

## 第3章 原油の入手可能性

### 3.1 オマーン国産原油

#### 3.1.1 産油量の見通し

1979年のオマーンの原油産出量は、300,000バレル/日で、前年の1978年に比し約5パーセントの減少を示すものと見込まれている。産油は国の中・西部の9つの油田で行なわれている。

P. D. O. の“ Long Term Production Forecast ( Base Case )”によれば、現在産出中の油田からの産油量は1980年には291,000バレルとやや減少するが、同年半ば頃には南部に新しく開発されたMarmul, Birbaの両油田を既存の原油パイプラインに結びつける新パイプラインが完成し、この両新油田が商業生産に入ると予定されているため、全国の産油量は307,000バレルに増加する。1981年にはさらに3つの油田が生産を開始し、全国の産油量は352,000バレルに達する。

それ以降は、新油田の開発はあるものの、既存油田の減衰が上まわって、オマーンの産油量は漸減し、1984年には322,000バレルにまで低下する見通しである(表3-1)。

1985年以降については公式の産油見通しは発表されていない。しかしかりに、既存油田の見込み平均減衰率7.1パーセントで産油量が減少し続けるという悲観的な仮定をたてても、産油量が半減するには約10年を要する。他方、現在行なわれつつある石油探査努力も成果をあげるであろうから、オマーンの産油量が、本製油所で処理すると予想される30,000~40,000バレル/日をまかないえなくなるという事態は、ほとんど想像することはできない。

また、石油省は、オマーン国内に製油所が建設された場合には、その製油所に対する供給を最優先させると言明しているため、本製油所に対するオマーン原油の供給には、まず不安はないとみてよい。

#### 3.1.2 原油の性状

オマーンの原油は、前記のいくつかの油田からの産油をパイプラインにより集めて混合し、単一の「Oman Crude」として出荷されている。その最新の性状は、表3-2に示す通りであり、アラビア湾岸産出の原油の中では、比較的軽質、低硫黄で、良質な原油とみなすことができる。

将来は、Oman Crudeを構成している各油田からの産出油の比率が変化するため、その性状も若干は変化するものと予想される。API比重および硫黄分については予想がなされているが、さほど顕著な変化はない見込みである。また製油所の計画に利用しうるような詳しい原油性状の予測はできないので、本Studyにおいては、表3-2に示された性状を、将来もそのまま、本製油所で使用するOman Crudeの性状と想定することにした。

Oman Crudeの特徴は、全留出油留分(ガソリン、灯油、および軽油各留分の合計)を10%とすると、ガソリン留分が30~45%、灯油留分が20~35%、軽油留分が35~40%と、前

Table 3-1 Long Term Production Forecast of Oman Crude

(Unit: 1000 B/D)

Fields	1979	1980	1981	1982	1983	1984
Fahud	69	60	56	55	50	45
Natih	28	26	24	24	19	16
Yibal	80	84	85	85	85	85
Al Huwaisah	28	28	25	22	19	17
Lekhwait	24	27	24	21	19	17
Sub-Total	229	225	214	207	192	180
Saih Nihayda	35	31	27	22	16	10
Saih Rawl	21	20	16	14	12	9
Ghaba North	11	11	10	9	6	5
Qarn Alam/Habur	2	—	—	—	—	—
Sub-Total	69	62	53	45	34	24
NGL/LPG (Yibal, Fahud, Saih Rawl)	2	4	6	5	5	4
Total Oman (Producing Fields)	300	291	273	257	231	208
Marmul		14	50	37	30	28
Birba		2	6	7	8	8
Qaharir			10	8	7	6
Amal			3	10	9	8
Rahab				8	6	5
Sub-Total	—	16	69	70	60	55
South Oman (Firm)						
Amin South				1	1	1
Amal South East				2	1	1
Exploration Success No.1			10	18	14	11
Exploration Success No.2					10	18
Exploration Success No.3					10	18
Exploration Success No.4						10
Grand Total Oman	300	307	352	348	327	322

(Source) Ministry of Agriculture, Fisheries, Petroleum & Minerals.

Table 3-2 Characteristics of Oman Crude

<b>(1) CRUDE OIL CHARACTERISTICS</b>	
Specific Gravity, 15/4°C	0.847
API Gravity, 60°F	35.5
Kin. Viscosity at 50°F, cst	15.5
Kin. Viscosity at 100°F, cst	6.36
Sulfur, % wt	0.77
Pour Point, °C (°F)	-30 (-20)
Total Acid Number, mg. KOH/g	0.29
<b>(2) LIGHT HYDROCARBONS</b> (% wt. on crude oil)	
C <sub>2</sub> minus	0.01
C <sub>3</sub>	0.13
iC <sub>4</sub>	0.15
nC <sub>4</sub>	0.41
iC <sub>5</sub>	0.46
nC <sub>5</sub>	0.67
Cyclo C <sub>5</sub>	0.04
nC <sub>6</sub>	0.86
Benzene	0.08
Other C <sub>6</sub>	1.01

(3) FRACTION DATA										
Fractions	°C	C5-65	65-100	100-150	150-200	200-250	250-300	300-350	>350	
Yield on crude, % wt.		2.4	3.1	8.5	8.7	10.6	11.0	9.6	45.4	
Yield on crude, % vol.		3.1	3.6	9.7	9.6	11.2	11.2	9.5	41.3	
Position in crude oil, % wt.	0.7	3.1	6.2	14.7	23.4	34.0	45.0	54.6		
Mid yield on crude oil, % wt.		4.7	10.5	19.1	28.7	39.5	49.8			
Specific gravity, 15/4°C		0.657	0.725	0.742	0.771	0.804	0.833	0.856	0.930	
Kin. viscosity at 100°F, cst.					1.7	3.43	7.35			
Kin. viscosity at 210°F, cst.									27.4	
Sulfur, wt. %			<0.01	0.02	0.06	0.16	0.36	0.62	1.44	
Wax content, % wt.									7	
Pour point, °C (°F)										
Research ON clear		70	55							
Paraffins/Naphthenes/Aromatics % wt.		91/5/4	59/25/16	67/21/12	56/30/14					
Aromatics, % vol.					11	15				
Smoke point, mm					31	26				
Freezing point, °C					<-60	-47				
Calc. cetane index						56		60.5		

(Source) General Information on the Crude Oil (Assay date June 1976)

章の市場予測でみたオマーン国内のこれら各留分の需要構造にほぼ符合していることである。このことは、留出油に関するかぎり、Oman Crude はオマーンの国内石油製品需要をみたすのに好適な原油であることを暗示する。

他方、Oman Crude は原油量に対し約41%の残渣油留分を含む。オマーン国の重油需要はほとんどすべて船舶用燃料であり、全石油製品需要に占める比率は、ほぼ最高に達する1982年には約47%に達するが、1985年には約32%に低下すると予測されている。すなわち、Oman原油を精製して国内の留出油需要をまかなおうとすれば、残渣油の過剰という問題が不可避的に生じてくることになる。

### 3.2 原油輸入の可能性

オマーンの需要構造により適合した製品構成を得るため、すなわち、残渣油の過剰を避けてかつ留出油の国内需要をみたすために、Oman Crude よりも軽質な原油を輸入し、処理することも考えられないことではない。

しかし、そのような軽質原油は高価である上、アラビア湾沿岸では入手が容易ではない。しかも、船舶用燃料の需要はオマーンの国内市場からすればいわば外的なものであり、その需要比率は前に述べた通りかなりの中で変動するものと予測されている。

輸送コストや貯蔵コストもかさむことを考えれば、輸入原油の処理はオマーンの石油製品自給を達成する上で、賢明な策とはいえない。

## 第4章 公 共 用 役

製油所の稼動に必要な用役は、電力と水と燃料である。本製油所の立地が想定されるミナ・アル・ファハル (Mina al Fahal) 地区には、この3つともについて、公共の供給施設が利用可能である。

- 電 力：水・電力省管轄の首都圏公共電力
- 用 水：同じく水・電力省管轄の首都圏公共上水道
- 燃 料：イバル天然ガス田からアル・グブラ発電/海水淡水化プラントへの天然ガス・パイプライン

以下、それらのおのおのについて、利用の可能性を考察する。

### 4.1 公共電力

オマーンにおける公共電力事業は、水・電力省 (Ministry of Electricity and Water) の直轄下であり、首都圏への電力供給は同省保有のリヤム (Riyam) 発電所とアル・グブラ (Al Ghubra) 発電所からおこなわれている。1977年までの首都圏での発電能力と給電実績を表4-1に示す。

リヤム発電所は9基のディーゼル発電機からなり、発電能力は36 MWと称されているが、アル・グブラ発電所が稼動を開始して以来、エマージェンシー用として機能している。1977年以来首都圏公共電力の発電の中核となったアル・グブラ発電所の現在の発電能力125 MWは、1979年9月には225 MWにまで拡張される。更に1985年までに300 MW の発電能力を追加する計画が検討されている。

以上のような首都圏での発電能力増強計画に比して検討が加えられている製油所の所要電力量はせいぜい3500 KWであることを考えると、水・電力省が明言している通り、公共電力への依存は量的には何ら問題を生じないと考えられる。

### 4.2 工業用水

製油所の工業用水源としては、地下水と首都圏で整備がすすめられている上水をあげることが出来る。しかしながら、水審議会 (Water Council) の管理下にある地下水を製油所の工業用水として長期にわたって利用することについての確証が得られなかったため、ここでは、公共上水道の利用について検討をすすめる。

1977年の首都圏での水・電力省管轄範囲内での上水供給量は前年の430百万英ガロン (5300 ton/日) から年間1002百万英ガロン (約12,000 ton/日) に急増し、1978年には更に1260

Table 4-1 Public Electricity in the Capital Area, Installed Capacity and Gross Production

	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977
Installed Capacity (Megawatts)	3.0	3.0	12.2	17.1	37.4	37.4	66.2	116.2
Gross Production (Million KWH)	8.0	12.0	22.2	38.9	72.6	121.9	214.2	329.2

(Source) Statistical Year Book

百万英ガロン（約 15,700 ton / 日）に達した。首都圏の上水供給は、アル・グブラの淡水化プラントとシーブ周辺の井戸からおこなわれているが、近年の供給能力の急増は、1976年に完成した淡水化プラントの稼動に負うところが大きい。淡水化プラントの造水能力は運転温度条件により大幅に異なる。現地調査時に得た情報によると、ブライン温度を90℃以下におさえた場合は、約480万英ガロン/日（約22,000 ton / 日）であるが、ブライン温度を90℃以上にあげると約720万ガロン（約33,000 ton / 日）の造水が可能である。1979年3月時点の生産量は約18,000 ton / 日でブライン温度90℃以下の運転を続けているとのことであった。

オマーンはアラビア半島諸国のなかでは、降雨に恵まれており、今後全国で開発可能とされる水資源は約230百万m<sup>3</sup>/年と見積られている。（“Water in Oman” March 1977）

しかし首都圏に限った場合 将来最も実現性の高い給水能力の増加は、淡水化プラントの増設によると予想され、計画によれば、アル・グブラ淡水化プラントの造水能力は1983～4年には、約2000万ガロン（約90,000 ton / 日）増加する予定となっている。本計画が実現すれば、ほぼ同時点での稼動が想定されている製油所が必要とする工業用水量（せいぜい2,600 ton / 日）をまかなうことは充分可能であると判断される。

#### 4.3 天然ガス

オマーンの主要ガス田であるイバール・ガス田（生産量約140MMscfd）から、アル・グブラまで20インチのガス・パイプラインが敷設され、1978年から発電・淡水化プラントへのガス供給を開始した。同パイプラインの設計能力はコンプレッサーなしでも140MMscfdであり、アル・グブラ発電・淡水化プラントへの供給量約20MMscfdを差し引いても相当の供給余力が残る。更に将来の同プラントの増強と、現在検討がすすめられているガス利用計画、例えば銅精錬、セメント等が実現したとしても製油所の補助燃料として使用するだけの量（せいぜい9MMscfd）を確保することは容易であろう。

#### 4.4 用役購入費用

以上みてきたように、電力、工業用水、及び天然ガスはいずれも量的には製油所の外部から調達可能であると判断される。しかし、外部から購入すべきか否かの判断のためには、各々の用役を製油所内で自給するケースとの経済性の比較がなされねばならない。

以下各用役の購入の費用について若干の考察を加えるが、水と電力については単純なコスト計算は不可能であり、これらを外部から購入した場合と自給した場合との製油所全体の経済性の比較にもとづいて両ケースの得失を判断しなければならない。

##### 4.4.1 電 力

現在の電力料金は民生用、工業用の区別なく一律 20 Baisa / KWH に設定されている。この料金体系を維持するために、政府からの補助金が付与されており、工業用には発電コストにあたる 56 Baisa / KWH の電力料金を適用する案が政府内で検討されているが、実現の見通しは明らかではない。製油所内で自給設備をもっとすれば、当然製油所運転に必要な水蒸気を発生させるボイラーと、工業用水を自給するための造水プラントを兼ねた小型の発電、淡水化プラントの設置ということになるので、単純な自家発電コストと買電コストとの比較は出来ない。

##### 4.4.2 工業用水

前述の通り生活用水を工業用水として購入するケースが考えられるが、その場合の購入価格は、オマーン政府との打ち合せに基き 2 Baisa / 英ガロンであり、製油所敷地際までのパイプラインは供給側の負担で設置され则认为。電力の項で述べたと同じ理由により、自家造水コストと用水購入コストとの比較をすることはできない。

##### 4.4.3 天然ガス

オマーン国での天然ガスの供給価格は、使用者の敷地際での同等熱量単位で原油価格の 1/2 と定められている。従って製油所の燃料として評価すると、オフガス等の製品価値のない製油所副産物に次いで経済的な燃料として位置づけられる。従って、天然ガスは、副産製品だけでは製油所の必要にみたない部分を補う補助燃料として利用すべき燃料であるということが出来る。



## 第5章 製油所の立地

### 5.1 3つの候補敷地

オマーン国政府から示された製油所敷地の候補地は、現在 P.D.O., Shell, BP などの石油関連施設がある ミナ・アル・ファハル (Mina al Fahal) 地区と、発電/海水淡水化プラントのあるアル・グブラ (Al Ghubra) 地区の2カ所であり、「第3の候補地はない」とのことであった。現地調査時の観察の結果前者、すなわちミナ・アル・ファハル地区内には、製油所敷地に適すると思われる土地が2区画存在することがわかったので、これを候補敷地A及びBと呼ぶことにし、アル・グブラ地区の候補敷地をCと呼ぶことにする。

ミナ・アル・ファハル地区とアル・グブラ地区を図5-1の首都圏の地図上に示す。又図5-2には、ミナ・アル・ファハル地区の地図をのせそこにA, Bの両候補地を示す。

### 5.2 各候補地域の概要

#### 5.2.1 候補敷地A及びB (ミナ・アル・ファハル地区)

##### 1) 地形

この地区は、首都マスカットから直線距離で約8キロメートル西方に位置する。北側はやや入江状になってオマーン湾に面し、他の3方は丘陵に囲まれた、東西約1.5キロメートル、南北約1キロメートルの長方形のほぼ平坦な土地である。西側と東側は比較的急勾配の丘陵に接し、南側はなだらかな丘陵に接しており、全体が南から北へゆるやかに傾斜している。

海岸線から3百~4百メートルの間には、湿地がみられ、かなりの部分に塩田状に塩の結晶がみられる。「flooded after rain」と注記した地図もある。このことから、この区域は比較的最近まで入江であったと推測され、海岸沿いに道路が建設されたことにより、これが防潮堤の働きをして、干拓地状になったものと思われる。

##### 2) 地盤構成

この地区一帯の表層は、砂まじりシルト (sandy silt) または砂まじり粘土 (sandy clay) で覆われている。この表層が3~5メートル続き、それより深い層では、砂と礫がまざった gravelly sand, sandy gravel, これにシルトや粘土分がまざった sandy silt gravel が互層になって地盤を構成している。これは、おそらく海に近い地点で得られたと思われるボーリング資料からの知見であるが、海から離れた地点では上記の表層が比較的薄い層になっていると思われる。

地下水位は1~1.5メートルと比較的浅い位置にあるが、海から離れるにつれて多少深くなると推定される。

### 3) 地盤沈下

地盤の下部の砂礫層では大きい地盤沈下は考えられないが、表層の sandy silt, sandy clay 層では比較的大きい地盤沈下が発生するおそれがある。このことは、この地区内に既存のBPの製品基地増設に際し、過去に建設されたタンクとは設計を変更して、杭支持方式を採用したことによっても推測できる。それ故、海により近く、表層が厚いと思われる候補敷地Bにおいては、重量構造物の基礎には杭を使用することが望ましいと思われる。

### 4) 既存施設

地区の西端にはBP、東端近くにはShellのそれぞれ製品基地が存在し、その中間にP.D.O.その他の各種施設が配置されている。

候補敷地Aには現在若干の建物が建ち、また各種資材の置き場として利用されている。候補敷地Bには、若干のパイプが野積みされているにすぎない。

海岸施設としては、地区の西端から丘陵のすそに回りこんだ海岸線に一般貨物用の棧橋があり、また地区前面の海岸線のほぼ中央には仮設棧橋がある。前面の海中200～300メートルのところ、Shell及びBPの製品用S.B.M.が各1基設けられており、さらに沖合に、原油及びパンカー用のS.B.M.が3基設置されている。

道路は、前記の仮設棧橋から南進し背後の丘陵をこえて、幹線道路につながるものと、地区のほぼ中ほどで東西に横断するものと、海岸沿い及び丘陵のすそをめぐって地区の周囲を区切るものがあり、いずれも道幅5メートル程度、片側1車線のアスファルト道路である。

### 5) ミナ・カブース (Mina Quaboos) 港からの道路状況

首都圏の商港Mina Quaboosからこの地区までの道路は延長13～14キロメートル、すべて道幅7.5メートル、片側2車線のアスファルト道路である。この間に、高さ約5メートルの横断歩道橋が1カ所、回転半径の小さいラウンド・アバウトが1カ所、道路の急勾配箇所が1カ所存在する。

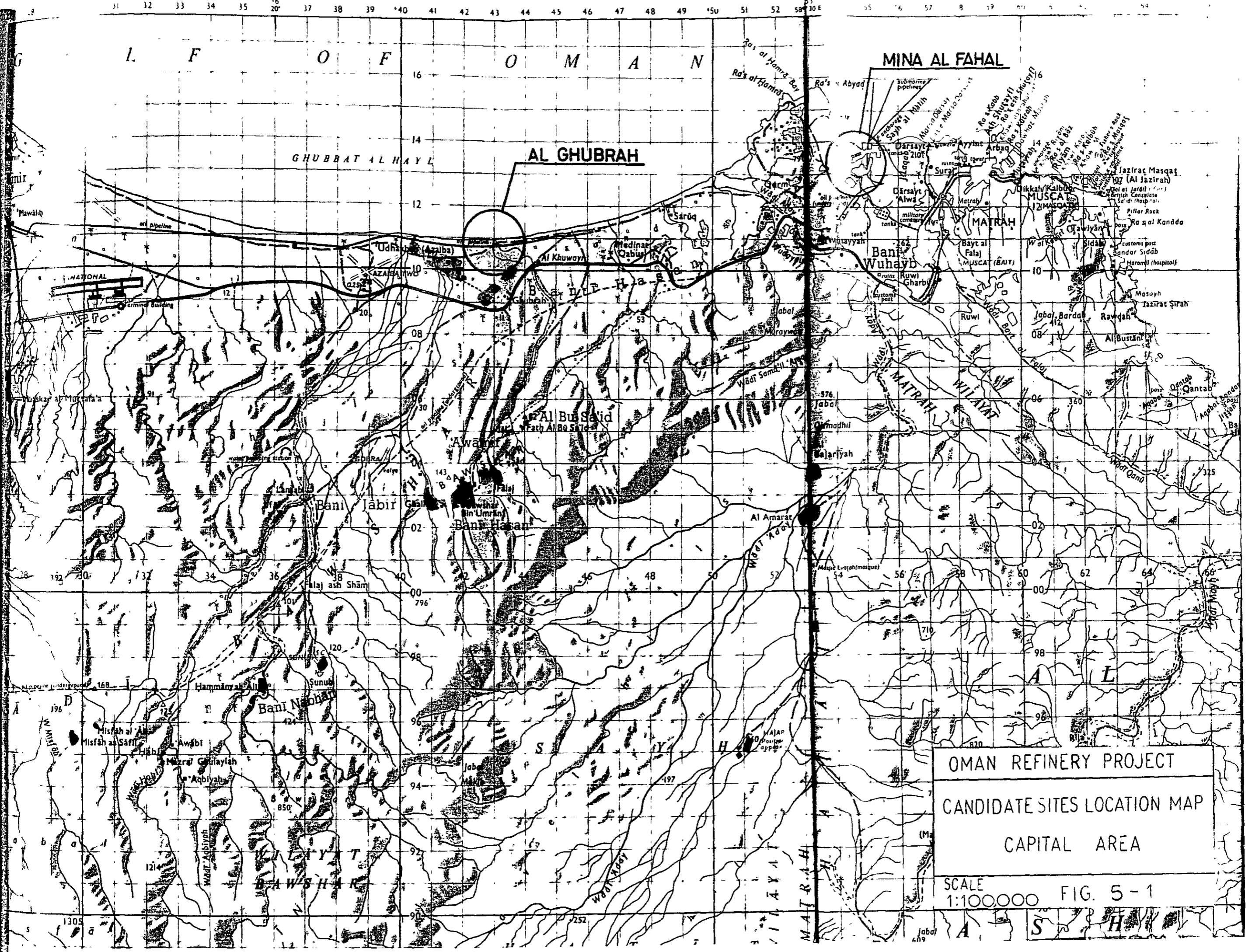
### 6) 利用可能面積

A・B・両候補敷地とも、300メートル×400メートルと予想される製油所の敷地には、十分な面積がある。ただし、A地には既存の施設がかなり多くあり、またB地では、塩田状の湿地に敷地がまたがる可能性がある。

# L F O F O M A N

# MINA AL FAHAL

## GHUBBAT AL HAYL AL GHUBRAH



OMAN REFINERY PROJECT  
 CANDIDATE SITES LOCATION MAP  
 CAPITAL AREA

SCALE 1:1000000 FIG. 5-1

A S H





## 5.2.2 候補敷地C（アル・グブラ地区）

### 1) 地形

アル・グブラ地区は、マスカットから直線距離で約18キロメートル西方に位置し、北はほぼ直線状の海岸線でオマーン湾に面し、海岸線から2メートル程の段差のある砂丘地で東、西、南はいずれも比較的平坦な砂丘につながっている。砂丘の一部はワジとなっており、内陸のオアシスにつながっている。ワジの部分は周囲よりも1～1.5メートルほど低くなっており、多少湿り気のある砂地であって高さ1～2メートルの灌木が自生している。

### 2) 地盤構成

地区一帯はいわゆる海岸砂で覆われており正確なデータはないが、アル・グブラ発電海水脱塩プラント増設部の掘削状況をもとに、かなりの深さまでこの砂層が続いていると思われる。

### 3) 地盤沈下

上に述べたように海岸砂の層がかなりの深さまで続いているとすると地盤沈下は考えられない。このことは、アル・グブラ発電所増設部分の基礎工法が杭を使用していないことから証明できると思われる。

### 4) 既存施設

候補敷地のすぐ東側には、アル・グブラ発電海水脱塩プラントがあり、そのさらに東側には同プラントの従業員宿舎が建っている。

同プラントと候補敷地との中間には、プラント建設時の作業員宿舎が一部残っており、若干の人々が住みついている。

北側の海岸線には漁船の船溜りがある。

### 5) ミナ・カブース港からの道路状況

ミナ・アル・ファハル地区の入口までは、前の5.2.1の5)項で述べた通りであるので、それ以後アル・グブラ地区までについて述べる。

ミナ・アル・ファハル地区から当地区までの道路延長は、さらに12～13キロメートルでその途中、インター・コンチネンタル・ホテルの東南部に幹線道路を頭上でまたぐ道路があり、高さ約6メートルのコンクリートの永久橋がかかっている。

### 6) 利用可能面積

広大な砂丘地であるので、必要な面積を取るのに何ら障害はない。

### 5.3 各候補敷地の比較

#### 5.3.1 Site Preparation

候補敷地 A, B は、ゆるやかではあるが、傾斜地であるため、約 72,000 立方メートルの切取盛土工事が必要となるであろう。

これに対し、候補敷地 C では、比較的平坦な土地であるから、おそらく整地のみで充分と思われる。

#### 5.3.2 杭 打 ち

候補敷地 A では、周囲の状況及び、隣接地にある P. D. O. の自家発電所の基礎工事の実施状況からみて、基礎工事に杭を使用する必要はないであろう。

候補敷地 B のうち海に近い部分では、シルト、粘土層が厚くなっていると思われるので、海側に配置される重量物の基礎には杭を必要とするだろう。

候補敷地 C については、隣接する発電所海水脱塩プラント施工時のデータが入手できなかったため、確実なことはいえないが、同プラントの増設部分の基礎には杭を使用していないことからみて、おそらく杭打ちの必要はないであろう。

#### 5.3.3 用役受入れ

##### 1) 電 力

製油所の所要電力を公共電力系統から購入する場合には、各候補地ともアル・グブラ発電所から引込むことになると思われるが、候補地 C では、アル・グブラ発電所からの受電には、ごく短距離の引込線で足りる。

なお、建設工事中に必要な 500 KW の供給方法をも考慮しておかなければならない。

##### 2) 用 水

首都圏の公共上水道から給水を受けるか、製油所内に自家発電と組み合わせた海水脱塩装置を持つかのいずれかである。上水道から給水を受ける場合、幹線からの引込ラインは候補地 A, B よりも候補地 C の方が短かくてすむであろう。

また、建設工事中の水需要 (200~300 立方メートル/日) をまかなう仮設給水ラインの設置をも考慮しておかなければならない。

##### 3) 海 水

候補地 A 及び B では、既存 S. B. M. との抵触をさけ、また棧橋を利用する船舶の交通に支障をきたさないためには、海水取入ラインをこれら既存施設に干渉しない位置に設ける必要があり、そのため、陸上部分で 2 キロメートル程度のパイプラインが必要となる。

候補地 C ではこのような既存施設がないため、陸上パイプラインはほとんど必要としない。

#### 5.3.4 輸 送

##### 1) 港湾施設

ミナ・カブース湾は古い歴史のある商港で近年の補修拡充により、24,000 DWTの船舶が入港可能となった。埠頭は13バースあり、最大のものは228メートル×9.8メートルの広さを持っている。

荷上げ用クレーンは、最大150トンの可動クレーン、その他これより小型のクレーンを10台程度保有している。Port Authorityの見解では、製油所の機器中最大と考えられる直径5メートル、高さ35メートル、重量60トン程度の塔の荷上げに問題はないとのことであった。

##### 2) 候補敷地付近の荷上げ施設

候補地 A, B に近い海岸線には、過去に使用された仮設棧橋が存置されている。15メートル×10メートルの広さがあり、高さは、海底から3メートル位で、直接地区内の主要道路に接続している。鋼杭、コンクリート詰めドラム缶、割栗石の地業の上にコンクリート・スラブが載架されている。現在は鋼製部分がかなり腐食しているが、多少の修復を加えればまだ使用に耐えると思われる。

また、候補敷地から西方約1.5キロメートルの丘陵のすその海岸には、一般貨物用の棧橋がある。鋼管柱、鋼梁とプレキャスト・コンクリート・スラブを用いた構造で、耐荷能力の詳細は不明だが、バージ取りをすれば、かなりの資材類をここに荷上げすることが可能であろう。

一方、候補地 C 付近にはこのような既存施設はなく、すべて、ミナ・カブースまたは、ミナ・アル・ファハル地区に荷上げするか、新たに敷地近くに仮設棧橋を設けることが必要となるだろう。

##### 3) 港から各敷地までの陸上輸送

ミナ・カブースからミナ・アル・ファハル地区入口までの幹線道路は、各候補地に共通である。この間の障害物として、横断歩道橋1カ所、回転半径の小さいラウンド・アバウト1カ所があることはすでに述べた。歩道橋はプレハブコンクリートで作られており、一時取り外すことが可能である。ラウンド・アバウトは、長さ35メートル程度の長い物体を積んだ車両は、回転不可能となるおそれがあり、正確な調査が必要であるが、後日修復することにして、一時取りこわすことにより、支障を除くことができる。

それ以後の道路では、候補地 A, B については、ミナ・アル・ファハル地区入口の急勾配道路、候補地 C については、インター・コンチネンタル・ホテル付近の高さ約6メートルのコンクリートの永久横断陸橋と、アル・グブラ発電所付近から候補敷地までの連絡道路のないこと



が問題となる。急勾配は機材輸送時の運転技術で克服可能であろうが、陸橋は、迂回路をとらざるをえず、ミナ・カブス側から来てこの橋の手前で南に迂回して幹線道路とほぼ平行に走る道幅約5メートルのアスファルト道路が利用できるであろう。

アル・グブラにおいて幹線道路と分れ、海岸線に直角に向う道路が発電所まで続いているが、その先候補地Cまでは現在のところ道路がなく、連絡道路を新設する必要がある。

### 5.3.5 原油・製品のパイプライン

#### 1) 原油

候補地A、Bの近くには、P. D. O.の原油タンク群がある。また、候補地Cの近くのアル・グブラ発電所までは、この原油タンクからかって発電所に原油を燃料として供給するために使われていたパイプラインが通じている。したがって3つの候補地とも、原油の供給に関しては比較的短いパイプラインを設置すれば足りる。

#### 2) 製品

新製油所は、ミナ・アル・ファハル地区に現存するShell及びBPの製品基地のタンクの一部を、製品貯蔵タンクとして利用することになる。製油所からこれら既存タンクまでの製品の輸送は、候補地A、Bでは比較的短いパイプラインで足りるが、候補地Cでは約10キロメートルのパイプラインを新設しなければならない。

### 5.3.6 廃水処理

いずれの候補地においても、製油所の廃水は、末端施設において処理した後、海中放出することになる。

候補地A、Bでは、既存施設や海水取入れラインに影響を与えないよう工夫が必要である。

候補地Cにおいてもほぼ同様のことがいえるが、とくに、アル・グブラ海水淡水化プラントの取水に影響を与えないよう配慮が必要である。

### 5.3.7 経済比較

以上の各比較検討項目のうち、金額で推計比較が可能な項目、すなわち、サイト・プレパレーションと杭打ちを含めた土木工事と、海水取入れパイプライン、及び製品パイプラインの建設費を、Mina al Fahal及びAl Ghubraの両地区について推算し、比較を試みた。

まず、土木工事費は、平坦な砂地で杭打ちを要しないAl Ghubra地区の方がやや少ないが、その差はごく小さい。

海水取入れパイプラインに関しては、Mina al Fahal地区では、既存施設との抵触を避ける必要上、Al Ghubra地区に比してかなり多くの費用を要する。

製品パイプラインについては、いうまでもなく、既存製品基地に近いMina al Fahal 地区の方が建設費が少なく、その差は、海水パイプラインに関する両地区の差以上に大きい。

したがって、全体としては、Mina al Fahal 地区が、Al Ghubra 地区よりやや有利ということになる。ただし、ここで拾い出した各種工事に要する費用は、全部合計しても製油所総建設費の数パーセント以内であり、両地区の差額は、総建設費の1パーセント以下にすぎず、この経済比較が両地区の優劣を判断する上の決定的な要因になるとは考えられない。

#### 5.4 総合検討

前節の比較検討結果を総合して、およそ次のようにいうことができよう。

Mina al Fahal 地区は、P. D. O. , Shell , BP などの既存施設に近く、その一部を製油所の建設や操業に利用できること、またかりに、製油所用機器資材をMina Quaboos 港に陸揚げするとした場合、陸上輸送上の障害が比較的少ないこと、等の点で有利である。

一方、Al Ghubra 地区は、土地が平坦で、広大なこと、地盤条件が良いこと、Al Ghubra 発電淡水化プラントに近いこと、近辺に障害となるような施設が少ないこと、等の点で優れている。

しかし、このような長所にもかかわらず、原油及び製品基地のある、Mina al Fahal 地区から10キロメートル余も離れており、経済比較にみられたように、製品パイプラインの建設にかなりの費用を必要とするほか、原料と製品の往復輸送、2カ所に分かれた製品タンクなど、操業上の不便が予想されることは、かなり顕著な難点であるといえよう。

このような見地から、製油所敷地としてはMina al Fahal 地区の方が適性が大きいと認められる。同地区の2地点の中では、地盤条件の良いA地がすぐれていると思われ、これを製油所敷地として選定することとした。

しかし、Mina al Fahal B地、及びAl Ghubra C地も、製油所敷地としての適性に著しく欠けるわけではなく、又候補地Aに比べて決定的に劣るというわけでもない。

## 第6章 オマーンに建設されるべき製油所の概要

### 6.1 製 品

本製油所においては、オマーンにおいて将来需要があると予想される製品のうち、LPG、自動車ガソリン（高級および並級）、ジェット燃料油、家庭用灯油、軽油、および船舶用重油の7種類の製品を製造することとする。

すでに述べたように、需要予測は、上記の各製品のほかに、航空ガソリン、重油、アスファルト、および潤滑油についても実施したが、これらは次の理由から本製油所の製品に加えなかった。

すなわち、航空ガソリンは需要量が年間5,000バレル（15バレル/日）ときわめて少なく、これを生産するのはきわめて不経済である。

重油は、需要がごく少なく、船舶用燃料の需給変動で吸収しうるほどしかない。いかにすれば、需要は船舶用燃料でまかなうことができる。

アスファルトは需要が少ない上、将来は国内道路建設の一巡にもなって需要がさらに減少すると予想されている。

潤滑油は、需要量が少なく、ここで想定しうる程度の規模の製油所で製造することは経済上得策でない。

本製油所で生産する製品の規格を表6-1に示した。この規格は国際的水準のものである。

### 6.2 処理原油と処理能力

#### 6.2.1 処理原油

本製油所は、Oman Crudeを精製処理するものとする。

#### 6.2.2 原油処理能力

本製油所の原油処理能力は、1985年におけるオマーン国内の石油製品需要を可能なかぎり充足することを目標とし、なお可能なならば過剰製品の生産を避けることができるように定めるものとする。

### 6.3 製油所構成

#### 6.3.1 精製設備の構成

Oman Crudeの性状（表3-2）と、各製品の1985年の需要予測量（表2-2）と、各製品の規格（表6-1）とを照合検討した結果、前節6.2.2の目標は、原油をまず常圧蒸溜装置により、

- ナフサ (分離温度 177℃以下)
- 灯油 (177~232℃)
- 軽油 (232~350℃)
- 残渣油 (350℃以上)

の各留分に分留し、これら各留分を若干の2次処理装置で処理するという、比較的簡単な構成の製油所により達成しうることがわかった。

すなわち、LPG成分を含むナフサ留分は、まず水素化脱硫処理を行なった後、LPG、軽質ナフサ、および重質ナフサの各留分に分離する。

重質ナフサの一部は、オクタン価を向上させるため、ナフサ接触改質装置で処理し、オクタン価 (RON) 100の改質ガソリンとする。接触改質装置で副生するLPGは、水素化脱硫装置から

**Table 6-1 Specification of Petroleum Products**

Products	Properties	Specification
Premium Gasoline	Research Octane No.	Min. 97
	Lead Content, GPb/l	0.05 - 0.62
	End Point, °C (ASTM D-86)	Max. 205
	Density @ 15°C, kg/l	Min. 0.7
Regular Gasoline	Research Octane No.	Min. 90
	Lead Content, GPb/l	0.05 - 0.62
	End Point, °C (ASTM D-86)	Max. 205
	Density @ 15°C, kg/l	Min. 0.7
Kerosene	Flash Point, °C	Min. 38
	Smoke Point, mm	Min. 23
	Sulfur Content, wt %	Max. 0.03
	ASTM Distillation 95%, °C (D-86)	Max. 280
Jet A-1	Specific Gravity	0.7753 - 0.8299
	Flash Point, °C	43.3 - 65.6
	Freezing Point, °C	Max. -48
	Sulfur, wt %	Max. 0.3
	Aromatic Content, vol %	Max. 20
Gas Oil.	Specific Gravity	Min. 0.83
	Flash Point, °C	Min. 73.9
	Sulfur Content, wt %	Max. 1.0
	Cetane Number	Min. 50
	Viscosity @ 38°C, cst	3.5 - 4.5
Marine Fuel Oil	Flash Point, °C	Min. 73.3
	Sulfur Content, wt %	Max. 3.0
	Viscosity @ 50°C, cst	Max. 176
	Pour Point, °C	Max. 15.5

(Source) Ministry of Commerce & Industry

のLPGと合わせて、ガス回収装置でプロパンとブタンに分け、液化回収する。

高級および並級の自動車ガソリンは、直留軽質ナフサ、直留重質ナフサ、および改質ガソリンを混合し、さらに若干の四アルキル鉛液を混入することにより、規格に合致する製品が得られる。またガソリンの蒸気圧規格許容範囲で、ブタンの一部もガソリンに混合される。

灯油留分からは灯油洗浄装置で処理するだけで規格に合致するジェット燃料油および家庭用灯油が得られる。

軽油留分は無処理でも規格に合致する軽油として販売可能である。その一部は残渣油に混合し、後者の粘度を下げて船舶用重油の規格に合致するようにするために使われる。

### 6.3.2 精製設備の処理能力

#### 1) 輸出依存型

1985年のオマーン国における石油製品需要をできるだけ完全に充足するという目標は、さきの装置構成で、原油常圧蒸溜装置の処理能力を40,000 BPSDとすることにより、ほぼ達成することができる。

各精製装置の処理能力は次の通りである。

-原油常圧蒸溜装置	40,000	BPSD
-LPGおよびナフサ水添脱硫装置	8,910	BPSD
-ガス回収装置	1,030	BPSD
-ナフサ接触改質装置	6,000	BPSD
-灯油洗浄装置	4,680	BPSD

この製油所で生産される製品の量は次の表6-2の通りである。このうち、LPGの生産量を230 BPSDにおさえたのは、すでに需要予測のところ述べてのように、1981年からは国

Table 6-2 Product Mix of Export Dependent Type Refinery

(Unit: BPSD)

	LPG	Premium Gasoline	Regular Gasoline	Kerosene/ Jet A-1	Gas Oil	Marine Bunker Fuel	Heavy Fuel Oil
Production	230 (+150)*	5,450	2,210	4,680	8,600	9,945	7,855
Demand in 1985	380	5,510	2,160	4,060	8,730	9,945	-
Rate of Self-sufficiency (%)	100	98.9	102.3	115.3	98.5	100.0	-

(Source) JICA Mission

\* Production from Rusayl LPG Plant

内産天然ガスから分離されるLPGを利用するマスカット郊外 Rusayl のLPGボトリング工場が、150 BPSDの能力で稼動を開始する予定であるため、これと併せて国内需要を充足するようにしたからで、余剰のLPGは製油所の燃料として消費される。

このように、全製品に関し、予測の誤差の範囲で自給が達成できる。問題は、1日当り7,855バレル(年間約40万トン)の重油が過剰となることである。

この輸出依存型製油所の装置構成とマテリアル・バランスを図6-1(A)に示す。

2) 輸入依存型

この重油の過剰は、製油所の規模を縮小し、原油常圧蒸溜装置の処理能力を20,000BPSDとすることにより図6-1(B)にも示されているように回避することができる。各2次処理装置の処理能力も、それに応じて縮小されるが、精製装置の構成は図6-1(A)とまったく変りはない、すなわち、

-原油常圧蒸溜装置	20,000	BPSD
-LPGおよびナフサ水添脱硫装置	4,460	BPSD
-ガス回収装置	520	BPSD
-ナフサ接触改質装置	3,000	BPSD
-灯油洗浄装置	2,340	BPSD

この場合の各製品の生産量は次の表6-3の通りとなる。表から明らかなように、LPGと船舶用重油を除くすべての製品の自給は達成できない。とくに、オマーンにおいて需要の多い自動車ガソリンと軽油の需要は、半ば以下しか満たすことができない。

上記2つの型の製油所の各処理装置の能力と製品の需給バランスをまとめて表6-4に示した。

Table 6-3 Product Mix of Import Dependent Type Refinery

(Unit: BPSD)

	LPG	Premium Gasoline	Regular Gasoline	Kerosene/ Jet A-1	Gas Oil	Marine Bunker Fuel	Heavy Fuel Oil
Production	230 (+150)*	2,730	1,100	2,340	3,720	9,480	-
Demand in 1985	380	5,510	2,160	4,060	8,730	9,945	-
Rate of Self-sufficiency (%)	100	49.5	50.9	57.6	42.6	95.3	-

\* Production from Rusayl LPG Plant  
(Source) JICA Mission

Table 6-4 Refinery Configuration and Product Mix

Configuration of Process Units  
(Unit: BPSD)

Process Unit	40,000 BPSD	20,000 BPSD
Crude Atmospheric Distillation Unit	40,000	20,000
LPG/Naphtha Hydrodesulfurization Unit	8,910	4,460
Naphtha Catalytic Reforming Unit	6,000	3,000
Kerosene Sweetening Unit	4,680	2,340
LPG Recovery Unit	1,030	520

Demand and Product Mix  
(Unit: BPSD)

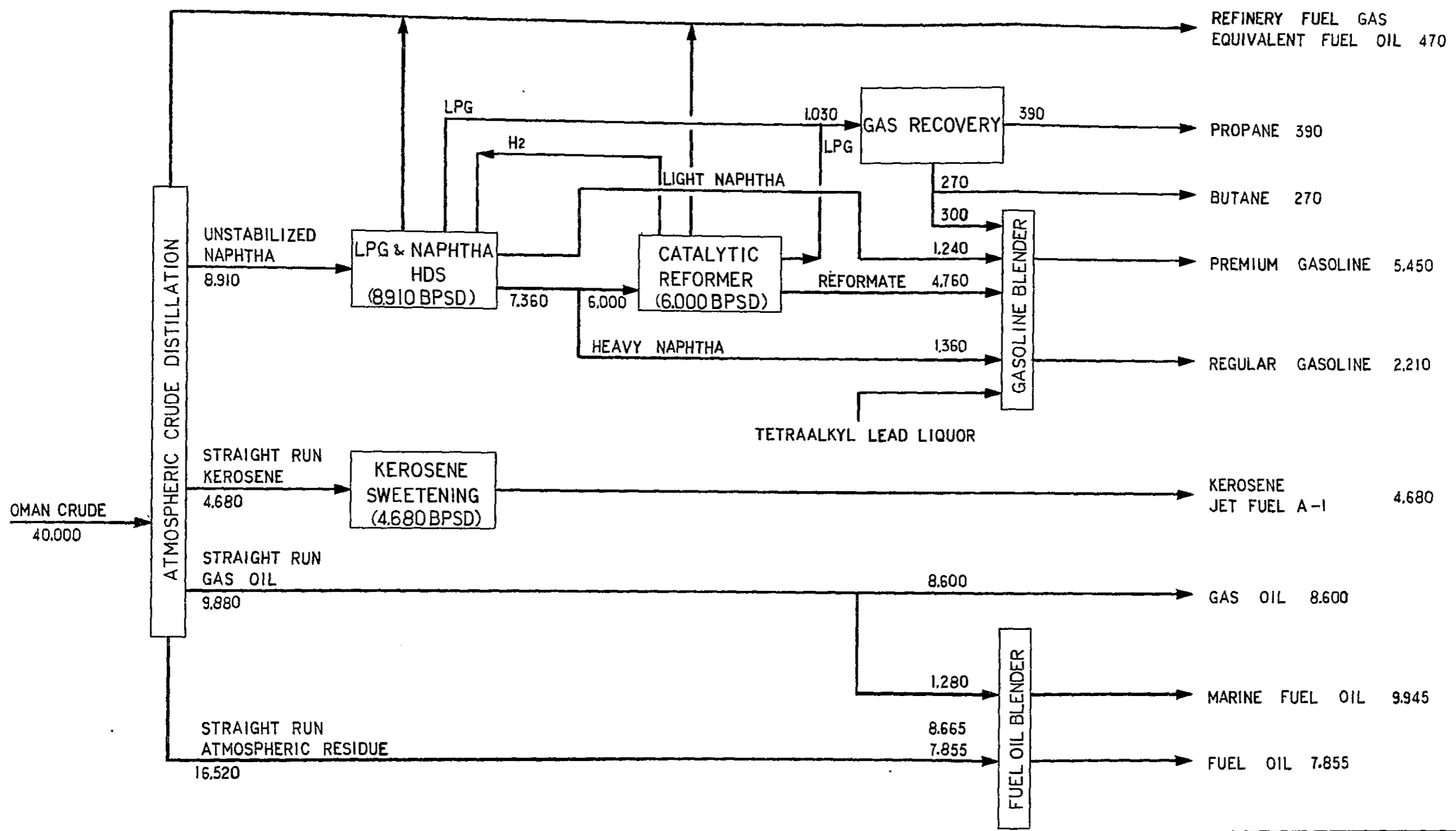
	Demand in 1985	40,000 BPSD	20,000 BPSD
LPG	380	230*	230*
Premium Gasoline	5,510	5,450	2,730
Regular Gasoline	2,160	2,210	1,100
Kerosene/Jet A-1	4,060	4,680	2,340
Gas Oil	8,730	8,600	3,720
Marine Bunker Fuel	9,945	9,945	9,480
Heavy Fuel Oil	—	7,855	—

\* Another 150 BPSD of LPG will be supplied from Rusayl LPG Plant.

(Source) JICA Mission

### 6.3.3 精製装置構成のその他の代案

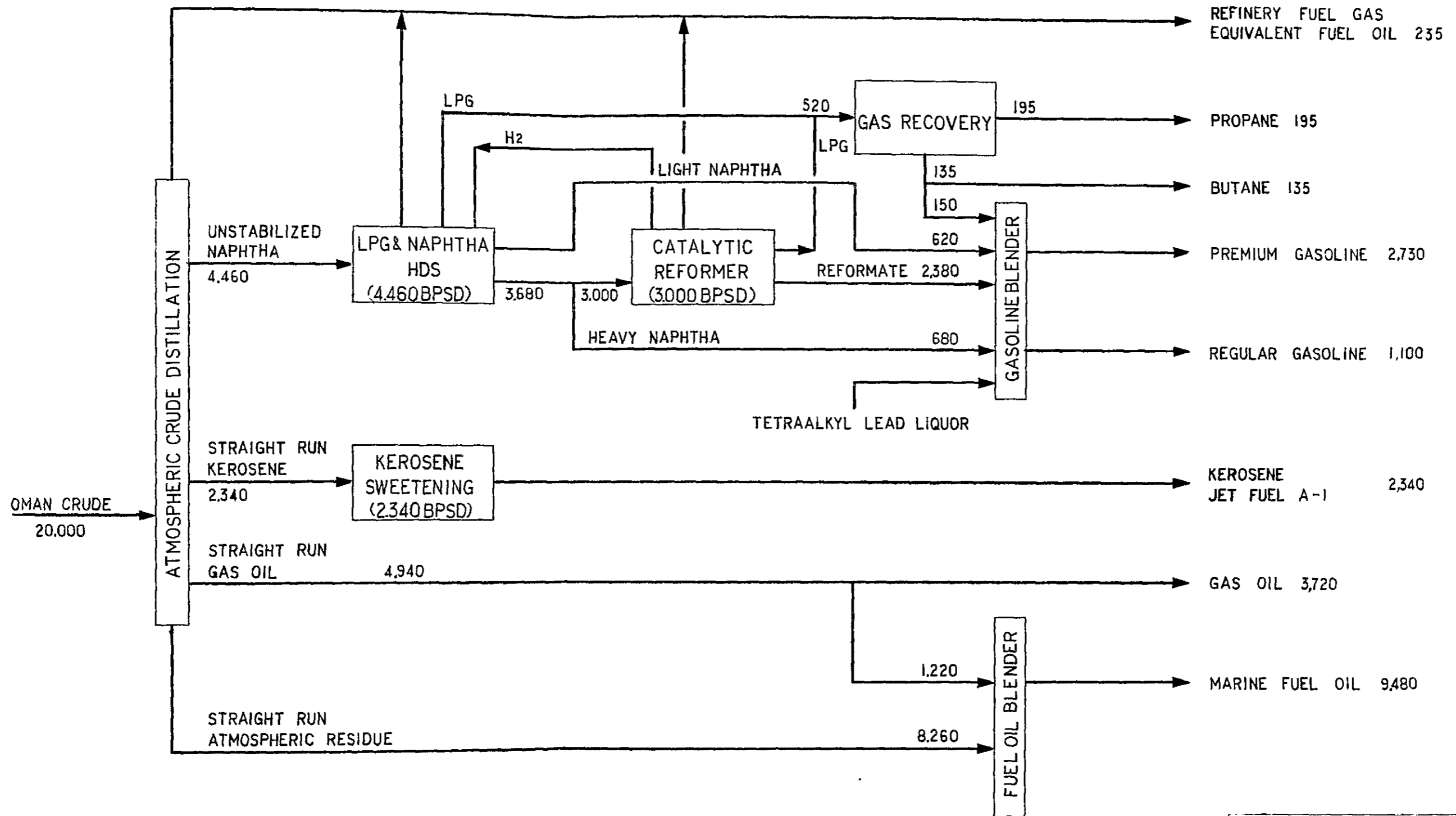
1) 初期投資額を節減するため、灯油、軽油の中間留分（ミドル・ディスティレート）の生産を目的とし、自動車ガソリン生産を行わない製油所体系をも考えてみた（いわゆるトッピング・プラント）。精製装置構成は、LPGおよびナフサ水素化脱硫装置およびナフサ接触改質装置を設けず、またガス回収装置は規模が小さくなるか、あるいは設けないことになる。このような製油所からは、オマーンにおいて需要の多い自動車ガソリンが生産されず、代わりにオマーン国内では当分需要が見込めない直留ガソリン（ナフサ）が、8,600 BPSD（原油処理量40,000 BPSDのケース）又は4,300 BPSD（同20,000 BPSDのケース）生産されることになる。



OMAN REFINERY PROJECT  
 BLOCK FLOW DIAGRAM  
 FIG.6-1-A

UNIT: BPSD





UNIT: BPSD

OMAN REFINERY PROJECT

BLOCK FLOW DIAGRAM

FIG. 6-1-B



2) 過剰の残渣油を処理する方法として、これを分解し、ガソリンを中心とする軽質製品をつくることも考えられないわけではない。その一つの方法として、常圧蒸留残渣油を減圧フラッシング装置で減圧軽油と減圧残渣油に分け、前者は接触分解装置によりガソリン混合基材を中心とした軽質留分に転換し、後者は船舶用燃料油の混合基材とすることが考えられる。1985年需要に対して過剰製品量を出さないように装置構成を計画すると、下記のようになる。

蒸圧蒸留装置	30,000	BPSD
減圧フラッシング装置	5,630	〃
LPGおよびナフサ水添脱硫装置	6,680	〃
接触改質装置	4,500	〃
接触分解装置	3,500	〃
ガス回収装置	770	〃
灯油洗浄装置	3,510	BPSD

このような製油所は、小規模な付加的処理装置がふえ、建設費が割高となるにもかかわらず、製品は、灯油とジェット燃料が3,510 BPSD、軽油が6,590 BPSDと、オマーンの1985年の国内需要をみたすことができない。

上記2種類の代案はいずれも、オマーンにおける石油製品の自給化という目的を達成するには不適当なものであり、しかも6.3.1に提示した精製体系とくらべ、経済的に特に有利になるとは予想出来にくい。それ故、以後の検討の対象としないことにした。

#### 6.3.4 用役設備

##### 1) 用役供給方法による製油所ケースの区分

すでに第4章“公供用役”で検討したように、新製油所が必要とする工業用水と電力を外部から購入することは量的には可能とみられる。一方、オマーン国政府からは、もし経済的に引き合えば、製油所内に発電、造水設備を設けて自給すべきことが示唆されている。

前に論じたように、水蒸気発生設備、発電設備及び造水設備は一体となって建設されるため、電力と水の原価をそれぞれ単独に算出してこれらを現行の供給価格と対比する方法はここでは適用出来ない。自家発電/造水設備をもつことの是非は、最終的には、製油所全体の経済性にもとづいて判定しなければならない。

そこで、さきに提示した二つの型(40,000 BPSDと20,000 BPSD)のおのおのについて、発電/造水設備を備えた場合と、電力および水を公共供給施設から購入する場合とを想定して、合計4種類のケースを経済検討の対象とすることにした。

すなわち、

I : 40,000 BPSD / 用役外部購入 (40 / P)

II : 40,000 BPSD / 用役自給 (40 / S)

Ⅲ：20,000 BPSD／用役外部購入（20／P）

N：20,000 BPSD／用役自給（20／S）

の4種類である。以下に用役供給システムの概略を記述する。

## 2) 用役供給システム

電力および水を自給する場合の主要用役供給系統は図6-2の通りとなる。

製油所では、下記の3種類の圧力レベルの蒸気を使用する。

○ 高圧蒸気 45 kg/cm<sup>2</sup>G 360℃

○ 中圧蒸気 15 " 260℃

○ 低圧蒸気 3.5 " 150℃

蒸気発生装置からの高圧蒸気はタービン駆動発電機に利用される。このタービンは抽気-凝縮型とする。中圧蒸気はこのタービンの抽気と接触改質装置の原料加燃炉のエコノマイザーから発生し、主に常圧蒸留装置の付属ポンプ、蒸気発生装置に付属する通風機、および給水ポンプの駆動に用いる。低圧蒸気はこれら駆動機の排気として、また中圧蒸気を減圧することにより発生し、主に海水淡水化装置、タンク加熱などに使用される。蒸気の凝縮水はつとめて回収し、蒸気発生に再利用される。なお、製油所装置の冷却は、海水の利用が可能なかぎり海水を一回通過の型で利用する。

他方、用役を購入する場合には、この系統図の中のタービン駆動発電機と海水淡水化装置が除かれ、蒸気発生設備の容量はその分小さくなる。代わりに、受電、受水設備が必要となる。

製油所で必要な燃料は下記の3種類でまかなわれる。

○ 製油所排ガス

○ 余剰LPG

○ 外部から購入する天然ガス

外部からの天然ガスは、排ガス、LPGを使ってなお不足する熱量分を充足する。

その他製油所運転に必要な空気、不活性ガスの発生設備と全用役の配給網は用役自家発生、購入の如何を問わず設置する。

## 3) 用役バランスと用役設備能力

40,000 BPSDのケースでの用役バランスは表6-5に示す通りである。表6-6は各ケースごとの用役消費量である。また各ケース毎の用役設備能力を一覧表にまとめて表6-7に示す。

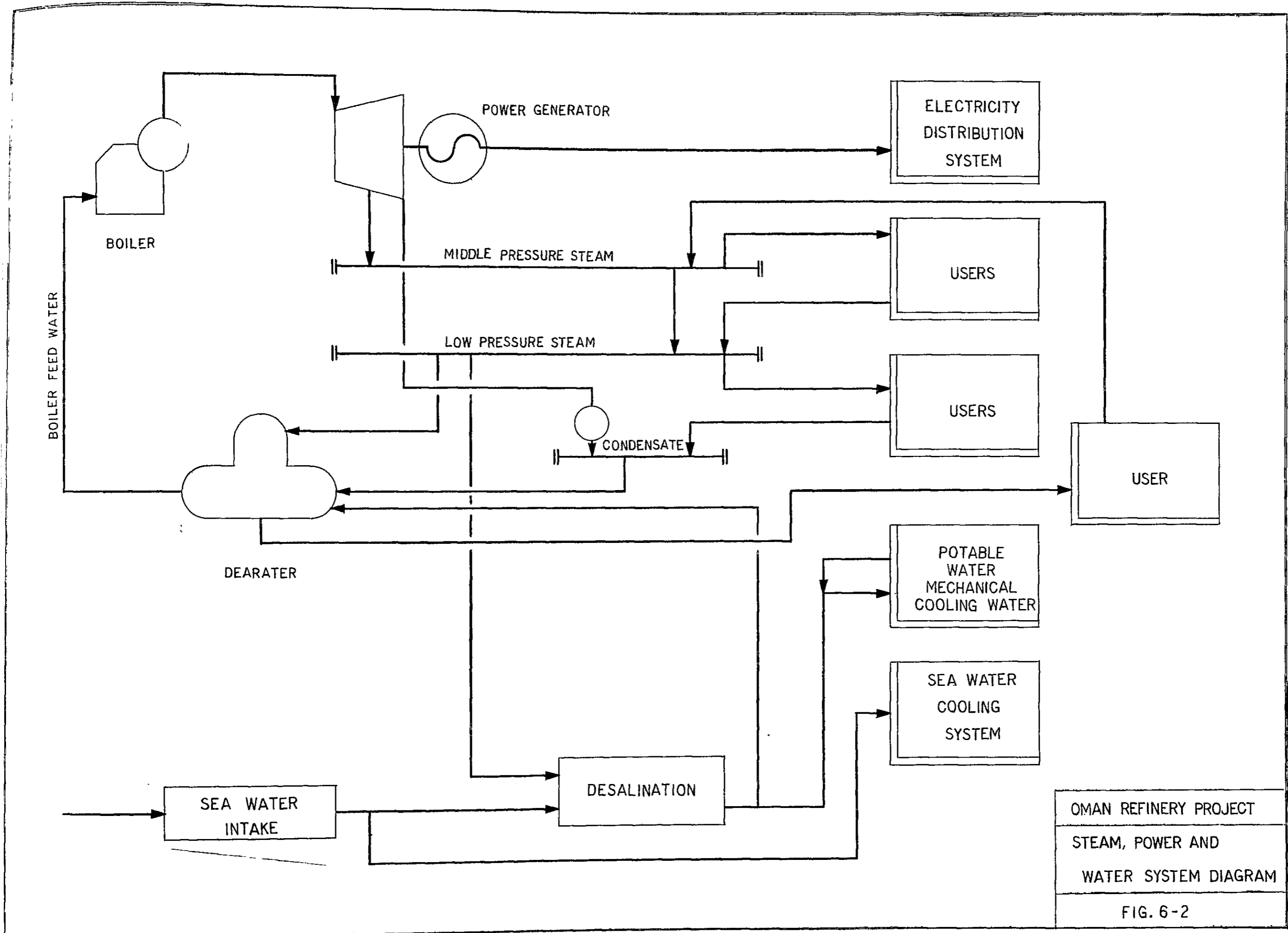




Table 6-5 Utility Balance (40,000 BPSD)

	Electricity (KW)	Fuel (10 <sup>6</sup> Kcal/Hr.)	Steam (Ton/Hr.)					Industrial Water (Ton/Hr.)	Sea Water (Ton/Hr.)
			HP	MP	LP	Con- densate	BFW		
On-Site Total	2,414	56.8	-	7.5	(-) 6.6	(-) 5.2	7.5	14.9	1,140
Off-Site Total	700	-	-	-	10	(-) 8.0	-	2.0	-
Utility Facilities									
Steam Generation System	7	27.5	(-) 36	11.7	(-) 11.3	-	37.2	-	-
Power Generation System	(-) 3,590	-	36	(-) 20	-	(-) 16.0	-	-	690
Desalinator	27	-	-	0.2	4.8	-	-	(-) 34.0	330
Sea Water Intake	341	-	-	-	-	-	-	-	-
Others	99	-	-	0.6	(-) 1.1	29.2	(-) 44.7	17.1	110
Utility Facilities Total	3,116	27.5	0	(-) 7.5	(-) 3.4	13.2	(-) 7.5	(-) 16.9	1,130
Refinery Total	±0	84.3	±0	±0	±0	±0	±0	±0	2,270

(Source) JICA Mission

Table 6-6 Utility Requirements Summary.

Case	40,000 BPSD		20,000 BPSD	
	Purchase	Self-Supply	Purchase	Self-Supply
Electricity KW	3,410	3,590	1,950	2,060
Fuel 10 <sup>6</sup> Kcal/D	1,590	2,030	790	1,060
Steam Ton/D	310	864	151	494
Cooling Water (Fresh Water) Ton/D	2,640	2,640	1,730	1,730
Cooling Water (Sea Water) Ton/D	30,100	46,600	15,600	25,700
Net Sea Water Intake Ton/D	30,100	54,500	15,600	30,600
Net Fresh Water Intake Ton/D	670	—	410	—

(Source) JICA Mission

### 6.3.5 貯油および操油設備

#### (1) 原油タンク

本製油所は、P. D. O. がミナ・アル・ファハル地区に所有している51,000キロリットル入り6基、143,000キロリットル入り1基、計449,000キロリットルの容量をもつ原油タンクから直接に原油の供給を受けることになる。

したがって、製油所としては、原油備蓄用のタンクを持つ必要はなく、3日分の原油処理量に相当する程度のサービス・タンクを保有すれば十分である。すなわち、

ケース40/Pおよび40/Sは10,000キロリットル浮屋根式タンク2基

ケース20/Pおよび20/Sは5,000キロリットル浮屋根式タンク2基

を備えることとする。

#### (2) 製品、中間製品タンク

##### 1) 製品、中間製品タンク計画の前提

本製油所の製品タンクは、製油所の操業上必要な貯油設備であると同時に、首都圏市場向けの流通基地として、また、国の南部のサララ (Salalah) にある製品基地向けの出荷基地としての性格をも併せ持つことになる。

これにかんがみ、本製油所は、製品、中間製品タンクを合計して、製油所の定期補修期間に見合うよう、30日分の最終製品生産量に相当する容量を保有するものとする。このうち、



Table 6-7 Utility Facilities Summary

Case	40,000 BPSD		20,000 BPSD	
	Purchase	Self-Supply	Purchase	Self-Supply
1. Steam System Steam Generator Deaerator	14 Ton/Hr. "	40 Ton/Hr. "	7 Ton/Hr. "	23 Ton/Hr. "
2. Electric Power System Turbine Generator Diesel Engine Generator* Power Engine Generator Distribution Facility	- 400 KW 3,410 KW 3,810 KW	3,600 KW 400 KW - 4,000 KW	- 300 KW 1,950 KW 2,250 KW	2,100 KW 300 KW - 2,400 KW
3. Water System Sea Water Intake Desalinator Cooling Water Distribution Mech. C.W. (Fresh Water) System Fresh Water Receiving Facility Demineralizer	1,250 Ton/Hr. - 1,250 Ton/Hr. 110 Ton/Hr. 31 Ton/Hr. 7 Ton/Hr.	2,270 Ton/Hr. 22 Ton/Hrx2 2,000 Ton/Hr. 110 Ton/Hr. - -	650 Ton/Hr. - 650 Ton/Hr. 70 Ton/Hr. 17 Ton/Hr. 3 Ton/Hr.	1,280 Ton/Hr. 14 Ton/Hrx2 1,070 Ton/Hr. 70 Ton/Hr. - -
4. Others Air System Fuel Gas System Inert Gas System	800 Nm <sup>3</sup> /Hr. 300 Nm <sup>3</sup> /Hr.	800 Nm <sup>3</sup> /Hr. 300 Nm <sup>3</sup> /Hr.	800 Nm <sup>3</sup> /Hr. 250 Nm <sup>3</sup> /Hr.	800 Nm <sup>3</sup> /Hr. 250 Nm <sup>3</sup> /Hr.

(Source) JICA Mission

\* for emergency

ガソリンの混合基材については7日分、船舶用重油調製用基材である常圧残渣油については4日分を保有するものとする。

次に、首都圏のミナ・アル・ファハル地区には、現在、ShellおよびBPが製品の輸入・流通基地を保有しているが、石油製品の自給化にともなって、この基地の性格が変わり、その一部を本製油所の製品タンクとして利用することが可能になると予想される。

したがって、本製油所に設置すべき製品タンク容量の決定にあたっては、まずこれら既存基地の現状を把握しなければならない。

ミナ・アル・ファハル地区とサララ地区に現存する石油製品タンクの貯油容量を、1978年の需要と対比すると表6-8のようになる。

この表に示された首都圏市場と南部市場との比率は、1985年においても1978年と基本的には変化しないものとみなし、次のように想定する。

	首都圏	南部
高級ガソリン	80%	20%
並級ガソリン	95	5
ジェット燃料油/灯油	85	15
軽油	75	25
船舶燃料油	100	-

製油所の原油処理量が20,000 BPSDケースでは、留出油製品の一部を輸入する必要が存続する。この輸入分はサララ基地向けを優先するものとし、首都圏への輸入は、製油所の生産量が首都圏の需要をみだしえない分について行なうものとする。

首都圏への輸入が必要となる製品については、その輸入分に対し、表6-8に示した現在の貯油日数、すなわち、ガソリン19日分、ジェット燃料油および灯油29日分、軽油41日分、に相当する容量のタンクをミナ・アル・ファハル基地に保有し続けるものとし、同基地に現存するタンクのうちそれ以外のものは、製油所のタンクとして利用するものとする。したがって、製油所に新規に設置すべきタンクの容量は、

(保有すべき容量) - (ミナ・アル・ファハル基地の利用可能なタンク容量)

の式で示されることになる。

本製油所からサララ基地への出荷は、月4回、2,800 DWTタンカーに混載して行なうものとする。

また重油が過剰となるケースではこれを輸出するものとし、1回の積出量は30,000 キロリットルとする。

## ii) 製品タンク計画の手順

上述の前提にもとづき、20,000 BPSD製油所のケースについて、製品タンク計画を行な

Table 6-8 Existing Product Terminals, Storage Capacities

	Demand in 1978		Storage Capacity and Storage Periods	
	Norhtern Market bbl (%)	Southern Market bbl (%)	Mina Al Fahal KL (days)	Salalah KL (days)
Premium Gasoline	651,000 (80)	161,500 (20)	10,310 (19)	5,700 (71)
Regular Gasoline	606,200 (96)	23,800 (4)		
Jet A-1	630,900 (85)	111,100 (15)	9,100 (29)	5,000 (92)
Kerosene	87,600 (87)	13,400 (13)		
Gas Oil	1,170,300 (75)	386,700 (25)	20,800 (41)	9,600 (57)
Marine Bunker Fuel	4,242,000 (100)	—	80,000 (43)	—

(Source) Ministry of Commerce & Industry  
JICA Mission

った手順を表 6-9 に示す。

この表の中で、軽油については、計算上は 4,200 キロリットル分の現存タンクを製油所に利用できることになるが、実際には、ミナ・アル・ファハル基地に現存するタンクは 20,000 キロリットル 1 基と 800 キロリットル 1 基だけであるため、タンク繰り上これらを利用することは不可能で、軽油用タンクはすべて製油所側に新設しなければならない。他の油種についてはこのようなことはなく、計算通りのタンク容量が利用可能である。

40,000 BPSD 製油所のケースでは、輸入用のタンクを考慮する必要がなく、既存のタンクをすべて製油所用として利用できるため、計画の手順はずっと簡単になる。これを表 6-10 に示した。

表 6-9 および表 6-10 にない製品および中間製品については、それらに見合う既存のタンクがないので、さきに前提した貯油日数から計算されるタンク容量がそのまま製油所に新設すべきタンク容量となる。

このようにして算出された新設タンク容量に対して、平均貯油率を 85 パーセントとみなし、さらに操油上の便宜をも考慮して、実際に建設すべきタンクの容量および基数の決定を行なう。

Table 6-9 Planning Procedures for Product Tanks of a 20,000 BPSD Refinery

	1985 Demand			Production	Import to Capital Area	Storage Period for Imported Products	Tank Capacities				Storage Period	Tank Capacity Required	Tank Capacity to be Installed	
	Whole Oman	Share of Capital Area(%)	Capital Area				for Imported Products	Existing	Utilizable in Calculation	Utilizable Actually				Days
	BPSD	%	BPSD	BPSD	BPSD (BPCD)	DAYS	KL	KL	KL	DAYS	KL	KL		
Premium Gasoline	5,510	80	4,410	2,730	1,680 (1,510)	19	7,500	10,300	2,800	2,800	23	10,000	(8,000) 11,200	
Regular Gasoline	2,160	95	2,050	1,100	950 (855)									23
Jet/Kerosene	4,060	85	3,450	2,340	1,100 (1,000)	29	4,800	9,100	4,300	4,300	30	11,200	6,900	
Gas Oil	8,730	75	6,550	3,720	2,830 (2,550)	41	16,600	20,800	4,200	4,200	30	17,700	17,700	
Marine Bunker Fuel	9,945	100	9,945	9,480	465 (420)	43	2,870	80,000	77,130	77,130	30	45,200	-	

(Source) JICA Mission

**Table 6-10 Planning Procedures for Product Tanks of a 40,000 BPSD Refinery**

	Production	Storage Period	Storage Capacity	Tank Capacity Existing	Tank Capacity to be Installed
	1	2	1 × 2 = 3	4	3 - 4
	BPSD	DAYS	KL	KL	KL
Premium Gasoline	5,450	23	19,930	10,300	(12,600)
Regular Gasoline	2,210	23	8,080		17,710 (5,110)
Jet/Kerosene	4,680	30	22,320	9,100	13,220
Gas Oil	8,600	30	41,020	20,800	20,220
Marine Bunker Fuel	9,945	30	47,440	80,000	-

(Source) JICA Mission

iii) 出荷操油上の考慮

40,000 BPSD製油所のケースでは、余剰となる重油を輸出することになる。重油の1回の積出量を30,000キロリットルと想定したので、それに見合う容量のタンクが必要となるが、現在ミナ・アル・ファハル基地には40,000キロリットル1基、20,000キロリットル2基、合計80,000キロリットル分の船舶用重油のタンクがあり、いずれも海上入出荷設備に接続されているので、このうち20,000キロリットル2基を重油出荷用に利用することとし、その代り製油所側に20,000キロリットル2基の船舶用重油タンクを設置する。

また、同じく40,000 BPSD製油所のケースでは、製品の一部をサラララ基地向けに出荷することとなる。出荷は4回/月(8日ごと)と想定したので、各油種ごとに1回分の出荷量に見合うタンク容量が必要となる。これに操油上の便宜を考慮して、必要なタンクの容量および基数を求めると、次の表6-11のようになる。

**Table 6-11 Products Tanks for Shipping to Salalah Terminal**

	Demand in Southern Region	Cargo Lot per Trip	Tank Required Size x Number	New Installation Required
	(BPSD)	(KL)	(KL)	
Premium Gasoline	1,100	1,400	2,000 x 1	no
Regular Gasoline	110	140	200 x 1	no
Jet/Kerosene	610	780	1,200 x 1	no
Gas Oil	2,180	2,710	4,000 x 1	yes

(Source) JICA Mission

高級および並級ガソリン，ならびに灯油／ジェット燃料油については，ミナ・アル・ファハル基地にすでにこれに相応するタンクがあるので，とくに新設する必要はない。軽油だけについては，既設のタンク中にこれに見合うものがないので，4,000キロリットル1基の新設が必要となる。

### (3) タンク計画の結果

以上(1)(2)の検討をへて，製油所の各ケースについて決定したタンク計画を一覧表にして表6-12に示した。ミナ・アル・ファハル地区の現存タンクも併せて示してある。

図6-3に，これらタンクの系統図を示す。

### (4) ミナ・アル・ファハル既存流通基地への製品輸送

上に述べたように，ミナ・アル・ファハル地区の既存製品基地のタンクは，その全部または一部が新製油所の製品タンクとして運用されることになるが，同基地は国内への製品流通基地としての機能を持ちつづけ，将来の国内需要増加に見合う出荷設備は逐次整備されて行くものと期待される。

そこで，新製油所からの製品出荷は，LPGを除く全製品を，ミナ・アル・ファハルの既存基地へ輸送することになる。これには，次のような製品パイプラインを敷設する。

- Shell 基地向け- 船舶用重油および輸出用重油（40,000 BPSDケースのみ）用のパイプライン1本を敷設し，24時間連続送油する。更にパイプライン1本を敷設し，昼間のみ，ガソリン，灯油，ジェット燃料油および軽油を切換送油する。
- B P 基 地 向 け- パイプライン1本を敷設し，昼間のみ，ガソリン，灯油およびジェット燃料油を切換輸送する。

これらの送油系統は，さきのタンク系統図に併せて示してある。

## 6.3.6 その他の付帯設備

### 1) 消火設備

製油所構内の火災に備えて，火災警報器および消火用水供給設備（消火栓）を構内全域に設置する。消火用水は海水を使うこととし，取水池から消火用ヘッダーにポンプで昇圧供給する。又泡沫消火設備を備えると共に，化学消防自動車1台を保有する。

### 2) 排水処理設備

製油所からの各種排水は，その性状から，プロセス排水，含油排水およびクリーン排水の3系統に分類され，各々の排水処理設備に集められ処理される。プロセス排水は Foul water stripper で，含油排水は C P I セパレーターで処理された後，ガードベースンに一旦貯めら

Table 6-12 Tankage List

	Existing Tankage (Mina Al Fahal Area)						Tankage to be installed							
	PDO		SHELL		BP		20,000 BPSD		40,000 BPSD					
	KL	NO.	KL	NO.	KL	NO.	KL	NO.	KL	NO.	KL	NO.	TYPE	TYPE
Crude	51,500	6							5,000	2	FR	10,000	2	FR
	143,000	1									M			M
Gasoline			3,000	1	2,100	1			5,000	2	FR	7,500	2	FR
			1,750	1	1,000	1								
			500	1	500	1			2,000	2	FR	3,000	2	FR
			260	1	400	1								
Kerosene/Jet A-1			750	1	3,800	1			4,000	2	FR	8,000	2	FR
			500	1	1,900	1								
			250	1	900	2								
Gas Oil	20,000	1	800	1				10,000	2	CR	10,000	2	CR	
Marine Bunker Fuel & Heavy Oil	20,000	2							5,000	2	CR	4,000	1	CR
	40,000	1										20,000	2	CR
Propane	--		--		--			500	2	SP	500	2	SP	
Butane	--		--		--			500	2	SP	600	2	SP	
Lt. Naphtha	--		--		--			400	2	SP	700	2	SP	
Reformate	--		--		--			1,500	2	FR	3,000	2	FR	
Hy. Naphtha	--		--		--			400	2	FR	800	2	FR	
Reduced Crude	--		--		--			5,000	2	CR	5,000	2	CR	
Lt. Slop	--		--		--			1,300	1	FR	3,000	1	FR	
Hy. Slop	--		--		--			1,300	1	CR	3,000	1	CR	
Notes: FR ; FLOATING ROOF TANK													M ; TANK MIXER	
CR ; CONE ROOF TANK													SP ; SPHERICAL TANK	

(Source) Ministry of Commerce & Industry  
JICA Mission

れ放流される。

### 3) 建屋設備

製油所構内に建設される建屋を表6-13に示す。

### 4) フレアースタック

製油所内に、廃棄ガス類を集中燃焼させるフレアースタック1基を設ける。

### 5) 土木工事

ミナ・アル・ファハルの製油所候補地は海側に1/50程度のゆるやかな傾斜があり、整地のためCuttingとFillingで土量約72,000 m<sup>3</sup>の工事となる。

プロセス地区および用役設備地区の機器の周りはコンクリート舗装、道路はアスファルト・コンクリート舗装を施し、製油所の境界にはワイヤーフェンスを設置する。

Table 6-13 Building Summary (40,000 BPSD)

Buildings	No.	Total Floor Area
Administration Building	1	2 stories 1,000 m <sup>2</sup> *
Mainbenance, Shop, Machine House & Ware House	1	1 story 800 m <sup>2</sup>
Change House	1	1 " 100 m <sup>2</sup>
Rest House	1	1 " 50 m <sup>2</sup>
Control House	1	1 " 600 m <sup>2</sup>
Power House	1	1 " 150 m <sup>2</sup>
Sub Station	1	1 " 150 m <sup>2</sup>
Fire House	1	1 " 100 m <sup>2</sup>
Gate House	2	1 " 40 m <sup>2</sup> x 2

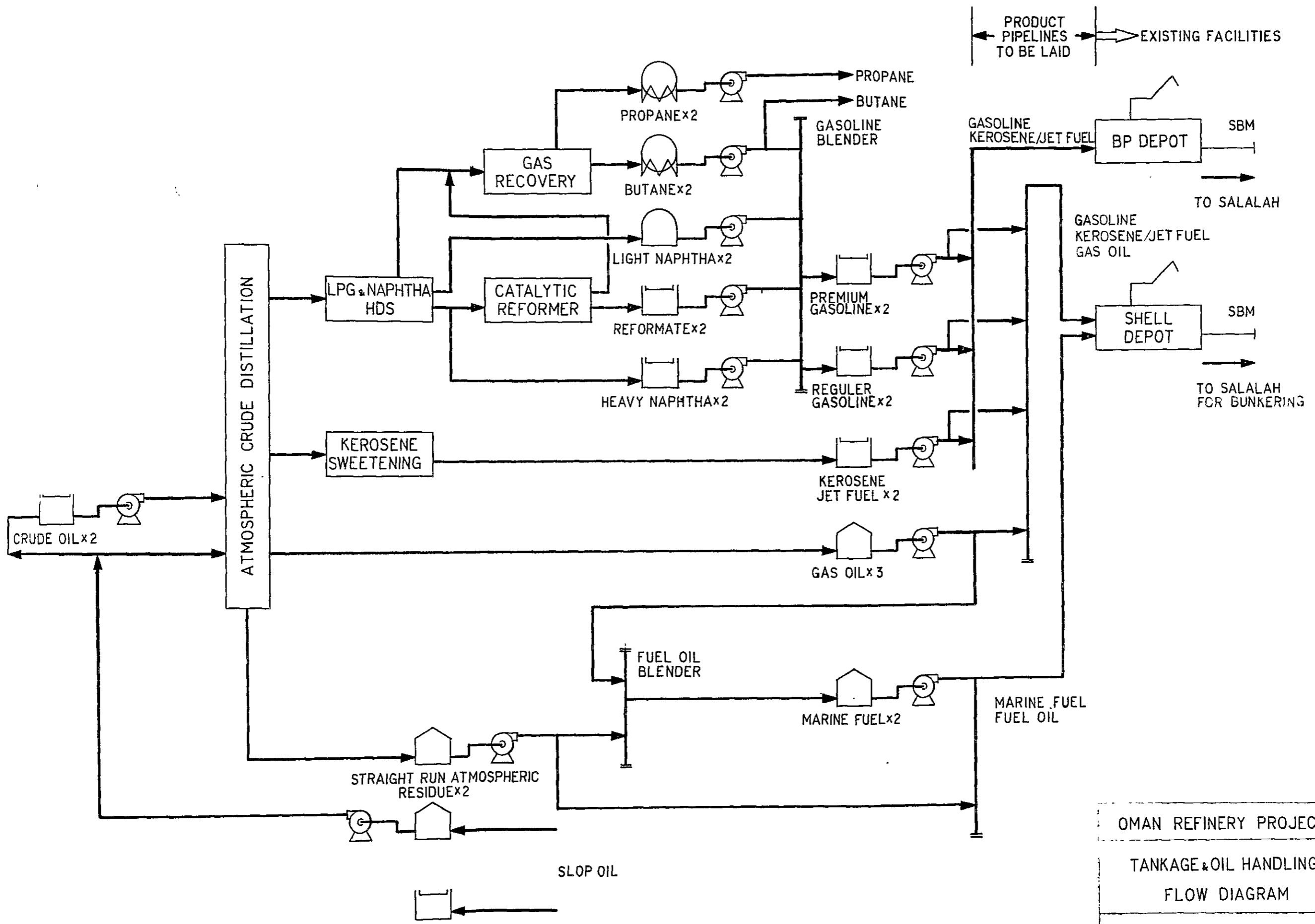
\*includes canteen, first aid and laboratory  
(Source) JICA Mission

#### 6.3.7 製油所配置計画

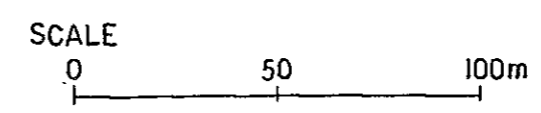
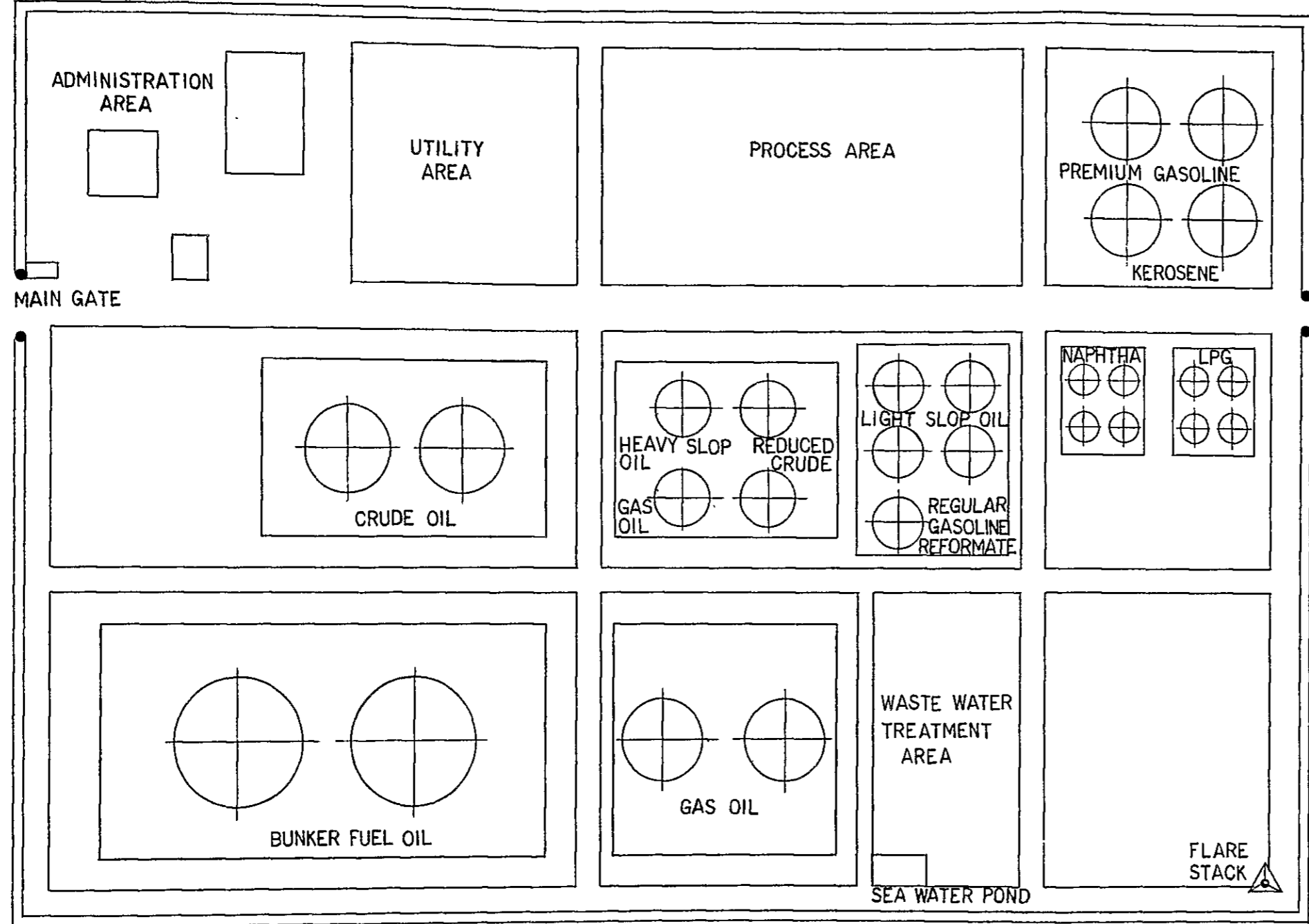
40,000 BPSD製油所の配置計画を図6-4に示す。製油所敷地は、管理地域、精製装置、用役供給設備、貯油設備、および排棄物処理の各区画に分けられ、これらの区画は下記の要因を考慮して配置された。

- 既存道路と製油所主要道路連絡
- 効率的なマテリアル・ハンドリング
- 安全、防災面の考慮





OMAN REFINERY PROJECT  
 TANKAGE & OIL HANDLING  
 FLOW DIAGRAM  
 FIG.6-3



OMAN REFINERY PROJECT  
 GENERAL PLOT PLAN  
 FIG. 6-4



各ケースの所要敷地面積を下記のように推算した。40 P : 130,000 m<sup>2</sup>  
 40 S : 135,000 m<sup>2</sup>  
 20 P : 92,000 m<sup>2</sup>  
 20 S : 94,000 m<sup>2</sup>

#### 6.4 製油所組織および人員配置計画

本節では、製油所の組織ならびに人員配置計画について述べる。ここに示された職種別所要人員は、7.1.2 “運転費用” 推定の基礎ともなる。

##### 6.4.1 製油所組織

製油所の組織は、製造部、技術部、工務部、総務部の4つの部と、これらを統括する製油所長、副製油所長各1名から構成されている。

図6-5には、各部に属する課も含めた製油所の組織図を示す。

ここに示された組織は、検討をすすめている製油所のすべてのケースに共通である。

##### 6.4.2 各部の業務及び人員配置計画

ここで述べる各部の業務内容と人員配置計画は、上記の組織に基いて策定されたものである。なおシフト勤務体制をしく部の所要人員算定にあたっては、シフトは4直3交替とし、休暇にそなえて各シフト・ポジション毎に1名の予備要員をおくことを前提とした。

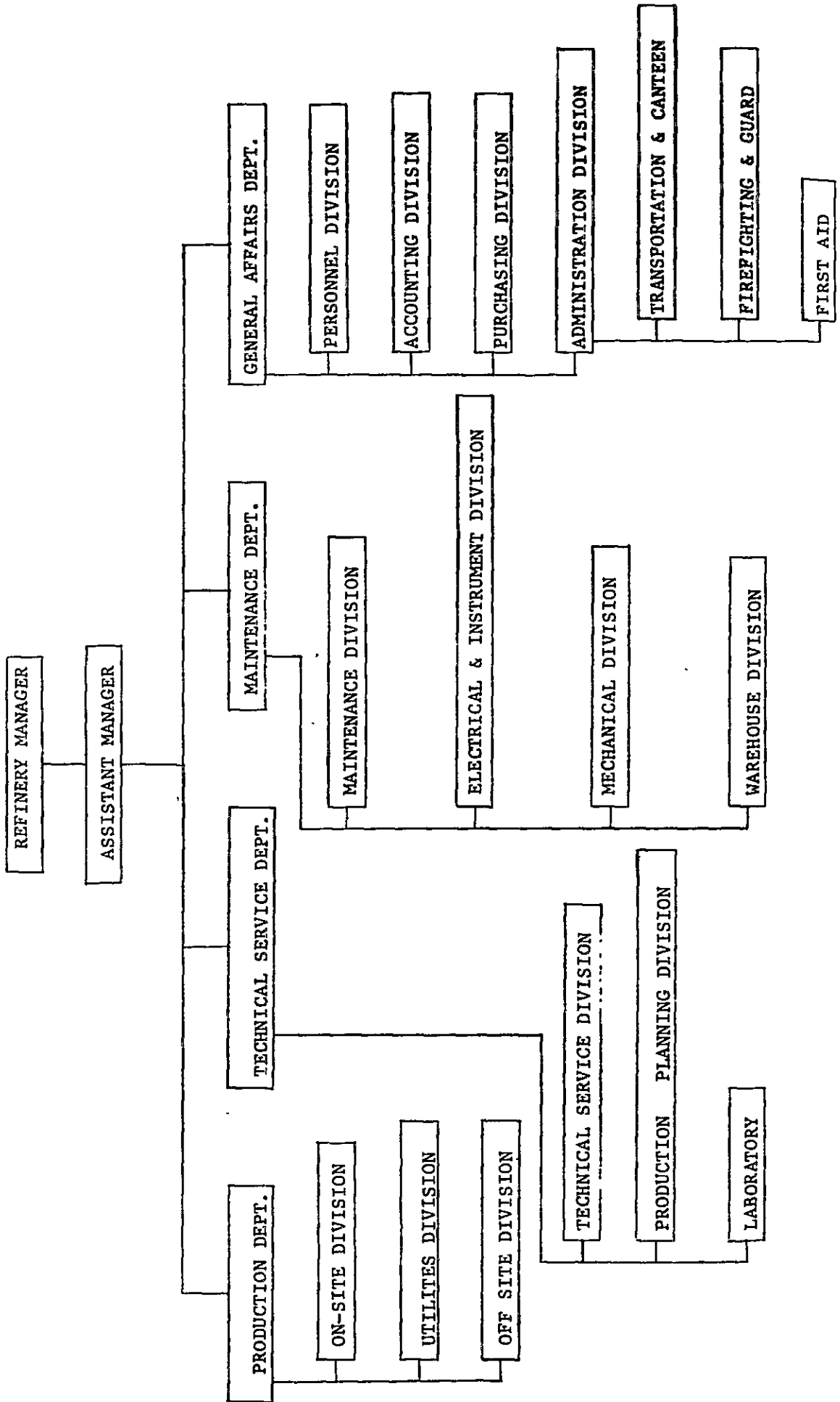
製油所全体の所要人員を各ケース毎にまとめ表6-14としてあらわす。

Table 6-14 Required Refinery Personnel

Position \ Case	40,000 & 20,000 BPSD	
	Self-Supply	Purchase
Refinery Manager	1	1
Assistant Refinery Manager	1	1
Secretary	2	2
Production Dept.	92	80
Technical Service Dept.	23	23
Maintenance Dept.	39	38
General Affairs Dept.	55	55
<b>Total</b>	<b>213</b>	<b>200</b>

(Source) JICA Mission

FIG. 6-5 ORGANIZATION CHART



以下、所長、副所長の業務と各部の業務を概観する。

(1) 製油所長，副所長

製油所の最高管理者として、上記の4部の主要業務を統括するとともに、製油所の組織及び人事の決定についてもその任にあたる。なお、製油所長、副所長には各々1名の秘書を配した。

(2) 製造部

部長，次長各1名と，オンサイト，オフサイト，ユーティリティの各課1名ずつのスーパーバイザー計5名が管理グループを構成し，生産目標に従った運転の管理，異常運転時の措置等の主要業務にあたる。

実際の運転に従事するのは，各課ごとに1人のフォアマンと数人のオペレーターから成る各シフトチームであり，所要人員は，製油所の装置構成および前述のシフト体制についての前提にもとづいて算定した。

製造部の各課別，職種別人員配置計画を表6-15に示す。

(3) 技術部

技術部は，部長，次長のもとに，試験室，技術課，生産計画課の3つの課から構成されており，各課の管理にはそれぞれのチーフ・エンジニアがあたる。

試験室は，製油所の製品，中間製品の日々の検査を通じて製品の品質管理にあたることを主務とする。又公害を防止する目的で工場の排水を検査することも当室の任務となろう。

技術課の機能は，製油所の運転に伴って生じた技術的問題を解決し処理の指示を与えることにある。改造，増強等の大がかりな工事を実施する際には，この技術課が実施計画立案の中心となる。

生産計画課は，年次及び月次の生産計画を策定することと実施状況を常に把握しておくことを担当する。

技術部の人員編成を表6-16に示す。この表にあらわされているように，技術部は，シフト体制をしかず又ケース間の所要人員の差異はない。

(4) 工務部

工務部には部長のもとに保守，電気計装，機械及び倉庫の4つの課がおかれる。

保守，電気計装，機械の3つの課は，シフト体制のもとで以下に示すそれぞれの担当分野で，日常の設備点検，修理及び定期修理工事の計画策定と工事の実施又は管理にあたる。

保守課：溶接，塗装等の所内全般の保守業務と管理，熱交換器等の保守を担当

機械課：主としてポンプ，コンプレッサー等の回転機器の保守，点検を主務とする

電気，計装：計器，電気系統の保守，点検にあたる

Table 6-15 Manning Plan for Production Department

Case Position	40,000 & 20,000 BPS'D			
	Self-Supply		Purchase	
	Day	Shift	Day	Shift
Manager and Assistant	2		2	
Clerk	3		3	
On-Site Division				
Supervisor	1		1	
Foreman		1		1
Operator		9		9
Utilities Division				
Supervisor	1		1	
Foreman		1		1
Operator		5		2
Off-Site Division				
Supervisor	1		1	
Foreman		1		1
Operator	4	3	4	3
Sub Total	12	20	12	17
Total	92 (20x4+12)		80 (17x4+12)	

(Source) JICA Mission

倉庫課は、製油所の運転および修理に必要とされる部品類の在庫管理を一般業務とする。

工務部の各課別、職種別人員配置計画を表6-17に示す。用役自給と購入のケース間の所要人員の差異は、機械課の要員1名の差としてあらわれている。

#### (5) 総務部

総務部は、部長、次長のもとに人事、財務、購買、管理の4つの課がおかれ、管理課のもとには、車輛、消火、食堂、衛生室等の機能が集められている。

各課の業務については、通常の工場におけるそれらと特に異なるところはないので、詳述はせず、表6-18に、各課別、職種別人員計画を示すにとどめる。

Table 6-16 Manning Plan for Technical Service Department

Position \ Case	40,000 & 20,000 BPSD	
	Self-Supply	Purchase
Manager and Assistant	2	2
Clerk	1	1
Laboratory		
Chief	1	1
Tester	10	10
Clerk	2	2
Technical Service Division		
Chief	1	1
Engineer	1	1
Draftman & Technician	2	2
Clerk	1	1
Production Planning Division		
Chief	1	1
Engineer	1	1
Total	23	23

(Source) JICA Mission



**Table 6-17 Manning Plan for Maintenance Department**

Case Position	40,000 & 20,000 BPSD			
	Self-Supply		Purchase	
	Day	Shift	Day	Shift
Manager	1		1	
Clerk	1		1	
<b>Maintenance Division</b>				
Chief	1		1	
Foreman		1		1
Technician	2	1	1	1
Clerk	1		1	
<b>Electrical &amp; Instrument Division</b>				
Chief	1		1	
Foreman		1		1
Technician	2	1	1	1
Clerk	1		1	
<b>Mechanical Division</b>				
Chief	1		1	
Foreman		1		1
Technician	1	1	1	1
Clerk	1		1	
<b>Warehouse Division</b>				
Chief	1		1	
Staff	2		2	
Clerk	1		1	
<b>Sub Total</b>	<b>15</b>	<b>6</b>	<b>14</b>	<b>6</b>
<b>Total</b>	<b>39</b>		<b>38</b>	

(Source) JICA Mission

**Table 6-18 Manning Plan for General Affairs Department**

Case Position	40,000 & 20,000 BPSD			
	Self-Supply		Purchase	
	Day	Shift	Day	Shift
Manager	1		1	
Assistant	1		1	
Clerk	2		2	
<b>Personnel Division</b>				
Chief	1		1	
Staff	3		3	
Clerk	1		1	
<b>Purchasing Division</b>				
Chief & Assistant	2		2	
Staff	2		2	
Clerk	1		1	
<b>Accounting Division</b>				
Chief & Assistant	2		2	
Accountant	2		2	
Cashier	2		2	
Clerk	1		1	
<b>Addmistration Division</b>				
Chief	1		1	
– First Aid				
Nurse	1		1	
Clerk	1		1	
– Fire-Fighting & Guard				
Chief	1		1	
Firmen		1		1
Guard	2	2	2	2
– Transportation & Canteen				
Chief	1		1	
Tel. Operation	2		2	
Driver	4		4	
Canteen	4		4	
Clerk	2		2	
Sweeper	3		3	
<b>Sub Total</b>	<b>43</b>	<b>3</b>	<b>43</b>	<b>3</b>
<b>Total</b>	<b>55</b>		<b>55</b>	

(Source) JICA Mission

## 第7章 経 済 評 価

### 7.1 所要総資本と運転費の推定

本節では、次節で展開する財務分析の基礎となる所要総資本と運転費用をそれぞれの構成項目毎に説明する。

#### 7.1.1 所要総資本

所要総資本とは、設備が商業運転を開始するまでに投資される資本の総計をさし、投資対象の性格の違いから、固定資本と運転資本とに区分される。

##### (i) 固定資本

本調査では、まず、固定資本を構成する以下の項目毎に所要額を推定し、その合計値として固定資本を算出した。算出結果を表7-1に示す。

- 設備建設費
- 操業前費用
- 特許料
- 触媒、薬品初期充てん費用
- 建設期間中金利

**Table 7-1 Summary of Fixed Capital Requirements**

(Unit: MM R.O.)

Item \ Case	40,000 BPSD		20,000 BPSD	
	Self-Supply	Purchase	Self-Supply	Purchase
1. Plant Construction Cost	24.36	22.33	16.07	14.65
2. Pre-Operating Expenses	1.20	1.19	1.20	1.19
3. Paid-up Royalty	0.27	0.27	0.13	0.13
4. Initial Cat. & Chemicals	0.26	0.26	0.13	0.13
5. Interest paid during Construction Period	1.00	0.93	0.67	0.61
<b>Total Fixed Capital</b>	<b>27.09</b>	<b>24.98</b>	<b>18.20</b>	<b>16.71</b>

(Source) JICA Mission

上記の各項目についてそれぞれ説明を加える。

## 設備建設費

前章（6章）で検討した4つのケースについて、それぞれ推定された設備建設費の一覧表として表7-2を作成した。

推定に際して設定した前提条件を以下に記す。

- a) 設備建設費の推定は、1979年4月時点の資機材費、人件費を基礎とした“現在価格ベース”でおこない将来の価格変動は織り込んでいない。
- b) 海外からの調達が予定される主要資機材の輸入に際しては、本製油所建設プロジェクトは政府プロジェクトとしての扱いをうけ、輸入関税を免除される。
- c) 製油所は、ミナ・アル・ファハル地区の候補地Aに設置される。
- d) 原油、天然ガス、電力、工業用水を上記地点の製油所フェンスまで供給するのに必要な供給施設は、それぞれの供給者の負担で設置される。

## 操業前費用

操業前費用には、建設期間中に発生する以下の費用を含む。その推定結果は表7-3に示されている。

### a) 要員訓練費用

要員訓練費用は、訓練期間中訓練対象者に支払われる給与と訓練に要する費用（トレーナーに支払われる費用と海外訓練時に訓練対象者に支給される海外生活費と渡航費用）を意味し、算出にあたっては、8.3“要員訓練計画”で設定された訓練計画をベースとした。

### b) 管理費

商業運転が開始される1年前に下記の管理者及び管理スタッフが雇用されることを想定し、その後1年間に彼等に支給される給与と付随する間接費を管理費として計上し操業前費用に含めた。

- － 製油所長、副所長、および秘書2名
- － 部長
- － 総務部スタッフ（人事、財務、購売の各課長、課員と運転手等の要員）
- － 各部の事務員

### c) 試運転補助費

ライセンサー及びコントラクターからの試運転補助要員の派遣に対して支払われる費用及び試運転時に消費される薬品、用役費がこれに相当する。

## 特許料及び触媒／薬品初期充てん費用

特許料は本来ライセンサーとライセンサーとの間で個別に決定されるものであるが、ここには標準値としてケース毎に表7-4に示した特許料を想定し、固定資本に組み入れた。

併せて同表に、製油所の稼動開始時に充てんされる触媒及び薬品の費用を示す。

Table 7-2 Summary of Plant Construction Cost

	Refinery Capacity		40,000 BPSD		20,000 BPSD	
	Utility Capacity Unit	Capacity	Purchase Cost (MMR.O.)		Self-Supply Cost (MMR.O.)	
			Capacity	Cost	Capacity	Cost
<b>1. Process Units</b>						
Crude Atmospheric Distillation	BPSD	40,000	4.74	40,000	4.74	3.14
LPG & Naphtha Hydrodesulfurizer	BPSD	8,910	1.65	8,910	1.65	1.09
Catalytic Reformer	BPSD	6,000	2.87	6,000	2.87	1.83
Kerosene Sweetening	BPSD	4,680	0.40	4,680	0.40	0.26
Gas Recovery	BPSD	1,030	0.38	1,030	0.38	0.25
<b>Sub Total:</b>			10.04	10.04	6.57	6.57
<b>2. Utility Facilities</b>						
Steam System	Ton/Hour	14	0.36	40	0.86	0.26
Electric Power System	KW	Deisel 400	0.64	3,600	1.29	0.39
Water System	Ton/Hour	1,250	0.60	2,270	1.39*	0.43
Air, Refinery Fuel, Inert Gas System	Air NM <sup>3</sup> /Hour	800		800		
	Fuel MMKCal/Hour	66	0.22	84	0.21	0.20
	Inert Gas NM <sup>3</sup> /Hour	300		300		
<b>Sub Total:</b>			1.82	3.75	1.28	2.64
<b>3. Offsite and Auxiliaries</b>						
Tankage & Oil Handling	Number of Tanks	27		27		
Waste Water Treatment & Sewer	KL	148,200	7.25	148,200	7.25	4.46
Others			0.65		0.67	0.45
<b>Sub Total:</b>			2.32	2.40	1.72	1.77
<b>4. Site Preparation</b>			10.22	10.32	6.62	6.68
Cutting Volume (M <sup>3</sup> )		50,000		50,000		
Filling Volume (M <sup>3</sup> )		12,000	0.17	12,000	0.17	0.10
8Bφx1 Km		1.4		1.4		
6Bφx1 Km		1.4	0.08	1.4	0.08	0.08
4Bφx1 Km		1.8		1.8		
<b>Total</b>			22.33	24.36	14.65	16.07

\* includes construction cost of desalinator  
(Source) JICA Mission

Table 7-3 Summary of Pre-operating Expenses

(Unit: 1,000 R.O.)

Item \ Case	40,000 BPSD		20,000 BPSD	
	Self-Supply	Purchase	Self-Supply	Purchase
Training Fee	547	528	547	528
Administration Cost	346	346	346	346
Start-up Expense	309	311	309	311
Total	1,202	1,185	1,202	1,185

(Source) JICA Mission

Table 7-4 Summary of Paid-up Royalty and Initial Cost for Catalysts and Chemicals

(Unit: 1,000 R.O.)

Item \ Case	40,000 BPSD		20,000 BPSD	
	Self-Supply	Purchase	Self-Supply	Purchase
Paid-up Royalty	267	267	133	133
Initial Cat. & Chemicals	258	258	130	130
Total	525	525	263	263

(Source) JICA Mission

#### 建設期間中金利

以上列記した固定資本額はそれぞれ下記の条件で建設期間中に支払われる。

一設備建設費；工期30ヶ月の標準的な“S”字型出来高曲線を想定し、エンジニアリング開始（1980年4月）から建設工事完了（1982年9月）までの期間の毎年の設備建設費支出額を算定した。

一操業前費用；1982年に全額支出される。

一特許料，及び触媒／薬品初期充てん費用；稼動開始時，すなわち1983年の支出とする。

以上の各項の毎年の資本支出額に対して，後述する自己資本（払い込み資本）でまかなえない額は長期借入金にて補うことを想定した。特に，建設期間中に生じた支払い金利は建設期間中金利として電算機の内部計算により求め，固定資本に加算した。

算出された建設期間中金利の累計額は表7-1に示されている。又長期借入金の借り入れ条件については，後の7.2.1の⑤“資金調達計画”の項で詳述することにし，ここでは，年利率7.5

％を設定したことだけを示すにとどめる。

## (2) 運転資本

運転資本とは、企業が日常の生産活動を支障なく続けるために必要な資金であり、本調査では、以下に説明する手持ち現金、原料及び製品在庫額、未収金の合計から未払い金を差し引いた額と定義し、算定した。

### 手持ち現金

原油代を除く直接生産費項目、すなわち人件費や用役費の支出額の2ヶ月分相当を、手持ち現金のかたちで常に準備することを仮定した。

### 原料在庫額

原油の平均在庫量を、原油タンク貯油能力に対する平均在庫率60％を想定して算出し、原油コストを乗じて原料在庫額を求めた。

### 製品在庫額

製品タンクの平均在庫率50％を用いて製品の平均在庫量を求め、それに直接生産費をかけて製品在庫額を算出した。

### 未収金

売上げの受け取り猶予期間として1ヶ月を想定し、総売上高の1ヶ月分を未収金として計上した。

### 未払い金

原油代が大部分を占める生産費の支払い猶予期間を1ヶ月間とおき、未払い金を算出した。

以上のような定義から、運転資本は、生産水準の変化に応じてその必要額が変わる。その変化の推移は、添付の資金運用表(Funds Outlook)上でみることが出来るので、ここでは、稼働開始年の運転資本を表7-5に示すにとどめる。

## 7.1.2 運転費用

ここでは、運転費用の推定に際して設定した、各運転費用項目の基準について説明する。各ケース毎の運転費用の推計値は、これらの基準値を集計するかたちで、次節で考察する“損益計算書”上にあらわれるので、ここでの説明は、“損益計算書”の各項目の構成に準じておこなう。

### (1) 直接生産費(Direct Production Cost)

#### 原料費(Raw Material Cost)

“現在価格ベース”の分析には各年の通油量に、1バレル当り5.186 R.O.(US\$15.0)の原油コストを乗じて原料費を算出した。ただし、オマーン政府から要請のあった“1978年価格ベース”の分析の際には、1バレル当り4.494 R.O.(US\$13.0)の原油コストを用いた。

人件費 (Operating Labour Cost)

6.5 で設定した製油所の所要人員と表 7-6 に示された給与体系にもとづき、年間の人件費総額を算出し、その結果を表 7-7 に示す。

**Table 7-5 Summary of Initial Working Capital**

(Unit: MM R.O.)

Item \ Case	40,000 BPSD		20,000 BPSD	
	Self-Supply	Purchase	Self-Supply	Purchase
1. Operating Cash	0.44	0.48	0.32	0.35
2. Inventories				
Crude Oil	0.29	0.29	0.15	0.15
Product	2.43	2.43	1.24	1.24
3. Account Receivables	5.17	5.17	2.59	2.59
4. Sub Total	8.33	8.37	4.30	4.33
5. Account Payables	4.86	4.87	2.49	2.49
6. Initial Working Capital	3.47	3.50	1.81	1.84

(Source) JICA Mission

**Table 7-6 Job Classification and Annual Payrolls**

Class	Job Classification	Annual Payrolls	
		10 <sup>3</sup> R.O.	10 <sup>3</sup> US\$
A	Refinery Manager/Assistant Refinery Manager	17.3	50.0
B	Department Manager/Assistant Dept. Manager	12.1	35.0
C	Division Manager/Supervisor/Chief/Engineer	8.6	25.0
D	Foreman/Secretary/Accountant/Nurse	5.2	15.0
E	Operator/Draftman/Tester/Fireman/Tel. Operator/Driver/Guard	3.5	10.0
F	Clerk	2.4	7.0
G	Sweeper	1.0	3.0

(Source) JICA Mission



Table 7-7 Required Personnel and Total Annual Payrolls

Case / Class	40,000 BPSD		20,000 BPSD	
	Self-Supply	Purchase	Self-Supply	Purchase
A	2	2	2	2
B	7	7	7	7
C	20	20	20	20
D	29	29	29	29
E	122	109	122	109
F	30	30	30	30
G	3	3	3	3
Total	213	200	213	200
Total Annual Payroll (10 <sup>3</sup> R.O.)	940	895	940	895

(Source) JICA Mission

用役費 (Utility Cost)

用役費としては外部から用役（電気，工業用水，天然ガス）を購入するに要する費用を計上する。用役費は，稼働率の変化に応じて上下する。100%稼働時の初年度にあたる1985年の用役購入量及び購入費用を表7-8に示す。なお6.3.4で述べた通り，余剰LPG（内需を超える）は，製油所燃料として消費するとの考え方をおいたため，各ケースとも，LPGの内需が生産量をこえるまでの暫くの期間は，天然ガス購入量が節約される。

Table 7-8 Utilities Purchase, Requirements and Costs

Case / Utility	40,000 BPSD		20,000 BPSD		Unit Cost
	Self-Supply	Purchase	Self-Supply	Purchase	
Electricity (MM KW H)	0	27.0	0	15.4	0.02 R.O./KWH
Industrial Water (10 <sup>3</sup> ton)	0	118.0	0	58.6	0.44 R.O./ton
Natural Gas (10 <sup>9</sup> BTU)	1,260	670	830	480	0.484 R.O./MMBTU
Annual Purchasing Cost (1,000 R.O.)	610	917	402	566	

(Source) JICA Mission

## 他の直接生産費

他の直接生産費としては以下の費用項目をあげることが出来る。

- 保全費 (Maintenance Cost) : 設備建設費の 4 % 相当額を年間の保全費として計上した。
- 諸経費 (Operating Supplies) : 原料費及び保全費の対象とはならない消耗品類の購入費用のことで、具体的には、事務用品、車輛燃料等の費用が相当する。本調査では設備建設費の 0.2 % 相当額を年間の諸経費としておいた。
- 触媒及び薬品費 (Catalyst & Chemicals)

製油所の運転に伴い必要となる触媒及び薬品類の補充に要する費用を年間ベースで表 7-9 に示されるように推定し、直接経費として計上した。

**Table 7-9 Annual Expense for Catalyst & Chemicals**

(Unit: 1,000 R.O.)

Annual Expense	Case	40,000 BPSD		20,000 BPSD	
		Self-Supply	Purchase	Self-Supply	Purchase
for Cat. & Chemicals		159	159	80	80

(Source) JICA Mission

### (2) 減価償却費 (Depreciation)

7.1.1 (1) "固定資本" の項で述べた固定資本額に、以下に述べる償却方法を適用し、減価償却費を算出した。

- 償却方法 : 定額法
- 償却期間 : 10 年間 (稼動開始時を起点)
- 残存価値率 : 10 %

### (3) 一般管理費 (General Expense)

ここでいう一般管理費には、以下に列記するように間接費に相当する費用項目を全て含む。推定にあたっては、先に述べた人件費と保全費の合計値の 50 % 相当額と年間売上額の 0.1 % の合計値を年間の一般管理費として算出した。

- プラント管理費 (Plant Overhead Cost)
- 管理費 (Administrative Cost)
- 販売経費 (Distribution & Marketing Cost)

#### (4) 支払い金利

7.1.1 (1) 固定資本の項でふれたように、固定資本投資への資金需要を充足するために借入した長期借入金に対して建設期間中に発生した支払い金利は、固定資本に繰り込まれて処理されている。

従って、年々の運転経費として計上される支払い金利は、以下の2つの金利の合計である。

- 運転開始後（1983年以降）支払われるべき長期借入金に対する年間の支払い金利
- 稼働開始後の資金需要に対する資金不足をみたすために借り入れた短期借入金から発生した金利の年間支払い額

なお、長期、短期の借入金の借り入れ条件は、次節7.2.1の(5)資金調達計画で説明を加える。

#### (5) 所得税

オマーン政府との打ち合せに基き、本製油所計画は、非課税の特典をうけると想定した。

#### (6) 配当

無配当の条件をおいた。

### 7.2 財務分析

これまで述べてきた製油所計画の各項にわたる検討結果に基き、以下に列記する財務諸表を作成して財務分析を行った。

- 損益計算書 (Income Statement)
- 資金運用表 (Funds Outlook)
- 現金流入分析表 (Cash Flow Analysis Table)
- 貸借対照表 (Balance Sheet)

各ケース毎の財務諸表は表A-1から表A-4として本報告書の最後に添付する。

以下、財務分析の検討基準をまず整理し、次に検討結果について説明を加える。

#### 7.2.1 検討基準

##### (1) 対象期間

8.1での検討結果に従い、商業運転開始時を1983年の1月とし、その後の15年間、すなわち1997年12月までを稼働後の分析対象期間とした。

##### (2) 稼働率

運転開始初年度（1983年）と次年度（1984年）の稼働率をそれぞれ設計能力の85

%及び95%とし、1985年以降は100%の稼働率が継続すると想定した。

(3) 所要総資本（固定資本及び運転資本）

7.1.1 “所要総資本”の検討結果をそのまま用い、将来の価格変動は織り込まない。

(4) 運転費用

7.1.2 “運転費用”で設定した基準に従い、算出し、上記の所要総資本同様将来の価格変動は考慮しない。

(5) 資金調達計画

a) 資本金

各ケースとも、設備建設費の40%は、自己資本にあたる払い込み資本金でまかなう。

b) 長期借入金借り入れ条件

7.1.1でも触れた通り、固定資本に対する支出のうち、自己資本でまかなえない額を長期借入金として借り入れる。金利及び元金の返済条件は次の通りとする。

金 利；年率7.5%

元金返済；稼働開始次年度（1984年）から元金均等・返済期間8年の条件のもとで返済を開始する。

c) 短期借入金

稼働開始後の資金需要に対して資金不足が生じた場合、それを充当するかたちで短期借入金を次の条件で借り入れる。

金 利；年率11.0%（LIBOR+約1%）

元金返済；資金余剰が生じれば、それを短期借入金の借入れ残高の範囲内で返済に充てる。

なお、以上述べた各資金源からの資金調達額及び返済額の推移は、各ケース毎に表A-1からA-4までの財務諸表中の資金運用表上に表わされている。

(6) 売 上 高

各製品はまず国内需要に向けられ、製品余剰が生じた場合にのみそれらが輸出されると想定した。2.5 “石油製品の価格”での考察に従い、国内市場向け価格は、輸入CIF価格に又輸出価格は、Bandar Mah Shar（イラン）からのFOB価格にそれぞれ、同一とおいた。財務評価の基本的前提となっている“現在価格ベース”の分析に用いた、1979年2月時点の各製品毎の国内向けと輸出向け価格を表7-10の(A)に示す。

又、オマーン政府の要請に応じて分析した“1978年価格ベース”の財務評価に用いたそ

それぞれの価格を表7-10の(B)に示す。

Table 7-10 Domestic and Export Prices of Products (A) (as of Feb., 1979)

(Unit: R.O./BBL)

Product	Destination	Product Price	
		For Domestic	For Export
LPG		3.549* <sup>1</sup>	—
Premium Motor Gasoline		8.357	7.741
Regular Motor Gasoline		7.611	6.891
Kerosene & Jet A-1		7.655	7.005
Gas Oil		6.908	6.426
Marine Bunker Fuel		—	4.213
Heavy Fuel Oil		—	3.856

Table 7-10 Domestic and Export Prices of Products (B) (as of 1978)

(Unit: R.O./BBL)

Product	Destination	Product Price	
		For Domestic	For Export
LPG		3.540* <sup>1</sup>	—
Premium Motor Gasoline		7.334	6.845
Regular Motor Gasoline		6.665	6.099
Kerosene & Jet A-1		6.752	6.245
Gas Oil		6.100	5.652
Marine Bunker Fuel		—	4.054
Heavy Fuel Oil		—	3.868

\*1: LPG Price of FOB Bandar Mah Shar for bulk users is applied due to the reason that the CIF price in table 2-21 is for cylindered LPG.

(Source) JICA Mission, Ministry of Commerce & Industry

## 7.2.2 財務分析結果

ここでは、6章で設定した次の4ケースを対象とした財務分析評価の結果を示す。

— 製油所規模4万BPSD・用役自給 (Case 40/S)

- # 4万BPSD・用役外部依存 (Case 40/P)
- # 2万BPSD・用役自給 (Case 20/S)
- # 2万BPSD・用役外部依存 (Case 20/P)

検討の内容及び順番は次に示す通りである。

○ 上記4ケースの比較検討

上記4ケースを“現在価格ベース”で、主として収益性の観点から比較検討する。対象となる4ケースの性格からここでの検討の視点は、

- 製油所の規模の相違が収益性と財務内容にどう影響するか。
- 用役の外部依存と完全自給のどちらの方式が収益性の面からみてよりよいか。

の2点に集約される。

○ 感度分析

本章の前半で考察した諸前提のうち、下記の4項目を選び、それらの変化が収益性に与える度合いを分析した。

- 設備建設費
- 原油価格と製品価格の変化
- 生産費
- 稼動初年度(1983年)の稼動率

○ “1978年ベース”の試算

オマーン政府の要望により1978年の製油価格、原油価格、をベースとした試算の結果を参考例として示す。なお、ここでは、原油価格を1バレル当り4.494 R. O. (13.0 \$ / BBL)と設定したことに伴い、燃量ベースで原油価格の1/2と設定されている天然ガスの購入費用の変化も織り込まれている。

(i) 4ケースの比較検討(現在価格ベース)

各ケースの財務諸表をもとに作成した比較検討表を表7-11として示す。各ケースの財務諸表は、それぞれ次の対応表番号をつけ本報告書の最後に添付する。

<u>Table No.</u>	<u>Case Title</u>		<u>Case Code</u>
Table A-1	40MBPSD/Reformer	/S	Case40/S
Table A-2	40	# /P	Case40/P
Table A-3	20	# /S	Case20/S
Table A-4	20	# /P	Case20/P

(a) 製油所規模による比較

表7-11の内部収益率の項に示されているように収益性の面では、40,000BPSDのケースが20,000BPSDのケースよりもはるかにまさっている。これは表7-11の

Table 7-11 Summary of Financial Evaluation

(Unit: MM R.O.)

	40,000 BPSD						20,000 BPSD					
	Self-Supply			Purchase			Self-Supply			Purchase		
	1985	1995	1983 ~1997	1985	1995	1983 ~1997	1985	1995	1983 ~1997	1985	1995	1983 ~1997
I) Cost & Income												
<u>Sales Revenue</u>	76.0	76.2	1,127.2	76.0	76.2	1,127.2	38.1	38.2	565.6	38.1	38.2	565.6
<u>Direct Production Cost</u>												
Raw Material Cost	68.5	68.5	1,013.2	68.5	68.5	1,013.2	34.2	34.2	506.6	34.2	34.2	506.6
Labour Cost	0.9	0.9	14.1	0.9	0.9	13.4	0.9	0.9	14.1	0.9	0.9	13.4
Utility Cost	0.6	0.7	9.8	0.9	1.0	14.4	0.4	0.4	6.5	0.6	0.6	8.9
Others	1.2	1.2	17.7	1.1	1.1	16.4	0.8	0.8	11.3	0.7	0.7	10.4
(Sub Total)	(71.2)	(71.3)	(1,054.8)	(71.4)	(71.4)	(1,057.4)	(36.3)	(36.4)	(538.4)	(36.4)	(36.4)	(539.3)
Depreciation	2.4	-	24.4	2.2	-	22.5	1.6	-	16.4	1.5	-	15.0
General Expense	1.0	1.0	15.5	1.0	1.0	14.5	0.8	0.8	12.4	0.8	0.8	11.7
Financing Cost	1.4	-	8.2	1.3	-	7.6	1.2	1.3	26.3	1.2	2.1	23.9
<u>Total Production Cost</u>	76.1	72.3	1,102.9	75.9	72.4	1,101.9	40.0	39.5	593.5	39.8	39.3	589.9
Net Income	-0.1	3.9	24.4	0.1	3.8	25.3	-1.9	-1.3	-27.9	-1.7	-1.0	-24.3
II) Cash From Operation	2.3	3.9	48.7	2.3	3.8	47.7	-0.3	-1.3	-11.5	-0.2	-1.0	-9.2
III) Cash Flow	3.7	3.9	26.4	3.6	3.8	26.9	1.0	1.0	-5.3	1.0	1.0	-3.9
IV) Cumulative Short Term Loan	2.5	0		2.3	0		6.0	22.4		5.6	19.9	
V) Pay Out Time (year)		9.56			9.05			not recoverable			not recoverable	
VI) Internal Rate of Return on Total Capital (%)		7.89%			8.52%			-3.23%			-2.52%	

(Source) JICA Mission

各費用項目の対比のうえから明らかのように、20,000 BPSDのケースは、40,000 BPSDのケースに比べて、原料代を除く全ての費用項目のうえで売上高に対する負担が大きいこと、すなわち、小規模生産の不利益をこらえていることに帰因している。この結果、20,000 BPSDのケースでは、毎年の資金繰りのうえで、短期借入金の借り入れを続けるをえず、それによって生ずる支払い金利が更に生産コストを引き上げるといふ悪循環におち入っており、財務内容は著るしく不健全な推移を示している。

#### (b) 用役供給方法の比較

用役を完全自給するケースと電力、工業用水を外部供給に依存するケースの経済性の相違は、40,000 BPSDのケースを例にとると表7-12のようにまとめることが出来る。

この表に示されているように、外部からの電力購入コストがオマーン政府から提示された20 Baisa/KWHの水準にある限りは、外部依存のケースが初期投資額節約と若干高い収益性という2つの理由から、経済性の面ではすぐれているといえる。ただし、収益性の差は僅少であり、外部用役の購入単価が変化すれば容易に逆転しうる。ちなみに4章の“公共用役”のところで可能性を指摘した56 Baisa/KWHの新電力料金が適用されたと仮定すると、表7-12に示したように、自給のケースが収益性においてまさる結果となる。

しかし、自給のケースでも天然ガス価格の動きが用役コストの支配的な要因となっており、用役供給方式の決定に際しては、更に詳細な検討が必要となろう。

### (2) 感度分析

#### (a) 設備建設費の変化

設備建設費の変化は、単に総所要資本だけではなく、減価償却費、保全費の変化を通じて、生産費用にも影響を与える。

内部収益率を指標に、40,000 BPSD用役外部依存と20,000 BPSD用役外部依存の両ケースの設備建設費をそれぞれ±30%の範囲で変化させた結果を、図7-1に示す。

両ケースとも、内部収益率は設備投資額に対してあまり感応的ではない。すなわち、設備投資額の10%の変化は、内部収益率2%程度の変化としてしかあらわれない。これは、表7-11にも示されているように、石油精製業の原価構成のなかで原油代が圧倒的な比重を占めており、相対的に付加価値の1部を構成している減価償却等の設備建設費関連費用の比重が低いために、設備建設費の変化が収益の変化には大きく結びつかないためである。

#### (b) 原油価格と製品価格の変化

本節の“(1)4ケースの比較検討(現在価格ベース)”で適用した、1979年2月時点の原油価格と製品価格との間には、経済的均衡関係があるはずである。すなわち、人為的な政策価格が採用されるのでないかぎり、原油価格と製品価格とが反対方向に変化するということは考えにくい。



Table 7-12 Economic Comparison, Self-Supply vs. Purchase of Utilities

(Unit: MM R.O.)

Case Items	40,000 BPSD		
	Self-Supply	Purchase* <sup>1</sup>	Purchase* <sup>2</sup>
I) Investment Cost			
1) Fixed Capital	27.1	25.0	25.0
2) Initial Working Capital	3.5	3.5	3.5
3) Total Capital Requirements	30.6	28.5	28.5
II) Production Cost (during Operating Periods)			
1) Total Production Cost	1,102.9	1,101.9	1,123.1
2) Utility Cost	9.8	14.4	28.8
III) Internal Rate of Return (%)	7.89%	8.52%	4.31%

\*1 Electric Power Rate = 0.02 R.O./KWH

\*2 Electric Power Rate = 0.056 R.O./KWH

(Source) JICA Mission

しかし現実には、原油の値上がりが先行し、製品価格は時間的に遅れて引き上げられるのが最近の価格形成のパターンであり、これが今後も続くと考えるのが妥当であろう。

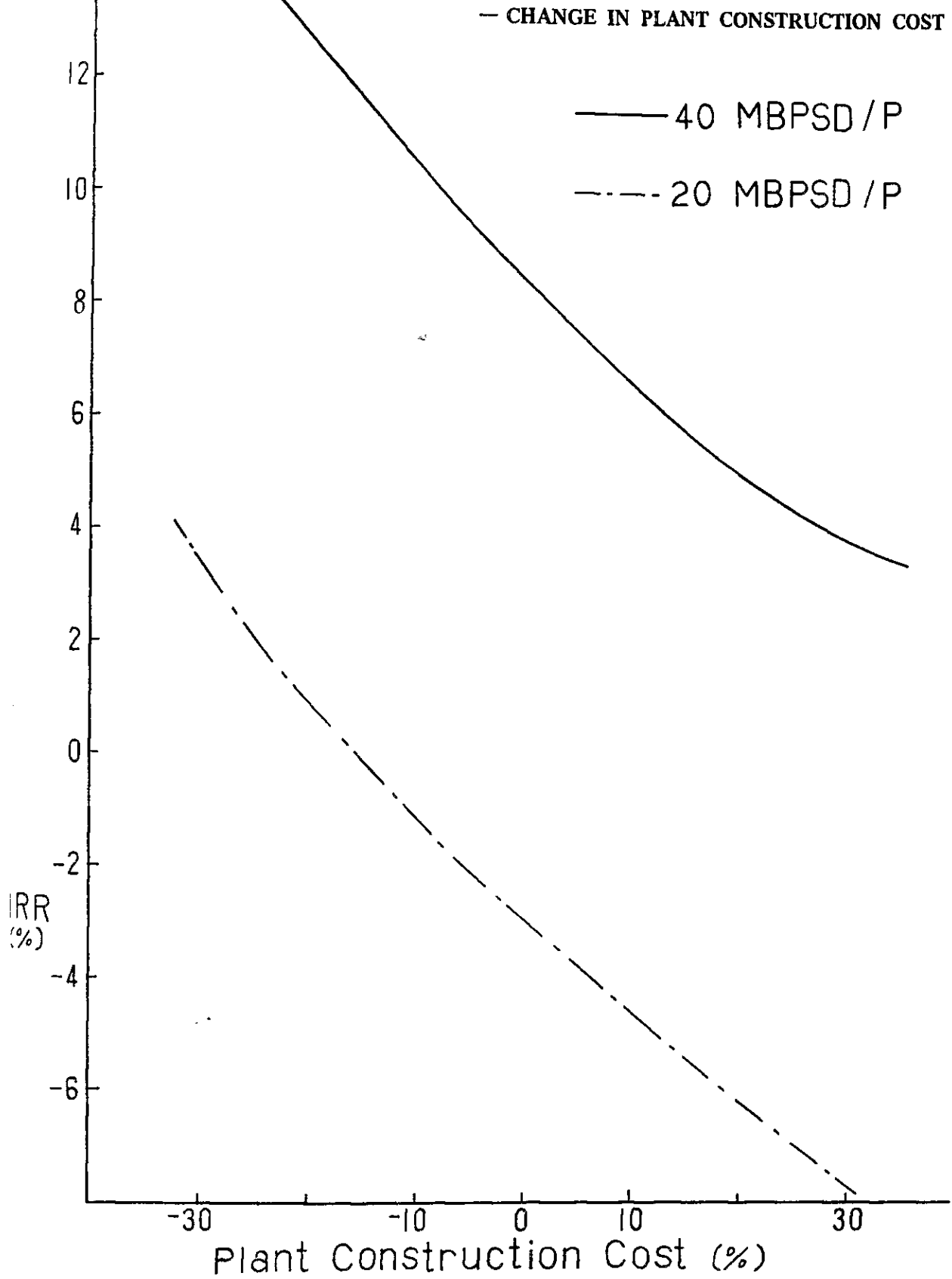
そこで本調査では、40,000 BPSD用役購入のケースを例として、原油価格と製品価格がともに上昇し、その上昇率は両者が等しい場合と原油価格上昇が先行する場合とについて、内部収益率の変化を試算し、その結果を表7-13にまとめて示した。

(c) 生産費の変化

原料費、償却費以外の費用項目においても費用変化の可能性は残る。ここでは、それらの費用項目の年間生産費が或る一定額変化した場合を想定して、内部収益率を尺度とした感度分析を試みた。試算の結果は表7-14にあらわす。

ここで採用した40,000 BPSD用役外部依存のケースを例にとると、年間50万R.O.の生産費変化は、原料費、償却費を除く生産費総額の約10%に相当するが、原料費の僅か0.7%にしかすぎない。本表の結果は、本ケースの場合年間50万R.O.程度の生産費上昇には、収益性の面からは、耐えうることを示すと同時に、原料費の数%の上昇が製品価格変

FIG. 7-1 SENSITIVITY ANALYSIS



化を伴わずに生じた場合には、プロジェクトの収益性に大きな影響をもたらすことも示唆している。

**Table 7-13 Sensitivity Analysis – Change in Crude Oil and Products Prices**

Change in Price		40,000 BPSD
Products	Crude Oil	Purchase
(%)	(%)	IRR (%)
± 0	± 0	8.52
+ 5	+ 5	9.91
+ 5	+ 7	4.24
+ 5	+ 9	-3.50
+ 5	+10	-9.49
+10	+12	5.88
+10	+14	-1.08
+10	+15	-5.87
+15	+15	12.48
+15	+17	7.41
+15	+20	-3.05
+20	+25	-0.68
+25	+30	1.38
+30	+35	3.23

(Source) JICA Mission

**Table 7-14 Sensitivity Analysis – Change in Production Cost**

Change in Production Cost	40,000 BPSD
(MM R.O./Yr.)	Purchase
	IRR (%)
± 0	8.52%
+ 0.5	6.42%
+ 1.0	4.15%
+ 1.5	1.62%
-0.5	10.47%

(Source) JICA Mission

(d) 稼働初年度の稼働率の変化

計画実施スケジュールの遅れは、まず稼働初年度にあたる1983年の稼働率の低下をもたらすことになろう。

表7-15に示されているように、4万BPSD用役購入のケースを取り出して、初年度の稼働率をそれぞれ70%、50%、35%とおいた場合の内部収益率の変化を試算した。試算結果は、初年度の稼働率低下は、収益率の低下を殆んどもたらさないことを示している。これは、稼働率の低下に応じて変動費、特に原料代が減少するので、初年度の収益はそれ程低下しないことが最大の理由と考えられる。

Table 7-15 Sensitivity Analysis – Change in Operating Rate in 1983

Operating Rates in 1983 (%)	40,000 BPSD Purchase IRR (%)
85	8.52
70	8.37
50	8.16
30	7.93

(Source) JICA Mission

(3) 1978年価格ベース

オマーン政府の要請にもとづき、“1978年ベース”の財務分析評価を40,000BPSD用役自給のケースで試算した。

“1978年ベース”と“現在ベース”の設定基準及び試算結果の相違は、次のように整理される。

	Current Price Basis	1978 Price Basis
Product Price	Table 7-10 (a)	Table 7-10 (b)
Crude Oil Price	5.186 R.O./BBL	4.494 R.O./BBL
Natural Gas Cost	0.484 R.O./MMBTU	0.419 R.O./MMBTU
Internal Rate of Return	7.89%	16.24%

1979年ベースがはるかに低い内部収益率を示したのは、次の表7-16に示されているように、1978年から原油価格の上昇率に比して製品価格、特に輸出向け重油価格の上昇率が小さいためである。石油製品、原油価格ともにすでに下方硬直性をもっており、将来、双方

が値下りする可能性は殆んどないことを考えると、1978年価格ベースの結果は、あくまでも参考値としての意味しか持たないであろう。

Table 7-16 Price Increase, Products and Crude Oil (1978 vs. Feb., 1979)

Product	Price	1979 Price (1978 price = 1.0)	
		For Domestic	For Export
LPG		1.003	—
Premium Mogas		1.139	1.131
Regular Mogas		1.150	1.147
Kerosene & Jet A-1		1.134	1.122
Gas Oil		1.132	1.137
Marine Bunker Fuel		—	1.039
Heavy Fuel Oil		—	0.997
Crude Oil		1.154	

(Source) JICA Mission

### 7.3 国民経済評価

#### 7.3.1 国民経済評価分析の視点

オマーンに製油所を建設することは、以下のような便益をもたらすと考えられる。

- 1) 原油の付加価値の向上
- 2) 貿易収支の改善
- 3) 石油製品自給率の向上
- 4) 雇用増大と技術移転
- 5) 他産業への波及効果その他

一方、マイナス面は次のようなものがあげられる。

- 1) 環境汚染
- 2) 資源配分不均衡

これら便益の評価は、定量化できるものについては、EIRR (Economic Internal Rate of Return), 国民経済収益性 (National Economic Profitability), 貿易収支効果 (Foreign Exchange Effect) を推定する。定性的な便益の評価は単なる考察にとどめる。

### 7.3.2 Economic Internal Rate of Return (EIRR)

EIRR算定にあたって用いた前提条件は財務分析と同一である。すなわち、

- 1) 原材料（原油）価格は、国際価格すなわち輸出FOB価格とする。
- 2) Ex - Refinery価格は、オマーンへの輸入CIF価格とする。
- 3) 設備、機材、薬品などの輸入関税はゼロとする。

従って、これらの価格については、新たにシャドウ・プライスを設定することは不要であり、その他のコスト成分例えば労賃、ユーティリティ等は、総オペレーション・コストに占める比率が2～3%と小さいので、シャドウ・プライス化はおこなわなかった。

このプロジェクトの費用と便益を算定するために、製油所が建設されたとき(With)とそうでないとき(Without)の影響を対比した。

Table 7-17 "With" and "Without" Refinery

	With	Without
Investment	Refinery Facilities	Petroleum Products Storage Tanks
Crude Oil	Decrease of Crude Oil Export	
Petroleum Products	Petroleum Products Self-sufficiency and Export	Petroleum Products Import

このような考察にもとづいて、費用と便益は次のように設定する。

－費用：製油所計画の総投資額と製造コストの和から、製油所建設費に付帯的に含まれている製品備蓄タンク建設投資をさしひいたものとする。

－便益：石油製品の国内販売額と輸出額の和、すなわち販売額（Sales Revenue）をとる。

ここで、総投資額から、製油所に付帯的に含まれている製品備蓄タンク建設投資額をひいた理由は、これらは実際のオペレーション上必要であっても、理論上は不要な投資であるからで、いかにすると製油所があるかぎり、石油製品は継続的に供給され備蓄の必要性がない。製油所がない場合ナショナル・セキュリティの見地から、製品備蓄投資が必要になるための一種のセキュリティ・コストの最小値と考えられるので、現在の製油所総投資から除くことができる。この投資額は表7-18に示してある。

Table 7-18 Cost of Product Storage Tanks

Case	Petroleum Products Storage Tank Capacity (Kl, Unit)	Investment Cost (MM R.O.)
40,000 BPSD	61,000 9	2.6
20,000 BPSD	42,000 8	2.0

(Source) JICA Mission

原油輸出は、製油所が建設されると原料として投入されるので一部減少する。しかし、製油所が国際価格で購入するので便益には直接関係しないと考える。

E I R R の計算は以下の 4 ケースについておこなった。

	40,000 BPSD	20,000 BPSD
Utility Purchase	X	X
Utility Self-Supply	X	X

費用と便益を対比した 40,000 BPSD 用役外部購入の例は、表 7-19 に示すとおりで、セキュリティ・コストはさしひく形をとる。これら 4 ケースの費用と便益対比例は本報告書に添付の表 A-5 から A-8 に示してある。

表 7-20 には、E I R R の計算結果をまとめた。

### 7.3.3 感度分析

E I R R に対する影響因子としては以下のものを取りあげた。

- 1) 主影響因子—原油価格と製品価格が同時に、-5%、+5%、+10%、+15% 変動
- 2) 副影響因子—投資コストが-10%、+10%、+20% 変動、オペレーション・コストが+10% 変動、設備利用率が-10% 変動

また分析の対象としては、1) 40,000 BPSD のユーティリティを外から購入するケース、2) 20,000 BPSD のユーティリティを外部から購入するケースの 2 ケースを取りあげた。

表 7-21 に示された感度分析の結果は次のようにまとめられる。

- 1) ベース・ケース (表 7-20) でも述べたように、20,000 BPSD の製油所経済性は、原油価格と連動した製品価格が 10~15% 上昇しないかぎり正当化されない。
- 2) 投資コストの 10% 程度の上昇は、経済性を大きく損わないが、オペレーション・コスト

の10%上昇は、すべてのケースで経済性を大きく低下させるので好ましくない。

3) 設備稼働率低下は、10% (= 33日)程度であれば経済性に大きく影響しない。

4) 原油と石油製品価格が連動して、一定の比率で変動するかぎり、価格上昇は経済性を向上させる。

Table 7-19 · Cost and Benefit Stream (40,000 BPSD/P\* Case)

(Unit: MM R.O.)

Year	Cost				Benefit Revenue
	Investment	Operation	Security	Total	
1980	3.3	0.0	0.0	3.3	0.0
1981	14.1	0.0	-1.6	12.5	0.0
1982	7.0	0.0	-1.0	6.0	0.0
1983	4.0	61.9	0.0	65.9	64.6
1984	0.0	68.9	0.0	68.9	72.1
1985	0.0	72.4	0.0	72.4	76.0
1986	0.0	72.4	0.0	72.4	76.0
1987	0.0	72.4	0.0	72.4	76.1
1988	0.0	72.4	0.0	72.4	76.2
1989	0.0	72.4	0.0	72.4	76.2
1990	0.0	72.4	0.0	72.4	76.2
1991	0.0	72.4	0.0	72.4	76.2
1992	0.0	72.4	0.0	72.4	76.2
1993	0.0	72.4	0.0	72.4	76.2
1994	0.0	72.4	0.0	72.4	76.2
1995	0.0	72.4	0.0	72.4	76.2
1996	0.0	72.4	0.0	72.4	76.2
1997	0.0	72.4	0.0	72.4	76.2

\*Utility purchase

Internal Rate of Return = 9.9%

(Source) JICA Mission



**Table 7-20 Economic Internal Rate of Return**

(Unit: %)

Case	EIRR
1. 40,000 BPSD/Utility Purchase	9.9
2. 40,000 BPSD/Utility Self-Supply	9.0
3. 20,000 BPSD/Utility Purchase	minus
4. 20,000 BPSD/Utility Self-Supply	minus

(Source) JICA Mission

**Table 7-21 . Result of Sensitivity Analysis – Economic Internal Rate of Return**

(Unit: %)

Case	Crude Oil and Petroleum Products Prices				
	-5%	0%	+5%	+10%	+15%
<b>1. 40,000 BPSD/P*</b>					
Base Case	8.3	9.9	11.5	12.9	14.3
Investment Costs					
Up 10%	6.8	8.4	9.8	11.2	12.6
Up 20%	5.6	7.0	8.4	9.8	11.1
Down 10%	10.0	11.7	13.4	14.9	16.4
Operating Costs					
Up 10%	minus	minus	minus	minus	minus
Capacity Utilization					
Down 10%	6.8	8.4	9.8	11.2	12.6
<b>2. 20,000 BPSD/P*</b>					
Base Case	minus	minus	minus	2.4	4.1
Investment Costs					
Up 10%	minus	minus	minus	1.1	2.8
Up 20%	minus	minus	minus	minus	1.6
Down 10%	minus	minus	1.9	3.8	5.6
Operating Costs					
Up 10%	minus	minus	minus	minus	minus
Capacity Utilization					
Down 10%	minus	minus	minus	1.1	2.8

\* Utility Purchase

(Source) JICA Mission

### 7.3.4 国民経済収益性 (National Economic Profitability)

民間部門の投資回収率 (Return on Investment) と同じ考え方を、工業セクターへの公共投資へ導入してみると、次のような国民経済収益性が求められる。

$$\text{National Economic Profitability (NEP)} = \frac{\text{Average Annual Benefits} - \text{Average Annual Operating Cost}}{\text{Total Investment Costs}}$$

ここで平均年間便益は、EIRR算出の場合と同じく、製油所の売り上げ、すなわち、輸入CIF価格を用いて算出された国内における石油製品売上げとバンカーなどの輸出売り上げの和をとる。すなわち、輸入代替による外貨節約と輸出による外貨収入の和である。全投資コストからは、EIRR計算時と同様に、製油所がないと想定した場合に発生するセキュリティ・コストの最小値をさしひく。4つのベース・ケース (表7-20参照) について算定したNEPを表7-22に示した。

Table 7-22 National Economic Profitability

Case	Avg. Annual Benefits	Avg. Annual Operating Costs	Total Investment Costs	NEP
	(MM R.O.)	(MM R.O.)	(MM R.O.)	(%)
1. 40,000 BPSD/P*	75.1	72.0	25.9	12.0
2. 40,000 BPSD/S**	75.1	71.9	28.0	11.4
4. 20,000 BPSD/P*	37.7	38.4	16.5	-4.2
5. 20,000 BPSD/S**	37.7	38.5	18.0	-4.4

\* Utility Purchase

\*\* Utility Self-Supply

(Source) JICA Mission

20,000 BPSDの製油所の建設のケースは、EIRRと同じく国民経済的にマイナスの収益性を示す。

### 7.3.5 外貨収支効果

外貨収支に影響する因子は、以下のようなものを考える。

- 1) 外貨流出—プラント類の輸入、輸入薬品、触媒代金、外人労働者支払賃金、長期借入金支払い金利
- 2) 原油対製品外貨収支—原油輸出がへり、製品輸入がへった結果としての外貨収支

これらをまとめたプロジェクト総合外貨収支見通しを、表7-23に示した。

Table 7-23 Accumulated Foreign Exchange Balance of the Project

(Unit: MM R.O. in 1979 Prices)

Case	Outflow <sup>1)</sup>	Export/Import Balance <sup>2)</sup>	Foreign Exchange Surplus
1. 40,000 BPSD/P	- 40.0	113.1	73.1
2. 40,000 BPSD/S	- 42.6	113.1	70.5
4. 20,000 BPSD/P	- 29.6	58.9	29.3
5. 20,000 BPSD/S	- 32.2	58.9	26.7

1) Total of capital investment, operating costs and financing costs for the project life.

2) Total balance of petroleum products sales revenue minus crude oil cost for the project life.

(Source) JICA Mission

プロジェクトライフを通じての本プロジェクトによる外貨収入増は、40,000 BPSDのケースで、70~73百万 R.O., 20,000 BPSDのケースで27~29百万 R.O.になるものと推定される。オマーンにとっては、製油所建設がかなりの外貨収支向上に寄与することは間違いな

### 7.3.6 その他の便益評価

本プロジェクトの各代替案における雇用は表7-24のとおりで、大きな雇用効果は望めない。しかもこの雇用の大部分は、熟練したプラントのオペレーターである。この種の技術者や熟練労働者は、オマーンの国外でトレーニングを受けた人々を除けば、P.D.O.のプロセッシング・プラント、Al Ghubra 淡水化発電プラントに極く少数見出されるだけであるから、製油所のオペレーション開始にあたって、従業員のかなりを外国人技術者と労働者に依存することになるであろう。そして操業しながら次第にオマーン人化(Omanization)を、OJT(On-the-Job Training)によりおこなってゆくことになる。職種によるが、その期間は数年かかるであろう。

製油所の建設とオペレーションにおいて、関連産業又は支持産業が必要になる。これらの例を表7-25に示した。このうち、建設に必要な支持産業は、オマーンにすでに存在しているか、又は容易に成立できないものであって—たとえば、プラントの配管と配線—外国コントラクターの力を必要としよう。オペレーションに必要な産業のうち、自動車修理工場は小型のものがすでに存在しており、鉄工所や構造物加工工場も小規模ながらある。

**Table 7-24 Employment at the Refinery**

Case	Number
1. 40,000 BPSD	213
2. 20,000 BPSD	200

(Source) JICA Mission

**Table 7-25 Supporting Industries for a Refinery**

Stage	Type of Supporting Industries
1. Construction	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Building Materials Supply</li> <li>* Steel Works and Metal Fabrication</li> <li>* Transportation of Goods</li> <li>* Contractor – Site Preparation, Foundation, Erection, Electrical Wiring, Piping etc.</li> </ul>
2. Operation	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Automobile Garage (Repairing)</li> <li>* Repair Workshops – Valve Repairing, Electrical Machinery Repairing, Heavy Machinery Repairing</li> <li>* Reconditioning of Meters and Gauges</li> <li>* Steel Works and Metal Fabricators</li> <li>* Foundry and Forging Works</li> <li>* Electroplating and Galvanizing Works</li> <li>* Machining Shops</li> </ul>

(Source) JICA Mission

プラント運転に不可欠の各種修理工場は、製油所の近辺に立地させる必要がある。なお、鋳造、鍛造、メッキ、機械加工などの産業を導入して、高度の部品や簡単な機械をつくることは、今しばらく必要はないと考える。製油所オペレーションにともなって発生する周辺産業の雇用は、100名程度と推定される。

本プロジェクトが地域開発に与える影響はサイトをどこにするかによって変わってくる。想定された2ヶ所を比較すると表7-26のようになる。

この中で、Al Ghubra 地区は Ministry of Land Affairs and Municipalities の “Capital Area Strategic Plan” において “Reserved for Future Development” の指定を受けており、立地させる場合には、政府内部での調整が必要とみられる。両地区ともインフラストラ

クチャーの主要なものは整備されており、今後必要とされるものは従業員住宅程度であろう。とくに、P.D.O.の用地内に製油所を建設する際には、追加的投資が極めて小さく、したがって地域開発効果は小さい。

Table 7-26 Economic Impact on Regional Development

	PDO Compound	Al Ghubra <sup>1)</sup>
1. Land Classification	* Open – Land use is under the control of PDO	* Reserved by the Ministry of Land Affairs and Municipalities for future development
2. Infrastructure	* Existing but minor modification necessary	* Water and power available but social infrastructure such as housing to be developed
3. Access Road	* Existing	* A feeder road to be constructed
4. Environmental Consideration	* Possible halt of exhaust and waste gas within the compound due to topography * Ease of effluent discharge with possible adverse effects on fisheries and tourism	* Easy diffusion of exhaust and waste gas * Ease of effluent discharge with possible adverse effects on fisheries and tourism

1) Next to the power station

(Source) JICA Mission

環境保全に関しては、P.D.O.用地には大気汚染の懸念がいくらかある。この用地は三方を丘にかこまれており、北からの微風によって廃ガスが用地内に滞留する可能性がある。一方、Al Ghubra 地区は平坦であり、廃ガスの拡散が容易である。廃水は、処理を充分おこなって放出すれば、問題が少いと考えられるが、沿岸漁業にいくらか影響がでるかもしれない。

本プロジェクトがオマーンに与える最大の効果は、産油国でありながら石油製品を輸入に依存するという状況から脱却できるという国家安全保障の強化にある。現在、石油製品は Shell と BP によって、湾岸の製油所から輸入されている。この石油製品の減少又は途絶の考えられるケースとしては以下のようなものがある。

- 1) 供給している製油所が、事故その他の原因で閉鎖 – 1979年初めのイランの例
- 2) 石油製品デポが、事故その他の原因で閉鎖
- 3) ホルムズ海峡のタンカー航行が、事故その他の原因で中断

オマーン国内に製油所を建設することにより、これらの不確定要因をとり除くことができる。もし製油所が建設されない場合には、上記の不確定要因に対処する方法として、既存以外に石油

製品備蓄基地を建設する必要が生じてくる。この建設投資は、製油所が建設されれば不要になるが、一種のセキュリティ・コストとして国民経済支出の中にくみ込まれると考えて、EIRRの計算においては、製油所建設費からさしひいた。

さらに、自国で製油所を保有する国民経済上の利点は、原油国際価格の上昇に連動して石油製品価格が上昇してゆく情勢のもとで、原油価格をコントロールすることにより、石油製品価格を安定化できることである。いかえると、石油消費国におけるような原油国際価格上昇の影響を直接に受けないうちに、政策的配慮をおこなうことが可能になる。

#### 7.4 総合評価

6章において、経済検討の対象とすべき製油所のケースとして、

- 40,000 BPSD / 用役自給 (40 / S)
- 40,000 BPSD / 用役購入 (40 / P)
- 20,000 BPSD / 用役自給 (20 / S)
- 20,000 BPSD / 用役購入 (20 / P)

の4種類を提示した。40,000 BPSDのケースでは、1985年のオマーン国の石油製品需要をほぼ完全に満たしうるが、国内には需要のない重油が過剰に生産され(7,855 BPSD)、これを輸出しなければならない。20,000 BPSDのケースでは、この過剰の重油は発生しないかわり、オマーン国内の石油製品需要は完全には満たされず、不足分は輸入しなければならない。

これら4種類のケースについて、7章では、企業収益の見地および国民経済の見地からする分析検討を加えた。

##### 7.4.1 各ケースの比較

これらの分析結果を総合すれば、次のように結論することができる。

原油処理能力40,000 BPSDの両ケース(40 / Pおよび40 / S)はIRRの値が税なしで8ないしは8.5パーセントとなる。この程度のIRRの値では、利潤追求を目的とする商業プロジェクトとしては低すぎるものである。しかし、本製油所のように、経済安全保障など、国民経済上の効果が要求される政府プロジェクトにおいては十分容認出来る値である。EIRR, NEPなどの分析結果についてもほぼ同様なことがいえる。

この規模の製油所の生産コスト要因のうち原油代金を別にすれば最も大きい設備建設費がかりに30パーセント余分に費されたとしても、IRRはプラスの値を保ち続ける。その他のコスト要因についての感度分析の結果からみても、比較的収益性の安定したプロジェクトとみなすことができる。

これに対し、原油処理能力20,000BPSDの両ケース(20/Pおよび20/S)は、IRR, EIRR, NEPがすべてマイナスの値となり、この規模の製油所は、企業収益の面でも国民経済の面でも、経済的とはいえないことが示されている。企業経営の面では、全プロジェクト期間を通じて、売上げで経費をまかなうことができず、債務が累積する。ちなみに20/PのケースのIRRは、設備建設費を15パーセント程度節減しえたときようやく“ゼロ”となる。

上記のことから、経済性に関するかぎり、40,000BPSDのケースの方が20,000BPSDのケースよりすぐれていると結論することが出来る。しかしこれは、40,000BPSD製油所で生産され、国内には需要のない重油(7,855BPSD)の大半が設定した輸出価格(3.856R.O/BBL)で輸出できることを前提としている。すでに2.4節でみた通り、1985年頃にはアラビア湾岸地域では石油製品が大巾な生産過剰となる可能性があり、オマーンの製油所から重油を輸出するのに好ましい環境ではないかもしれない。もし重油の輸出額が輸出価格の下落或は輸出量の減少又は両方の事由から25パーセント以上削減となった場合には、40,000BPSD製油所の経済性は、余剰重油の出ない20,000BPSD製油所に劣ることになる。とはいえ、かりにそうなったとしても、前に述べた20,000BPSD製油所の絶対的な不経済性がなくなるわけではない。20,000BPSD製油所の建設は、設備建設費の絶対額を節約したいとか、余剰製品が輸出できない危険を回避したいとかいった、通常の収益性をこえた動機のある場合にのみ、考慮されうるであろう。

次に40,000BPSD製油所の中で、用役を自給するケース(40/S)と用役を外部から購入するケース(40/P)とを比較すると、40/Pのほうがすぐれていると判断される。理由は、40/Pの方が、用役設備の建設費が少なくてすみ、かつIRRも高いからである。

以上の考察を総合し、オマーン国に新しく建設されるべき製油所としては、原油処理能力40,000BPSD、用役外部購入型のものを推奨する。

#### 7.4.2 推奨の前提条件

ただし、40,000BPSD製油所の収益性が維持されるためには、余剰の重油の大半が輸出されなければならないことは既に述べたが、そのほかに、今後予想される原油の値上りに際しては、製品価格が原油価格に相応して値上げされなければならない。そうでないと、感度分析の結果(表7-13)が示すように、製油所の収益性は著しく低下することとなる。1978年価格にもとづく収益性分析の結果と、それよりも原油価格は上昇し、製品価格はこれに追随していない1979年価格による分析結果との比較は、このことを明らかに示している。

したがって、オマーン国が製油所を持った時において、原油価格の上昇に際しても製品の低価格を維持しようとするならば、製油所に対しては輸出価格よりも低い価格で原油を供給するなど、

何らかの補助措置が必要となるだろう。

なお、これに関連して、現在の原油／製品価格体系のもとではマイナスとなる20/PケースのEIRRが、原油と製品とがともに10パーセントまたはそれ以上値上りした場合にはプラスに転ずることが、7.3.3節の感度分析により示されている。しかしこれも、設備建設費が同時に10パーセントまたはそれ以上あがった場合には、ほとんどゼロに近くなってしまふ。

また、40/Sのケースに対して40/Pのケースがすぐれているとみなすことができるのは、現行の用役価格を前提としてのことである。この両ケースのIRRの差はごく小さいものであって、政府部内で検討されているといわれる工業向け電力価格の引上げが、もし実施されるようなことになれば、40/Pと40/SとのIRRは逆転する可能性もあり、そうなれば、用役設備費は多くかかっても40/Sの方が好ましいかもしれない。

#### 7.4.3 製油所建設による便益

さて、ここに推奨する40/Pタイプの製油所がオマーン国に建設された場合、期待しうる便益(benefit)としては次のようなものが考えられる。

まず最大のものは、現在はすべて輸入に依存している石油製品の自給化が達成され、石油製品の安定供給の基礎がきづかれることである。これは国民経済の安全保証にも寄与するところが大きい。また、かつて考えられていた、輸入製品備蓄基地の建設などの、非生産的投資の必要もなくなる。

次に、石油製品の自給化は、オマーンの外貨収支にも寄与するところが大きい。現在オマーンは原油輸出によって得た外貨のかなりの部分を、付加価値を高めた石油製品を輸入するために費しているが、この付加価値を国内に取り入れることにより、大巾に外貨支払いを節約することが可能となる。この外貨節約は、輸出原油の一部を国内製油所向けにまわすことからくる外貨収入の減少を、補って余りあるだろう。

一方、製油所による雇用効果は、あまり多くを期待できない。製油所の雇用効果は、建設時におけるものと、操業開始後のものとに分けて考えなければならない。

建設時には、工事現場に最高1日800余人の作業員が動員される。しかし、オマーンにおける過去の建設工事の事例からみて、その多くは外国人労働者を雇傭することになると思われる。この建設時雇傭は、永続的なものではなく、また30カ月の工期を通じてかなりの巾で変動するものであるから、まだ十分に発達していないオマーン人労働市場の不安定化を避ける意味で、外国人労働力の利用は賢明な策ともみなすことができよう。

製油所操業に伴う雇用は、すでに6.4節でみたように、200人余にすぎず、そののかなりの部分は、少なくとも操業開始当初は外国人に依存することになると予想される。

製油所従業員のオマーン人化(Omanization)には、技術移転を含む長期の計画的な努力が必要とされよう。



関連産業，支持産業への誘発効果もあまり多くは期待できない。製油所の支持産業の大部分は，すでにオマーンに存在しているものか，あるいは高度の技術・熟練を要するため短期間に成立させることの困難なものであって，製油所の建設・操業に伴って新しい産業がオマーンに成立・発展する可能性は大きくない。

製油所の立地は，すでに6章で論じた通り，Mina al Fahal地区を推奨する。同地区は現在提示されている候補地の中では，製油所敷地として最も適している。ただし，背後の丘陵の反対斜面には既存石油関連産業従事者の住宅などが点在しているため，製油所排気による大気汚染の防止には，十分な配慮が必要とされよう。

## 第8章 プロジェクト実施上の諸問題

### 8.1 プロジェクト実施への手順

後に述べるように、本製油所の設計、建設に要する期間は、試運転・調整を含め33カ月と推定される。これは、1983年1月に営業運転を開始するとすれば、1980年4月には基本設計を開始しなければならないことを意味する。

本フィージビリティ・スタディ終了後、基本設計着手までの間に、とられなければならない手順としては、およそ次のようなものが考えられる。

#### (1) 製油所建設の政策決定およびオマーン国実施主体（executing body）の確立

典型的な巨大プロジェクトである製油所の建設を推進するためには、オマーン国に、必要な権限と責任を付与された強力な実施主体の確立が不可欠である。これは、製油所建設の政策決定とできれば同時、少なくともその後遅くない時期であることを要する。

#### (2) コンサルタント選任

製油所建設に要する経験・技術の蓄積が十分でないオマーンにおいては、前記実施主体は、有能なコンサルタントを起用し、以下の各業務の遂行に援助を受けるのが賢明な途であると思われる。

#### (3) 契約方針・発注仕様の確定

コントラクターとの業務分担、コントラクターの選定方法、契約形態などの基本方針を決定し、それに応じた発注仕様を確定する。

#### (4) コントラクターの選定・契約

入札その他適当な方法で、製油所設計・建設のコントラクターを選定し、契約を締結する。専門技術にすぐれ、プロジェクト・エンジニアリングのシステムが整備され、優秀な作業員を動員する能力をそなえたコントラクターを起用することが、製油所建設を成功にみちびくキ・ポイントである。

### 8.2 製油所の設計と建設

#### 8.2.1 プロジェクト・エンジニアリング・システム

製油所の設計には、化学・機械・電気・計測制御・土木建築などの各種専門技術者の緊密な協同作業が必要とされ、延べ数万人/時を要する。またその建設工事は、各種機器の基礎工事、それらの据付、配管工事、電気工事、計装工事などが複雑に組み合わせられて進行する。これら各工事は、あらかじめきめられた仕様書、図面、法規規格などの要求に従って、きわめて厳格な品質管理のもとに行なわれなければならない。工期にもきびしい制約のあるのが普通である。このような複雑多岐な業務を正確に、系統的に、かつ効率的に推進するのがプロジェクト・エンジニアリ

ングとよばれる業務遂行のシステムである。

また建設にたずさわる作業員も、専門職としての技備に秀でているだけではなく、プロジェクト・エンジニアリングのシステムの中で能力を発揮することにも熟達していることが要求される。

### 8.2.2 建設工期

有能で経験豊富なコントラクターを起用すれば、基本設計着手後機械的完成まで、図8-1に示すように、30カ月で完了することができるであろう。その後引き続き、試運転・調整に3カ月を要するとみて、34カ月目から営業運転に入ることができると予想される。

### 8.2.3 作業員の動員

中東地域における類似工事の経験に照らし、本製油所の建設現場作業員の動員量は延べ277,000人・日程度と推定される。工期を通じてのその動員量の推移は、図8-2に示す通りである。工事最盛期における一日の最大動員量は800人程度と見込まれる。

ただしこの動員予測は、実際の建設時に動員可能な作業員の熟練度、労働意欲などにより、かなりの範囲で変動しうるものであることはいうまでもない。

### 8.2.4 建設機械類の動員

現地調査時の観察、およびオマーンにおける建設工事の経験を有する建設業者に対するインタビューを通じ、製油所建設工事現場で多用される30トン～125トン級の自動クレーンの動員には、さほど困難はないのと推定された。前項の作業員動員予測はこれを前提としている。

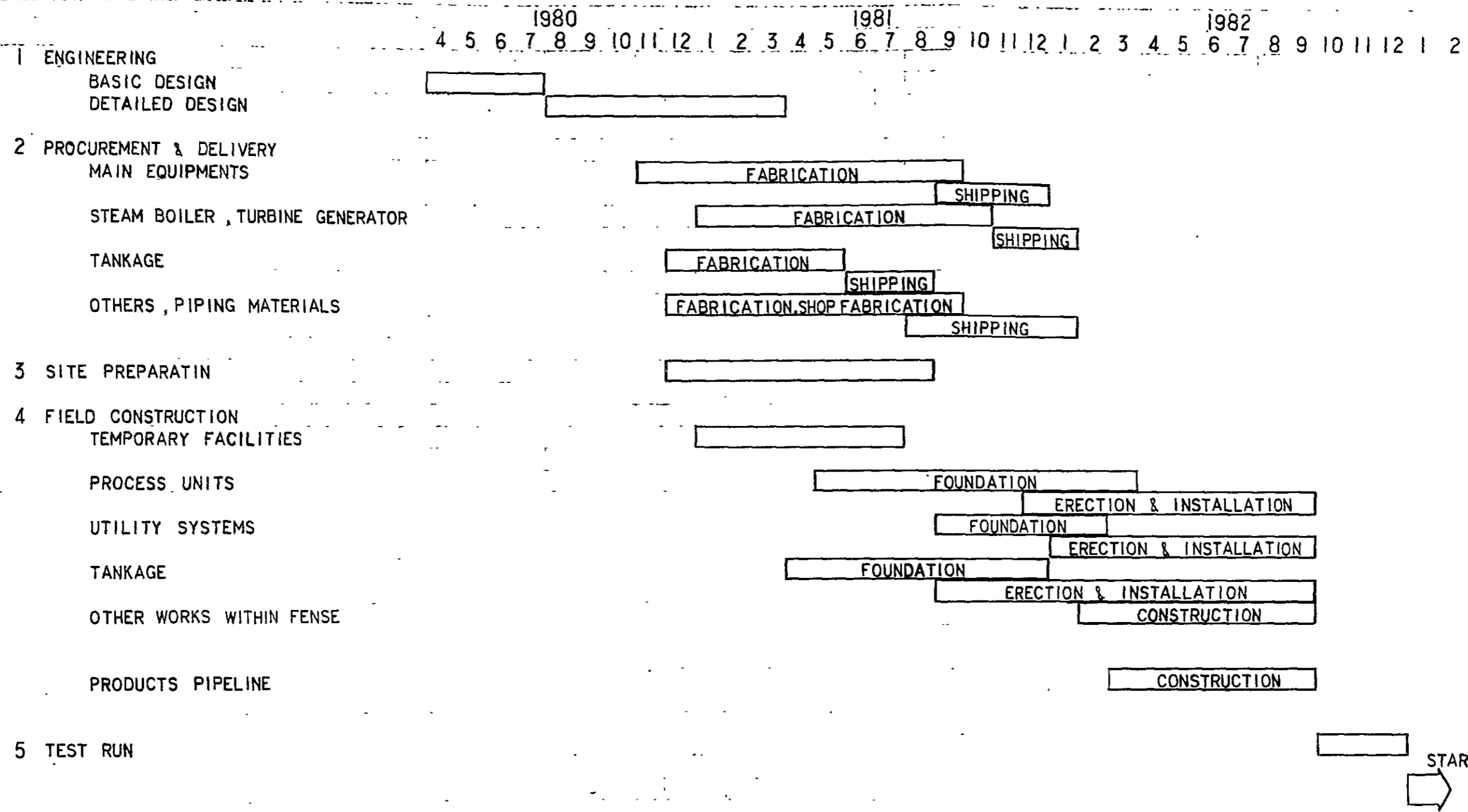
しかし、直径約4.0メートル、高さ約35メートル、重量60トン程度と予想される常圧蒸溜装置主塔の据付作業には、上記程度の自動クレーンでは困難が予想され、ジブポールまたは300～350トン級のクレーンが使用されることが望ましい。この種の大型クレーンがあれば、前記主塔のほか、パッケージ・ボイラー、加熱炉等の大型機器の据付もきわめて効率的に行なうことができる。

### 8.2.5 その他の注意事項

#### 1) 機器・資材の陸上げ

製油所の機器・資材は、ミナ・カブス港に陸上げされ、通関手続きの上、建設現場まで陸上輸送されるものと予想される。

しかし現地調査の所見によれば、陸上げ港から建設現場までの道路の各所に点在するラウンド・アバウト、陸橋、急カーブなどが、大型機器・資材の輸送の障害となる可能性が考えられる。さきの工程で、機器・資材の輸送期間を、海上輸送、陸上げ、通関、陸上輸送を含めて3カ月と設定したのは、このことを考慮している。



OMAN REFINERY PROJECT
PLANT CONSTRUCTION SCHEDULE
FIG. 8-1

MEN  
MONTH

MEN  
DAY

20,000

800

15,000

600

10,000

400

5,000

200

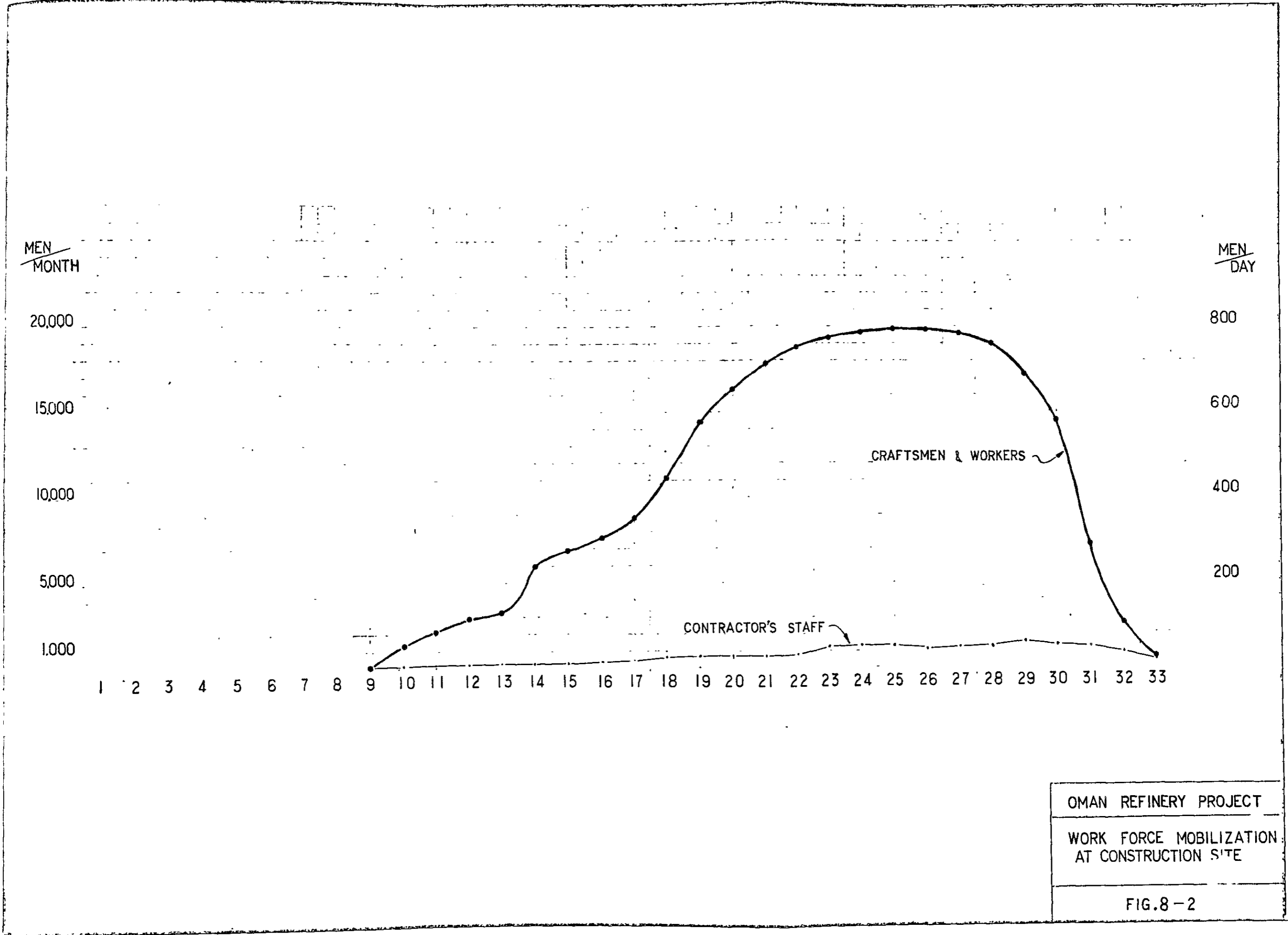
1,000

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33

CRAFTSMEN & WORKERS

CONTRACTOR'S STAFF

OMAN REFINERY PROJECT
WORK FORCE MOBILIZATION AT CONSTRUCTION SITE
FIG.8-2





しかし、候補敷地は比較のおだやかな海に面しているので、機器資材を輸送してきた本船を敷地前面沖合に投錨させ、バージによって直接敷地に陸上げすることにより、陸上輸送の障害を回避し、輸送期間を短縮することも可能と考えられる。しかしそのためには、敷地海岸に仮設棧橋を設置する必要があり、利害得失の比較検討を要する。

## 2) 仮 設

工程表に示したように、現場における仮設工事は、基本設計着手後10カ月目から開始されると想定されるが、とくに重要なのは工事用用水と電力の受入れ設備であり、工事着手前に詳細な検討が望まれる。

### 8.3 要員訓練計画

以下に述べる要員訓練計画は、製油所の円滑な運転にとって不可欠な質の高い要員を確保することを目的に策定した1つの案であるが、同時に7.1“費用推定”中の要員訓練費用を算定するベースともなっている。

#### 8.3.1 訓練対象者

訓練の対象者は、製造部、技術部、工務部に所属が予定される技術系の要員であり、その訓練方法及び期間の相違から、各部のアシスタント・マネージャー、スーパーバイザー、フォアマンから成る管理職予定者グループとオペレーター、テスター、テクニシャンから構成されるグループ(以下オペレータークラスと称する)に大別される。

各クラス別の訓練対象者数を表8-1に示す。

なお、参考までに、訓練対象者の大宗を占めるフォアマン、オペレーター予定者の資格要件を以下に記す。

- フォアマン：高校卒で装置産業での実務経験3年以上を有すること
- オペレーター：高校卒業又は同等の資格を有すること

#### 8.3.2 訓練方法及び訓練期間

管理職に対する訓練は、まず海外の製油所での運転参加を通じての管理技術の修得から始められる。その後、製油所の建設現場での主要機器の据え付けに立ち合わせ製油所の機器、配管、計器類の構成と機能の把握に努めさせる。更に試運転期間中は、コントラクター及びプロセスライセンサーの運転指導員とともにオペレータークラスを指導し、実際に近いかたちでの管理経験をつみ、商業運転の開始にそなえる。

オペレータークラスに対しては、製油所に関する基礎的な講義と予定される勤務内容に応じた

専門的な講義がまず必要とされよう。その後、建設期間の終期に少なくとも1ヶ月は建設現場での機器据え付けを体験し、それに続く試運転期間での実施訓練にそなえることが望ましい。

以上の訓練方法とその所要期間を製油所建設の進行状況と対応させた図を図8-3として作成した。

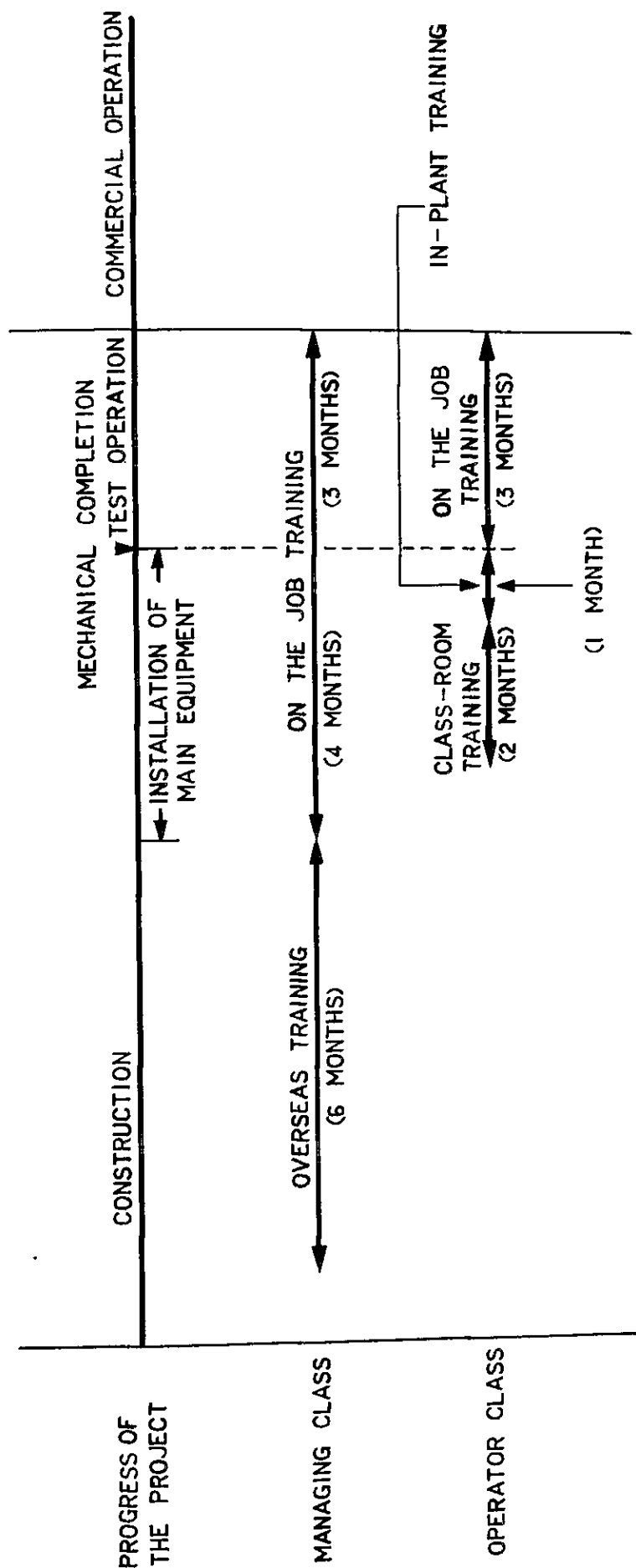
なお、上記の訓練期間中、訓練対象者に対しては、給与の80%と海外生活に必要な費用が支給されることを想定したことを付記しておく。

Table 8-1 Trainees

Job Classification \ Case	40,000 BPSD & 20,000 BPSD	
	Self-supply	Purchase
<b>A) Managing Class</b>		
<u>1) Production Dept.</u>		
Assistant Manager	1	1
Supervisor	3	3
Foreman	12	12
<u>2) Technical Service Dept.</u>		
Assistant Manager	1	1
Chief	3	3
<u>3) Maintenance Dept.</u>		
Manager	1	1
Chief	3	3
Foreman	12	12
Sub Total	36	36
<b>B) Operator Class</b>		
<u>1) Production Dept.</u>		
Operator	72	60
<u>2) Technical Service Dept.</u>		
Tester	10	10
Technician	2	2
<u>3) Maintenance Dept.</u>		
Technician	15	14
Warehouse Staff	2	2
Sub Total	101	88
Grand Total	137	124

(Source) JICA Mission





OMAN REFINERY PROJECT
TRAINING SCHEDULE
FIG. 8-3

