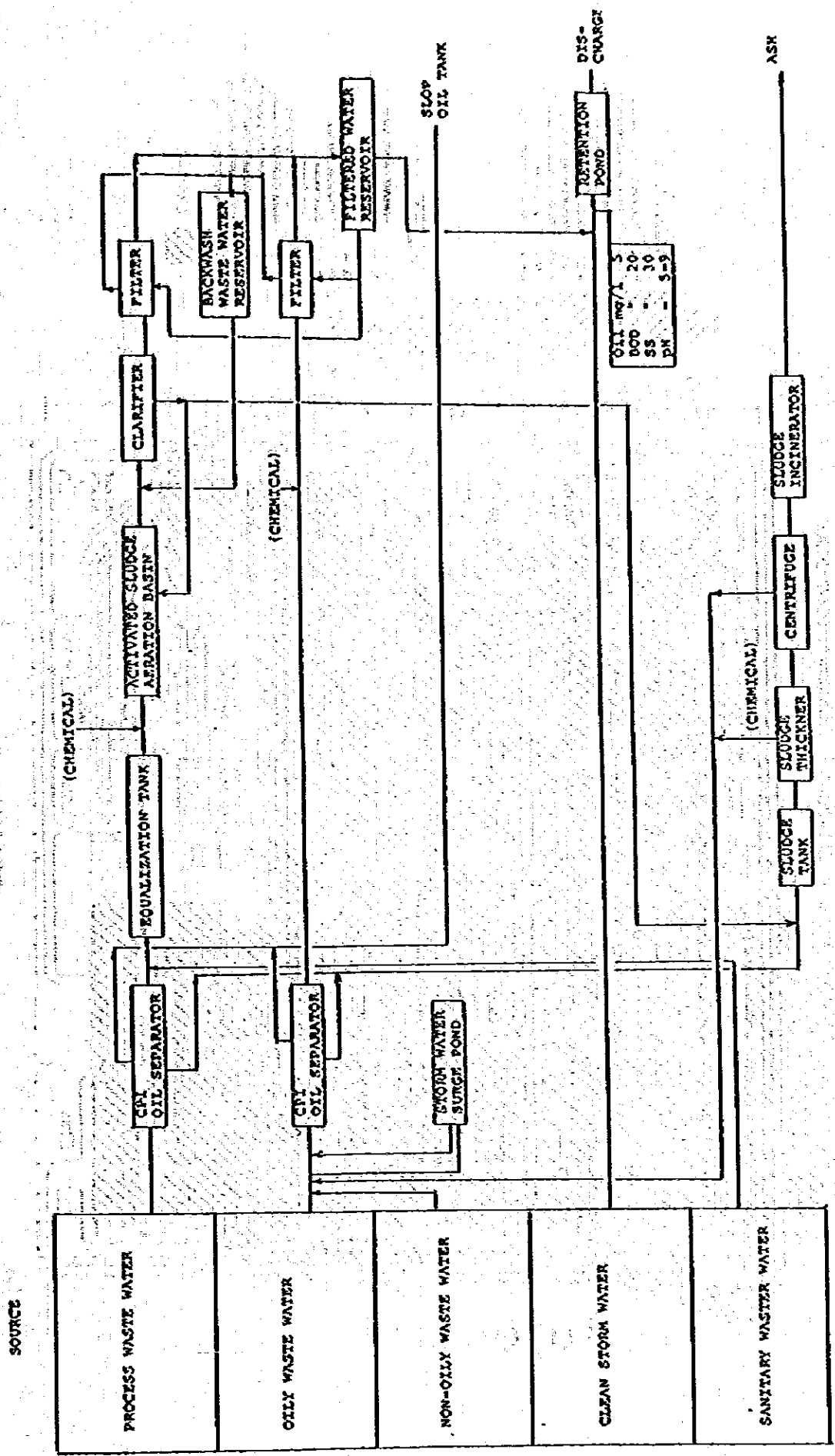


Figure III-20-1 GENERAL PLOT PLAN

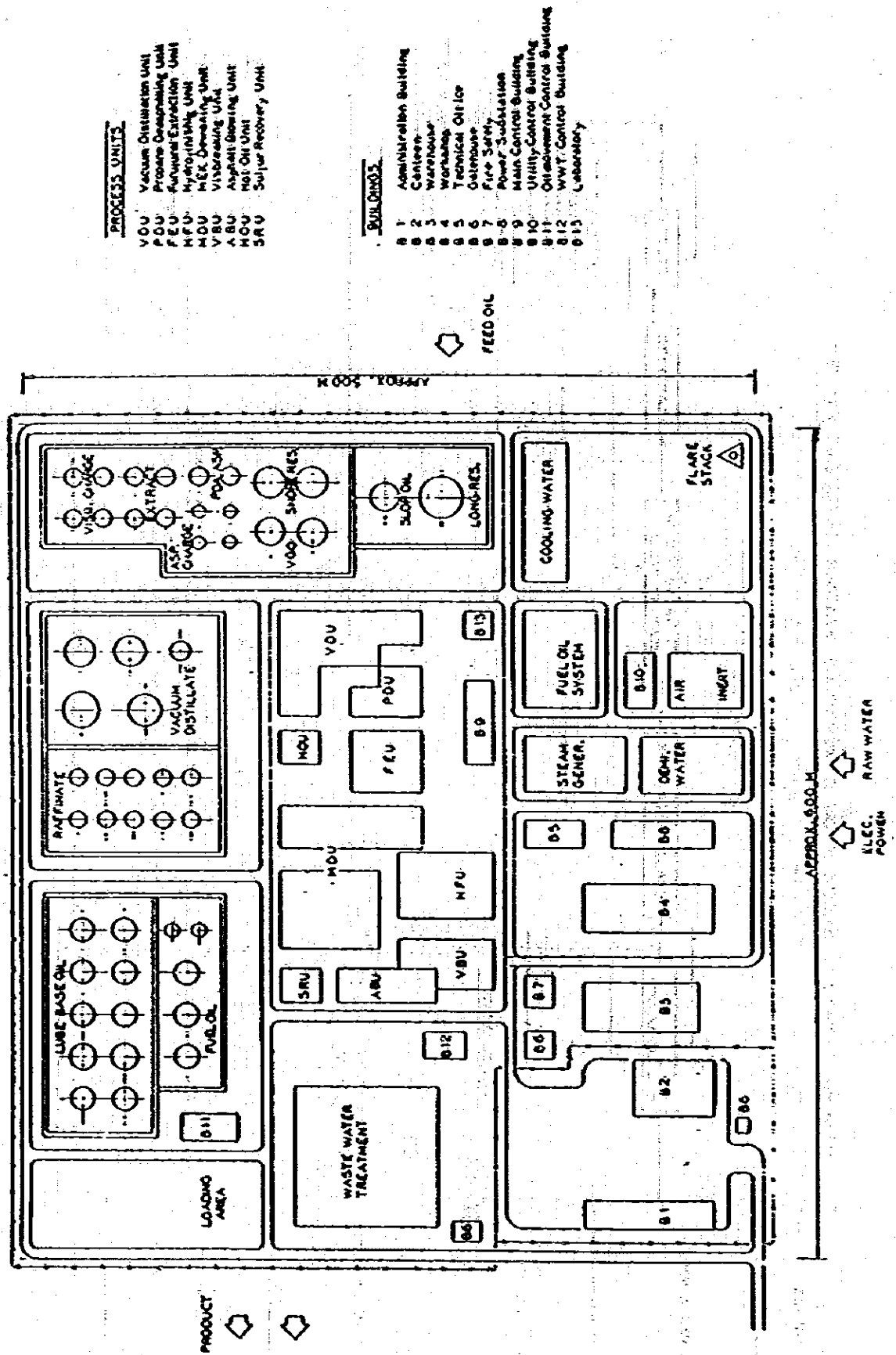


Figure III-20-2 PLOT PLAN FOR LUBE OIL PLANT
(Bangchak-B)

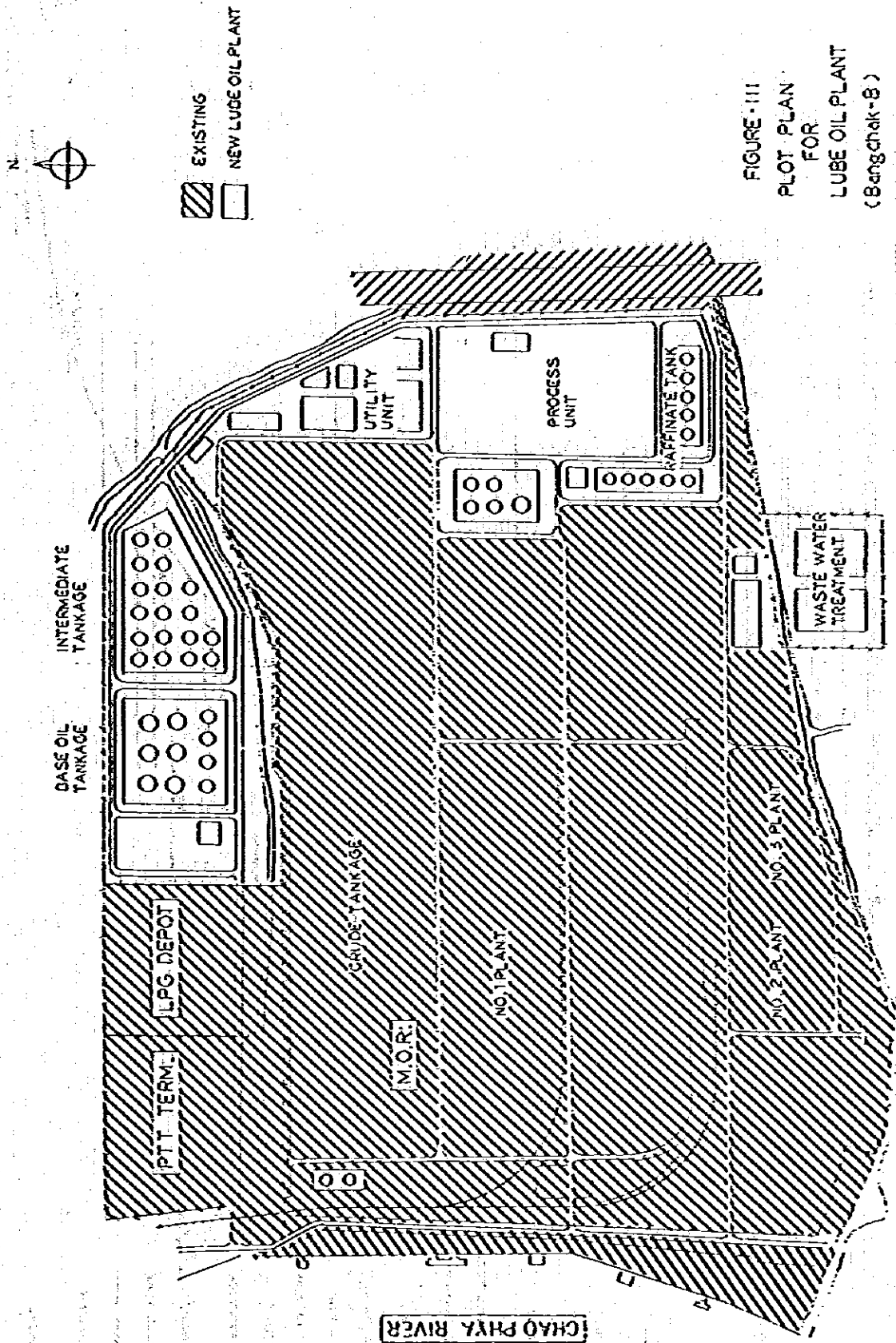


FIGURE III
PLOT PLAN
FOR
LUBE OIL PLANT
(Bangchak-B)

FIGURE III-21 PROJECT CONSTRUCTION SCHEDULE OF TIAI LUBE BASE OIL PROJECT

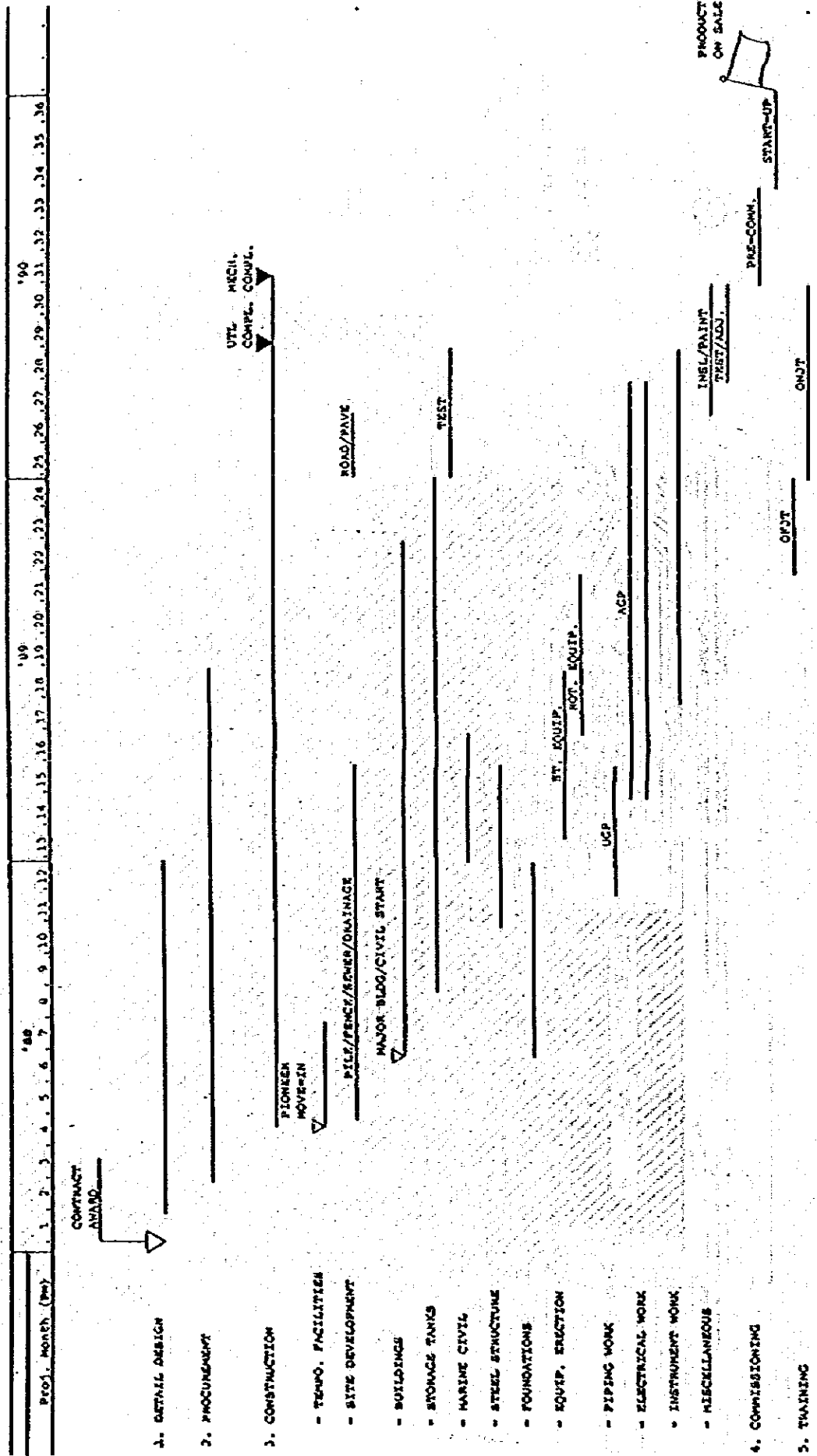


Figure III-22 SHIPPING SCHEDULE

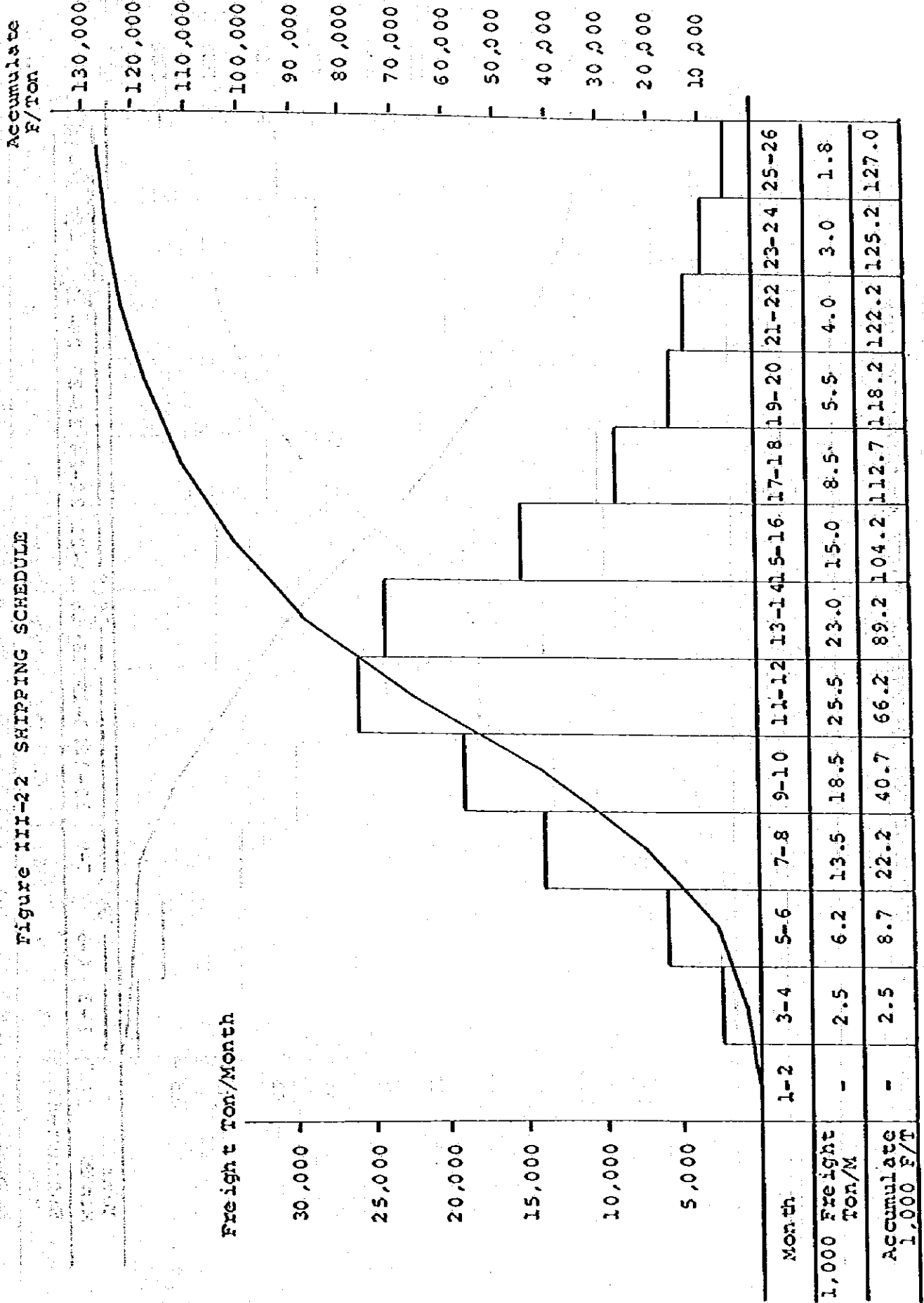


Figure III-23 CONSTRUCTION SUPERVISORY FORCE MOBILIZATION PLAN

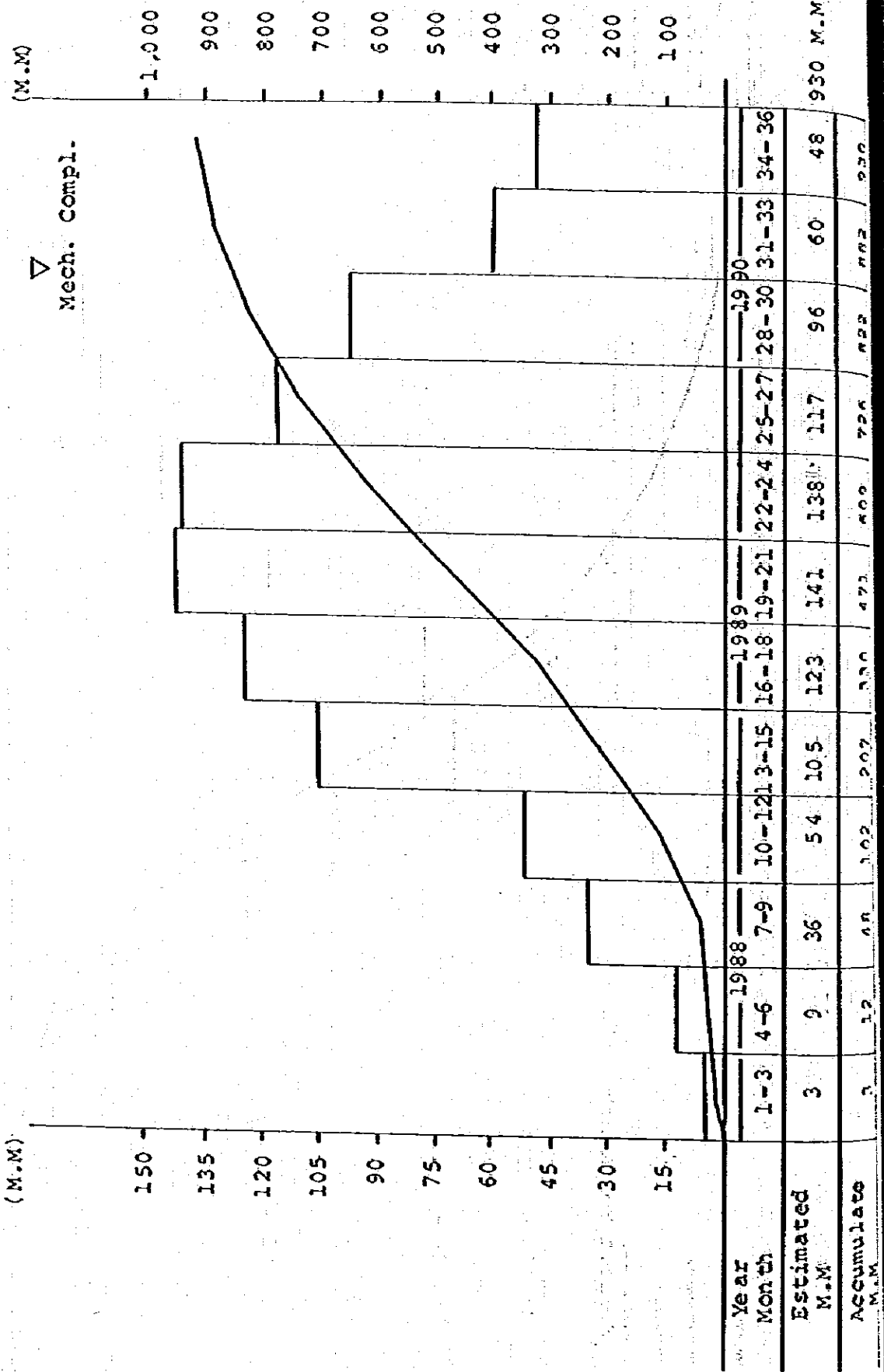


FIGURE III-24 CONSTRUCTION LABOR MOBILIZATION PLAN

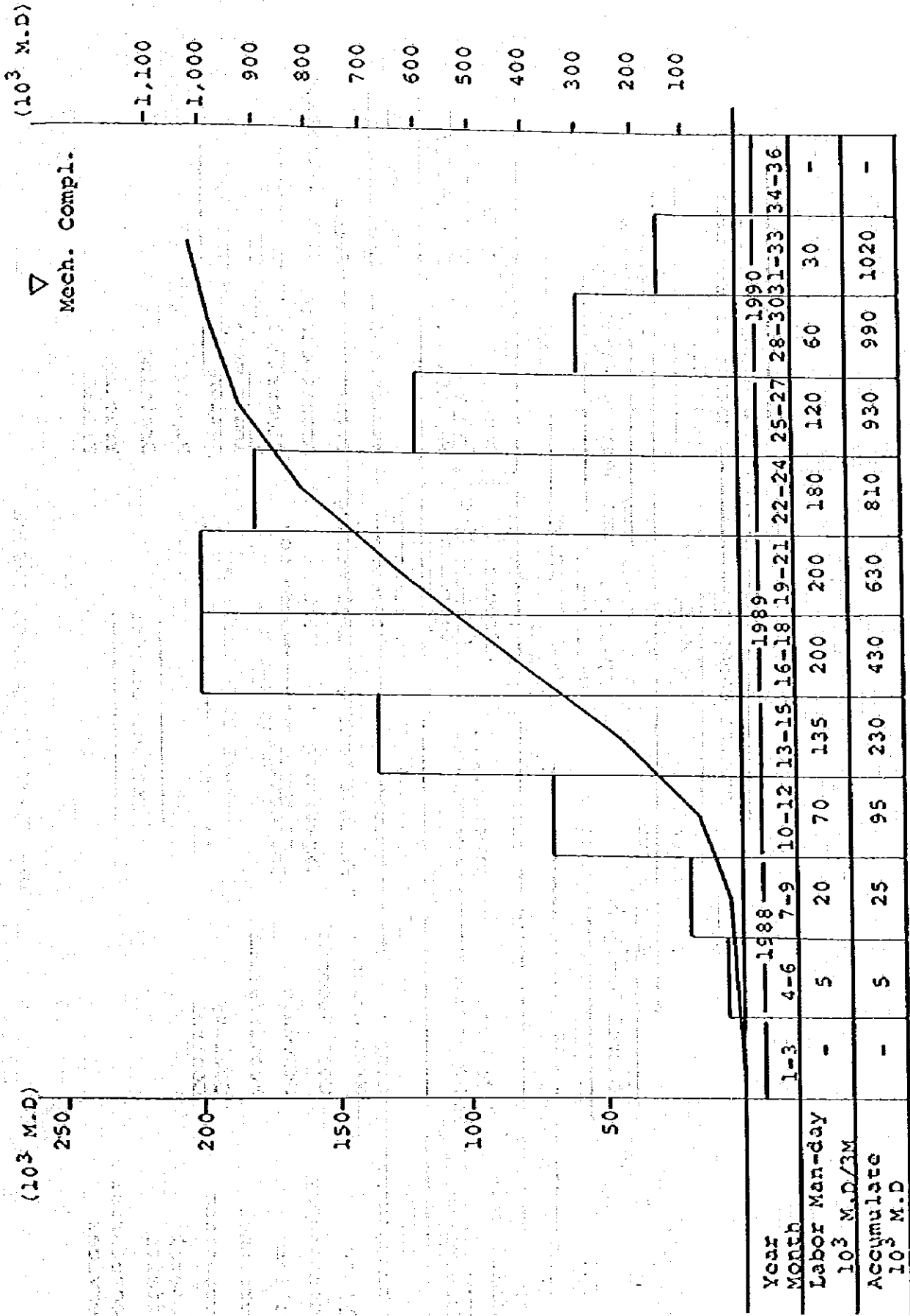


Figure III-25 HOME OFFICE ORGANIZATION

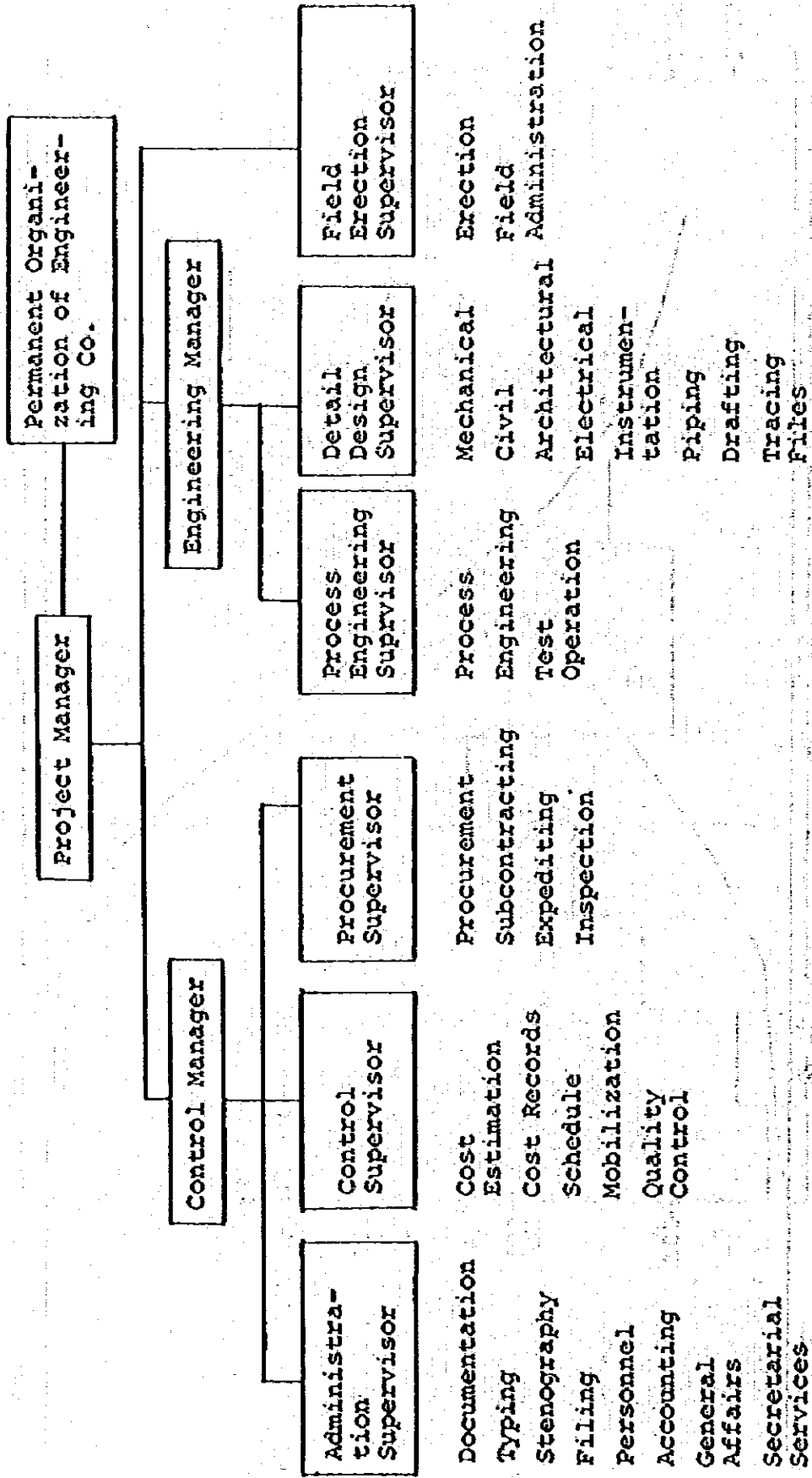


Figure III-26 FIELD ORGANIZATION

