

(c) 排水処理設備

排水処理は製油所単独で計画すると同時に、オリノコ・ヘビーオイルの生産地を含めた総合的な排水処理計画が大切となる。従って、製油所の排水については、次に示す水質を満足するように、アンモニア、硫化水素及び油分を除去する設備で処理する。

pH	5.8～8.6
アンモニア	30ppm以下
硫化水素	5ppm以下
SS	30ppm以下
油分	10ppm以下

(d) 排煙脱硫設備

副製品を燃料とするボイラー排煙脱硫装置を設置し、脱硫率は90%とする。

脱硫方式は、湿式による排煙脱硫方式とし、排煙中の硫黄酸化物を石膏として回収する。

4.1.3 共通設備の概説

共通設備のブロック・フロー・ダイアグラムをFIG 4.1に示す。

以下各設備について述べる。

(i) 用役設備

(a) 水蒸気発生および分配設備

水蒸気発生設備はプロセス固有設備として、前第1章、第2章および第3章で述べられている。

本設備は2系列より成る各プロセスの正常運転時および1系列が定期修理を行っている運転時の両ケースおよび、原油生産地に1年を通して安定して電力を供給する事を考慮し、効率よく水蒸気を発生するように設計されている。

ボイラー用水処理設備で脱イオン処理された処理水は脱気器に送られ蒸気の注入により、溶存酸素が除去される。脱気水は給水ポンプで昇圧され、給水加熱器を経てボイラードラムに送られる。

水蒸気発生設備で発生した水蒸気及び電力発生設備より抽気された水蒸気は、オンサイトおよび共通設備の水蒸気バランスに合致する様、各蒸気の供給圧力レベルに調整された後、分配される。

(b) 発電および分配設備

本設備で発電される電力は製油所内の各消費設備および原油生産地に供給される。本設備は、主発電設備、初期始動用発電設備等の主要設備から構成されている。

発電機駆動用スチームタービンに給気される超高压水蒸気(100kg/cm²O, 500℃)は一部高压蒸気(50kg/cm²O, 405℃)、中压水蒸気(16kg/cm²O, 280℃)および低压水蒸気(4kg/cm²O, 165℃)として途中より抽気される。

(c) 用水受入および処理設備

用水はオリノコ川から取水して、パイプ輸送で製油所に供給された利川水を使用する。原水は製油所内で凝集沈殿設備、砂濾過設備で処理され、タンクに貯蔵される。次いで、そのまま、また一部は更に処理された後、冷却水、ボイラー用水、工業用水、飲料水、消火用水に使用される。用水処理のブロック・フロー・ダイヤグラムをFIG. 4.2に示す。

(d) 純水設備

凝集沈殿設備および砂濾過設備で処理された用水は、次いで活性炭吸着設備で処理され、更に脱炭酸塔、陽イオン交換樹脂塔および陰イオン交換樹脂塔で処理され、ボイラー用水となる。活性炭吸着設備で処理する理由は、用水中に含まれている油脂1.5mg/lを除くためである。

(e) 凝縮水回収設備

製油所のオンサイトおよびオフサイトのリボイラー、ヒーターよりの凝縮水はポリッシャーで処理された後、ボイラー用水として再利用する。発電用として使用された、復水器よりの凝縮水はそのままボイラー用水として使用される。

(f) 飲料水設備

本設備は凝集沈殿設備および砂濾過設備で処理した用水を塩素で殺菌し飲料水にする。

本設備は塩素注入設備、飲料水タンク及び高架タンクより構成される。

(g) 冷却水設備

本設備は、製油所で必要な冷却水を冷却塔で所定温度まで再冷却し、連続的に循環再使用に供する。

尚、冷却水の補給水は、パイプ輸送された用水を凝集沈殿設備および砂濾過設備で処理したものをを用いる。

本設備は冷却塔、冷却水ポンプおよび薬品注入設備等の主要設備から構成される。製油所各設備で冷却に使用された冷却水は冷却水戻り主管を経て冷却塔の塔頂に戻され重力で落下する内に空気と接触することによって再冷却され下部の水槽に貯る。損失分(蒸発飛散損失およびブローダウン)と同量の水が補給された後冷却水ポンプで製油所内各機器に供給され循環再使用される。

冷却塔の設計条件は次に示す通りである。

冷却塔入口温度 : 43.3℃

冷却塔出口温度 : 32.2℃

大気湿球温度 : 27.2℃

減 縮 度 5.0

(h) 燃料設備

本設備は製油所で製造される燃料ガスおよび燃料油を受け入れ、ボイラーおよびプロセス加熱炉等の燃料使用設備に供給する。

特に、燃料油設備は貯蔵タンク、燃料油ポンプ、フィルターおよび燃料油の粘度を下げるための加熱器の主要設備から構成される。

尚、減圧残油およびアスファルトの輸送に当たっては、外気温度を20℃(最低温度)として設計基準とした。

(i) 空気設備

本設備は製油所で使用する計装用空気および雑用空気を供給する。

本設備は空気圧縮機、空気貯槽および空気脱湿器等の主要設備から構成される。空気はフィルターおよびサイレンサーを備えた吸入口から圧縮器に取り入れられ多段圧縮された後、冷却器を通して空気貯槽に入る。計装用空気は貯槽から脱湿器に入り所定露点に乾燥されて空気式制御機器および計器に供給される。

(j) 不活性ガス設備

本設備は製油所で必要なシール用、パーツ用、補修用およびテスト用の窒素ガスを発生させ供給する。

本設備は空気圧縮機、圧縮空気を冷却する冷却器と冷凍機、空気中の水分と炭酸ガスを除去する吸着器、処理された圧縮空気を更に冷却する熱交換器と膨張タービン、圧縮空気を液化する液化器、液化空気を所定純度の窒素と廃空気に分離する精留塔および液体窒素を気化する蒸発器等の主要設備から構成される。

② オフサイト設備

(a) 貯蔵設備

本設備は下記の目的に応じた各種タンク群から構成される。

- (1) 原油タンク：原油の安定供給をはかるための貯油
- (2) 中間タンク：精製装置の運転および保全上必要となる油の中間貯油
- (3) 製品タンク：最終製品油の貯油
- (4) その他：自家燃料油タンク

(b) 入出荷設備

本設備は、本章の4.1.2(1)に示された入出荷設備の設計基準を満足するものであり、主として改質原油、稀釈用軽質軽油の出荷ポンプまたオフガスが余剰に発生する場合はコンプレッサー、製油所内だけに限定した製品出荷配管設備および検量設備から構成される。

(c) 排水処理設備

製油所に発生する排水は①オンサイトより排出される硫化水素、アンモニアおよび油分を含む排水、②用役設備およびオフサイト設備より排出される排水、③雨水による油分を含む排

水、④雨水による油分を含まない排水に分類される。

排水は上記の区分に合わせて別々に、排水溝設備により集められ、排水の性状に合わせて処理される。

オンサイトよりの排水は他の排水とは区別され、まず排水ストリッパーで処理され、含まれている硫化水素およびアンモニアが除却される。次いで GPI 油水分離設備にかけられ、含有する油分が除去される。

用役設備およびオフサイト設備よりの排水は、衛生排水については浄化槽により処理して、その他の排水は特に処理する必要はなく、上記の GPI 油水分離設備で処理されたオンサイトよりの排水と混合され製油所系外に排出される。また、雨水のうち油分を含む排水は、GPI 油水分離設備で処理された後、製油所系外に排出される。

(d) 排煙脱硫設備

本設備は、ボイラー設備より発生する排ガス中の硫黄化合物を除去して石膏を回収するものである。

ボイラー設備より発生する排煙はまずスクラバーにかけられ、粉塵が除去される。次いで吸収塔で石灰石のスラリーよりなる吸収液と接触することにより、排ガス中の亜硫酸ガスが亜硫酸カルシウムとして除去される。

亜硫酸カルシウムはスラリー状態で酸化器に入り、酸化されて石膏となる。生成した石膏を含むスラリーは固液分離機にかけられ、石膏が分離される。

(e) フレア及びブローダウン設備

製油所の安全運転をはかるため、各機器に設けられたリリーフ・バルブよりのガス及び液体はフレア及びブローダウン設備で処理される。この設備は、フレアホルダー、ブローダウンドラム、ノックアウトドラム及びフレアスタックより構成される。

(f) 集合煙突

製油所より排出される燃焼ガスのうち、特にボイラーの燃焼ガスは排煙脱硫設備で処理された後、その他の燃焼ガスは直接に集合煙突に導びかれ、大気に放出される。

(g) 消火設備

消火設備は火災の発生を防止するとともに、火災、爆発が起った場合は被害を最少限に抑えとめる為設置される。

本設備は次の3つのシステムより構成される。

- 初期消火を目的とする可動用消火システム
- 消火栓、散水設備、固定および半固定方式の泡消火システム
- 火災報知システム

(h) コントロール設備

プラントを安全に、効率良く、かつ経済的に運転する為、運転条件は常に監視され、制御される。

また、運転実績の記録は運転特性の分析に利用されるとともに、マーケットプランニング等マネージメントに役立つ。コントロールハウスはオンサイト設備および用役、オフサイト設備に各1ヶ所設置される。

(i) 通信設備

本設備は次の2つのシステムより成る。

◦ 私設自動交換機システム

製油所内に自動交換機による電話機を設置し、製油所外に電話する場合はダイヤル直通とし、また外部よりの電話については交換手により接続される。

◦ 放送システム

製油所の円滑な運転を行うため、放送システムを設ける。このシステムは動力源、増巾設備、拡声器及び送受話器のステーションより構成される。

(j) 照明設備

製油所の夜間の円滑な運転のためプロセス装置、ユーティリティ装置及びタンクヤードに照明設備を設ける。

また、道路の照明については、車の安全操行の為、約40m間隔で約400Wの照明をつける。

(k) その他の設備

以上に述べた設備の外、次に述べる諸設備が設置される。

◦ 道路、外構設備

◦ 建屋設備

Building	No.s	Floor Area, m ²
Administration Office	1	3,000
Maintenance Shop	1	2,000
Warehouse	3	2,000
Laboratory	1	500
Engineering Office	1	1,000
Control Room	3	2,000
Powerhouse	2	4,000
Substation	20	4,000
Firehouse	1	500
Cafeteria	1	500
Clinic	1	300
Rest House	2	200
Gatehouse	2	100

4.2 フルードコーカーケース用共通設備

4.2.1 はじめに

この節では、先に述べた共通設備の検討基準に基づいて、フルードコーカーケースに用いられる用役設備およびオフサイト設備を検討した結果およびこれらの設備の建設費を示す。

4.2.2 検討結果

(1) 用役設備

フルードコーカープロセスのオンサイトにおける用役必要量のデータに基づいて、製油所全域で使用する用役必要量を算出した。尚、原油生産地に供給する電力は、170,000 BPCDの原油生産の場合、150 MWを必要とするので、フルードコーカープロセスでは158,160 BPSDの原油生産を必要とすることから、原油生産地に供給する電力は1262 MWとなる。

用役のバランスについてはTable 4.1 およびFIG. 4.3に示す。

(a) 水蒸気発生および分配設備

本設備は、高圧スチームボイラーと超高圧スチームボイラーの2種類のボイラーより構成される。

高圧スチームボイラーを中軸とする水蒸気、電力発生設備は、オンサイトへ水蒸気および電力を供給することを目的としており、オンサイトの系列数に対応して2系列設置される。高圧スチームボイラーは、フルードコーカーケースから発生するCOガスおよび補助燃料としてのオフガスを燃料とする。また、この高圧スチームボイラーの運転、定修計画はオンサイトの設備と同様に考えられる為、予備は設置されない。

一方、超高圧スチームボイラーを中軸とする水蒸気、電力発生設備は原油生産地への電力供給とオフサイトおよび用役設備への水蒸気、電力の供給を目的としている。この超高圧スチームボイラーは、フルードコーカーケースの副製品であるコークスを主燃料とし、さらにオンサイト設備で発生するオフガスを補助燃料とする。

系列数としては、予備を含めて4系列設置され、通常は3系列が稼働する。また、この設備の各圧力レベルのスチームヘッダーは、超高圧スチームボイラーと高圧スチームボイラーで共通とし、オンサイト用の高圧スチームボイラーが故障した場合は、予備の1系列が稼働して必要水蒸気を供給できる様計画されている。

(b) 発電設備

本設備は18,000KWのスチームタービンおよび発電機を2系列設置し、オンサイト設備の電力をまかなう。スチームタービンおよび発電機は予備を置かず、オンサイト設備と同様の運転、定修計画とする。

また、用役設備、オフサイト設備および原油生産地の電力は55,000KWのスチームタービンおよび発電機を4系列設置し、そのうち1系列を予備とする。

Table 4.1 Utility Balance of Fluid Coker Case

	Elec.		Steam							Water					Fuel			
	Power	KW	UHP	HP	HP (Sat)	MP	LP	LOSS	BFW	Cond.	Pure Water	Indu. Water	Raw Water	Foul Water	C.W.	M.C.W.	Cons.	Gen.
			T/H															
1. On-Site Facilities	32,840		0	105	-82	45	183	-160	475	-272	0	68	0	-362	9,220	250	386	-2,623
2. Offsite Facilities	7,100		0	0	0	10	62	-15	0	-62	0	5	0	0	0	13	0	0
3. Utility Facilities																		
- Steam Gen. System																		
(CO Boiler)	2,220		0	-470	82	13	126	-4	-477	272	462	0	0	-4	0	8	298	0
(By-Pro. Utilization) (*1)	16,070		-772	72	0	91	9	-104	-1	591	22	280	0	-188	190	128	559	0
- Power Gen. System																		
(CO Boiler)	-35,400		0	365	0	-58	-309	0	2	0	0	0	0	0	0	86	0	0
(By-Pro. Utilization)	-165,000		772	-72	0	-101	-71	0	1	-529	0	0	0	0	24,600	400	0	0
- Water Systems (*2)	1,100		0	0	0	0	0	0	0	0	-484	-1,518	2,112	-110	0	13	3	0
- Cooling Water System	11,300		0	0	0	0	0	-1,024	0	0	0	1,165	0	-141	-34,280	-904	0	0
- Other Utility System (*3)	1,240		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	270	6	0	0
	-128,530		0	0	0	0	0	-1,307	0	0	0	0	2,112	-805	0	0	1,246	-2,623

(*1) Include Flue Gas Demulfurization Unit
 (*2) Include Water Treating System, Pure Water System Etc.
 (*3) Include Air System, Inert Gas System etc.

+ Indicates Quantity Used
 - Indicates Quantity Made

発電機駆動用スチームタービン

①

型式：一段抽気背圧型×2基

給気条件：（@タービン入口）

圧力：50 kg/cm²G

温度：405℃

抽気条件

圧力：16 kg/cm²G

温度：285℃（推定）

排気条件

圧力：4 kg/cm²G

温度：178℃（推定）

②

型式：三段抽気復水型×4基

給気条件：（@タービン入口）

圧力：100 kg/cm²G

温度：500℃

抽気条件：

圧力：50 kg/cm²G 圧力：16 kg/cm²G 圧力：4 kg/cm²G

温度：405℃（推定） 温度：280℃（推定） 温度：165℃（推定）

発電機

型式：全閉水冷却式同期発電機

容量：18,000 KW×2基

55,000 KW×4基

電圧：13.8 KV

フルードコーカープロセス用の用役設備の能力をTable 4.2に示す。

(2) オフサイト設備

(a) 貯蔵設備

フルードコーカーケースの製油所オフサイトのタンクフローをFIG. 4.4に示す。また、原料タンク、中間タンクおよび製品タンク等のタンク・リストはTable 4.3に示す。

(b) 排水処理設備

オンサイトより発生する硫化水素およびアンモニア等を含む排水は362 T/Hであり、これをストリッパーで処理し、次いでCPI油水分離設備で処理する。

**Table 4.2 General Definition of Utility Facilities
(Fluid Coker Case)**

Item	Capacity per Unit	Q'ty	Note
1. Steam Generation System			
Ultra High Pressure Steam	260 T/H	4	One unit for stand-by
High Pressure Steam	200 T/H	2	
2. Power Generation System			
by Ultra High Pressure Steam	55,000 KW	4	One unit for stand-by
by High Pressure Steam	18,000 KW	2	
3. Water Treating System	2,120 T/H	1	
4. Pure Water System	250 T/H	3	One unit for stand-by
5. Condensate Treating System	170 T/H	2	
6. Potable Water System	5 T/H	1	
7. Cooling Water System	18,000 T/H	2	
8. Fuel System			
Fuel Gas	400 x 10 ⁶ kcal/H	1	
Vacuum Residue	220 x 10 ⁶ kcal/H	1	
9. Air System	1,800 Nm ³ /H	3	One unit for stand-by
10. Inert Gas System	350 Nm ³ /H	2	

Table 4.3 Tank List (Fluid Coker Case)

Fluid	Flow Rate		Storage Days	Not Storage Capacity KI	Tank Capacity KI	No. of Tanks	Total Tank Capacity KI	Remarks
	BPSD	KI/D						
Mixed Crude Oil	205,588	32,688	30	980,640	133,000	8	1,064,000	FR, Mixer, Suction Heater
Light Gas Oil (Diluent)	47,428	7,541	7	52,787	28,000	2	56,000	CR.
Vacuum Residue	87,117	13,852	3.5	48,482	51,000	1	51,000	Insulation CR, Heater, Suction Heater
Coker Naphtha					5,000	1	5,000	DR.
Coker Gas Oil					15,000	1	15,000	CR.
Slurry Slop Oil					20,000	1	20,000	Insulation CR, Heater, Suction Heater
Naphtha, CN	14,844	2,360	3.5	8,260	9,000	1	9,000	DR.
L. & H.C.O., VGO, CGO	106,942	17,004	3.5	59,514	62,000	1	62,000	CR.
Slop Oil					4,000	1	4,000	Insulation CR, Heater, Suction Heater
Improved Crude Oil	125,000	19,875	7	139,125	75,000	2	150,000	FR, Mixer
Total							1,436,000	

Note FR: Floating Roof Tank
CR: Cone Roof Tank
DR: Dome Roof Tank

**Table 4.4 Construction Cost of Utility Facilities
(Fluid Coker Case)**

Item	Capacity	10 ⁶ Japanese Yen
Steam Generation & Distribution System	260 T/H x 4, 200 T/H x 2	19,238
Power Generation & Distribution System	55,000KW x 4, 18,000KW x 2	18,545
Water Treating System (Including Potable Water System)	2,120 T/H	944
Pure Water System	250 T/H x 3	2,815
Condensate Treating System	170 T/H x 2	305
Cooling Water System	18,000 T/H x 2	2,442
Fuel System		89
Air System	1,800 Nm ³ /H x 3	181
Inert Gas System	350 Nm ³ /H x 2	505
Total		45,064

**Table 4.5 Construction Cost of Offsite Facilities
(Fluid Coker Case)**

Item	10 ⁶ Japanese Yen
Storage System (Total Tankage 1,436,000 KI)	14,142
Loading and Receiving System	628
Waste Water Treating	1,940
Flue Gas Desulfurization System	5,022
Fire Fighting System	
Control System	
Communication System	
Lighting and Earth System	
Flare and Blow Down System	
Common Stack	
Auxiliary	
Total	30,719

油水分離設備で処理した後、用役設備およびオフサイト設備より発生する排水と混合して製油所系外に排出される。排出される排水の性状は下記の通りである。(雨水は除く)

Flow Rate	805 T/H
H ₂ S	2 ppm
NH ₃	13 ppm
GOD	171 ppm
OIL	5 ppm
SS	20 ppm
pH	6~8

尚、雨水は油分が混入する場合、CPI油水分離設備で油分を10ppm以下として、油分を含まない雨水と混合し、製油所系外に排出する。

(c) 排煙脱硫設備

排煙処理量	1.6×10 ⁶ Nm ³ /H
脱硫率	90%
石膏生成量	28.0 T/H
石灰石消費量	16.4 T/H
硫酸消費量	3.0 T/H (As 98% H ₂ SO ₄)

(3) フールドコーカーケース用共通設備の建設費

下記に示す条件での用役設備およびオフサイト設備の建設費をTable 4.4 および 4.5に示す。

建設地：日本，千葉県

建設費：1980年の中頃をベースとしエスカレーションは含まない

：機器類一式，労賃，設計費およびコントラクターの経費を含む

4.3 ユリカケース用共通設備

4.3.1 はじめに

この節では、先に述べた共通設備の検討基準に基づいて、ユリカケースに用いられる用役設備およびオフサイト設備を検討した結果およびこれらの設備の建設費を示す。

4.3.2 検討結果

(i) 用役設備

ユリカプロセスのオンサイトにおける用役必要量の情報に基づいて、製油所全域で使用する用役必要量を算出した。

尚、原油生産地に供給する電力は、170,000 BPCDの原油生産の場合、150 MW を必要と

Table 4.6 Utility Balance of Eureka Case

	Elec.	Steam					Water					Cooling Water		Fuel			
		UHP	HP	HP (Sat)	MP	LP	LOSS	BFW	Cond.	Pure Water	Indu. Water	Raw Water	Foul Water		C.W.	M.C.W.	Cons.
	KW	T/H															
1. On-Site Facilities	33,660	0	28	0	160	154	130	580	-335	0	71	0	-528	18,980	284	718	-2,698
2. Offsite Facilities	4,300	0	0	0	12	62	-15	0	-64	0	5	0	0	0	10	0	0
3. Utility Facilities				0													
• Steam Generation (*1)	27,900	-1,190	27	0	139	194	-100	-581	814	613	185	0	-101	130	23	896	0
• Power Generation	-208,000	1,190	-55	0	-311	-410	0	1	-415	0	0	0	0	19,300	500	0	0
• Water System (*2)	1,200	0	0	0	0	0	0	0	0	-613	-1,570	2,310	-127	0	15	4	0
• Cooling Water System	12,550	0	0	0	0	0	-1,150	0	0	0	1,309	0	-159	-38,700	-838	0	0
• Other Utility System (*3)	1,240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	290	6	0	0
	-127,150	0	0	0	0	0	-1,395	0	0	0	0	2,310	-915	0	0	1,618	-2,698

(*1) Include Flue Gas Desulfurization Unit

(*2) Include Water Treating System, Pure Water System etc.

(*3) Include Air System, Inert Gas System etc.

* Indicates Quantity Used

- Indicates Quantity Made

**Table 4.7 General Definition of Utility Facilities
(Eureka Case)**

Item	Capacity per Unit	Q'ty	Note
1. Steam Generation System			
Ultra High Pressure Steam	240 T/H	6	One unit for stand-by
2. Power Generation System			
by Ultra High Pressure Steam	46,000 KW	6	One unit for stand-by
by High Pressure Steam	—	—	
3. Water Treating System	2,310 T/H	1	
4. Pure Water System	310 T/H	3	One unit for stand-by
5. Condensate Treating System	200 T/H	2	
6. Potable Water System	5 T/H	1	
7. Cooling Water System	20,000 T/H	2	
8. Fuel System			
Fuel Gas	308 x 10 ⁶ kcal/H	1	
Vacuum Residue	410 x 10 ⁶ kcal/H	1	
9. Air System	2,000 Nm ³ /H	3	One unit for stand-by
10. Inert Gas System	350 Nm ³ /H	2	

するので、ユリカプロセスでは158,710 BPSDの原油生産を必要とすることから、原油生産地に供給する電力は126.6 MWとなる。

用役のバランスについてはTable 4.6およびFIG. 4.5に示す。

(a) 水蒸気発生および分配設備

本設備は、超高压スチームボイラーより構成される。

系列数としては、予備を含めて6系列設置され、通常5系列が稼働し製油所全域の水蒸気および製油所と原油生産地に供給する電力を発生する水蒸気をまかなう。超高压スチームボイラーの各系列は整合性を考慮して同規模とする。

この超高压スチームボイラーはユリカプロセスより副生するピッチ専焼とする。

オンサイト1系列の定修期間中は、予備の系列以外にもう1系列を運転停止し、定修を行うことができる。

(b) 発電設備

本設備は46,000KWのスチームタービンおよび発電機を6系列設置し、1系列は予備とし、5系列で製油所および原油生産地をまかなう電力を発生させる。

発電機駆動用スチームタービン

型式：三段抽気復水型×6基

給気条件：（タービン入口）

圧力：100 kg/cm²G

温度：500℃

抽気条件：

圧力：50 kg/cm²G

圧力：16 kg/cm²G

圧力：4 kg/cm²G

温度：405℃（推定）

温度：280℃（推定）

温度：165℃（推定）

発電機

型式：全閉水冷却式同期発電機

容量：46,000KW×6基

電圧：138KV

ユリカプロセス用の用役設備の能力をTable 4.7に示す。

② オフサイト設備

(a) 貯蔵設備

ユリカケースの製油所オフサイトのタンクフローをFIG. 4.6に示す。また、原料タンク、中間タンクおよび製品タンク等のタンクリストはTable 4.8に示す。

(b) 排水処理設備

オンサイトより発生する硫化水素およびアンモニア等を含む排水は277 T/Hであり、こ

Table 4.8 Tank List (Eureka Case)

Fluid	Flow Rate		Storage Days	Net Storage Capacity KI	Tank Capacity KI	No. of Tanks	Total Tank Capacity KI	Remarks
	BPSD	KI/D						
Mixed Crude Oil	206,323	32,805	30	984,150	133,000	8	1,064,000	FR, Mixer, Suction Heater
Light Gas Oil (Diluent)	47,613	7,570	7	52,990	28,000	2	56,000	CR.
Vacuum Residue	84,656	13,460	3.5	47,110	50,000	1	50,000	Insulation CR. Heater, Suction Heater
L. & H. GO, LCO	32,139	5,110	3.5	17,885	19,000	1	19,000	CR.
VGO, NCO	91,671	14,576	3.5	51,016	54,000	1	54,000	CR.
Slop Oil					4,000	1	4,000	Insulation CR. Heater, Suction Heater
Improved Crude Oil	125,000	19,875	7	139,125	75,000	2	150,000	FR, Mixer
Total							1,397,000	

Note FR: Floating Roof Tank

CR: Cone Roof Tank

**Table 4.9 Construction Cost of Utility Facilities
(Eureka Case)**

Item	Capacity	10 ⁶ Japanese Yen
Steam Generation & Distribution System	240 T/H x 6	23,757
Power Generation & Distribution System	46,000KW x 6	20,530
Water Treating System (Including Potable Water System)	2,310 T/H	1,024
Pure Water System	310 T/H x 3	3,367
Condensate Treating System	200 T/H x 2	331
Cooling Water System	20,000 T/H x 2	2,707
Fuel System		116
Air System	2,000 Nm ³ /H x 3	192
Inert Gas System	350 Nm ³ /H x 2	505
Total		52,529

**Table 4.10 Construction Cost of Offsite Facilities
(Eureka Case)**

Item	10 ⁶ Japanese Yen
Storage System (Total Tankage 1,397,000 KI)	13,697
Loading and Receiving System	260
Waste Water Treating System	1,659
Flue Gas Desulfurization System	4,527
Fire Fighting System	} 9,044
Control System	
Communication System	
Lighting and Earth System	
Flare Stack and Blow Down System	
Common Stack	
Auxiliary	
Total	29,187

れを排水ストリッパーで処理し、次いでユリカプロセスからの排水と混合して、CPI 油水分離設備で処理する。油水分離設備で処理した後、用役、オフサイト設備より発生する排水と混合して製油所系外に排出する。

排出する処理した排水の性状は下記の通りである。(雨水は除く)

Flow Rate	915 T/H
H ₂ S	4 ppm
NH ₃	22 ppm
COD	208 ppm
OIL	6 ppm
SS	16 ppm
pH	6~8

尚、雨水については、油分が混入する場合、別途に上記のCPI 油水分離設備で油分を10 ppm以下まで除去した後、油分を含まない雨水と混合して製油所系外へ排出する。

(c) 排煙脱硫設備

排煙処理量	1.3×10 ⁶ Nm ³ /H
脱硫率	90%
石膏生成量	20.8 T/H
石灰石消費量	12.1 T/H
硫酸消費量	1.9 T/H (As 98% H ₂ SO ₄)

(3) ユリカケース用共通設備の建設費

下記に示す条件での、用役設備およびオフサイト設備の建設費をTable 4.9および4.10E示す。

建設地：日本、千葉県

建設費：1980年の中頃をベースとしエスカレーションは含まない

：機器類一式、労賃、設計費およびコントラクターの経費を含む

4.4 M-DS ケース用共通設備

4.4.1 はじめに

この節では、先に述べた共通設備の検討基準に基づいて、M-DS ケースに用いられる用役設備およびオフサイト設備を検討した。

結果およびこれらの設備の建設費を示す。

Table 4.11 Utility Balance of M-DS Case

	Elec. Power	Steam				Water					Cooling Water			Fuel			
		UHP	HP	HP (Sat)	MP	LP	LOSS	BFW	Cond.	Pure Water	Indu. Water	Raw Water	Foul Water		C.W.	M.C.W.	Cons.
	KW						T/H										MM Kcal/H
1. On-Site Facilities	42,880	0	49	0	116	252	-124	357	-433	0	168	0	-385	12,380	254	624	-2,485
2. Offsite Facilities	4,300	0	0	0	11	57	-14	0	-59	0	5	0	0	0	9	0	0
3. Utility Facilities																	
- Steam Generation (*1)	22,200	-1,167	0	0	139	172	-102	-357	863	384	233	0	-165	170	18	870	0
- Power Generation	-203,000	1,167	-49	0	-266	-481	0	0	-371	0	0	0	0	17,300	490	0	0
- Water Systems (*2)	1,000	0	0	0	0	0	0	0	0	-384	-1,427	1,907	-96	0	13	2	0
- Cooling Water System	10,000	0	0	0	0	0	-897	0	0	0	1,021	0	-124	-30,130	-790	0	0
- Other Utility Systems (*3)	1,200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	280	6	0	0
	-121,420	0	0	0	0	0	-1,137	0	0	0	0	1,907	-770	0	0	1,496	-2,485

(*1) Include Flue Gas Desulfurization Unit

(*2) Include Water Treating System, Pure Water System etc.

(*3) Include Air System, Inert Gas System etc.

+ Indicates Quantity Used

- Indicates Quantity Made

4.4.2 検討結果

(1) 用役設備

M-DS プロセスのオンサイトにおける用役必要量の情報に基づいて、製油所全域で使用する用役必要量を算出した。

尚、原油生産地に供給する電力は、170,000 BPCDの原油生産の場合、150 MWを必要とするので、M-DS プロセスでは151,055 BPSDの原油生産を必要とすることから、原油生産地に供給する電力は120.5 MWとなる。

用役のバランスについてはTable 4.11およびFIG. 4.7に示す。

(a) 水蒸気発生および分配設備

本設備は、超高压スチームボイラーより構成される。

系列数としては、予備を含めて6系列設置され、通常5系列が稼働し、製油所全域の水蒸気、および製油所と原油生産地に供給する電力を発生する水蒸気をまかなう。超高压スチームボイラーの各系列は整合性を考慮して同規模とする。

この超高压スチームボイラーはM-DSプロセスより副生するアスファルト専焼とする。

オンサイト1系列の定修期間中は、予備の系列以外にもう1系列を運転停止し、定修を行うことができる。

(b) 発電設備

本設備は44,000KWのスチームタービンおよび発電機を6系列設置し、1系列は予備とし5系列で製油所および原油生産地をまかなう電力を発生させる。

発電機駆動用スチームタービン

型式：三段抽気復水型×6基

給気条件：(●タービン入口)

圧力：100 kg/cm²G

温度：500℃

抽気条件：

圧力：50 kg/cm²G

圧力：16 kg/cm²G

圧力：4 kg/cm²G

温度：405℃(推定) 温度：280℃(推定) 温度：165℃(推定)

発電機

型式：全閉水冷却式同期発電機

容量：44,000 KW×6基

電圧：13.8 KV

M-DSプロセス用の用役設備の能力をTable 4.12に示す。

**Table 4.12 General Definition of Utility Facilities
(M-DS Case)**

Item	Capacity per Unit	Q'ty	Note
1. Steam Generation System			
Ultra High Pressure Steam	240 T/H	6	One unit for stand-by
2. Power Generation System			
by Ultra High Pressure Steam	44,000 KW	6	One unit for stand-by
by High Pressure Steam	—	—	
3. Water Treating System	1,910 T/H	1	
4. Pure Water System	200 T/H	3	One unit for stand-by
5. Condensate Treating System	250 T/H	2	
6. Potable Water System	5 T/H	1	
7. Cooling Water System	15,500 T/H	2	
8. Fuel System			
Fuel Gas	230 x 10 ⁶ kcal/H	1	
Naphtha	50 x 10 ⁶ kcal/H	1	
Vacuum Residue	344 x 10 ⁶ kcal/H	1	
9. Air System	1,900 Nm ³ /H	3	One unit for stand-by
10. Inert Gas System	350 Nm ³ /H	2	

Table 4.13 Tank List (M-DS Case)

Fluid	Flow Rate		Storage Days	Net Storage Capacity Kl	Tank Capacity Kl	No. of Tanks	Total Tank Capacity Kl	Remarks
	BPSD	K/D						
Mixed Crude Oil	196,372	31,223	30	936,690	127,000	8	1,016,000	FR, Mixer, Suction Heater
Light Gas Oil	45,317	7,205	7	50,435	26,500	2	53,000	CR.
L. & H. Gas Oil	21,374	3,398	3.5	11,893	13,000	1	13,000	CR.
VCO & DAO	97,537	15,508	3.5	54,278	56,000	1	56,000	CR.
Vacuum Residue	81,283	12,924	3.5	45,234	48,000	1	48,000	Insulation CR, Heater, Suction Heater
Refinery Fuel (Naphtha)	876	139	3.5	487	500	1	500	DR.
Strip Oil					4,000	1	4,000	Insulation CR, Heater, Suction Heater
Improved Crude Oil	125,000	19,875	7	139,125	75,000	2	150,000	FR, Mixer
Total							1,340,500	

Note FR: Floating Roof Tank

CR: Cone Roof Tank

DR: Dome Roof Tank

② オフサイト設備

(a) 貯蔵設備

M-DS ケースの製油所オフサイトのタンクフローをFIG. 4.8に示す。また、原料タンク、中間タンクおよび製品タンク等のタンクリストはTable 4.13に示す。

(b) 排水処理設備

オンサイトより発生する硫化水素およびアンモニア等を含む排水は385 T/Hであり、これを排水ストリッパーで処理し、次いでCPI油水分離設備で処理する。

油水分離設備で処理した後、用役設備およびオフサイト設備より発生する排水と混合して製油所系外に排出する。

排出する処理した排水の性状は下記の通りである。(雨水は除く)

Flow Rate	770 T/H
H ₂ S	3 ppm
NH ₃	19 ppm
COD	187 ppm
OIL	5 ppm
SS	20 ppm
pH	6~8

尚、雨水については油分が混入する場合、別途に上記のCPI油水分離設備で油分を10 ppm以下まで除去した後、油分を含まない雨水と混合して製油所外系外へ排出する。

(c) 排煙脱硫設備

排煙処理量	1.2×10 ⁶ Nm ³ /H
脱硫率	90%
石膏生成量	24.8 T/H
石灰石消費量	14.4 T/H
硫酸消費量	2.3 T/H (As 98% H ₂ SO ₄)

③ M-DS ケース用共通設備の建設費

下記に示す条件での、用役設備およびオフサイト設備の建設費をTable 4.14 および 4.15 に示す。

建設地：日本、千葉県

建設費：1980年の中頃をベースとし、エスカレーションは含まない

：機器類一式、労賃、設計費およびコントラクターの経費を含む

**Table 4.14 Construction Cost of Utility Facilities
(M-DS Case)**

Item	Capacity	10 ⁶ Japanese Yen
Steam Generation & Distribution System	240 T/H x 6	20,192
Power Generation & Distribution System	44,000KW x 6	19,450
Water Treating System (Including Potable Water System)	1,910 T/H	856
Pure Water System	200 T/H x 3	2,460
Condensate Treating System	250 T/H x 2	318
Cooling Water System	15,500 T/H x 2	2,113
Fuel System		108
Air System	1,900 Nm ³ /H x 3	186
Inert Gas System	350 Nm ³ /H x 2	505
Total		46,188

**Table 4.15 Construction Cost of Offsite Facilities
(M-DS Case)**

Item	10 ⁶ Japanese Yen
Storage System (Total Tankage 1,340,500 KI)	13,209
Loading and Receiving System	263
Waste Water Treating System	2,017
Flue Gas Desulfurization System	4,323
Fire Fighting System	}
Control System	
Communication System	
Lighting and Earth System	
Flare Stack and Blow Down System	
Common Stack	
Auxiliary	8,724
Total	28,536

第 5 章

第5章 原油サンプルの分析

本調査のベースとして、ヴェネズエラ側に提供を依頼したサンプル原油の入手とその処理結果は、下記の通りである。

5.1 原油サンプル入手

5.1.1 ヴェネズエラ側への提供依頼

第1次現地調査時、1979年10月3日の打ち合せにおいて提供を依頼し、“Record of Discussions”にて提供が約束された。(10月10日)

5.1.2 入手遅延の経過

当初、昭和54年11月中旬のタンカーにて日本への輸送予定であったが、「サンプル油を採油する予定であった油井が故障のため動かせず、未だ準備できていないが努力中であり、いつ渡せるか等詳細は数日の内に改めて連絡する」との鉱山エネルギー省(MEM)からの回答が、公電(1979年10月26日付)にて連絡あった。結局、11月中旬の船積みにはまにあわず、次のタンカーの12月下旬に延期された。

5.1.3 輸送船スケジュール

サンプル原油の輸送を、ソ連船タンカー“LUKHOVITSY”号(ヴェネズエラからの日本へLube Oil 原料輸送)のデッキに船長に依頼して乗せてもらう。

1979年12月21日 CARDON 出発

Maraven S.A. の Cardon Refinery にて積込み

1980年1月25日 岩国到着

5.1.4 通関、受領

岩国にて通関し、無事5ドラムのサンプル油を受領する。

5.1.5 サンプル原油の水切り蒸留

5 drums のサンプル原油を水切り後、1部常圧蒸留、減圧蒸留処理を実施し、3プロセスグループへ

水切り原油

減圧残渣油

を原油分析、および改質プロセス検討用サンプル油として配分した。

1980年2月末に配分完了した。

ドラム中のサンプル原油は、ドラム毎に遊離水の量に差があり、平均して9%含有しているものを0.2%までに水切りした。

5.1.6 予備検討への分析結果の利用

サンプル原油遅延にともない、その分析結果を予備検討に使用できなかった。

5.2 原油分析

サンプル原油の分析結果の代表的なものを以下に示す。

5.2.1 オリノコ原油の試験方法

(1) 原油分留試験方法

原油は、ASTM-D-2892 準拠回転バンド型精密蒸留装置にて、分留条件は下記に示す通りである。

Sample Name	W-N	LGO	LVGO	HVGO	VGO	APS-RE	VPS-RE
カット温度 (°C)	IBP ~205	205 ~343	343 ~455	455 ~500	343 ~500	343⊖	500⊖
真空度 (mmHg)	100	10	1	0.35	1~0.35		
還流比	5:1	5:1	1:1	1:1	1:1		

(2) 原油及び留出油試験方法

原油及び留出油の試験項目と試験方法は、下記に示す通りである。

試験項目	試験方法	試験項目	試験方法
比重	JIS-K-2249	動粘度	JIS-K-2283
蒸留	JIS-K-2254		LP-230/69
	ASTM-D-1160	セタン指数	JIS-K-2204, 5, 7
硫黄分	JIS-K-2541	残留炭素分	JIS-K-2270
窒素分	JIS-K-2609	引火点	JIS-K-2265
水分	JIS-K-2275	煙点	JIS-K-2537
水混分	JIS-K-2603	灰分	JIS-K-2272
塩分	JIS-K-2604	全酸価	JIS-K-2502
アニリン点	JIS-K-2256	重金属	JPI法
流動点	JIS-K-2269	F I A	JIS-K-2536

(3) サンプル原油名

Cerro Negro Crude Oil

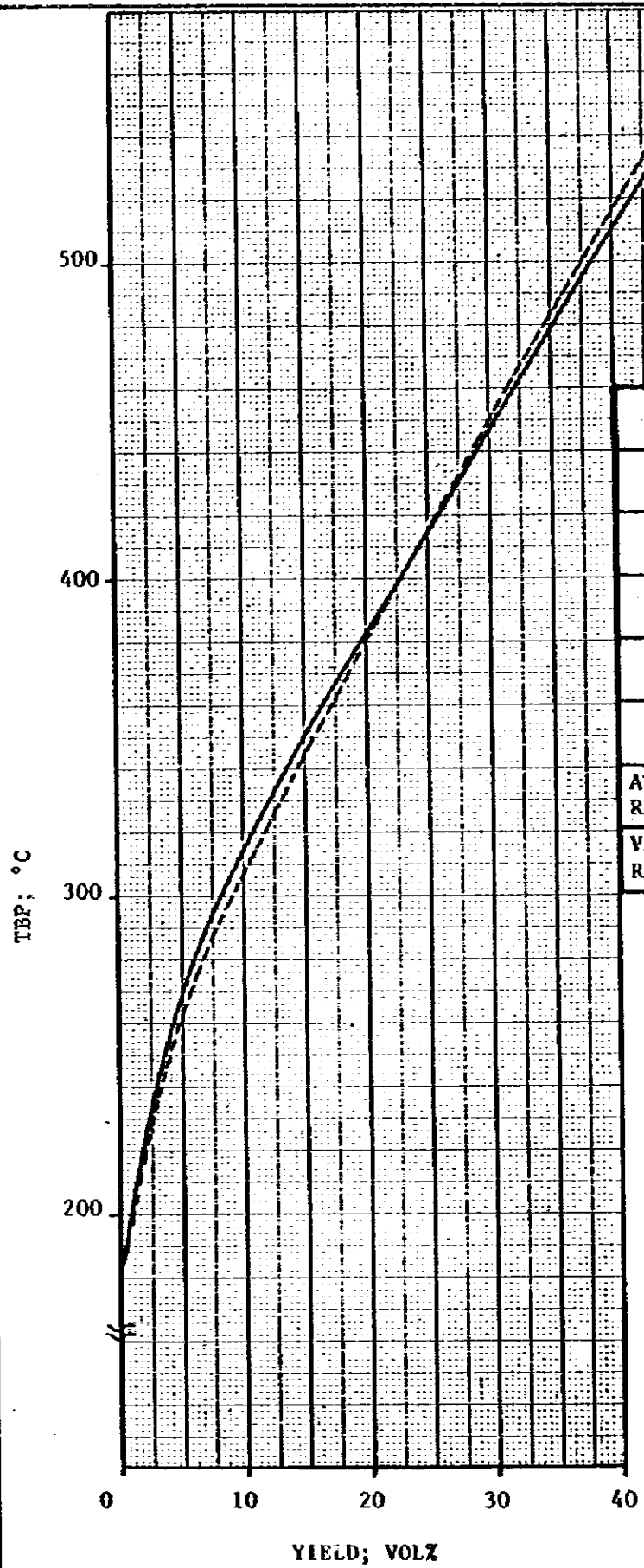
5.2.2 オリノコ原油の試験結果

オリノコサンプル原油の分析結果を Table 5.1 に示す。

Table 5.1 Test Result of Orinoco Crude Oil

Sample Name	W-N	LGO	AR	LVGO	HVGO	YGO	YR	Crude
Dist Range (°C)	IBP 205	205 343	343+	343 455	455 500	343 500	500+	
Yield (Vol%)	0.8	13.0	86.2	17.6	7.3	24.9	61.3	
Sp. Gr. (15/4°C)	0.8423	0.9030	1.038	0.9558	0.9800	0.9626	1.062	1.019
IBP	157.0	233.0	361	348	435	354	470	241
5%	172.5	244.5	383	362	450	368	494 (1%)	298
10%	176.0	251.0	406	370	454	375	506 (2%)	334
20%	180.0	258.0	448	378	458	380	516 (3%)	398
30%	184.0	267.5	485	388	461	400	524 (4%)	456
40%	188.0	275.5	500	396	464	414		508
50%	192.0	283.0	(35%)	404	468	427		
60%	195.5	291.0		414	473	439		
70%	199.0	299.0		422	478	451		
80%	203.5	307.5		435	483	461		
90%	209.0	319.5		445	495	474		
95%	214.0	332.0		454	505	488		
97%	217.0	343.5		462	515	498		
EP	220.0	348.5		476	524	506		
T R/L	98.0 1.0 1.0	98.0 1.5 0.5	35.0 65.0	98.0 2.0	98.0 2.0	98.0 2.0	4.0 96.0	40.0 60
Sulfur (wt%)	0.67	2.02	3.96	3.27	3.29	3.27	4.21	3.75
Nitrogen (wt%) (wtppm)	0.9	130	0.65	0.16	0.32	0.20	0.73	0.58
Water (vol%)								Trace
BS & W								0.70
Aniline Point (°C)	45.0	44.1		43.5	53.5	48.3		
Vis.								
30°C (est)	1.534	6.251						
50°C (est)	1.798	3.675		47.37	505.4	80.64	(155°C)	
75°C (est)	(@20°C)						1789	2,468/2,579
99.9°C (est)			2858	7.093	26.74	9.711	609.5	505.2/519.8
Pour Point (°C)		-50 [⊖]	+52.5	-20.0	+5.0	-10.0	(175°C)	+27.5
Octane Index		33						
CCR (wt%)			20.6	0.05	0.62	0.17	29.5	18.0
Flash Point (°C)								120
Saack Point (mm)	18.5							
Component P N	83.3							
wt% O	0.7							
A	16.0							
Ash (550°C) wt%			0.482			0.002	0.784	0.474
(750°C) wt%			0.460				0.609	0.451
Metal								
Fe (wtppm)			30			0.1-	55	30
Ni (wtppm)			110			0.1-	160	110
Na (wtppm)			850			0.1-	1190	840
V (wtppm)			480			0.1-	660	420
T Acid Number (mg KOH/g)								3.09
S&T Content (ppm/PIB)								3,200/1,210

Dist curve of Orinoco crude oil is shown in Fig. 5.1.



CUT RANGE (%)		YIELD (VOL%)	
		SAMPLE	ASSAY
KN	IBP ~ 205	(0 ~ 0.8) 0.8	(0.2 ~ 1.0) 0.8
GO	205 ~ 343	(0.8 ~ 13.8) 13.0	(1.0 ~ 15.1) 14.1
LVGO	343 ~ 455	(13.8 ~ 31.4) 17.6	(15.1 ~ 30.6) 15.5
HVGO	455 ~ 535	(31.4 ~ 44) 12.6	(30.6 ~ 42.8) 12.2
VGO	343 ~ 535	(13.8 ~ 44) 30.2	(15.1 ~ 42.8) 27.7
ATM. RESIDUE	343 ⁺	86.2	84.9
VAC. RESIDUE	535 ⁺	56.0	57.2

— : SAMPLE
 (Cerro Negro Crude)
 - - - : ASSAY
 prepared by LAGOVEN
 (Cogollar IX-Cerro
 Negro Crude)

ORINOCO HEAVY OIL
 UPGRADING PROJECT

 TBP CURVE OF
 ORINOCO CRUDE OIL

 FIG. 5.1

5.2.3 分析結果の比較

前記代表分析結果の他に、いくつかの分析結果と LAGOVEN 作成の Cogollar IX-Cerro Negro Crude Mixture の分析結果 (ASSAY) との比較を、原油、常圧残渣油、減圧残渣油の主要性状について、Table 5.2 に示す。

この比較によると、Cerro Negro Crude Oil サンプル油と LAGOVEN 作成 Cogollar IX-Cerro Negro Crude Mixture の Assay とは大差なく、オリノコ Cerro Negro 地区の代表原油性状としては、どれを使用しても問題はない。

したがって、分析結果として詳細なものまで、出してある LAGOVEN 作成 Assay を検討ベースとして代表させることとした。

第2次調査において、ヴェネズエラ側と協議し、以上が確認された。

Table 5.2 Comparison of Main Analysis Data

ANALYSIS

SAMPLE	CUT.PT.	TEST*	Sp. Gr. (15.4°C)	Sulfur wt%	CCR wppm	V wppm	Ni wppm	Ash wt%	Na wppm	Asphaltene wt%
Crude Oil	-	A	1.019	3.75	18.1	420	110	0.451	840	-
	-	B	1.0199	3.87	17.0	310	120	0.246	1,100	-
	-	ASSAY	1.011	3.67	13.3	392	84	-	-	-
Atmospheric Residue	650°F+	A	1.038	3.96	20.60	480	110	0.46	850	-
	650°F+	B	1.0353	4.12	20.40	410	130	0.264	1,002	13.3
	650°F+	ASSAY	1.034	4.04	17.6	484	120	-	-	-
Vacuum Residue	930°F+	A	1.062	4.21	29.50	660	160	0.609	1,190	-
	950°F+	B	1.0514	4.26	-	-	170	0.357	1,500	-
	830°F+	C	1.045	4.14	22.79	559	148	0.3	1,190	-
	995°F+	ASSAY	1.062	4.32	25.7	654	162	-	-	-
	950°F+	ASSAY	1.058	4.26	23.6	616	153	-	-	-
	851°F+	ASSAY	1.049	4.17	20.5	546	135	-	-	-

* A, B, C : Testers

ASSAY : LAGOVEN'S ASSAY

第 6 章

第6章 現地調査報告書

6.1 第1次現地調査

6.1.1 緒言

第1次現地調査団は、国際協力事業団によって1979年10月に派遣され、下記の目的をもって調査が実施された。

- (1) 基本的な前提条件の確認
- (2) 原油サンプル入手の手配
- (3) 予備T/Rの検討

なお、現地調査に当り、在ヴェネズエラ日本国大使館

野村 豊	特命全権大使
角田 勝彦	参事官
光川 寛	一等書記官

に十分な御援助と便宜をはかって頂いた。

本報告書の構成は、以下の通り。

調査団の構成
調査の概要
調査結果

6.1.2 調査団の構成

(1) 第1次現地調査団

広瀬 鮮一	団長	(コンサルタント)
梶 斐敏夫	技術協力政策	通産省資源エネルギー庁、石油部開発課
請川 幸治	石油精製技術	通産省工業技術院 公害資源研究所
安木 秀夫	調整役	国際協力事業団 鉱工業計画調査部工業調査課
網谷 泰久	石油精製技術	(コンサルタント)
塚 越輝忠	石油精製技術	(コンサルタント)

(2) ヴェネズエラ側との打ち合せ時の調査団随行者

角田 勝彦	参事官	在ヴェネズエラ日本国大使館
光川 寛	一等書記官	在ヴェネズエラ日本国大使館

(3) オリノコ原油生産現場までのヴェネズエラ側随行者

Dr. Edison Perozo

Petroleum Engineering

Manager, Orinoco Oil Belt

PDVSA

(4) ヴェネズエラ側の応対者は“Record of Discussions”(付録2)に記録されており、

6.1.3 調査の概要

- (1) 9月30日(日) 東京出発, ニューヨーク泊
- (2) 10月1日(月) ニューヨーク発 カラカス着
16:00-19:00 日本国大使館 光川一等書記官とスケジュール調整および打ち合せ
- (3) 10月2日(火)
10:15-12:05 日本国大使館にて野村大使, 角田参事官, 光川一等書記官と打ち合せ,
および団員内打ち合せ
14:00-19:00 団員内打ち合せ
- (4) 10月3日(水)
10:10-12:10 鉱山エネルギー省関係者と協議
15:00-17:00 PDVSAと協議
17:30-18:00 団員内打ち合せ
- (5) 10月4日(木)
10:00-12:00 PDVSAと協議
14:45-16:10 LAGOVENと協議
16:30-17:00 日本国大使館へ中間報告
- (6) 10月5日(金)
9:00-13:00 INTEVEPと協議
15:30-18:00 団員内打ち合せ
- (7) 10月6日(土)
8:30-12:30 団員内打ち合せおよび資料検討整理
- (8) 10月7日(日)
8:30-10:00 打ち合せ覚書検討
- (9) 10月8日(月)
8:00-9:15 カラカス発 Morichal 着
9:15-14:30 Cerro Negro, Morichal, Jobo
オリノコ重質油ベルト地帯視察
14:30-17:15 Morichal 発 カラカス着

- (10) 10月9日(火)
 - 10:00-12:00 日本国大使館にて打ち合せ
 - 14:00-17:00 団員内打ち合せ
- (11) 10月10日(水)
 - 9:00-12:00 団員内打ち合せ
 - 14:20-15:05 鉱山エネルギー省にて最終協議
Record of Discussions に署名交換
 - 15:45-16:15 日本国大使館へ報告
 - 16:15-16:30 団員内打ち合せ
- (12) 10月11日(木) カラカス発, ニューヨーク泊
- (13) 10月12日(金) ニューヨーク発
- (14) 10月13日(土) 東京帰着

6.1.4 調査結果

第1次現地調査団は、ヴェネズエラ側との協議にあたり、添附“JICA-1およびJICA-2”
(付録1参照)を持参し、協議のベース資料とした。

ヴェネズエラ側との協議、および調査の結果は下記の通り。

(1) 協議結果

第1次現地調査の結果を、添附“Record of Discussions”として両者の合意事項をまとめ、
鉱山エネルギー省レイエス次官補と調査団長の間で署名し、交換した。(付録2参照)

(2) 鉱山エネルギー省より受領資料

(a) 原油分析値

“Cogollar IX-Cerro Negro Crude Mixture”の原油分析値を受領し、検討ベースに
することとした。(付録3参照)

その他に“Pilon Crude”および“Morichal Crude”の分析値も受領した。

(b) The heavy oil industry in Venezuela

(c) Investigación y desarrollo del procesamiento de los crudos pesados de la faja petrolifera del Orinoco

(d) Faja petrolifera del Orinoco cronograma de proyectos pilots

(e) Planificación primer modulo faja petrolifera del Orinoco

(f) Faja petrolifera del Orinoco

(3) 日本国大使館より受領資料

(a) カラカス案内

(b) ヴェネズエラ紹介

6.2 第2次現地調査

6.2.1 緒 言

第2次現地調査団は、国内での予備検討後、国際協力事業団によって1980年5月に派遣され、下記の目的をもって調査が実施された。

- (1) 予備検討結果の報告
- (2) E/S用追加基本的前提条件の確認
- (3) E/S用経済検討ベースの確認
- (4) E/S用建設計画の情報、データの調査

なお、現地調査に当り、在ヴェネズエラ日本国大使館

角 田 勝 彦 公 使
吉 田 裕 一等書記官

に十分な御援助と便宜をはかって頂いた。

本報告書の構成は、以下の通り。

調査団の構成
調査の概要
調査結果

6.2.2 調査団の構成

(1) 第2次現地調査団

広 瀬 鮮 一	団 長	コンサルタント
後 藤 敬 一	技術協力政策	通産省資源エネルギー庁 石油部開発課
請 川 幸 治	石油精製技術	通産省工業技術院 公害資源研究所
安 木 秀 夫	調 整 役	国際協力事業団 鉄工業計画調査部工業調査課
細 谷 泰 久	石油精製技術	(コンサルタント)
塚 越 輝 忠	石油精製技術	(コンサルタント)
薄 井 勲	コスト調達調査	(コンサルタント)
飯 村 昭 正	建設計画調査	(コンサルタント)

(2) ヴェネズエラ側との打ち合せ時に調査団随行者

角 田 勝 彦 公 使 在ヴェネズエラ日本国大使館
吉 田 裕 一 等 書 記 官 在ヴェネズエラ日本国大使館

- (3) 調査団は、A班(広瀬、後藤、請川、安木、細谷、塚越)と、B班(広瀬、薄井、飯村、細谷)の2班に分かれ、A班は前記調査目的の(1)、(2)、(3)を、B班は(4)を中心に調査を実施した。

- (i) ヴェネズエラ側の応対者は、“Record of Discussions”（付録5参照）に記録されている。

6.2.3 調査の概要

(1) A班およびB班

- (a) 5月3日(土) 東京出発(18:45)PA800 ニューヨーク着(18:15)
- (b) 5月4日(日) ニューヨーク発(9:45)PA217 カラカス着(14:15)
17:20-18:10 日本国大使館吉田一等書記官とスケジュール調査および団員内打ち合せ
- (c) 5月5日(月)
8:30-12:00 団員内打ち合せ
14:00-16:00 日本国大使館にて角田公使、吉田一等書記官と打ち合せ

(2) A班

- (a) 5月6日(火)
9:00-12:00 団員内打ち合せ
14:30-17:00 鉱山エネルギー省(MEM)関係者と協議
17:30-19:00 団員内打ち合せ
- (b) 5月7日(水)
9:00-12:00 PDVSAにてMEM, PDVSA, INTEVEP, LAGOVENと協議
14:20-15:20 PDVSAにて協議総括
15:30-18:40 団員内打ち合せ
- (c) 5月8日(木)
9:00-11:00 団員内打ち合せ
11:45-16:10 LAGOVENにてMEM, PDVSA, INTEVEP, LAGOVENと協議
17:20-18:00 日本国大使館へ中間報告
19:00-3:00 B/D原稿作成
- (d) 5月9日(金)
7:30-11:20 団員内打ち合せ(B/D検討)
15:00-16:00 PDVSAにて協議
14:00-18:10 B/Dタイピング
- (e) 5月10日(土)
8:00-16:00 B/Dタイピング
17:00-18:30 B/D検討

- (f) 5月11日(日)
 9:00-13:00 B/Dコピー
 15:30-16:00 B/D製本
- (g) 5月12日(月)
 10:00-11:20 鉱山エネルギー省にてMEM, PDVSAとB/D検討およびB/D署名交換
 14:00-16:00 団員内打ち合せ
- (h) 5月13日(火)
 9:00-12:00 調査結果整理
 13:00-16:00 調査協力者挨拶, 資料整理
 18:30-19:30 団員内打ち合せ
- (i) 5月14日(水) カラカス発(9:30)PA218 ニューヨーク着(14:15)
- (j) 5月15日(木) ニューヨーク発(11:00)PA801
- (k) 5月16日(金) 東京着(18:10)
- (3) B 班
- (a) 5月6日(火) カラカス
 10:00-12:00 太平電業(工事会社)
 14:45-16:00 藤田組(工事会社)
 材料, 工賃, 工事費等の調査
 16:30-18:00 INELECTRA(設計会社)
 設計基準, 設計能力等の調査
- (b) 5月7日(水) カラカス
 9:00-10:30 RIVACO(工事会社)
 材料, 工賃, 工事費等の調査
 11:00-12:00 JGC Office
 ノモ整理, 今後のスケジュール調整
 15:20-16:00 SADE(工事会社)
 材料, 工賃等の調査
- (c) 5月8日(木) Caracas発(7:45) Ciudad Bolivar着(8:45) by AVENSA
 10:30-13:30 Job Site 調査(ヘリコプターにて)
 14:00-18:00 Ciudad Bolivar発 Pto. Ordaz着
 車にて道路調査(道幅, 曲り, 橋, 勾配, 樹林等)
- (d) 5月9日(金) Pto. Ordaz

- 8:00-18:00 Pto. Ordaz → Sidor → Harbor (VANDAM)
港務設備, 機材搬出道路調査
工事設備能力等の調査
- (e) 5月10日(土)
7:00-18:00 Pto. Ordaz → Pto. La Cruz
車にて道路調査
- (f) 5月11日(日) Pto. La Cruz
- (g) 5月12日(月) Pto. La Cruz
8:00-18:00 Pto. La Guanta → La Encruci Jada → TRAVEN
車にて Pto. La Guanta ~ La Encruci Jada 間の道路調査
TRAVEN で陸送費調査
- (h) 5月13日(火)
8:00-12:00 Caracas
資料整理
14:00-18:00 Pto. Guaraguao → Pto. La Guanta → Barcelona
港務設備, 機械搬出道路調査
19:25-20:00 Barcelona → Caracas by Aeropostal
- (i) 5月14日(水)
9:30-12:00 Caracas
JGC Office
資料整理, 今後のスケジュール調整
14:00-16:00 日本郵船(船会社)他
港務, 輸入許可, 通関等調査
設計諸資料調査
- (j) 5月15日(木)
9:45-10:45 Caracas → Maracaibo by Aeropostal
14:00-17:00 AFGA (製缶工場)
工場設備と能力調査
18:50-19:50 Maracaibo → Caracas by Aeropostal
- (k) 5月16日(金)
9:00-12:00 Caracas
JGC Office
調査レポート作成
14:00-15:00 藤田組(工事会社)
材料, 工賃, 工事費等の調査
15:30-17:30 JGC Office
税金, 保険他諸経費調査

- (l) 5月17日(土) Caracas
9:00-12:00 JGC Office
調査レポート作成
14:00-18:00 JGC Office - Sabanagrande
事務所, 宿舍用什器, 備品, 食料等調査
- (m) 5月18日(日) Caracas
- (n) 5月19日(月) Caracas
7:00-20:00 VANDAM & IMOSA (製缶工場)
工場設備, 能力等調査
調査レポート作成
- (o) 5月20日(火) Caracas
9:00-10:30 日本大使館
B班 調査概要報告
11:00-11:30 SADE (工事会社)
材料, 工賃等調査書督促
12:00-13:00 VANDAM (製缶工場)
工場設備, 能力等調査
14:00-14:30 SADE (工事会社)
材料, 工賃等調査書督促
15:00-16:00 JGC Office
帰国準備
16:30-18:00 RIVACO (工事会社)
材料, 工賃, 工事費等調査
- (p) 5月21日(水)
9:30-14:15 Caracas 発 New York 着 PA218
- (q) 5月22日(木)
11:00 New York 発 PA801
- (r) 5月23日(金)
13:35 東京 着

6.2.4 調査結果

第2次現地調査団は、ヴェネズエラ側との協議および調査にあたり、添附“JICA-1 および JICA-2”（付録4参照）を持参し、協議、調査のベース資料とした。

ヴェネズエラ側との協議、および調査の結果は下記の通り。

(i) 協議結果

第2次現地調査のうち、A班の調査結果を添付“Record of Discussions”として、両者の合意事項をまとめ、鉱山エネルギー省レイエス次官補と調査団長の間で署名し交換した。(付録5参照)

(ii) 現地調査項目

第2次現地調査のうち、B班の調査結果の詳細は本報告書に添付されないが、その結果は、軽質化製油所の計画において充分参考にされている。

調査された項目について列記すると、下記の通りとなる。

(a) 装置および材料

最近10年来、各種工場設立が多く、プラント材料の中で品種的には過半数のものが国内生産されているものと判断されるが、納期の面にて問題があるようである。

国内生産できないものは、厚鋼板、大型鋼材、特殊材質品、機械類、計器類、特殊電気機器類、充填物等である。

製缶物(塔槽、熱交、タンク等)は、高圧物(板厚50mm以上)以外はほとんど製作できると判断される。

したがって、輸入許可取得に際しては、国内業者優先により相当の時間と手数が予測される。(ただし、政府関係プロジェクトの場合、契約書に規定することが容易であり、この場合問題ないとのこと)。

なお、輸入制限品については、税率表が出版されている。

(b) 食料

みそ、しょう油(輸入品があるが量的に問題)以外、日本料理に必要な食料はほとんど入手できる。(VALENCIAで日本人移民省が日本的な農産物を生産している)

(c) 事務所および住民用家具、什器

ほとんどのものが入手できる。

(d) 労働者

技能工が少なく、労働協定により労働者保護が強いため、定職率が低く労働効率も悪いといわれている。最低賃金制が確立されており、政権交替(5年毎)の翌年は大幅に賃金改訂が行なわれる傾向があるため注意を要するようである。

大規模プロジェクトの場合、建設業者が個別に訓練センターを設けて訓練すると共に、転職しないように待遇を考慮する必要があるといわれている。

外人労働者の規制

	外 人		現地人
人 数	1	:	4
給 料(合計)	1	:	4

(外人労働者は、主にカリブ海諸国及び南米人が多いようである。)

(e) 建設機械

賃貸料は約10ヶ月にわたって全額償却として計算される場合が多いため非常に高いので、大規模プロジェクトの場合、現地に於て新品購入又は輸入(輸入関税は安い)するのがよいと判断される。

(f) 建設工事費の見積

- 土木基礎工事
- 建築工事
- 鉄骨工事
- 電気工事
- 計装工事
- 配管工事
- タンク工事
- 保温工事
- 塗装工事
- 仮設工事

現在、工事業者はどれも非常に忙しいこと、見積資料が充分でなかったこと、時間的問題、E/S段階であること等より、残念ながらほとんど調査できなかった。

(g) プロジェクト経費

外国人の入国手続き、滞在許可、取得手続き等は首都で行なうが、それ以外の諸手続きは地方でできる。税金は、大別して個人所得税と法人税(利益税)であるが、法人税については、契約形態により単価規定が問題になるので注意を要する。

(h) 通関と内陸輸送

— 通 関

PTO. ORDAZ 地区では書類チェックのみであり、PTO. LA CRUZ 地区では現物検査が必要であるとのことであるが、詳細未調査。

— 内陸輸送

橋梁、曲り、架橋等よりMAX CARGO SIZEは3000φ×30,000L×80 TONSと判断される。

本プロジェクトは、輸送量も渾大になり、大型機器が多く4鉱区にあるため、オリノ川
の北側に専属の荷上げ岩壁を設けるのが好ましい。当然、道路の新設も必要である。

(i) 居住施設

軽質化プロジェクトの場合、LAGOVEN地域だけでも建設工事の最高時3,500人程度投入が必要と予測されるので、工事現場近辺に宿泊施設を設ける必要がある。

第7章

第7章 残 渣 の 燃 焼

オリノコヘビーオイルを軽質化する過程において、フルードコークス、ユリカプロセスからのピッチ、M-DSプロセスからのアスファルトのような重質副製品が多量に生産されている。

一方、粗原油の生産には、大容量の電力が必要とされる。これらを考えると、重質副製品をボイラー燃料として利用することが有効であろう。

しかしながら、副製品は固体か高粘度・高流動点の液体であるため、その燃焼システムへの利用には、特別の考慮が必要になる。

軽質化プロセス計画を検討した日本の3グループ各社は、第1章、第2章、第3章において副製品の利用を検討している。

しかしながら、我々(JICA)は、その重要性を考慮して、燃焼法について基本的考察を加えてみた。

7.1 試 料

直留アスファルト、溶剤脱歴(SDA)ピッチ、ユリカピッチ、コークスなどの各種重質石油製品がある。

Fig. 7.1に重質石油製品の軟化点と油分含有量の一般的傾向を示す。このうち直留アスファルトは、その温度を上げることによって、普通の燃焼方法で燃焼できる。

一般性状分析と燃焼テストを実施するため、次の2つのサンプルを選定した。

- 低軟化点(約150℃)で油分含有量の多い代表としてSDAピッチ
- 油分含有量が少い代表としてコークス

7.1.1 サンプル提供者

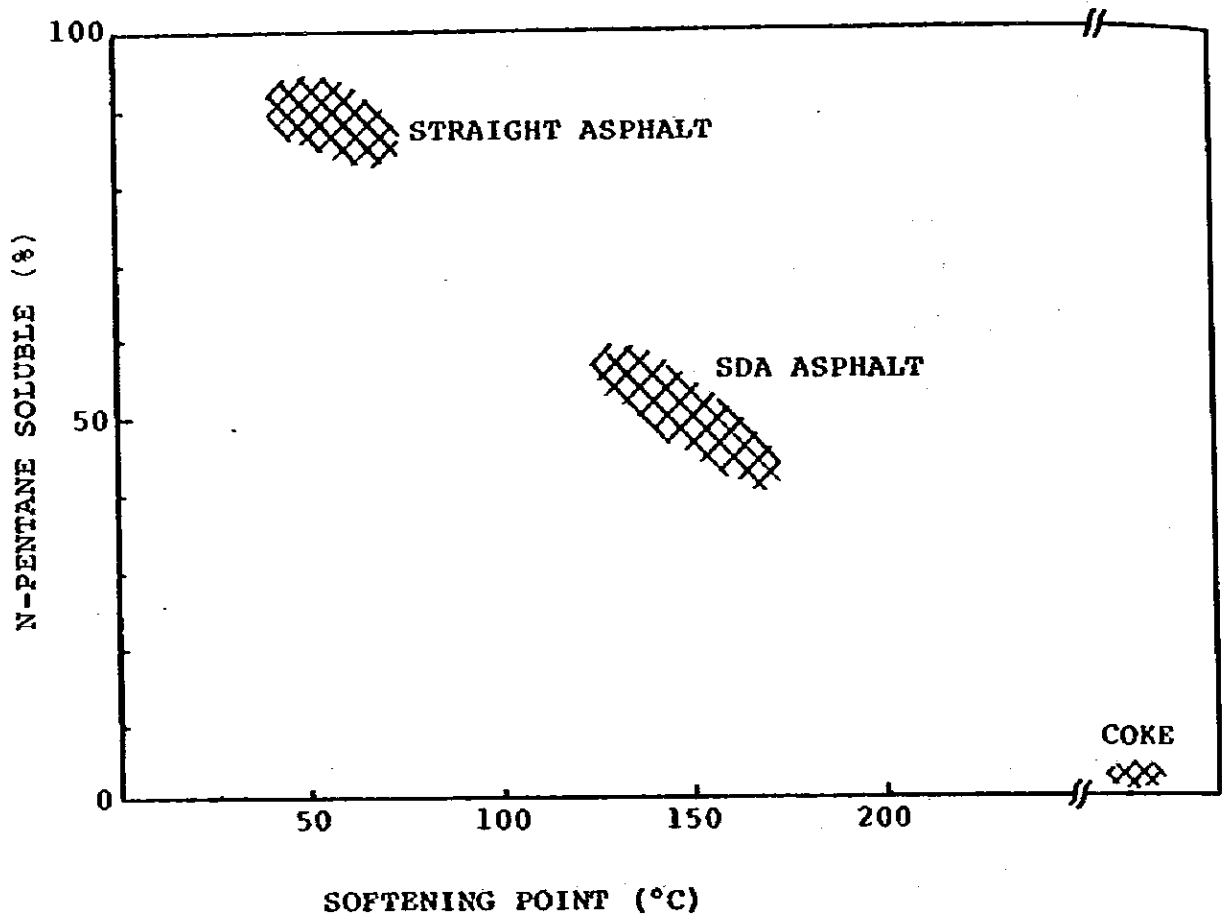
BDAピッチ:

中東原油の減圧残渣油から生産されたブタン脱歴ピッチを日本のある製油所から入手した。

コークス:

中東原油の減圧残渣油から生産されたフレキシコークスを東亜石油㈱より入手した。

FIG. 7.1 SOFTENING POINT AND N-PENTANE SOLUBLE OF HEAVY RESIDUALS



7.1.2 一般性状の分析

一般性状の分析結果を Table 7.1 に示す。

Table 7.1 Analysis of General Properties

Industrial Analysis		Flexi coke	BDA-Asphalt
Calorific Value,	Kcal/kg	7,720	9,420
Moisture	%	1.0	0.1
Fixed carbon	"	96.5	34.5
Volatile matter	"	1.2	65.3
Ash.	"	1.3	0.2
Total sulfur	"	5.7	5.8
Elemental Analysis (Dry basis)			
C	%	94.4	83.5
H	"	0.5	8.5
O	"	0.2	1.9
N	"	0.6	0.9
S	"	5.7	5.8
Ash, composition			
V	ppm	2,460	1,500
Ni	"	610	280
Fusibility of Ash			
Softening Temp.	°C	810	Impossible to measure
Deformation Temp.	"	Fused	because of small ash
Fluid Temp.	"		

7.1.3 燃料のテスト

着火温度、燃焼速度および粉砕性を Table 7.2 に示す。

Table 7.2 Test for Fuel

	Flexi coke	BDA-Asphalt
Ignition Temp. (°C)	870 — 920	640 — 650
Combustion Velocity	Good	Very good
Grindability (GHI)	32	Impossible to measure, as adhesive matter grows

着火温度、燃焼速度に対する揮発性分の関係を Fig. 7.2 と Fig. 7.3 に示す。

7.2 燃 焼 法

燃料の粘度を調整し噴霧するために稀釈油として貴重な軽質油を使用することなしに、副製品を直接燃焼させる方法を概説する。

7.2.1 微粉炭燃焼

微粉炭燃焼のシステムフローを Fig. 7.4 に示す。副製品は、200メッシュ 65～80 パーセントの微粉に微砕し、空気で燃焼炉に送られる。

この種の燃焼は、石炭燃焼の分野で広く使用されており、石油製品としては次の様な実績がある。

— デラウェア市発電所

これは、フルードコークを燃焼用に設計した最初の発電所である。

— マラソン石油のデトロイト製油所

粉砕フルードコークスとオフガスまたは、残渣油が燃焼される。

7.2.2 流動床燃焼

流動床燃焼のシステムフローを Fig. 7.5 に示す。

この方法は、石灰石やドロマイトのような不活性粒子と空気によって形成される流動床の中で燃焼させる。

伝熱管は、流動床中に挿入し、またフリーボード帯にも置かれる。

次に本法の特色をあげる。

— 低質石炭、コークス、重質石油製品等の各種燃料が燃焼できる。

FIG. 7.2 IGNITION TEMPERATURE

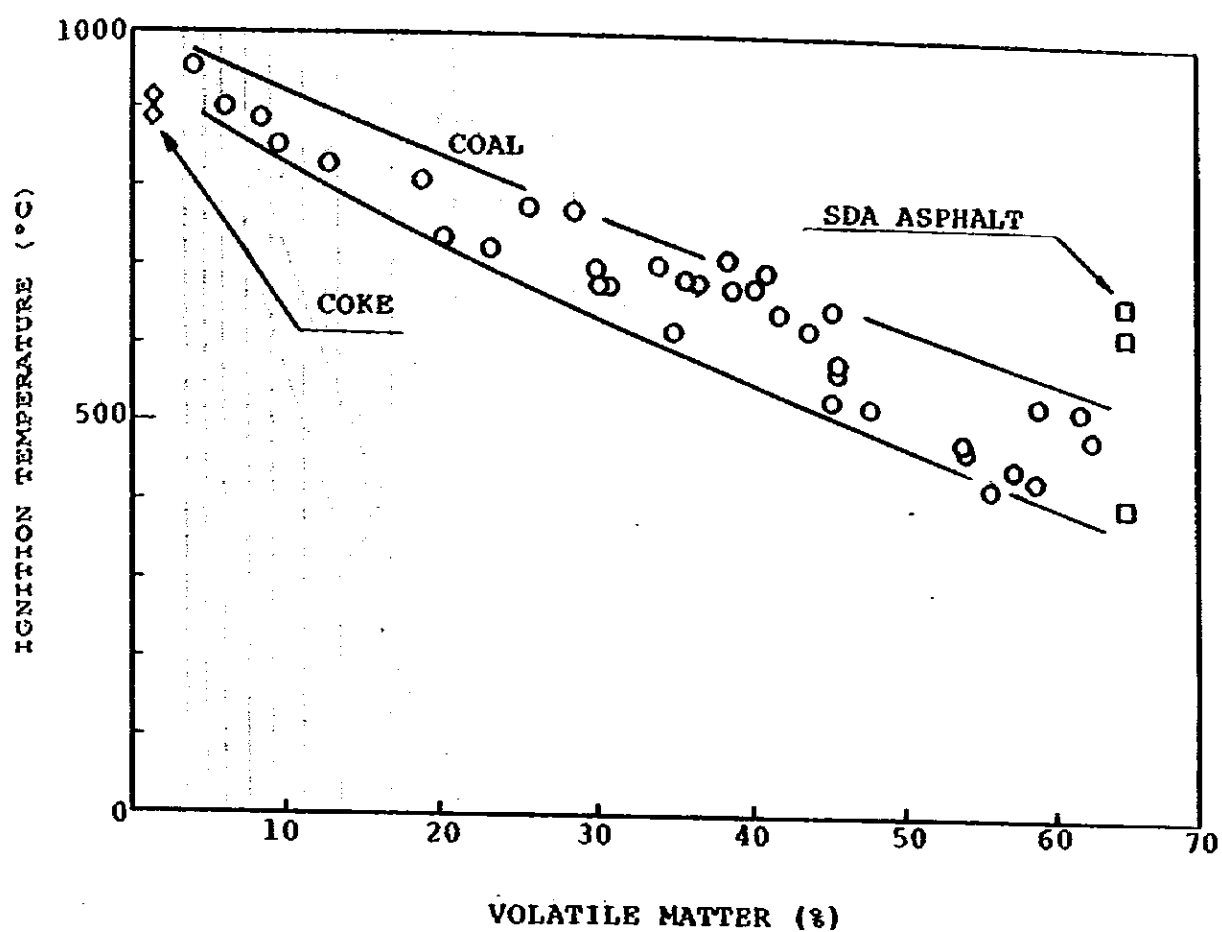
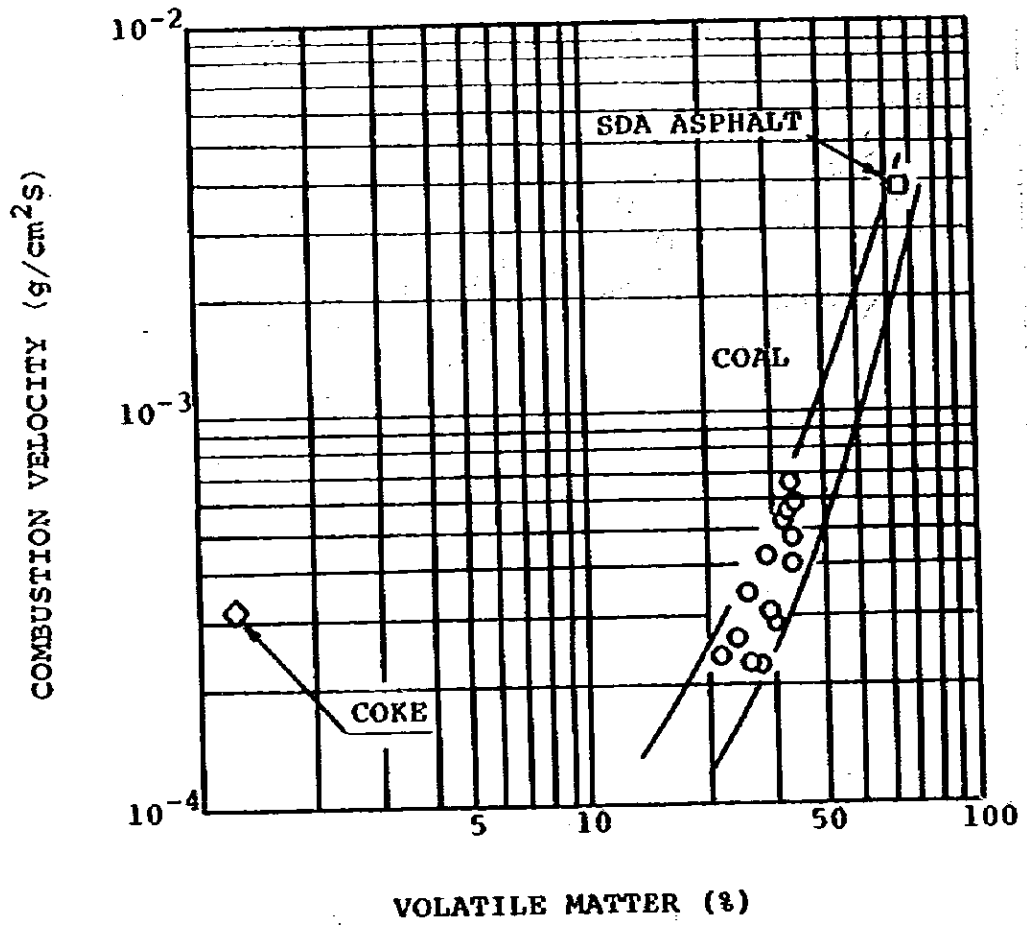


FIG. 7.3 COMBUSTION VELOCITY



- 可燃物（燃料）が、流動床形成物の2パーセント以下なので、安定した燃焼が期待できる。
- 低い燃焼温度（800-900℃）が適用でき、したがって低NO_x汚染が期待できる。
- ボイラーは、ヒートフラックスや伝熱係数が大きいので、通常のボイラーより小型になる。
- 石灰石、またはドロマイトの働きにより脱硫効果がある。
- 粒子が床の中で流動しているので、伝熱管のスラッキングが少ない。

FBC法は以上のように顕著であり、これからの技術である。

しかしながら、その技術は開発中であり、ボイラー製作者や研究所では、商業プラント実現化のためにパイロットプラントの実験テストを実施している。

研究開発状況を次に記す。

美 国

NCBは、FBCによる石炭燃焼の研究を開始した。

最近、Babcock社はRenfrew, Scotlandで約20 T/H スチームのボイラーのテストを行なっている。

米 国

研究開発のプロジェクトは10以上である。例えばRivesville, West Virginiaでは1977年に136 T/Hのデモンストレーションプラントが運転に入った。

日 本

1960年後半から、工業廃棄物燃焼目的に研究が開始され、商業プラントも稼働している。

1978年、石炭技術研究所と4社のボイラー製作者によって共同研究が開始され、20 t/hパイロットプラントが1981年にテスト運転開始される。

7.3 副製品燃焼に関する考察

7.3.1 フールドコークス

コークス燃焼ボイラーの実績からして、フルードコークスの燃焼法は微粉炭燃焼が良い。

しかしながら、この方法を採用する場合、次の点に注意が必要であろう。

(1) 着火と燃焼

フルードコークスの揮発分含有量が低く、着火点が高い（約900℃）ので、粒子の温度を着火温度に上げて、その温度を保つことが必要になる。

これは、次の方法で達成できる。

- バーナー

バーナーを下側に置き（U形）、高い火炎温度が高温スラッグに対して輻射熱を接近させることによって保たれる。単一のノズルを使用するよりも、小さなノズルを多くして火炎をより大きくし、輻射熱を燃料の表面が放射するようにする。

長方形のバーナーで円形ノズルよりも大きな円周を作るようにする。

— 一次空気温度

粒子温度は、燃焼前に着火温度まで上昇させなければならない。粒子と空気混合物の燃焼温度が高いほど着火は早くおこる。

— 補助燃料

火炎を安定に保つために、必要全熱量の10%以下の補助燃料が必要であり、コーカープロセスのガスが使用される。

(2) 粉 砕

微粉炭燃焼するには、燃料は特定の適当な粒子に粉砕される。

フルードコークスの粉砕は、Hardgrove Grindability Indexが低いので、消費電力が大となる。

粉砕機の表面の摩耗が大であるので、材質選定が重要である。

7.3.2 BDAアスファルト

(1) 微粉炭燃焼

揮発分が多く、着火点がフルードコークスに比べ低いので、安定した着火と燃焼が微粉炭燃焼法で可能である。

しかしながら、軟化点はそれほど高くなく揮発分がフルードコークスより多い。したがって、粉砕機と配管内で粘着する粒子の形成をさけなければならない。

また、多量の微粉アスファルト貯蔵においては、固化の問題を検討しなければならない。

ハンマータイプミルが粉砕用として採用されるが、大規模化に当ってはテストが必要である。

(2) 流動床燃焼

流動床燃焼法として、次の2方法が考えられる。

(a) 液体供給

液相で供給するためには、プロセスからでてくる副製品は約250℃以上の高温に保たなければならない。その場合、低圧スチームでは不十分で、ホットオイルシステム等の加熱システムを考えなければならない。

(b) 固体供給

必要な粒子サイズは、1~7mm径なので、粉砕条件は微粉炭燃焼法と比較して厳しくない。

以上、両ケース共流動床燃焼は開発中であり、下記のような解決させるべき種々の問題がある。

— 空気比、流動床温度、脱炭物質の種類、Ca/S モル比、圧力等が脱炭効率に関係して、注意深く検討されなければならない。

Table 7.3 By-Product vs. Combustion Method

Method		Entrainment Type Combustion	Pulverized Fuel Combustion	Fluidized Bed Combustion (FBC)
By-Product	Condition required	For oil firing, viscosity at burner is 20 ~ 30 cst usually.	Powder 65--80% through 200 mesh.	For solid, 1-7 mmφ size. For liquid, viscosity is less than 6,000 cst for pumping.
	Situation	Conventional fuel oil is burned by this method.	Coal combustion and coke combustion are existing.	Under development. Pilot plants are existing.
BDA asphalt	Volatile matter > 50% Ignition point = 650°C Softening point = 160°C Hardgrove index	In order to use conventional fuel oil firing method, low viscosity oil is required as diluent. For direct combustion of the M-DS asphalt, Maruzen Oil Co. proposes to use an internal mixing steam atomizing type burner.	According to the test of the sample, care will be required to pulverize the BDA asphalt to fine particles.	In future, the FBC will be used for firing BDA asphalt. In the case of feeding in solid phase, it will be possible to pulverize it to 1 ~ 7 mmφ with Hammer mill.
Eureka pitch	Volatile matter 40 ~ 50% Ignition point Softening point 200°C ~ Hardgrove index 150 ~ 160		It will be pulverized.	In future, the pulverized pitch will be burned by the FBC.
Fluid coke	Volatile matter = 2% Ignition point = 900°C Hardgrove index = 30		Commercial boilers are operated. Harder than coal, but it is not so difficult to pulverize. Supporting fuel is required.	In future, the coke will be burned by the FBC.

— 均一燃焼

流動床内で均一燃焼が行なわれるよう燃料供給口を配置する。

— 伝熱管の選択

伝熱管は流動床に浸されるので、管の材質は腐蝕防止に留意し選定する。

— 粒子の飛散

流動床燃焼システムでは、燃焼効率は未燃焼粒子の飛散によって主に決定される。

したがって、サイクロンダストの燃焼と炭素燃焼セルが検討されなければならない。

以上、流動床燃焼は近い将来必ず採用される技術である。

7.4 副製品燃焼のまとめ

燃焼システムと副製品の関係のまとめを Table 7.3 に示す。

燃焼と粉砕テストを実施しなかったが、ユリカピッチも呉羽化学工業㈱のエンジニアとの討議やデータに基づいてテーブルの中に入れてある。

7.5 高硫黄・高金属含有に関する問題点

この問題は、Fluid coke, BDA-Asphalt の両者に共通する問題である。

- ・何れの燃料も硫黄分は約 5.8% である。燃料ガス中の SO_x は、約 3,500 ppm 発生する。この内約 5% が SO₂ に転換すると考えると、Boiler 出口の SO₂ は 170~180 ppm に達し、露点温度 (DEW pt.) が上昇する。したがって、次の配慮が必要である。

ECONOMIZER 給水温度 $\geq 190^{\circ}\text{C}$

Air preheater 出口排ガス温度 $\geq 180^{\circ}\text{C}$

- ・高硫黄、高バナジウムによる高温腐蝕 (High Temp. Corrosion) については、金属表面温度が約 600°C 以下ならば問題はないとされている。添加剤として Mg-hydroxide を注入する方法もある。(添加量は燃料に対して 1/2000~1/6000)
- 一般に添加剤を使用した場合は、灰の融点を高める効果と高温腐蝕を軽減する効果、また SO₂ より SO₃ への転換を抑制する効果、すなわち低温腐蝕を抑制する効果があると考えられている。

ATTACHMENT

A T T A C H M E N T

ATTACHMENT-1: JICA-1 & JICA-2 (First Survey)

- JICA-1, General Description
- JICA-2, Talking Paper
- Attachment to JICA-2, Confirmation Item of Basis of Feasibility Study
- Attachment to JICA-2, Preliminary Terms of Reference

ATTACHMENT-2: Record of Discussions (First Survey)

ATTACHMENT-3: Crude Assay of Cogollar IX-Cerro Negro Crude Oil Mixture

- Ensayo de Productos Combustibles de crude Cogollar IX-Cerro Negro No.LV.5C-C.79

ATTACHMENT-4: JICA-1 & JICA-2 (Second Survey)

- JICA-1, General Description
- JICA-2, Talking Paper
- Attachment to JICA-2, The Report of Preliminary Study of Feasibility Study
- Attachment to JICA-2, Confirmation Items of Bases of Economic Study
- Attachment to JICA-2, Information and Data on Construction Planning

ATTACHMENT-5: Record of Discussions (Second Survey)

ATTACHMENT-6: Minutes of Meetings (Presentation of Draft Final Report)

THE UP-GRADING PROJECT
OF ORINOCO HEAVY OIL IN THE REPUBLIC OF VENEZUELA

--- GENERAL DESCRIPTION ---

1. Venezuelan Government's Request

- (1) In April 1978, the Venezuelan Government officially requested the technical cooperation of Japan in a letter of the Minister of Energy and Mines.
The requested cooperation mainly consists in conducting studies and evaluations, from a neutral point of view, of various proposals to the Government made on an industry basis, on which the Government has difficulties in making judgements.
- (2) In accordance with the request, the Japanese Government sent a preliminary survey team to Venezuela in late August 1978 to discuss how to develop the cooperation with the Venezuelan Government. At the discussion, Venezuela requested the Japanese Government to conduct a feasibility study on processes for up-grading the Orinoco heavy oil.
- (3) The content of the request is as follows:
 - (a) Purposes of Feasibility Study
It is planned to produce the Orinoco heavy crude around 1985, for which a plant of a 100,000 - 120,000 BPSD class is expected to be built to up-grade and refine the crude. A feasibility study is to be made to judge what process could be best used for the plan, making examinations on mainly the processes proposed by three groups of Japan.

(b) Prerequisites of Feasibility Study

Properties of the Orinoco heavy crude and estimated grade of the product synthetic crude shall be presented. By-products from the up-grading shall be used to generate the steam for crude production and the energy needed for up-grading.

(c) Scope of Feasibility Study

The feasibility study excludes the survey on financing, the marketing of the synthetic crude, the infrastructure and site selection of the plant.

(d) Supply of Data

All data necessary for the feasibility study shall be provided by Venezuela.

2. Response of Japanese Government

The Japanese Government studied the approach based on the report of the preliminary survey team, and determined to conduct the feasibility study following the procedures below. In March 1979, Japan notified the Venezuelan Government of this decision via the Japanese Embassy in Venezuela, confirming the basic prerequisites and requesting the supply of crude samples. Procedures for the feasibility study are as follows:

(1) Objectives of Feasibility Study

This study is intended to make clear the respective features of the three processes proposed by three groups of Japan for the up-grading of the heavy crude to be produced in the Orinoco Heavy Crude Development Project located on the north side of the River Orinoco, and to provide the data necessary for the selection of a process adequate for the construction of a commercial plant.

(2) **Scope of Feasibility Study**

Technical and economic studies will be conducted with limitations to the plant facilities for the up-grading of the crude:

(3) **Procedures for Execution**

(a) Conduct a preliminary study based on basic prerequisites and crude samples.

(b) After deciding the terms of reference for the feasibility study, send a F/S survey team to Venezuela to hold discussions and to do a field survey.

(c) Perform work in Japan and prepare a report.

3. **Dispatch of First Survey Team**

With regard to the confirmation of the basic prerequisites and the requested supply of the crude samples, it has been determined that the execution schedule is to be somewhat modified to accelerate the progress of the study. That is, the First Survey Team will be dispatched to Venezuela to do the following work:

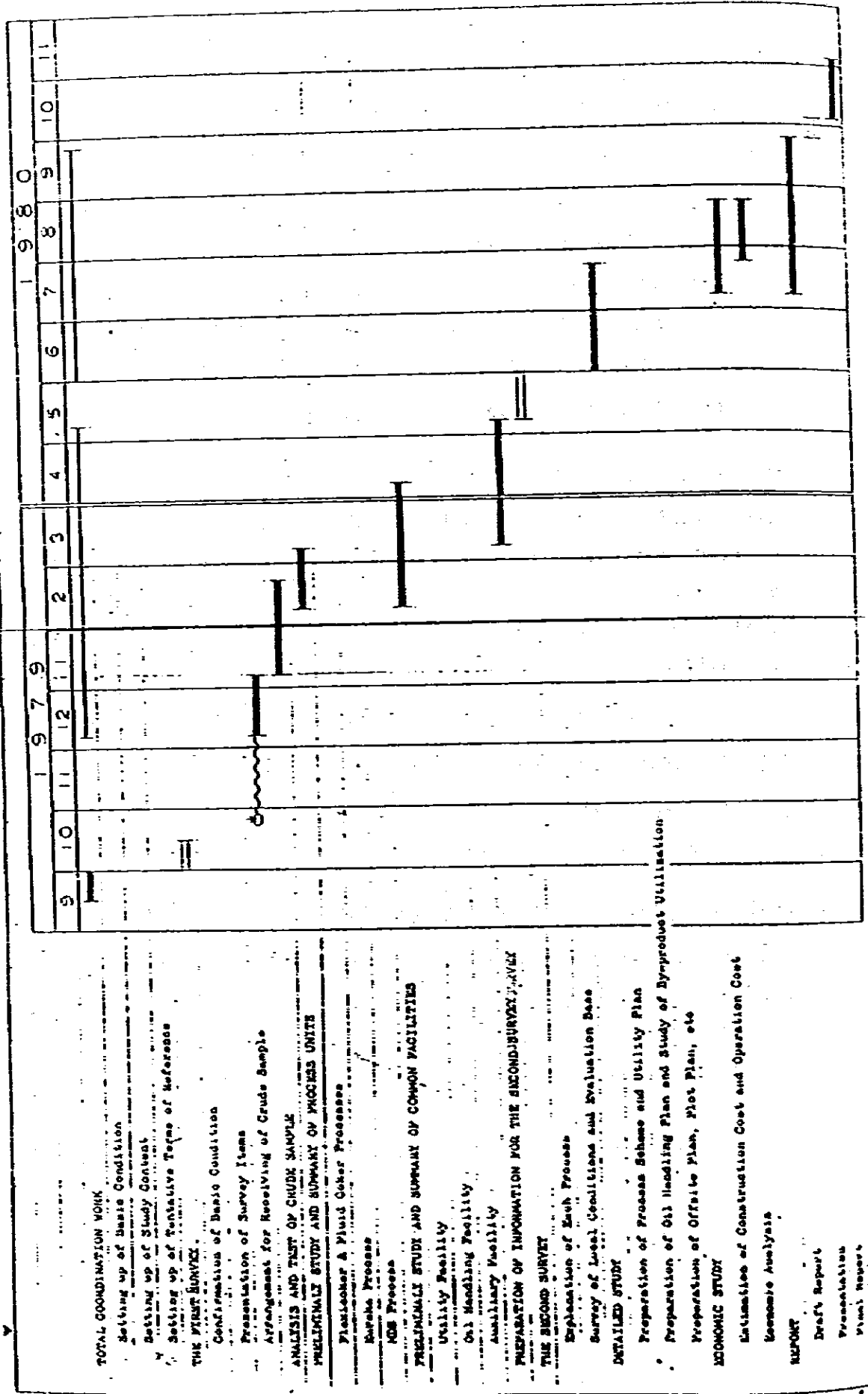
(1) To confirm the basic prerequisites

(2) To obtain the crude samples

(3) To discuss the preliminary T/R which is prepared as a result of the preliminary survey

4. **Project Execution Schedule and Execution Manner**

The project execution schedule and execution manner are set as per Fig. 1 attached.



THE FIRST SURVEY TEAM
 THE UP-GRADING PROJECT
 OF ORINOCO HEAVY OIL IN THE REPUBLIC OF VENEZUELA

- TALKING PAPER -

1. Objectives

The Japanese First Survey Team sent by the Japan International Cooperation Agency (hereinafter referred to as "JICA") is expected to accomplish the following scope of work by exchanging views with the authorities concerned in the Republic of Venezuela, so as to meet the real needs of Venezuela:

- (1) To clarify the contents of plans of the Venezuelan Government
- (2) To confirm the basic conditions for the feasibility study
- (3) To confirm the delivery of Orinoco crude sample
- (4) To discuss the preliminary T/R
- (5) To visit Orinoco project site
- (6) To collect relevant information and data in Venezuela

2. Members of the First Survey Team

The members of the JICA First Survey Team are as follows:

<u>Name</u>	<u>Function</u>	<u>Title</u>
Mr. Sen'ichi HIROSE	Project Manager	Consultant to JICA (Chief of the Team)
Mr. Toshio IBI	Policy in Technical Cooperation	Deputy Director Development Division Petroleum Department Agency of Natural Resources and Energy, MITI

<u>Name</u>	<u>Function</u>	<u>Title</u>
Dr. Koji UKEGAWA	Petroleum Refinery Engineering	Senior Scientific Officer National Research Institute for Pollution and Resources, MITI
Mr. Hideo YASUKI	Coordination	Deputy Director Industrial Survey Division JICA
Mr. Yasuhisa HOSOYA	Petroleum Refinery Engineering	Mechanical Engineer Consultant to JICA
Mr. Terutada TSUKAGOSHI	Petroleum Refinery Engineering	Chemical Engineer Consultant to JICA

Address : Japan International Cooperation Agency
P.O. Box No.216, 48th Floor
Shinjuku Mitsui Bldg.
2-1, Nishi Shinjuku, Shinjuku-ku
Tokyo, Japan

Telephone: Tokyo (03) 346-5287 ~ 9

Cable : JICAHDQ TOKYO

Telex : J22271 JICAHDQ J

3. Schedule of the First Survey

Schedule for the first survey is considered to be as indicated in the attached Fig. 2.

This tentative schedule is to be further developed and adjusted through discussions with you so as to accomplish the objectives of the survey most efficiently.

Your cooperation in this regard will be much appreciated.

4. Method of Approach by the First Survey Team

The survey team will visit government organizations and Orinoco site and exchange views on the proposed subjects with responsible officers.

Upon completion of the survey, the survey team will prepare minutes of meetings, which are to be signed and exchanged with the Venezuelan side.

5. Information Required

(1) The contents of plans of the Government of the Republic of Venezuela

- a) Present status of Orinoco Oil Belt
- b) Master Plan for Orinoco Development
- c) Organization for Orinoco Development including upgrading plant

(2) Basis of Feasibility Study

Please refer to the attached "Confirmation Items of Basis of Feasibility Study".

(3) Delivery of Orinoco Crude Sample

Please refer to the attached "Confirmation Items of Basis of Feasibility Study".

(4) Terms of Reference for Feasibility Study

Final terms of reference will be determined after the first survey and the preliminary study. The preliminary T/R we have in mind at present is shown in the attachment.

- (5) Visit to Orinoco Project Site
 - a) Schedule arrangement
 - b) Transportation arrangement
 - c) Permission and guide for Site visit
- (6) Relevant Information and Data

Fig. 2 SCHEDULE OF FIRST SURVEY TEAM

DATE	OCTOBER 2 (TUE)	3 (WED)	4 (THU)	5 (FRI)	6 (SAT)	7 (SUN)	8 (MON)	9 (TUE)	10 (WED)	11 (THU)
(1) Internal Meeting (Japanese Embassy and Team)	Internal Meeting (Japanese Embassy and Team)									
(2) Meeting		MEM	PVVA	INTEVEP						
(3) Orinoco Site Visit			PVVA	LANOVEN			ORINOCO			
(4) Internal Meeting										
(5) Meeting									MEM	
(6) Final Meeting with (MEM and Team) (Signing to Minutes of Meeting)										
(7) Internal Meeting (Japanese Embassy and Team)										
(8) Departure for Japan										A

THE STUDY ON
UP-GRADING OF ORINGCO HEAVY OIL
VENEZUELA
CONFIRMATION ITEMS OF BASIS
OF
FEASIBILITY STUDY
(FOR THE FIRST SURVEY TEAM)

OCTOBER, 1979

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

C O N T E N T S

I. EXECUTION 1

II. PLANNING 3

I. EXECUTION

1. May we call "THE STUDY ON UP-GRADING OF ORINOCO HEAVY OIL" for this project?

- (a) Yes
- (b) No

2. Please submit your organization chart and the official title and name of each responsible person for Orinoco development.

- (a) Name
- (b) Adress
- (c) Telephone & Telex
- (d) Title
- (e) Person name

3. Please decide your key person for contacting and communication.

(1) Contract General

(2) Project General

(3) Engineering

(4) Financing

(5) Marketing

(6) Orinoco Field

(7) Sample Oil Supply

- (a) Name
- (b) Adress
- (c) Telephone & Telex
- (d) Title
- (e) Person name

☆ 4. Please arrange and send the sample crude oil by the following conditions:

(1) Kind of Crude Oil

Same oil as the study base.

- (2) Quantity of Sample oil
Five (5) drums (sealed)
- (3) Condition of Sample Oil
Water separated oil at production site.
- (4) Receiving time
arriving at Japan as early as possible, because the oil will be study base.
- (5) Shipping fee
paid by Venezuela side.
- (6) Consignee is JICA.

(a) Yes

(b) No

☆ 5. Transportation of Crude Oil

who is responsible person?

- (1) How to arrange the crude shipping?
 - (a) Sampling of crude oil
 - (b) inland transportation from Orinoco to the port of Caracas.
 - (c) Shipping arrangement and loading to ocean going vessel
- (2) When is expected date of crude shipping?
 - (a) Sampling of crude oil
 - (b) arriving at port
 - (c) Schedule of ocean going vessel (Venezuela to Yokohama)

II. PLANNING

☆ 1. PURPOSE OF UP-GRADING

Please select & mark it!

(1) Is it correct to understand that the final goal of the Orinoco heavy crude up-grading plan is to produce synthetic crude?

- (a) Yes
- (b) No
- (Reason _____)

(2) What is the type of synthetic crude?

- Refer Fig.1
- (a) Oil excluded gases
 - (b) Oil excluded gases & LPG
 - (c) Oil excluded gases LPG & Naphtha
 - (d) Other (_____)

(3) Where is destination of synthetic crude?

- (a) Export
- (b) Domestic
- (c) Export & Domestic

(4) What is the capacity of Orinoco heavy crude to be up-graded in this study?

- (a) 100,000 BPSD feed
- (b) 125,000 BPSD feed
- (c) Other (_____ BPSD feed)

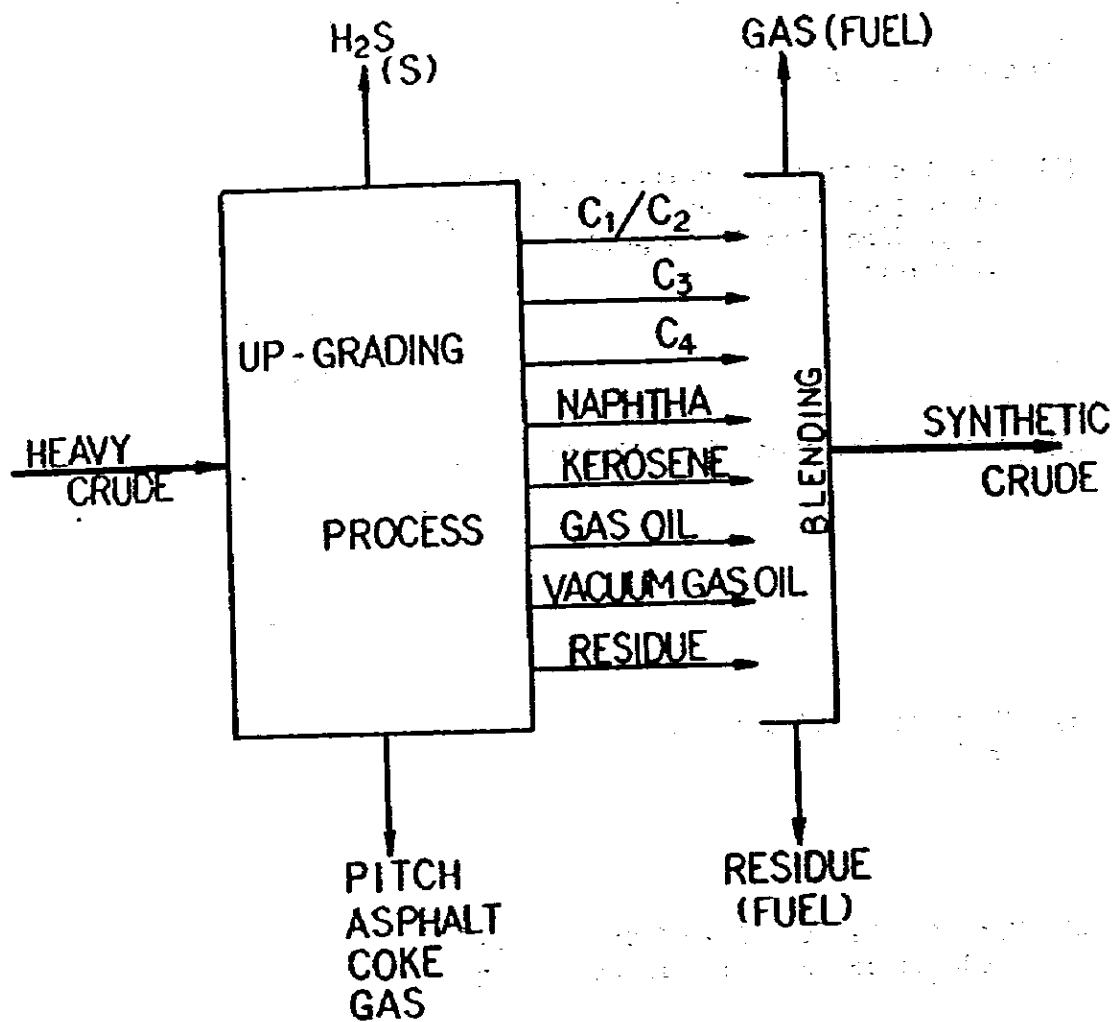
(5) Is it allowable to include residue in the synthetic crude?

- Refer Fig.2
- (a) OK (b) No

(6) Is it necessary that the material balance is fitted between the field and the refinery?

- Refer Fig.3
- (a) Yes (b) No

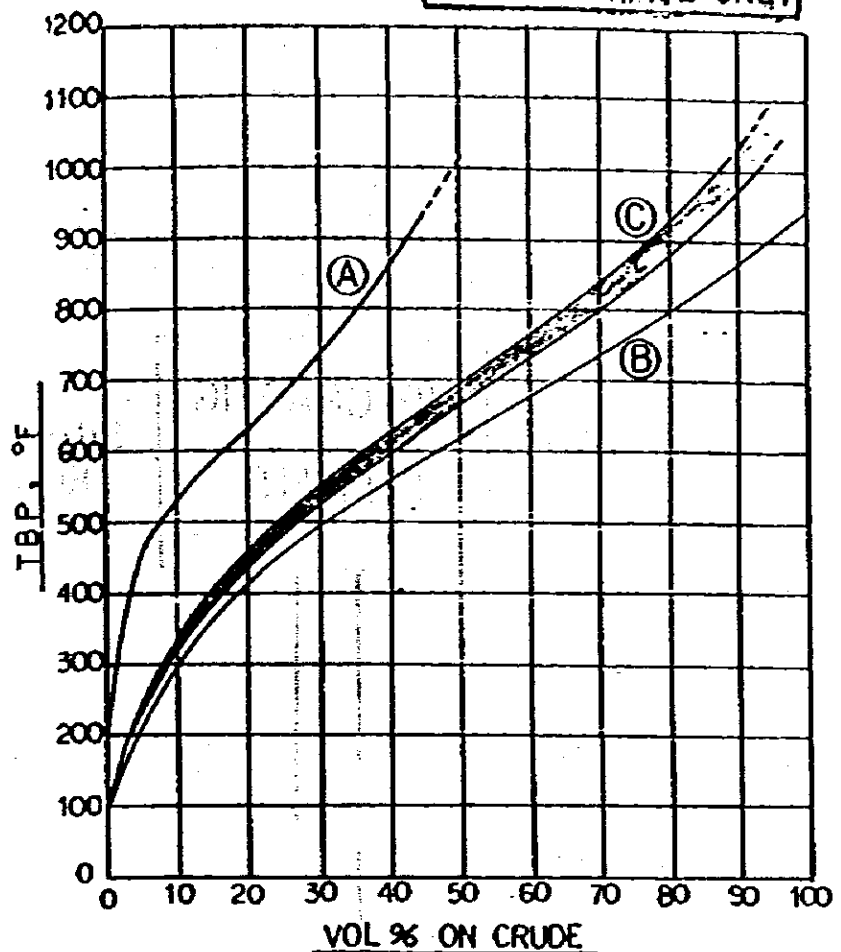
Refinery crude charge (100,000 BPSD)
= by-product from refinery
= Field boiler fuel
= Steam Generation
= Crude production for refinery crude charge
(equivalent 100,000 BPSD)



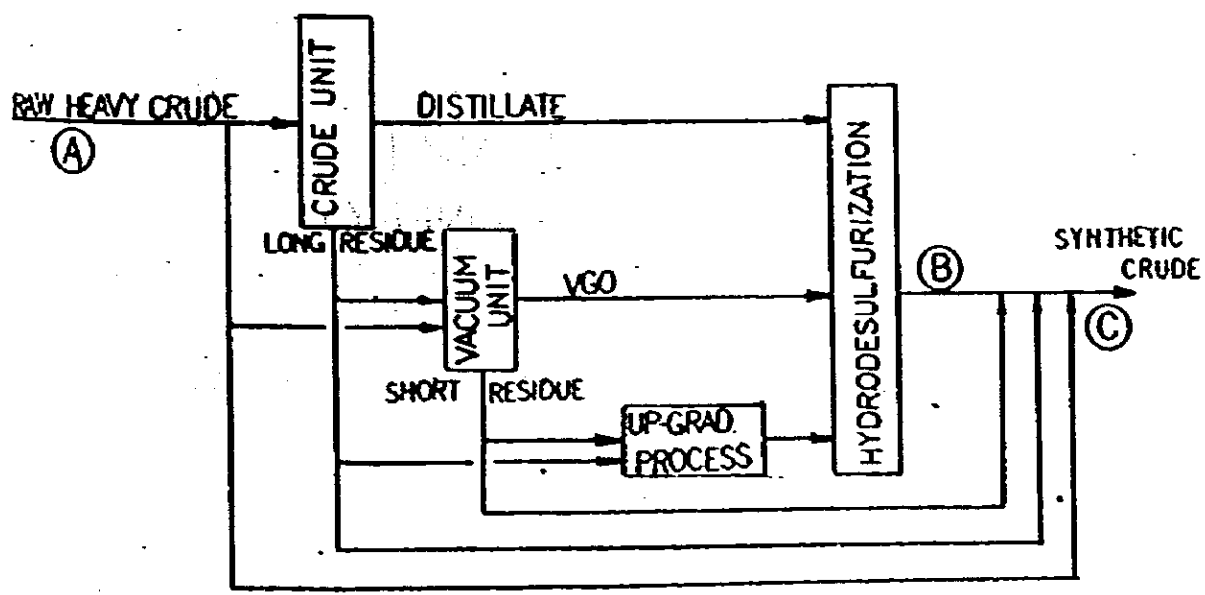
TYPE OF SYNTHETIC CRUDE.

FIG. 1

FOR REFERENCE ONLY



- (A) - RAW HEAVY CRUDE ... incl. Residue
- (B) - SYNTHETIC CRUDE (all up-grading) ... no residue
- (C) - SYNTHETIC CRUDE (partial up-grading) ... incl. residue mixed with raw crude, long residue or short residue



SYNTHETIC CRUDE OIL FIG. 2
 (5 → A-16

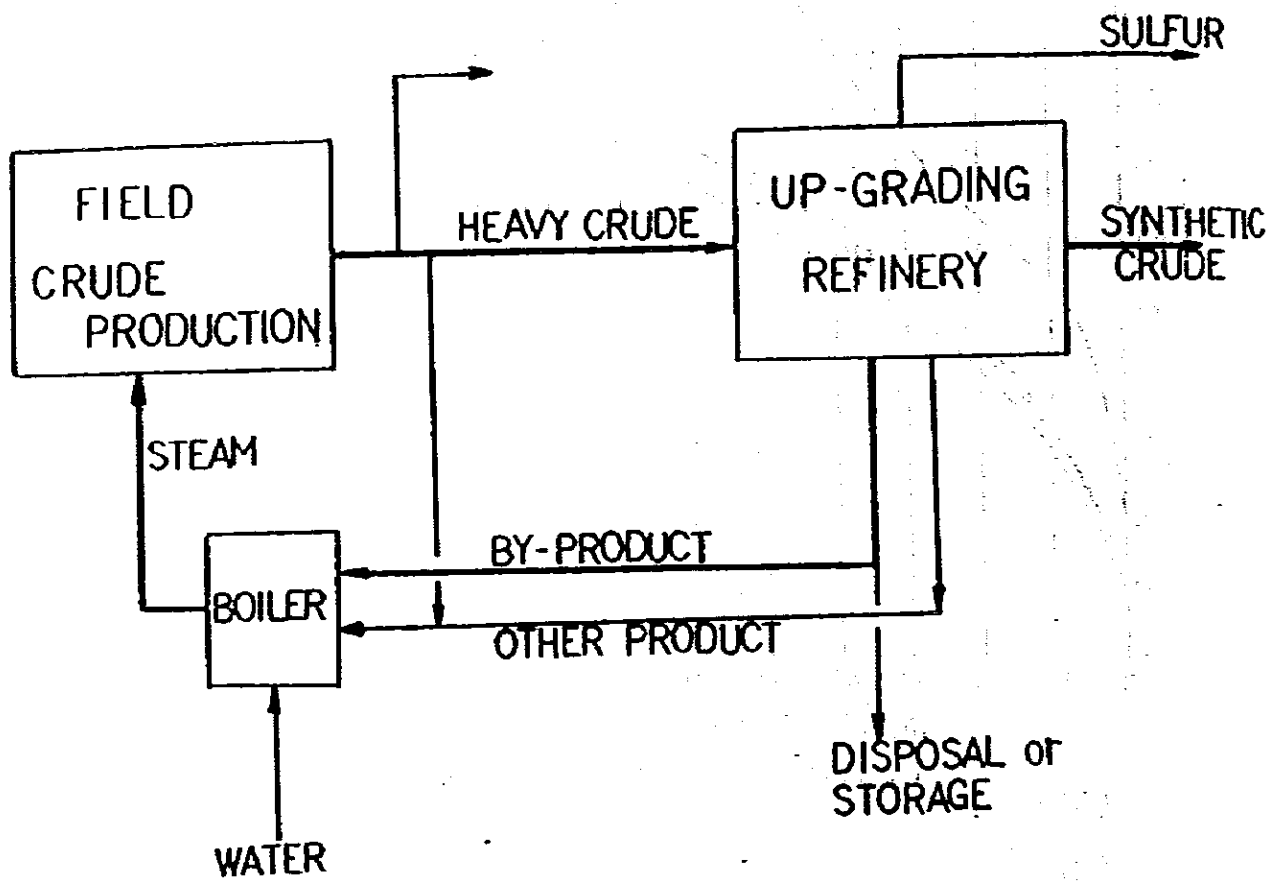


FIG. 3 MATERIAL BALANCE
(FIELD & REFINERY)

(a) In case of shortage of by-product from refinery, what is used for boiler fuel?

- (a) Refinery distillate
- (b) Synthetic crude
- (c) Raw heavy crude

(b) In case of excess of by-product from refinery, what is used for by-product?

- (a) Disposal or storage of by product
- (b) Production of excess crude by excess steam

☆ 2. **SITE PLAN**

—————→ Refer Fig.4
(& Table 1)

(Please plot these places on a map.)

Please select, mark it & indicate!

(1) Where is the Orinoco heavy crude production field?

- (a) Morichal
- (b) Selonegro
- (c) Other
(where is it?)

(2) Where is the up-grading plant site?

- (a) Morichal
- (b) Selonegro
- (c) Other
(Where is it?)

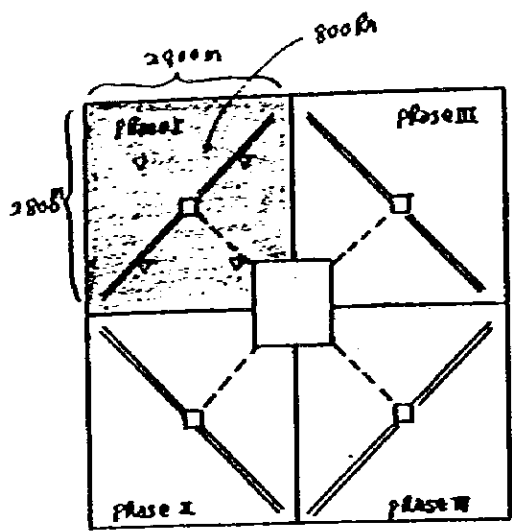
(3) How many places are considered as the up-grading plant site for 100,000 - 120,000 BPSD of Orinoco heavy crude?

- (a) 1 site
- (b) few sites
(Separate plant site)
(Where are they?)

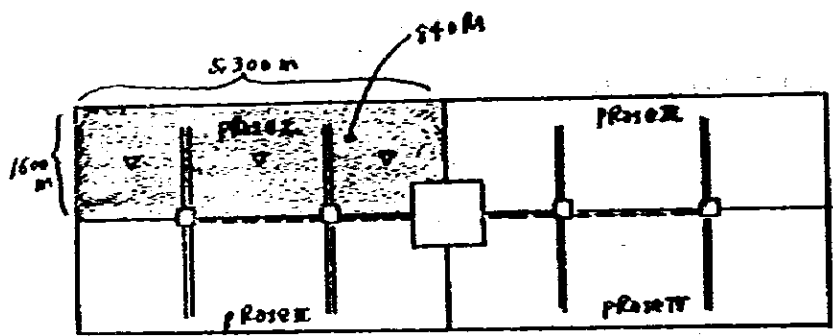
(4) Where is the injection field of steam that is produced by by-product fuels of the up-grading process?

- (a) Morichal
- (b) Selonegro
- (c) Other
(Where is it?)

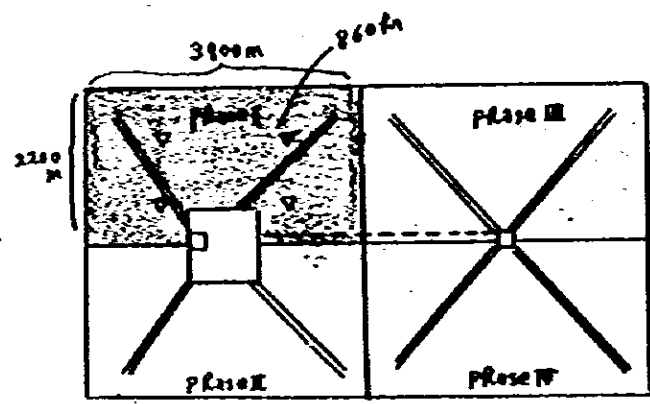
FOR REFERENCE ONLY



Boiler	1 place (each 5 years)
Steam	2 km max. Transmission
Fuel	1.6 km max. Transmission
Injection	51 wells
Production	133 wells



Boiler	.2 places (each 10 years)
Steam	2.5 km max. Transmission
Fuel	3.7 km max. Transmission
Injection	52 wells
Production	141 wells



Boiler	1 place (each 10 years)
Steam	2.85 km max. Transmission
Fuel	3.9 km max. Transmission
Injection	50 wells
Production	133 wells

- Phase I 1 ~ 5 year
- Phase II 6 ~ 10 year
- Phase III 11 ~ 15 year
- Phase IV 16 ~ 20 year

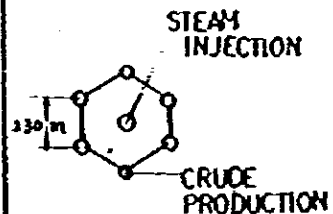
- Refinery Site
- Boiler Site
- == Steam Main Transmission pipe
- Boiler Fuel Transmission
- ▽ Oil Block Station

FIG. 4 FIELD MODEL

TABLE-1 FIELD MODEL FOR SITE PLAN

FOR REFERENCE ONLY

	EXAMPLE	YOUR PLAN
(1) Crude Production Rate per a well of a hexagon	300 BPOD	BPOD
(2) Life of Well	5 years	years
(3) Production Method	Steam Drive Method	Method
(4) Distance between well and well	230 m	m
(5) Refinery Site Area (one place)	1,000 m x 1,000 m	
(6) Boiler Site Area (Movable)	250 m x 250 m	
(7) Operation Life of Refinery	20 years	years
(8) Injection Steam pressure at boiler	70 kg/cm ² G	kg/cm ² G
(9) Transmission Distance of Steam (Maximum)	3,000 m	m
(10) Refinery Charge Capacity	100,000 BPSD	BPSD
(11) Steam Injection	6.0 BBL/steam Ton	BBL/steam Ton
	3.0	
	1.5	



(5) Where is the boiler plant site for steam injection?

- (a) Morichal
 - (b) Selonegro
 - (c) Other
- (Where is it?)

(6) Where is the loading port of the synthetic crude?

- (a) Puelto ordaz
 - (b) Other
- (Where is it?)

3. SCOPE OF WORK

————— Refer Fig.5

Please mark it!

(1) What is the scope of work for the F/S? (as hard range)

- (a) Up-grading Refinery (a) Yes (b) No
- (b) By Products (Low-grade fuel) Storage & Transmission Facility (a) Yes (b) No
- (c) Steam Generation Facility (a) Yes (b) No

(2) What are the items of Study for the F/S? (as soft range)

- (a) Heavy Crude Oil Analysis/ Testing (a) Yes (b) No
- (b) Technical Study (a) Yes (b) No
- (c) Economic Study (a) Yes (b) No

☆ 4. ORINOCO HEAVY CRUDE OIL

Please fill up in the blank.

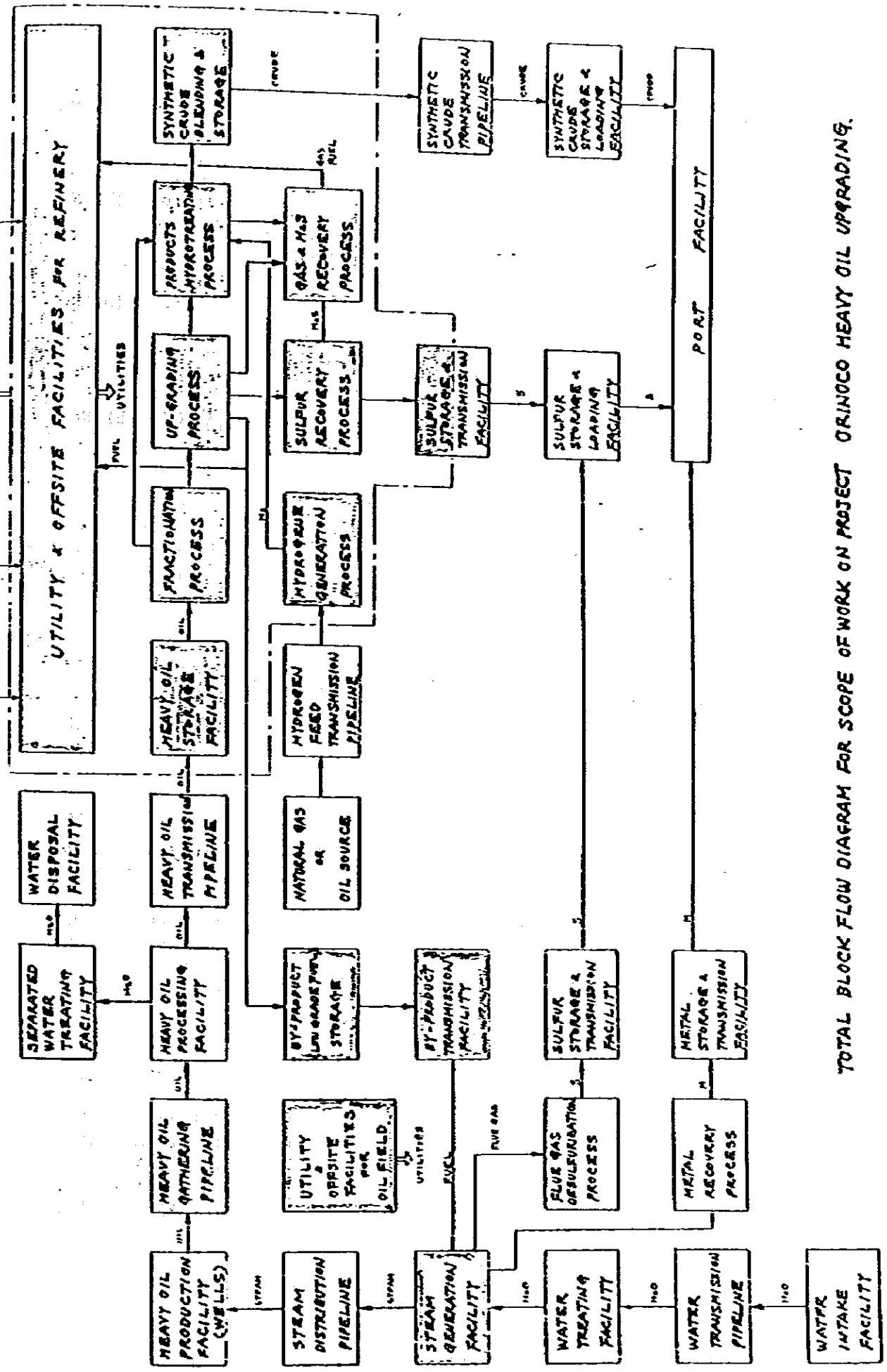
(1) What is the name of Orinoco heavy crude for this F/S?

crude

(2) Where is the field of heavy crude production or proposed field of development?

field

FOR REFERENCE ONLY
FIG. 5



TOTAL BLOCK FLOW DIAGRAM FOR SCOPE OF WORK ON PROJECT ORINOCO HEAVY OIL UPGRADING.

(3) Do you have the field map of the above field?

(a) Yes (b) No

If you have the map, please give us a copy of the map.

(a) Yes (b) No

(4) Do you have the analysis data of the Orinoco heavy crude for this F/S?

(a) Yes (b) No

If you have the analysis data, please give us a copy of the analysis data as basis of study.

(a) OK (b) No

(5) What do you suppose the price of Orinoco heavy crude at the up-grading plant fence?

US\$ /BBL.
on (year)

☆ 5. SYNTHETIC CRUDE

(1) Is the synthetic crude a main product?

(a) Yes (b) No

(2) Is the properties of the synthetic crude fixed or not?

(a) fixed by by-pass of up-grading process

(a) Yes (b) No

(b) maximum up-grading

(a) Yes (b) No

(3) What are the properties of synthetic crude?

And do you have variation of the properties?

(a) API Gravity

(a) 20°API min.
(b) 22°API min.
(c) 25°API min.
(d) 27°API min.
(e) 30°API min.

(b) Sulfur Content

- (a) 1 wt% max.
- (b) 0.5 wt% max.
- (c) 0.3 wt% max.

(c) Other

()

(4) What do you suppose the price of synthetic crude at plant fence?

US\$ /BBL.

on the condition of

<input type="text"/>	°API
<input type="text"/>	wt% S
<input type="text"/>	year base

Syn. Crude

API	Sulfur (wt%)
22	1.0
24	1.0
26	1.0
28	1.0
30	1.0
32	1.0

Sulfur premium

Est. Price US\$/BBL.

at years

<input type="text"/>
<input type="text"/>
<input type="text"/>
<input type="text"/>
<input type="text"/>
<input type="text"/>

US\$/0.1wt% S

☆ 6. SULFUR

→ Refer Fig.6, 7 & 8.

(1) Is it necessary to recover sulfur product from the sour gas of hydrodesulfurization units.

(a) Yes (b) No

(2) Is it necessary to recover sulfur product from flue gas of furnaces and boilers in the refinery.

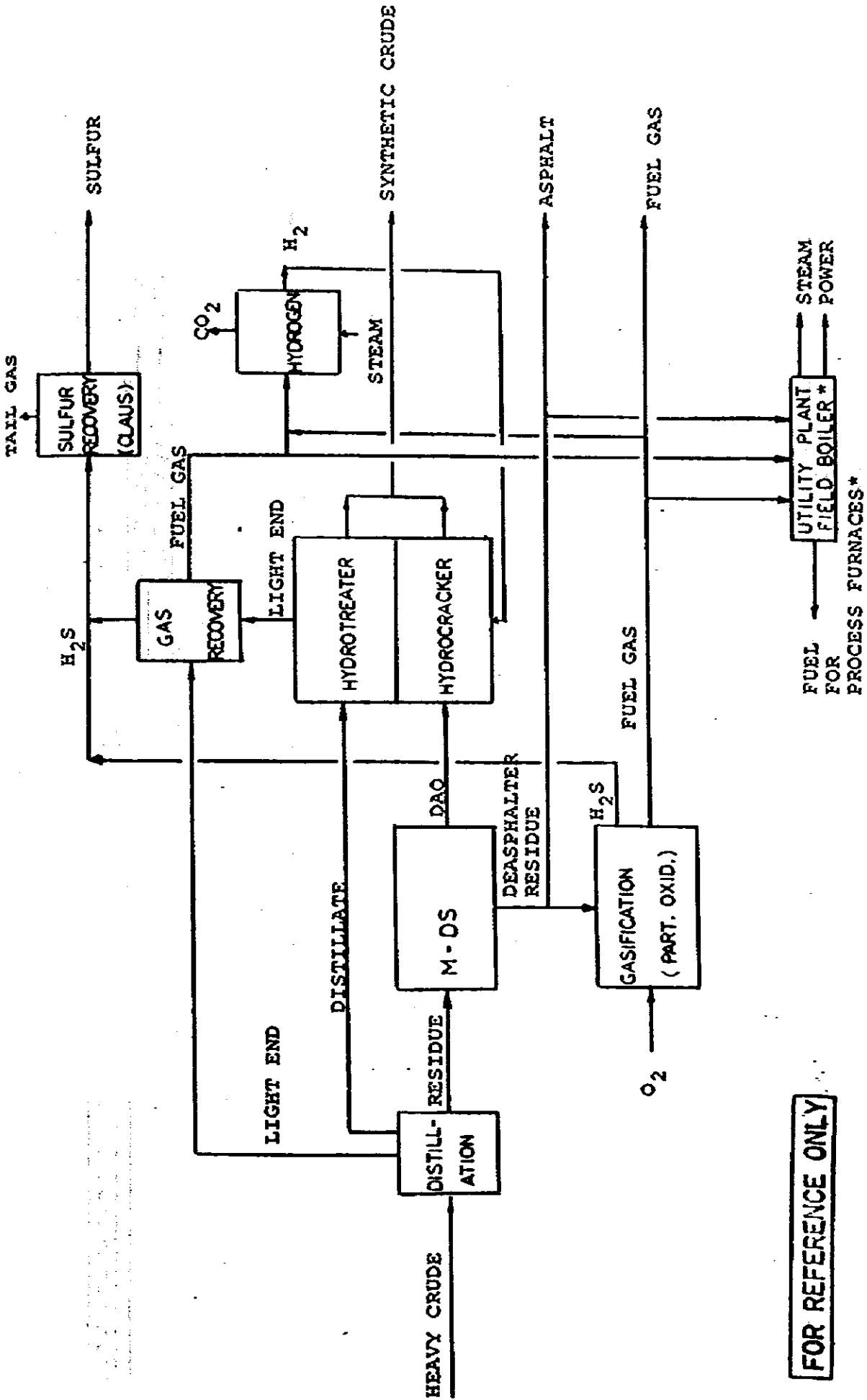
(a) Yes (b) No

(3) Is it necessary to recover sulfur product from the flue gas of boiler plant using by-products fuel?

(a) Yes (b) No

(4) What type of sulfur shall be produced?

- (a) Molten
- (b) Solid

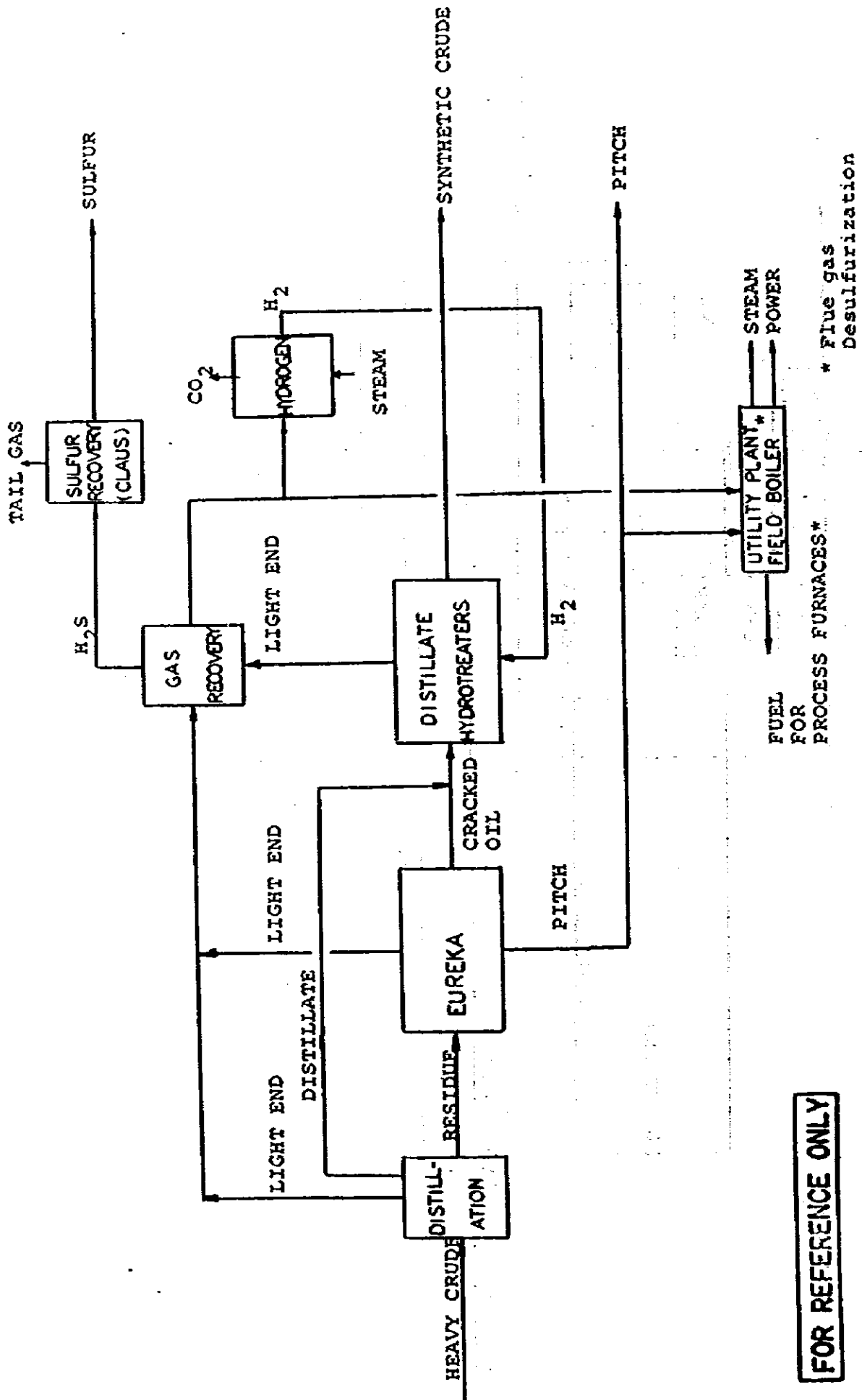


* Flue gas Desulfurization

FOR REFERENCE ONLY

M-DS CASE

FIG. 7



FOR REFERENCE ONLY

FIG. 8. EUREKA CASE.

(5) What is the price of Sulfur product at plant site?

US\$ /Ton

(6) Where is the destination of the sulfur product?

(7) What is the purpose of utilization of sulfur?

(8) How much tonnage is consumed for the above purpose of utilization?

Ton/D.

☆ 7. BY-PRODUCT (LOW GRADE FUEL)

(1) What is the use of the by-product?

- (a) Fuel
- (b) Other industries

(2) How many places are required for boiler plant sites?

sites.

(3) How far is it from the up-grading plant site to the each boiler sites?

Km (min)
 Km (max)
 Km (average)

(4) What is the price of by-product at the up-grading plant site or the boiler plant site?

US\$ /MMBTU
at site

(5) Is it necessary to store the by-products for boiler fuel.

- (a) Yes (b) No

(6) Is it necessary to use dual fuel?

(a) for operation of boiler during shutdown of refinery

- (a) Yes (b) No

(b) for burning technology of by-product

- (a) Yes (b) No

(7) How to relate to operation of field boiler and refinery for fuel supply?

- (a) Shutdown of boiler
- (b) Dual fuel
- (c) Other

(8) When burning or transportation of by-products is difficult, is by-product processed in the refinery?

- (a) Yes
- (b) No

☆ 8. STEAM

(1) How much heavy crude shall be produced by injection of steam used by-products fuel?

BPSD

(2) How much steam is required for production of the above crude or unit rate of steam and crude?

Ton/D.

Ton Steam/
BBL Crude

(3) What are the required specifications of injection steam at well head?

Pressure
Temperature

Kg/cm² G
 °C

(4) What is the price of steam at the boiler plant site?

US\$ /Ton
on Year

(5) What kind of steam supply method is applied for steam injection?

- (a) Constant Continuous
- (b) Not Constant Continuous
- (c) Constant Intermittent
- (d) Not Constant Intermittent

(6) In case of the "Not-Constant Steam" supply, what percent of boiler capacity to total average operating capacity is required normally?

(7) In the case of intermittent steam supply, what is the utilization of steam?

- (a) Boiler stop
- (b) Steam supply to other wells
- (c) Steam loss

9. SITE DATA

Please give us the following data on the conditions of the selected site. And please plot the oil wells, proposed up-grading plant site, boiler plant sites, utility sources, etc on the map.

(1) Can you give us the maps?

(a) General map of the area

(a) Yes (b) No

(b) Detailed map of the area showing highways, railroads and sidings, streams, surrounding communities, neighboring industries, harbours, airports, and so forth, together with future development plan.

(a) Yes (b) No

(c) Topographic map of the area showing immediate adjoining areas and indicating use of property, that is, residential, commercial, agricultural and so forth, together with future development plan.

(a) Yes (b) No

(d) An enlarged section map of the site showing contours and defining area and boundaries in relation to North.

(a) Yes (b) No

(e) Aerial and ground photographs of the entire site.

(a) Yes (b) No

10. UTILITY SUPPLY

(1) Water

(a) What kind of water source in the plant site is available for the plants?

- (a) River water
- (b) Lake
- (c) Wells

(b) Where is the supply point and the route?

Please plot on the map.

(c) What do you suppose the supply cost at the plant?

US\$ /Ton
on year

(d) How is the reliability of water supply as to quality and quantity?

- Quality
(a) Good (b) Bad
- Quantity
(a) Good (b) Bad

(e) Are there any restrictions or regulations on taking water or installing water intake, including right-of-way?

- (a) Yes (b) No

(f) Please give us daily temperature records for the past several years.

		Time
<input type="text"/>	°C at	<input type="text"/>
<input type="text"/>	°C at	<input type="text"/>
<input type="text"/>	°C at	<input type="text"/>

(g) Please give us the analysis report and data of water.

- (a) OK (b) No

(h) Is the water supply outside the scope of this study?

- (a) Yes (b) No

(2) Electric Power Supply

(a) Can we expect the outside source of electrical power available for the plants in the area?

(a) Yes (b) No

(b) Please give us details of the outside power source.
Where is it?
How is the power capacity supplied?
Where is the supply point and the route?
What are voltage, phase and frequency.

 KW

<input type="text"/>	V
<input type="text"/>	Phase
<input type="text"/>	Hz

(c) If the power source is under planning or construction, when will the power be available?

 (Year)

(d) What is the supply cost?

US\$ /KW
on (Year)

(e) If the power is not available from the outside source, own power generation shall be planned?

(a) Yes (b) No

(f) What is used as fuel for power generation?

- (a) by-product
- (b) Synthetic Crude
- (c) Natural gas

(g) Is the electric supply from the outside out of scope of this study?

(a) Yes (b) No

(h) What are the voltage and phase of electric power in the plant.

- Motor
- Lighting
- Instrument

<u>V</u>	<u>Phase</u>
<input type="text"/>	<input type="text"/>
<input type="text"/>	<input type="text"/>
<input type="text"/>	<input type="text"/>

(3) Fuel Supply

(a) May we understand the natural gas to be available for fuel and/or hydrogen resource?

(a) Yes (b) No

(b) Where is the supply point and route?

What is the transmission method?

What is supply temperature and pressure at the supply point?

°C
 Kg/cm²G

(c) When the gas will be available?

(a) Now
(b) Future
 (Year)

(d) What is the supply cost at plant site?

US\$ /SCF

(e) How reliable will it be?

(a) good (b) bad

(f) Please inform us of the heating value, pressure, composition?

BTU/SCF
 Kg/cm²G

C ₁	<input type="text"/>	mole%
C ₂	<input type="text"/>	
C ₃	<input type="text"/>	
C ₄ +	<input type="text"/>	
N ₂	<input type="text"/>	
CO ₂	<input type="text"/>	
H ₂ S	<input type="text"/>	

(g) If the natural gas is not available, shall own fuel be used for the sources?

(a) Yes (b) No

What is own fuel?

(a) Offgas, LPG & by-product
(b) Offgas, LPG & Distillates

(h) Is the fuel supply from the outside covered by the scope of this study?

(a) Yes (b) No

11. GENERAL FACILITY

(1) Communication System

(a) Can we expect the following public communication system available in the area?

- | | | |
|----------|---------|--------|
| Telephon | (a) Yes | (b) No |
| Cable | (a) Yes | (b) No |
| Telex | (a) Yes | (b) No |
| Mail | (a) Yes | (b) No |

(b) Should the plant have its own communication system?

What is the system? (a) Yes (b) No

- | | | |
|----------|---------|--------|
| Telephon | (a) Yes | (b) No |
| Cable | (a) Yes | (b) No |
| Telex | (a) Yes | (b) No |

(c) If the public system is under or construction, when will it be available?

(Year)

(d) Are there any regulations and restrictions?

(a) Yes (b) No

Please give us its summary.

(a) OK (b) No

(2) Maintenance Facility

(a) Are there local shops and subcontractors who will support the maintenance work for the plant?

- | | | |
|--|---------|--------|
| Mechanical workshops | (a) Yes | (b) No |
| Electrical workshops | (a) Yes | (b) No |
| Garages for automobiles | (a) Yes | (b) No |
| Service shops for construction equipment | (a) Yes | (b) No |

(b) Please describe the status of the area industries in present and future.

Can you describe it?

(a) Yes (b) No

(c) Should the plant have its own maintenance facility?

(a) Yes (b) No

(3) Safety Facility

- (a) Are there municipal fire fighting facilities in the area? (a) Yes (b) No
- (b) Are there any regulations and ordinances on fire fighting facility and plant layout? (a) Yes (b) No
- (c) Are there any medical facilities in the area? (a) Yes (b) No
- (d) Should the plant have its own fire fighting facility and medical facility? (a) Yes (b) No

(4) Product Shipping

- (a) Is it correct to understand that products (synthetic crude & sulfur) shipping is outside the scope of this study and battery limits of the study is the area inside the fence of the plant? (a) Yes (b) No
- (b) How many days shall be assumed as storage of products in the plant area before transmission to the port?
(a) 1 week
(b) 2 weeks
(c) days

(5) Waste Treatment and Disposal

- (a) Please give us laws or regulations on the waste treatment and disposal in the existing refineries. (a) OK (b) No
- (b) Do you have any regulations for air pollution? (a) Yes (b) No
- (c) Do you have any regulations for water pollution? (a) Yes (b) No

(6) Plant Building

If the general practices for the buildings are available, please give us a copy of the following from the existing refinery and oil production station.

Customary Office Requirements
Workers area
Parking areas
Locker room
Cafeteria
Sanitary facilities
Prevailing type of architecture

(a) OK (b) No

ATTACHMENT TO JICA-2

PRELIMINARY

TERMS OF REFERENCE

THE STUDY ON UP-GRADING OF ORINOCO HEAVY OIL

OCTOBER, 1979

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

PRELIMINARY
TERMS OF PREFERENCE
FOR
THE STUDY ON UP-GRADING OF ORINOCO HEAVY OIL

The study will be conducted on the following major investigation items, and the subsequent sections present the study outline.

1. Analysis of sample oil.
2. Site survey.
3. Review of the various process features of the four processes (Flexicoking, Fluidcoking, the M-DS process and the Eureka process.)
4. Plant planning and plant definition.
5. Investment and operating costs estimation.
6. Economic analysis.
7. Utilization of by-products.
8. Evaluation of Processes.

I. OBJECTIVES OF STUDY

1. General

In consideration of the world demand for petroleum products which will continually increase, it is necessary to evaluate not only the conventional reserves but also the future alternatives.

In the presence of large reserves of the Orinoco heavy oil and the decline of reserves of Conventional crudes in Venezuela, it is meaningful to study the route of upgrading the heavy oil.

For these purposes, JICA intends to develop a plan relating to up-grading of the Orinoco oil, which will lead to the production of a synthetic crude oil.

2. Purpose of the study

The study intends to supply informations required for process selection that is used for evaluation of construction plan of commercial plant for up-grading of Orinoco heavy oil.

An object of process for the study is limited to four schemes using the four processes (Flexicoking, Fluidcoking, the M-DS process and Eureka process).

II. BASIS OF THE STUDY AND INFORMATION TO BE FURNISHED
BY MEM

1. Orinoco Heavy Oil.

(1) Official name of the crude oil for the study.

(2) Analysis of the crude oil.

(3) Supply Conditions.

Available at the plant fence at the pressure
of _____ psig. (kg/cm²g)

2. Through-put Capacity.

100,000 BPSD

3. Main Product.

A synthetic crude that has no more than 22°API
specific gravity, no more than 1% sulfur content.
The synthetic crude is defined as the product oil
excluding gas and LPG.

4. By-products

(1) By-products are to be used to generate steam
that is used for production of raw crude and for
other purposes at onsite and offsite facilities.

(2) Sulfur recovery units are installed for a
hydro-desulfurization unit and for a by-product
combustion furnace.

Recovered sulfur is solidified in particle form
to permit sale or storage.

5. Site

General information on the site is based on a map of the project area showing the following:

- (1) Anticipated up-grading site.
- (2) Crude oil wells.
- (3) Anticipated site of steam generation for injection.
- (4) Supply point of water for utilities and boiler feed.
- (5) Supply point of electric power, if available.

6. Steam Generation for Raw Oil Production.

- (1) Boiler capacity.
- (2) Average operating ratio.
- (3) Steam temperature and pressure.
- (4) Boiler plant location.

III. SCOPE OF WORK

1. Analysis of Sample Oil.
 - (1) To prepare the uniform sample for analysis by blending crude sample of five drums.
 - (2) To analyze the uniform sample to obtain the basic data for the up-grading process.
2. Confirmation of Basis of the Study. (by 1st Survey Team)
Items to be confirmed are as per described in II.
3. Site Survey. (by 2nd Survey Team)
 - (1) To explain the results of preliminary study on the four processes (Flexicoking, Fluidcoking, the M-DS process and the Eureka process)
 - (2) To collect data and information for planning of the up-grading plant.
 - (a) Geographical data.
 - (b) Utilities supply conditions.
 - (c) Infrastructure conditions.
 - (d) Conditions related construction works.
 - (e) Basis of Economic Analysis.
4. Review of the Technology of the Processes.
 - (1) Features.
 - (2) Process development.
 - (3) Feedstock and yield.
 - (4) Process description.
 - (5) Process flow diagram.
 - (6) Utility requirements.
 - (7) By-product utilization.

5. **Plant Planning and Plant Definition.**
 - (1) Process scheme for synthetic crude production.
 - (2) Overall material balance.
 - (3) Product quality.
 - (4) Utility facilities.
 - (5) Oil handling facilities.
 - (6) Offsite facilities.
 - (7) Utilities requirements.
 - (8) Operating requirements.
 - (9) General plot plan.

6. **Investment and Operating Costs.**
 - (1) Capital Requirements.
 - (2) Operating Cost.
 - (3) Costs of Production.

7. **Economic Analysis.**
 - (1) Basis and procedure.
 - (2) Profit & loss.
 - (3) Cash flow analysis.
 - (4) Internal rate of return.

8. **Utilization of By-product.**
 - (1) By-product.
 - (2) Transmission system.
 - (3) Combustion characteristics and performance of boiler.

9. Evaluation.

(1) Technical.

(2) Economics.

(3) By-product.

IV. REPORTING

1. All documents shall be prepared in English.
2. Metric system shall be used for units, except for the conventional ones broadly used in the petroleum industry.

ATTACHMENT-2

Caracas, October 10, 1979

Record of Discussions

The Venezuelan authorities concerning with Orinoco Oil development, which are Ministerio de Energía y Minas, Petróleos de Venezuela S.A., Lagoven, S.A. and Instituto Tecnológico Venezolano del Petróleo, and the Japanese First Survey Team for the Up-Grading Project of Orinoco Heavy Oil in the Republic of Venezuela, sent by Japan International Cooperation Agency (hereinafter referred to as "JICA"), had discussions based on the attached paper JICA-1 and JICA-2.

The schedule of discussions and persons who participated in the discussions are listed in the attached sheets annex-1 and annex-2.

Both parties confirmed the paper JICA-1 and exchanged views based on the paper JICA-2.

The following is a summary of the result of discussions.

1.- Supply of the Orinoco Heavy Oil.

The Venezuelan authorities concerned will make every possible effort to supply 5 drums (200 l/drum), completely sealed, of the raw Orinoco heavy oil sample to JICA.

2.- Basic Conditions for the Study

2.1 Feed Oil of the Up-Grading Refinery

- (1) Name of the Raw Orinoco Heavy Oil
Cerro Negro crude oil
- (2) Feed Oil to the Up-Grading Refinery
Mixture of Cerro Negro crude oil and diluent for the oil productions.
- (3) Diluent for the Oil Production
Distillate, mainly gas oil of the up-grading refinery is recycled.

(4) Rate of Diluent

Diluent/Cerro Negro crude oil = 0.3/1 on volume basis.

(5) Analysis Data of Raw Orinoco Heavy Oil for the preliminary study use.

As per the attached analysis data

(6) Capacity of the Up-Grading Refinery

To produce 125,000 BPSD of product oil

2.2 Product of the Up-Grading Refinery

(1) Kind of Product (Synthetic crude)

Improved crude oil including maximum middle distillate

(2) Properties of Product

Gravity : About 25°API - 28°API

Sulfur : 1 WTS MAX.

2.0%

(3) Residual Oil

Residual oil of the raw crude oil shall not be included in the product.

2.3 By-Products of the Up-Grading Refinery

(1) Use of By-Product

Fuel for the generation of steam and electric power for the oil production and the up-grading refinery.

(2) Boiler Plant Site

One centralized boiler plant in the up-grading refinery

2.4 Sulfur Recovery

(1) Recovery Sources

Sour gas of hydrosulfurization units and flue gas of furnaces and boilers

(2) Type of Sulfur

Molten Sulfur for export

2.5 Steam and Electrical Power Requirements for Oil Production

(1) Steam :

.../...

1.5-3.0 Barrel crude oil/Ton steam at continuous injection stage.

Pressure of steam is 1400-~~2500~~²⁵⁰⁰ psig at the outlet of boiler R.06

(2) Electrical Power

50-60 MW at continuous injection stage for the production of the crude oil to be fed to the up-grading refinery of which capacity is per item 2.1(6).

3.- Scope of Work

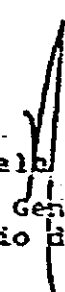
The feasibility study excludes the survey on financing, the marketing of the synthetic crude, the infrastructure and site selection of the plant and is limited to the plant facilities for the up-grading of the crude.


The detailed scope of the work is shown in the attached annex 2.

4.- Reporting

4.1 All documents shall be prepared in English.

4.2 Metric system shall be used for units, except for the conventional ones broadly used in the petroleum industry.


Dr. Arévalo Guzman Reyes
Director General Sectorial
Ministerio de Energía y Minas


Senichi Hirose
Chief of the Japanese First
Survey Team for the
Up-Grading Project of Orinoco
Heavy oil in the Republic of
Venezuela

c.c.: Petroleos de Venezuela S.A.

c.c.: Lagoven S.A.

c.c.: Instituto Tecnológico Venezolano de Petróleos.

SCHEDULE OF VISIT

ATTENDANT

PLACE

TIME

DATE

Attached MEM's members list, the Japanese first survey team's members list and

Mr. Katsuhiko TSUNODA
Councilor, Embassy of Japan, Caracas

Mr. Hiroshi MITSUKAWA
First Secretary, Embassy of Japan, Caracas

Ministerio de Energia y Minas

10:10 - 12:10

October 3, 1979

Attached PETROVEN's members list, the Japanese first survey team's members list and

Mr. Katsuhiko TSUNODA
Councilor, Embassy of Japan, Caracas

Mr. Hiroshi MITSUKAWA
First Secretary, Embassy of Japan, Caracas

Petróleos de Venezuela S.A.

15:00 - 17:00

October 3, 1979

October 4, 1979	10:00 - 12:00	Petróleos de Venezuela S.A.	Attached PETROVEN's members list and the Japanese first survey team's members list
October 4, 1979	14:45 - 16:10	Lagoven, S.A.	Attached LAGOVEN's members list, the Japanese first survey team's members list and Mr. Terukazu KATAOKA Director, C. Itoh & Co. de Venezuela S.A.
October 5, 1979	9:00 - 12:00	Instituto Tecnológico Venezolano del Petróleo	Attached INTEVEP's members list and the Japanese first survey team's members list
October 8, 1979	9:15 - 14:30	Cerro Negro, Morichal and Jobo fields	Attached LAGOVEN's field members list, the Japanese first survey team's members list and Dr. Edison Perozo, Petróleos de Venezuela SA Mr. Minoru NAGATA, Japan National Oil Corporation
October 10, 1979	14:00 -	Ministerio de Energía y Minas	Attached MEM/ PETROVEN's members list and the Japanese first survey team's members list and Mr. Katsuhiko TSUNODA Councilor, Embassy of Japan, Caracas Mr. Hiroshi MITSUKAWA First Secretary, Embassy of Japan, Caracas

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS

Dr. Arévalo Guzmán Reyes	Director General Sectorial de Hidrocarburos
Dr. Ernesto Agostini	Jefe de la División de Conservación
Dr. José Manuel Tineo	Director de Planificación Económica de Hidrocarburos
Lic. Rene Arreaza	Asistente del Ministro
Dra. Mariella Ricardo	Jefe del Dpto. de Refinación
Dr. José G. Mendez Z.	Asesor de Exploración
Dr. Ricardo Nuñez	Jefe Dpto. de la División de Refinación

PETROLEOS DE VENEZUELA, S.A.

Dr. Luis Plaz Bruzual	Director de PDVSA
Dr. Edison Perozo	Petroleum Engineering Manager Orinoco Oil Belt - PDVSA
Dr. Carlos Borregales	Orinoco Oil Belt Coordinator - PDVSA
Dr. José Prats	Planning Manager. Refinery Coordination PDVSA
Dr. Angel Behrends	Refinery Coordinator - PDVSA
Dr. Carlos de Castro	International Affairs

INSTITUTO TECNOLÓGICO VENEZOLANO DEL PETRÓLEO

Dr. Néstor Berrceta	Gerente, Grupo de Refinación y Petroquímica
Dr. Paulino Andreu	Gerente, Grupo de Ingeniería de Procesos
Dr. José Luis Calderón	Gerente, Grupo de Análisis y Evaluación
Lic. José Rafael Malpica	Gerente de Información y Relaciones
Dra. Carmen Alvarez	INTEVEP (Project evaluation) Chemical Engineer
Dra. Adelina Ayerbe	Chemical , Catalyst Characterization
Dr. Domingo Rodríguez P.	Process Design, Combustion Engineer
Dr. Franco Marruffo	Manager, Process Eval., Head Combustion Process, Ch. Eng.
Dr. Jacinto Pachano	Process Development, Deasphalting
Sra. Marina de Canejo	Coordinación de Eventos

LAGOVEN, S.A.

Dr. R.V. Mandini	Central Division MNAR	PROD. DEPT.
Dr. M.J. Treviño	Plan. Coor. Dept.	DSM Production team
Dr. A. Sosa	Prod. Ing. de Petroleo	Ing. de Proyectos
Dr. M. Vasquez	Prod. Planificación DSM	Ing. de Prod.
Dr. J.R. Luengo	Pet. Engineer	Heavy Oil Projects Production Department
Dr. Forest Lighty	Coordination Team	DSM Project
Dr. A. Santos	Jefe Ep. Exploración Paja Department	Prod. Dept.

LAGOVEN S. A. (FIELD)

Ing. L. J. Rengel V.	Oper. Superintendente
Ing. Luis Izarra	Superintendente de Producción
Ing. Gosoniel Zambrano	Special Projects Supervisor
Dr. Alfredo Vasquez B.	Súp. Relaciones Públicas

SCOPE OF WORK

1. Analysis of Sample Oil
 - (1) To prepare the uniform sample for analysis by blending crude sample of five drums
 - (2) To analyze the uniform sample to obtain the basic data for the up-grading process

2. Confirmation of Basis of the Study (by 1st Survey Team)

3. Site Survey: (by 2nd Survey Team)
 - (1) To explain the results of preliminary study on the four processes (Flexicoking, Fluidcoking, the M-DS process and the Eureka process)
 - (2) To collect data and information for planning of the up-grading plant
 - (a) Geographical data
 - (b) Utilities supply conditions
 - (c) Infrastructure conditions
 - (d) Conditions related construction works
 - (e) Basis of Economic Analysis

4. Review of the Technology of the Processes.
 - (1) Features
 - (2) Process development
 - (3) Feedstock and yield
 - (4) Process description
 - (5) Process flow diagram
 - (6) Utility requirements
 - (7) By-product utilization

.../...

5. Plant Planning and Plant Definition
 - (1) Process scheme for synthetic crude production
 - (2) Overall material balance
 - (3) Product Quality
 - (4) Utility facilities
 - (5) Oil handling facilities
 - (6) Offsite facilities
 - (7) Utilities requirements
 - (8) Operating requirements
 - (9) General plot plan

6. Investment and Operating Costs.
 - (1) Capital Requirements
 - (2) Operating Cost
 - (3) Costs of Production

7. Economic Analysis
 - (1) Basis and procedure
 - (2) Profit & loss
 - (3) Cash flow analysis
 - (4) Internal rate of return

8. Utilization of By-product
 - (1) By-product
 - (2) Transmission system
 - (3) Combustion characteristics and performance of boiler

9. Evaluation
 - (1) Technical
 - (2) Economics
 - (3) By-product

THE MEMBERS OF THE FIRST SURVEY TEAM
FOR
THE UP-GRADING PROJECT
OF
ORINOCO HEAVY OIL IN THE REPUBLIC OF VENEZUELA

<u>Name</u>	<u>Function</u>	<u>Title</u>
Mr. Sen'ichi HIROSE	Project Manager (Chief of the Team)	Consultant to JICA
Mr. Toshio IBI	Policy in Technical Cooperation	Deputy Director Development Division Petroleum Department Agency of Natural Resources and Energy MITI
Dr. Koji UKIGAWA	Petroleum Refinery Engineering	Senior Scientific Officer National Research Institute for Pollution and Resources MITI
Mr. Hideo YASUKI	Coordination	Deputy Director Industrial Survey Division JICA
Mr. Yasuhisa HOSOYA	Petroleum Refinery Engineering	Consultant to JICA (Mechanical Engineer)
Mr. Terutada TSUKAGOSHI	Petroleum Refinery Engineering	Consultant to JICA (Chemical Engineer)

Address : Industrial Survey Division
Mining & Industrial Planning and Survey Dept.
Japan International Cooperation Agency
(JICA)

P.O. Box No.216, 48th Floor
Shinjuku Mitsui Bldg.,
No.1, 2-chome, Nishi-Shinjuku,
Shinjuku-ku, Tokyo, Japan

Telephone: Tokyo (03) 346-5287 - 9

Cable : JICAHDQ

Telex : J22271 JICAHDQ J

ATTACHMENT-3

LAGOVEN, S. A.

(Filial de PETROLEOS DE VENEZUELA)

Refinería de Amuay-Judibana

12 de junio de 1979

LAB-79-0093

LAGOVEN - CARACAS

Departamento de Planificación

Atención: Sr. Humberto Vidal/Sr. Karl Mazéica

Ref: Ensayo de Productos Combustibles
de crudo Cogollar IX - Cerro Negro
Nº LV.5C-PC.79

Con la presente les hacemos llegar el ensayo de crudo CÓGOLLAR IX - CERRO NEGRO efectuado en muestra de 8.5 °API representativa de la mezcla 50/50 % de los crudos Cogollar IX y Cerro Negro, según su cable COP 023 del 6/4/79.

Observaciones:

Fracción lubricante:

- a) Naturaleza: Nafténica.
- b) Rendimiento: 17.8% Vol. Comparable con crudos convencionales.
- c) Índice Viscosidad: Menos 115

Asfaltos:

- a) AC-10 y AC-20: Altas pérdidas por calentamiento y baja ductilidad. No cumplen especificaciones AASHTO M226-761. Tabla 2.

En caso de necesitar mayor información, sírvanse comunicárnoslo.

Atentamente,

LAGOVEN-AMUAY
Luis Urdaneta Y.


Rodolfo E. Parra

Orig. y 10 copias

cc: Depto. de Comercio y Suministro-Caracas
Atn.: Sr. L. Díaz
Depto. de Producción-Caracas
Atn.: Sr. J. Roger

Amuay:

Gerente Técnico
Gerente de Operaciones
Planif. e Ing. de Proceso
Contraloría
Coordinación
CIRA
Archivo Central (2)
Laboratorio (3)

CRUDE: COGOLLAR IX - CERRO NEGRO

COUNTRY: VENEZUELA

REPRESENTATIVE OF: 50/50% COGOLLAR IX AND CERRO NEGRO

REPORT Nº LV.5C-PC.79

REPORT DATE: JUNE, 1979

REPORT BY: RODOLFO E. PARRA B.

DATE RECEIVED: MARCH 29, 1979

DATE DISTILLED: APRIL 27, 1979

ASSAY RUN BY: LAGOVEN, S. A.
LABORATORY - AMUAY REFINERY
JUDIBANA - FALCON, VENEZUELA

SPONSORED BY: LAGOVEN, S. A.
PLANIFICATION DEPARTMENT
CARACAS, VENEZUELA, S. A.

TABLE 1

CRUDE
C6GOLLAR II - CERRO NEGRO

LT. 50-PC. 79

WHOLE CRUDE DATA

DENSITY	API	3.5	
SPECIFIC GRAVITY	60/60	1.011	
SULFUR	WT. %	3.57	
MERCAPTAN SULFUR	WT. PPM	316	
POUR POINT	F	150	
NITROGEN	WT. %	0.57	
WATER AND SEDIMENT	VOL. %	1.0	
SALT CONTENT, MCG	WT. LB/1000 GAL	230	
CO ₂ Carbon	WT. %	13.3	
H ₂ S-DISSOLVED	WT. PPM	36	
HEAT. NO. 10640	BTU/GAL	1.39	
VISCOSITY	CHERATIC	120°F, cSt 140°F, cSt 160°F, cSt	10517 5544 631
	SAYBOLT UNIVERSAL	140°F, SEC	27503
		160°F, SEC	1191
Metals	Iron	WT. PPM	9
	Vanadium	WT. PPM	332
	Nickel	WT. PPM	24

LIGHT HYDROCARBONS		
% OF CRUDE	WEIGHT	VOLUME
ETHANE AND LIGHTER	0.91	0.01
PROPANE	0.03	0.03
ISO BUTANE	0.02	0.04
NORMAL BUTANE	0.04	0.07
ISO PENTANE	0.02	0.03
NORMAL PENTANE	0.01	0.02

TABLE 2

C-102

CELLULAR II - CERRO NEGRO

LV.5C-7C.75

PERCENT DISTILLED VS 15/5 ASSAY STILL TEMPERATURE (FAHRENHEIT)

15/5 CUT POINT °F	TOTAL DISTILLED - % VOLUME OF CRUDE									
	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90
100										
200										
300										
400		1.1	2.4	3.7	5.0	6.3	7.6	8.9	10.2	11.5
500	4.3	5.2	6.1	7.0	7.9	8.8	9.7	10.6	11.5	12.4
600	11.0	11.7	12.5	13.2	14.0	14.8	15.5	16.3	17.1	17.8
700	19.0	19.8	20.5	21.3	22.0	22.8	23.5	24.3	25.0	25.8
800	26.6	27.4	28.2	29.1	29.9	30.6	31.5	32.3	33.1	34.0
900	34.8	35.5	36.4	37.4	38.1	39.0	39.9	40.6	41.5	42.5
1000										

TABLE 1

CO-2561 COCOLAR II - CERRO NEGRO

LV. 5C-PC.79

HYDROCARBON COMPONENT ANALYSIS

15% CUT POINT	F °F	GAS TO AIR	
15% CUT POINT	C °C	GAS TO AIR	
FIELD CUT RANGE	VOL %	0 - 0.25	
FIELD ON CRUDE	VOL %	0.25	

	GAS CRACK		
	NOL%	LEO. VOL %	
	IN GAS	ON CRUDE	
ETHANE	5.7	0.91	
PROPANE	32.4	0.87	
1-M BUTANE	16.5	0.55	
n-BUTANE	23.5	0.87	
1-M PENTANE	10.4	0.93	
n-PENTANE	5.4	0.62	
2,2-DIMETHYLBUTANE			
2,3-DIMETHYLBUTANE			
2-METHYLPENTANE			
3-METHYLPENTANE			
CYCLOPENTANE			
n-HEXANE			
2,2-DIMETHYLPENTANE			
2,4-DIMETHYLPENTANE			
METHYLCYCLOPENTANE			
2-METHYLERANE			
2,3-DIMETHYLPENTANE			
2,4-DIMETHYLERANE			
CYCLOHEXANE			
BENZENE			
SUMMARY:			
PARAFFINS	VOL %		
OLEFINS	VOL %		
AROMATICS	VOL %		

ACTUAL FIELDS AND INSPECTIONS ON FRACTIONS SHOWN IN TABLES TO 2 ARE MADE AS CUT FROM THE HEAVY STILL. VALUES SHOWN IN TABLE 1 MAY DIFFER AS THEY HAVE BEEN ADJUSTED TO REFLECT CALCULATED PERFECT SPLIT BETWEEN C₄ AND C₅.

TABLE 5

CROCI

CIGOLAR II - CERRO NEGRO

LV. 50-PC. 79

LIGHT DISTILLATES

15.3 CUT POINT	° FT	68-41	491-418	401-329	431-432	471-478
15.3 CUT POINT	CUT	20-225	205-225	205-225	205-226	205-226
YIELD CUT RANGE	VOL %	0.2 - 1.0	1.0 - 2.8	1.0 - 5.1	1.0 - 3.9	1.0 - 5.7
YIELD ON CRUDE	VOL %	0.3	1.3	4.1	2.9	5.7
WBP POINT	VOL %	0.5	1.9	3.1	2.5	3.9
GRAVITY	°API	35.9	33.3	31.0	32.3	29.3
SPECIFIC GRAVITY	SGM	0.340	0.359	0.371	0.364	0.377
TOTAL SULFUR	WT. %	0.55	1.00	1.25	1.12	1.55
RELEVANT SULFUR	WT. PPM	7				
SMOKE POINT	MM	25	23	22	23	21
LUM. NO.		44	42	41	42	41
FREELING POINT	° F	< -100	< -100	< -100	< -100	< -100
CLOUD POINT	° F	N/C	N/C	N/C	N/C	N/C
POLAR POINT	° F	< -100	< -100	< -100	< -100	< -100
ANILINE POINT	° F	115	113	119	117	117
DENSITY INDEX		44	39	37	38	35
REFRACTIVE INDEX - 15°C		1.4370	1.4490	1.4550	1.4525	1.4500
AROMATIC PA	VOL %	37.3	56.5	75.5	70.7	78.9
VISCOSITIES						
KINEMATIC - 100° F	CS	3.0	18.0	32.0	24.0	49.9
" - 100° F	CS	1.39	1.92	2.40	2.20	2.65
" - 100° F	CS	0.72	0.89	1.03	0.97	1.15

TABLE 6

LV.5C-PC.79

COGOLAR IX - CERRO NEGRO

MIDDLE DISTILLATES

	401-650 205-343	509-650 310-370	590-698 310-370	401-698 205-370	509-650 151-343
15% CUT POINT	10.2	15.1	10.2	18.6	15.1
15% CUT POINT	10.2	15.1	10.2	18.6	15.1
YIELD CUT RANGE	1.0	5.1	10.2	1.0	5.1
YIELD ON CRUDE	14.1	5.1	8.4	17.6	10.0
WIB POINT	8.1	7.7	14.4	9.8	10.1
GRAVITY	24.9	25.2	19.7	23.1	23.0
SPECIFIC GRAVITY	0.705	0.703	0.716	0.715	0.716
TOTAL SULFUR	2.17	2.15	3.00	2.41	2.43
ANILINE POINT	111	112	105	109	109
DIESEL INDEX	20	28	21	25	25
CETANE INDEX	31	35	36	31	35
CLOUD POINT	N/C	N/C	N/C	N/C	N/C
POUR POINT	-90	-90	-50	-75	-75
REFRACTIVE INDEX @ 20°C	1.4770	1.4757	1.4970	1.4820	1.4940
HEAT NO. (D718)					4.01
VISCOSITIES					
@ 100°F	5.65	5.30	18.50	7.70	6.00
@ 150°F	2.91	2.00	6.90	3.70	3.30
@ 175°F	2.27	2.18	4.85	2.79	2.85
@ 200°F	1.70	1.63	3.20	2.00	2.05
API					
M.B.	11.31	46.57	195	19	20
HYDROGEN	10	9			

TABLE 7

COGOLAR IX - CERRO NEGRO

LV.5C-PC-79

GAS OILS

15 S CUT POINT	650-757	752-851	851-950	950-974	450-451	450-495	451-492
15 S CUT POINT	343-400	400-455	455-510	510-575	343-455	343-535	455-535
VISCO CUT RANGE	15.1 - 22.7	22.7 - 30.6	30.6 - 39.0	39.0 - 42.8	15.1 - 30.6	15.1 - 42.8	30.6 - 42.8
WELD ON GRADE	7.6	7.9	8.4	3.8	15.5	27.7	12.2
WID-POINT	18.9	26.7	34.8	40.9	22.9	29.0	36.7
GRAVITY	16.6	14.6	13.0	12.2	15.8	14.2	12.8
SPECIFIC GRAVITY	0.955	0.969	0.979	0.985	0.981	0.971	0.981
TOTAL SULFUR	3.25	3.28	3.29	3.35	3.27	3.20	3.29
ANILINE POINT	110	120	127	133	117	123	128
CON CARBON	0.08	0.14	0.53	1.70	0.09	0.20	0.74
POUR POINT	-25	10	35	50	-5	20	40
REFRACTIVE INDEX . 40C	1.5105	1.5185	1.5262	1.5304	1.5145	1.5209	1.5278
NEUT. NO.							
NITROGEN	0.03	0.15	0.24	0.27	0.09	0.17	0.25
VISCOSITIES							
EMERSONIC - 100 F	48.0	270.0	1000.0		117.0	405.0	
o 150F	13.5	45.5	160.0	480.0	25.5	65.0	230.0
o 170F	0.5	26.4	72.5	171.0	14.5	32.5	92.0
o 200F	5.1	11.6	28.0	53.0	7.0	15.0	34.0
METALS							
Vanadium							0.91
NICKEL							0.19
IRON							0.43
A.P.	16.01	18.09	18.08	16.04	16.23		16.06
N.P.	55.35	56.20	57.89	59.15	55.91		58.07

TABLE A

COCOLLAR IX - CERRO NEGRO

CRUDE

LV. SC-PC. 79

RESIDUA

15 S CUT POINT	wt %	650	698	752	831	930	995
15 S CUT POINT	wt %	243	370	400	455	510	535
YIELD ON CRUDE	wt %	30.9	81.4	77.3	69.4	61.0	57.2
GRAVITY	API	5.4	4.9	4.4	3.4	2.3	1.8
SPECIFIC GRAVITY	60/60	1.034	1.037	1.041	1.049	1.059	1.062
TOTAL SULFUR	wt %	4.04	4.07	4.10	4.17	4.26	4.31
CON CARBON	wt %	17.6	18.1	18.6	20.5	23.6	25.7
NITROGEN	wt %	0.59	0.61	0.64	0.73	0.78	0.82
HEAT NO. (B&M)	BTU/GAL	3.24	> +120	> +120	> +120	> +120	> +120
POUR POINT	°F	> +120	> +120	> +120	> +120	> +120	> +120
VISCOSITIES	CP	2945	4150	7100	1345	4546	7951
SYNTHATIC @ 210°F	CP	300	410	596	617	1017	2091
275°F	CP	164	216	293			
300°F	CP						
ABSOLUTE VISC. @ 100°F	POISES	2100	4495				
METALS							
VANADIUM	WT PPM	484	472	494	546	616	654
NICKEL	WT PPM	120	117	122	135	153	162
IRON	WT PPM	12	13	14	15	17	18
WAX	WT %	19.55					25.93
ASPH	WT %	18.76					24.37

TABLE 3

CRUCE
COGOLLAR IX - CERRO NEGRO

LV. 5C-7C.79

LUBE DISTILLATES

		WAXY LUBE	DEWAXED LUBE
15/3 CUT POINT	° FT	277-285	
15/3 CUT POINT	° FT	313-325	
YIELD CUT RANGE	VOL %	25.0 - 42.8	
YIELD ON CRUCE	VOL %	17.3	
140-POINT	VOL %	33.9	
GRAVITY	API	13.4	
SPECIFIC GRAVITY	60-60	0.977	
TOTAL SULFUR	WT %	3.35	
CON CARBON	WT %	0.50	
ANILINE POINT	°	125	
REFRACTIVE INDEX @ 20°C		1.5235	
NEUT. NO. @ 20°C	mg KOH/gm	5.57	
NITROGEN	WT %	0.25	
POUR POINT	°	40	
WAX CONTENT	WT %		
WAX MELTING POINT	°		
VISCOSITY INDEX		-115	
VISCOSITIES			
KINEMATIC @ 100°F	CSU	122.6	
" @ 150°F	CSU	130.0	
" @ 200°F	CSU	58.0	
" @ 250°F	CSU	23.5	
SAYBOLT UNIVERSAL @ 100°F	SEC	5669.5	
" @ 150°F	SEC	113.6	

PHENOL TREATING SUSCEPTIBILITY*	
PHENOL TREATING CHARACTERISTICS OF DEWAXED LUBE CUT	
PHENOL OIL RATIO	
	Time
RAW STOCK	-115
V1	- 53
V2	- 2
V3	27
VISCOSITY GRAVITY CONSTANT	
* From Ex. 41 and 42, Corrosion	

Table 3A is for Waxy and Dewaxed oil types and the viscosities are for Lube, not corrected

TABLE 10

GRADE
COGOLLAR IX - CERRO NEGRO
LV.SC-PC.79

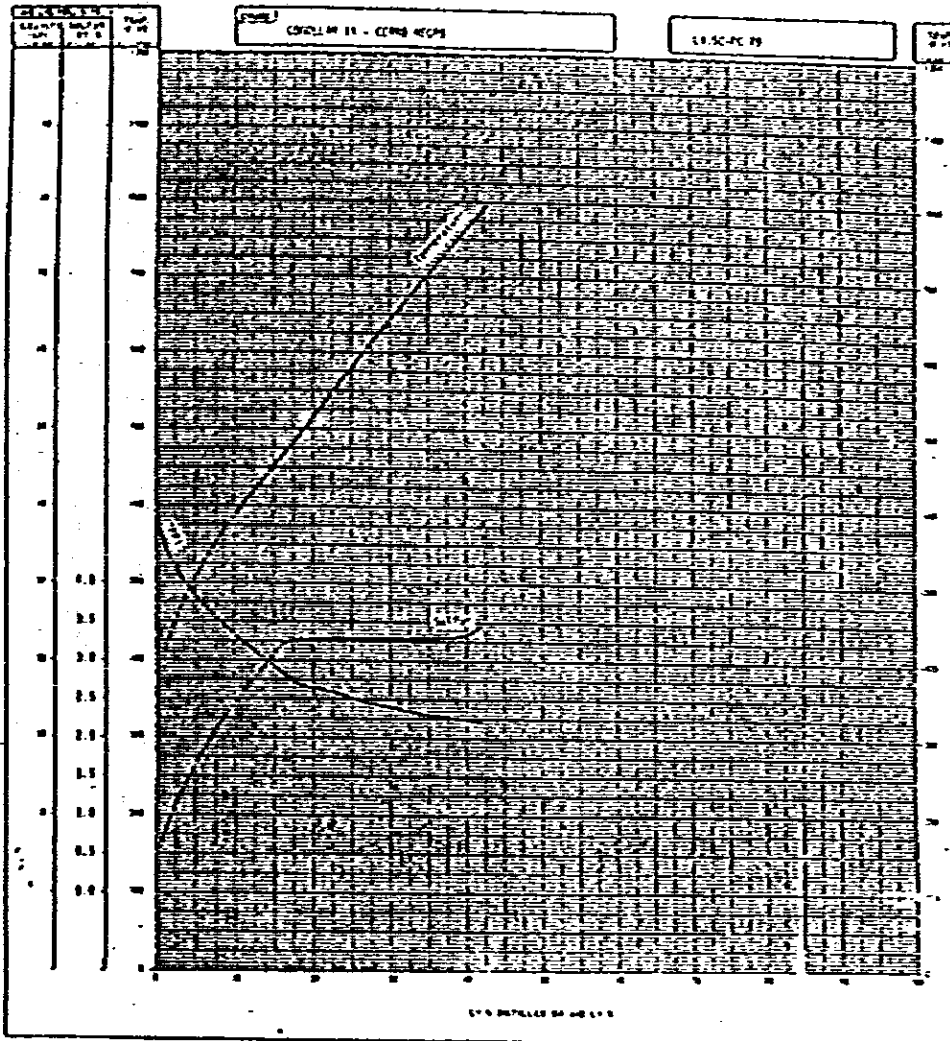
STRAIGHT REDUCED ASPHALTS

INSPECTION	YIELD VOL. % ON GRADE	15 S CUT POINT PVT	FLASH - CLEVELAND OPEN CUP	SOFT POINT P	PENETRATION 77 F	VISCOSITY POISES 140 F	VISCOSITY KINEMATIC 775 F	SPECIFIC GRAVITY 60-60	TFOT.		Spot Test
									DUCT @ 60°F	PER. LOSS	
SAMPLES INSPECTED											
NO. 1	81.4	698+		123	59	4495	448	1.038			
NO. 2	89.8	590+	560	99	214	684	188	1.027			
NO. 3	84.9	650+		111	99	2114	311	1.033	55	1.49	
NO. 4	87.6	617+		104	154	1102	233	1.030	65	2.56	NEG.
NO. 5											

STANDARD GRADES (From Correlated Data)

200	89.0	600+		101	190	850	210	1.028			
150	84.5	656+		112	93	2250	340	1.034			
100	82.0	687+		121	65	4200	415	1.037			
AC-10	87.9	615+		103	162	1000	225	1.029			
VC-20	85.1	643+		110	102	2000	300	1.033			

CELESTIAL



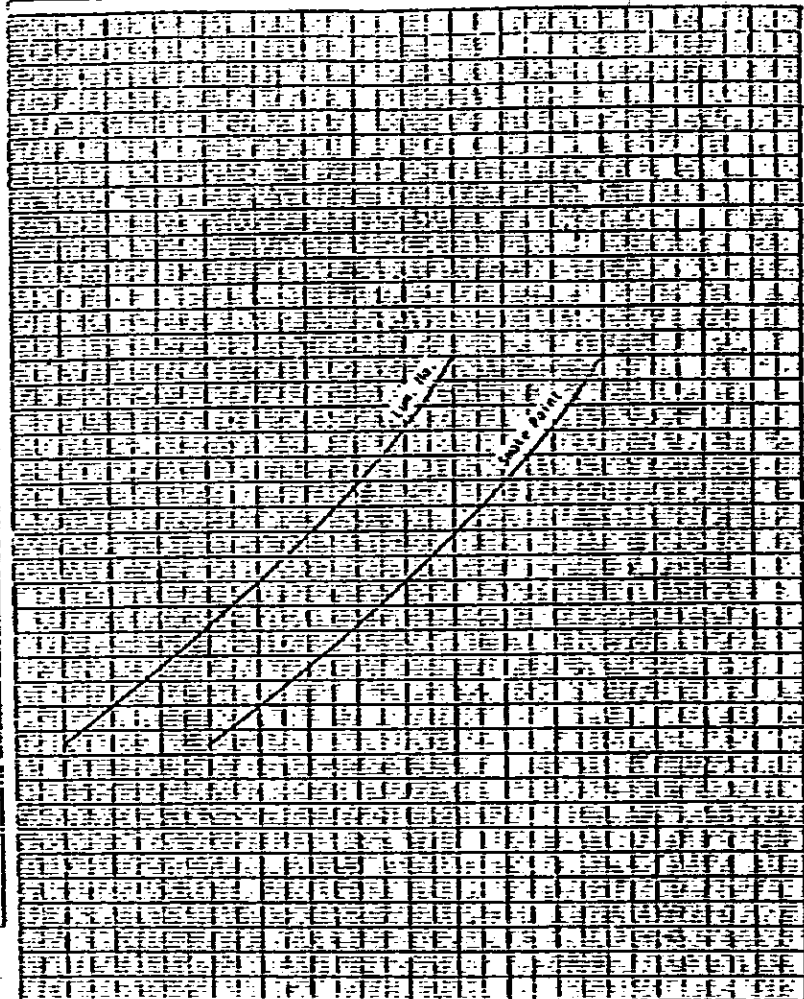
REVOLUCION

LV-5C-PC-79

COGOLAR IX - CERRO NEGRO

1-10-79

Numero de Carpeta	Area m ²
	44
	42
	42
	41
	40
	22
	21



NO. VOL. 1 DE CUADRO

MOORE DISTRICTS AND GAS ONS

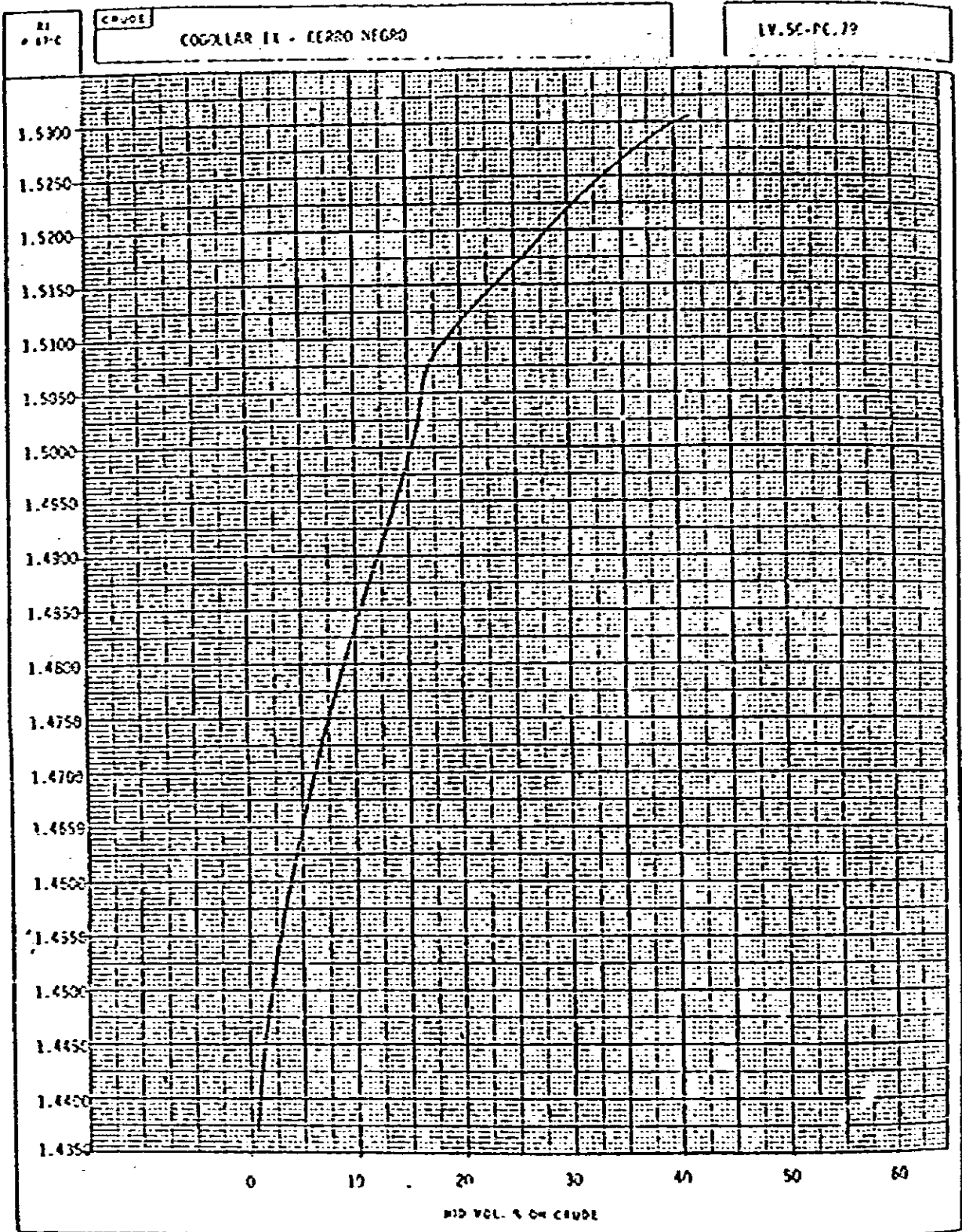
COGOLAN II - (1989 MICRO)

LV-5C-PC-75

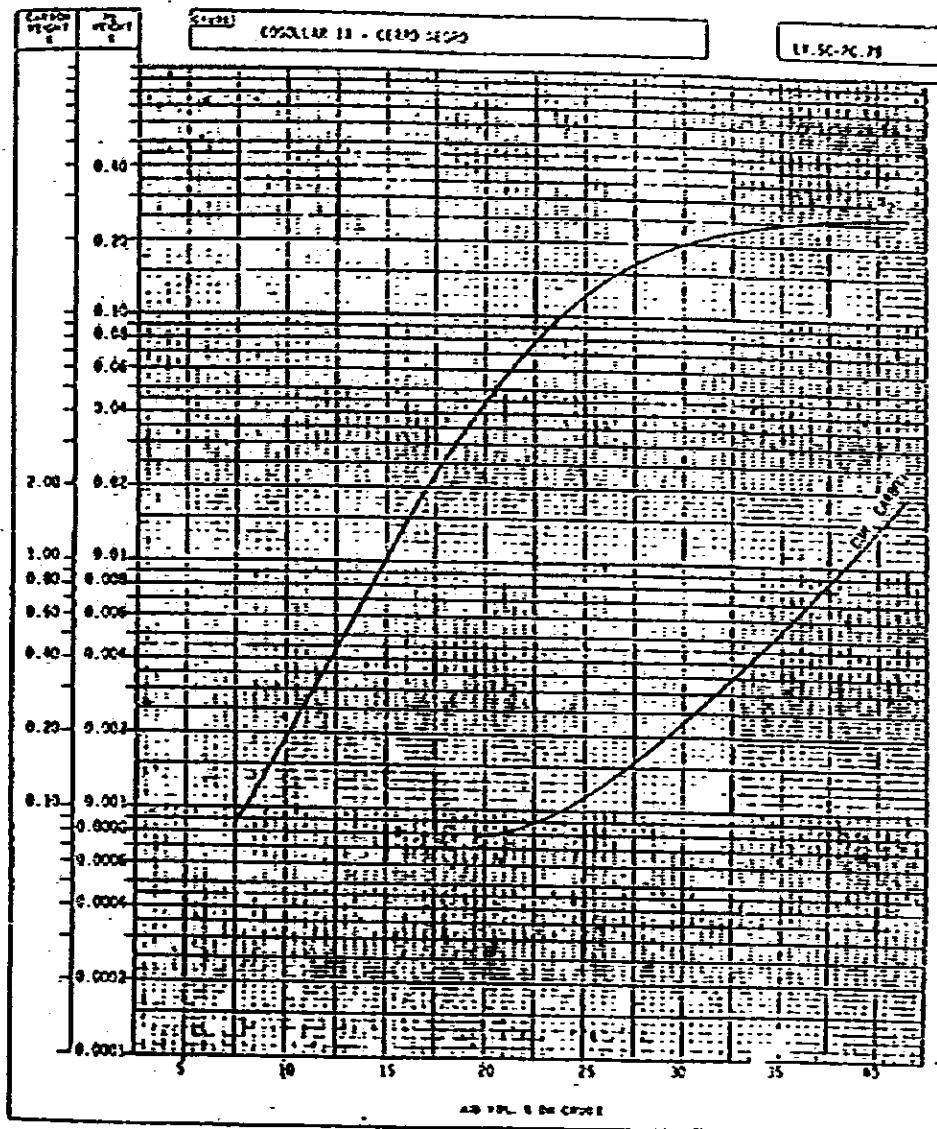
Area and Page #	Page #	Area
100		
120		
140		
160		
180		
200		
220		
240		
260		
280		
300		
320		
340		
360		
380		
400		
420		
440		
460		
480		
500		
520		
540		
560		
580		
600		
620		
640		
660		
680		
700		
720		
740		
760		
780		
800		
820		
840		
860		
880		
900		
920		
940		
960		
980		
1000		

GRAPH NO. 5

MIDDLE DISTILLATES AND GAS OILS

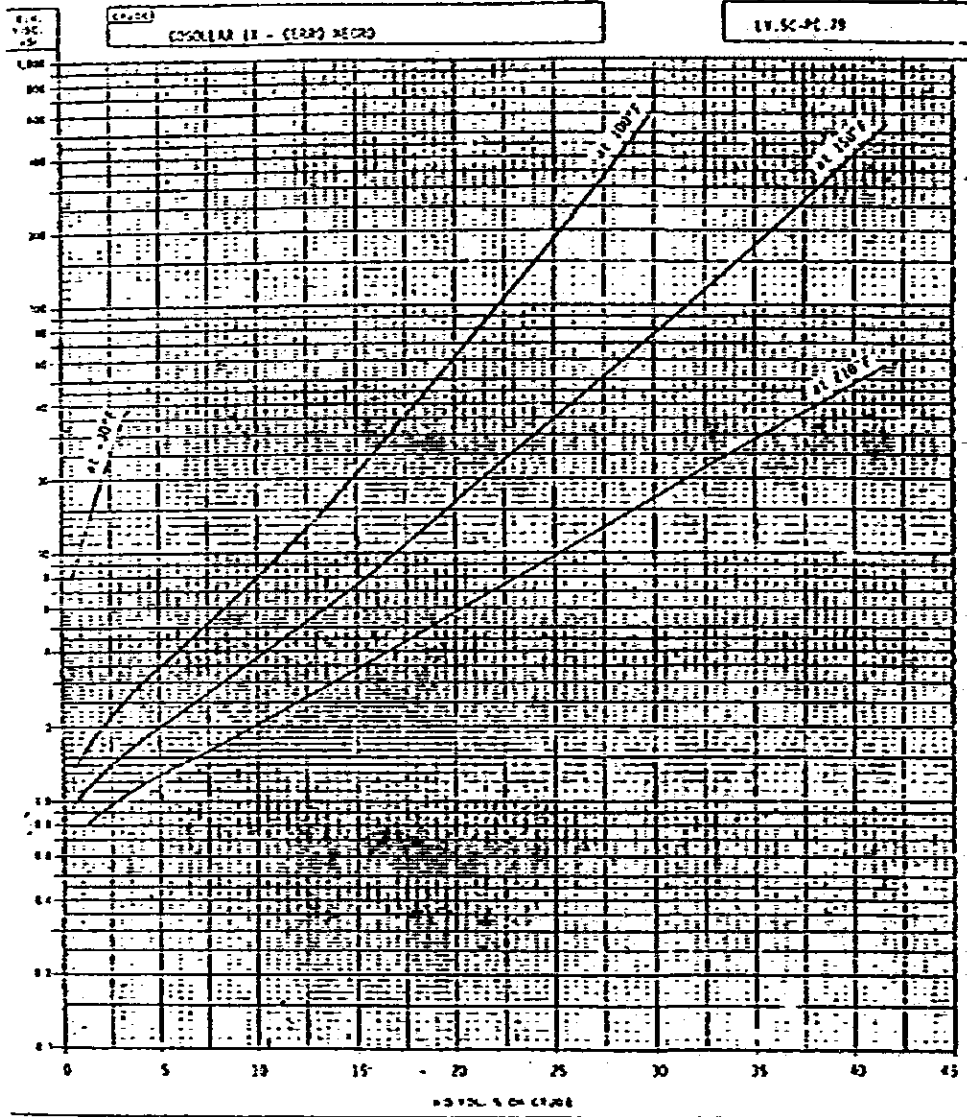


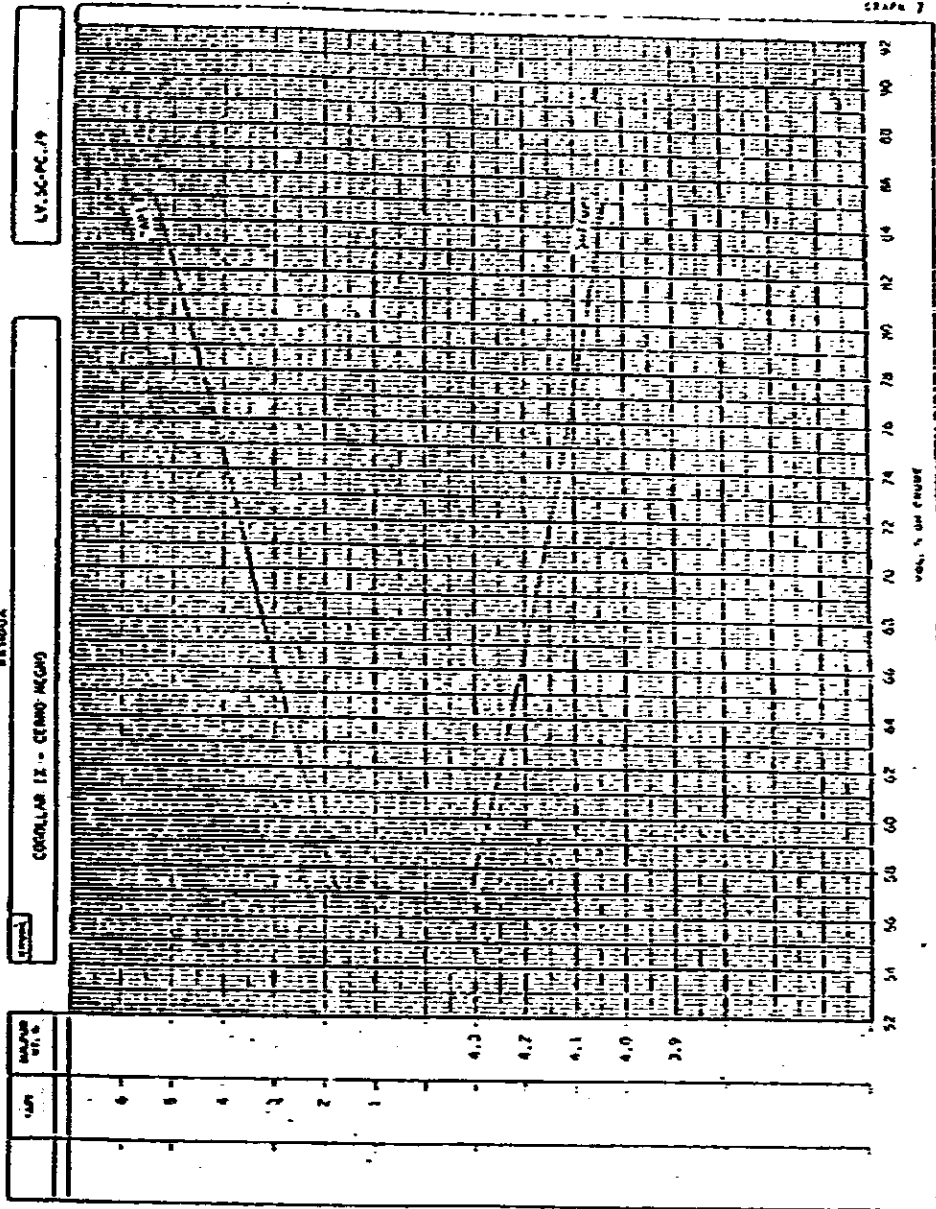
GRAPH NO. 5
MIDDLE DISTILLATES AND GAS OILS



GRAPH NO. 5

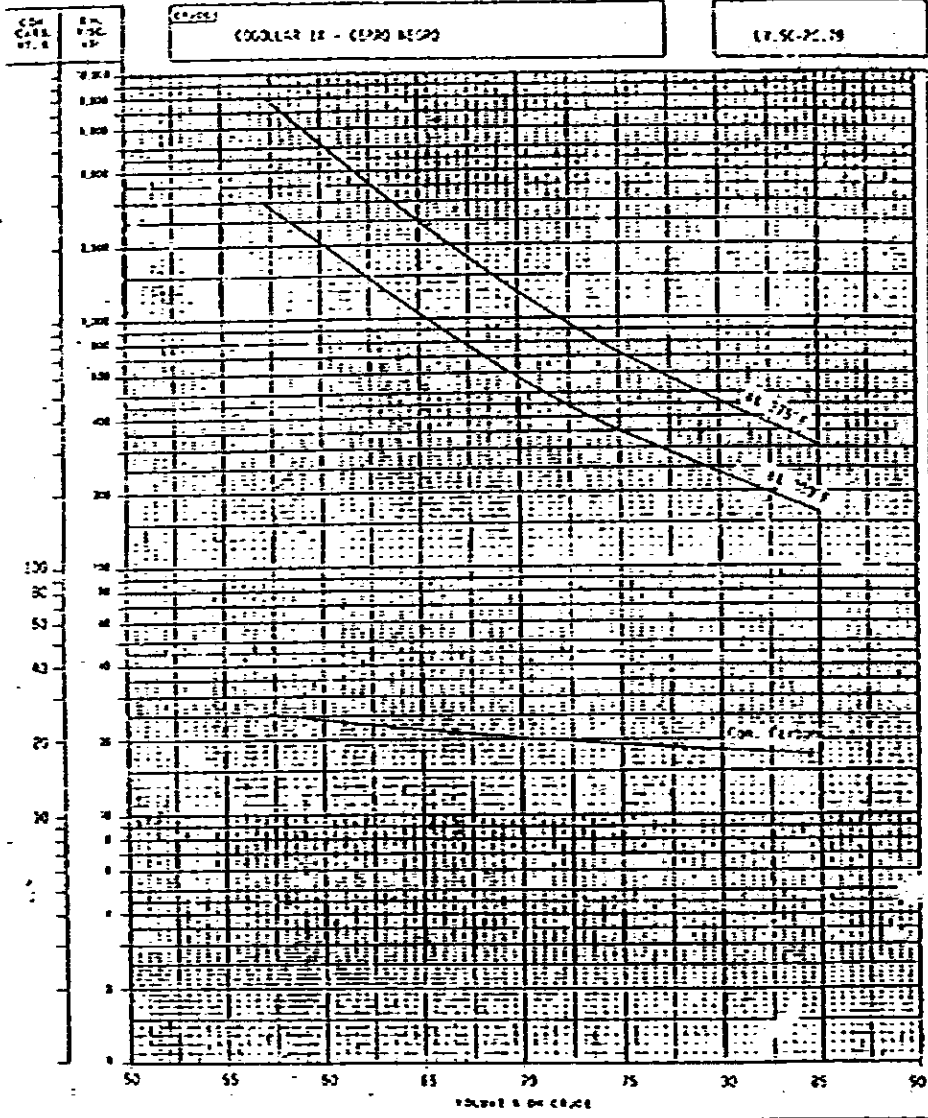
MIDDLE DISTILLATES AND GAS OILS



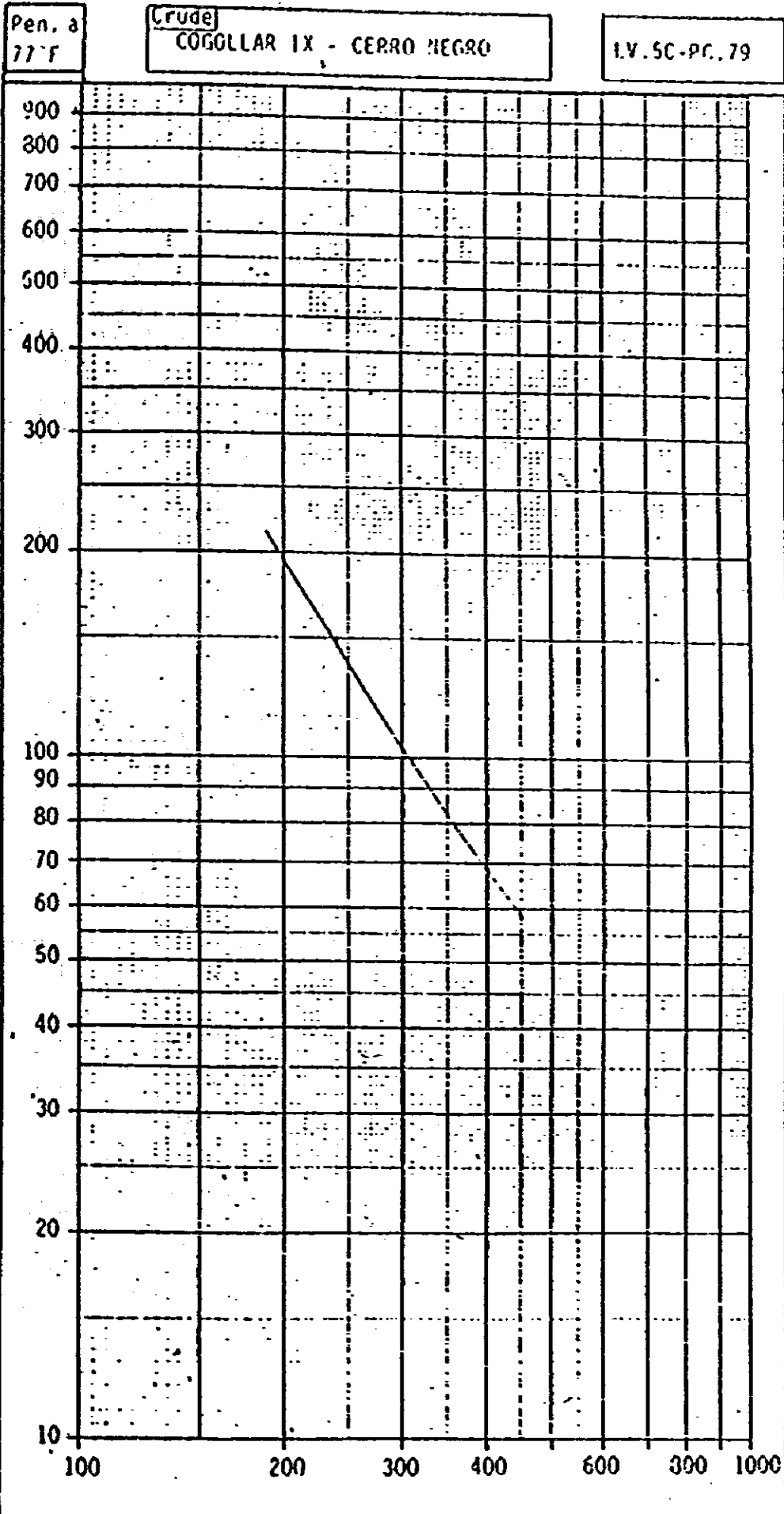


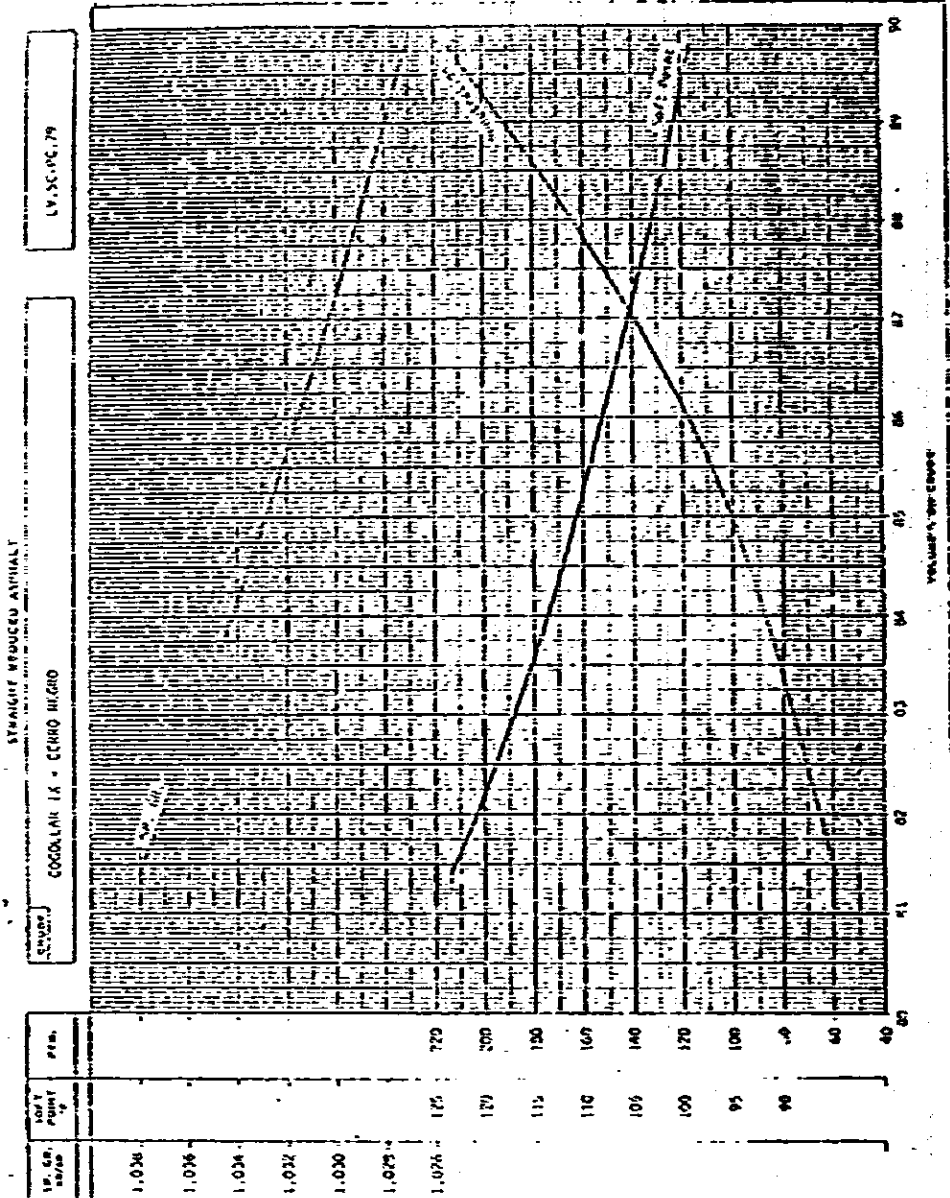
GRAPH NO. 3

RENOVA



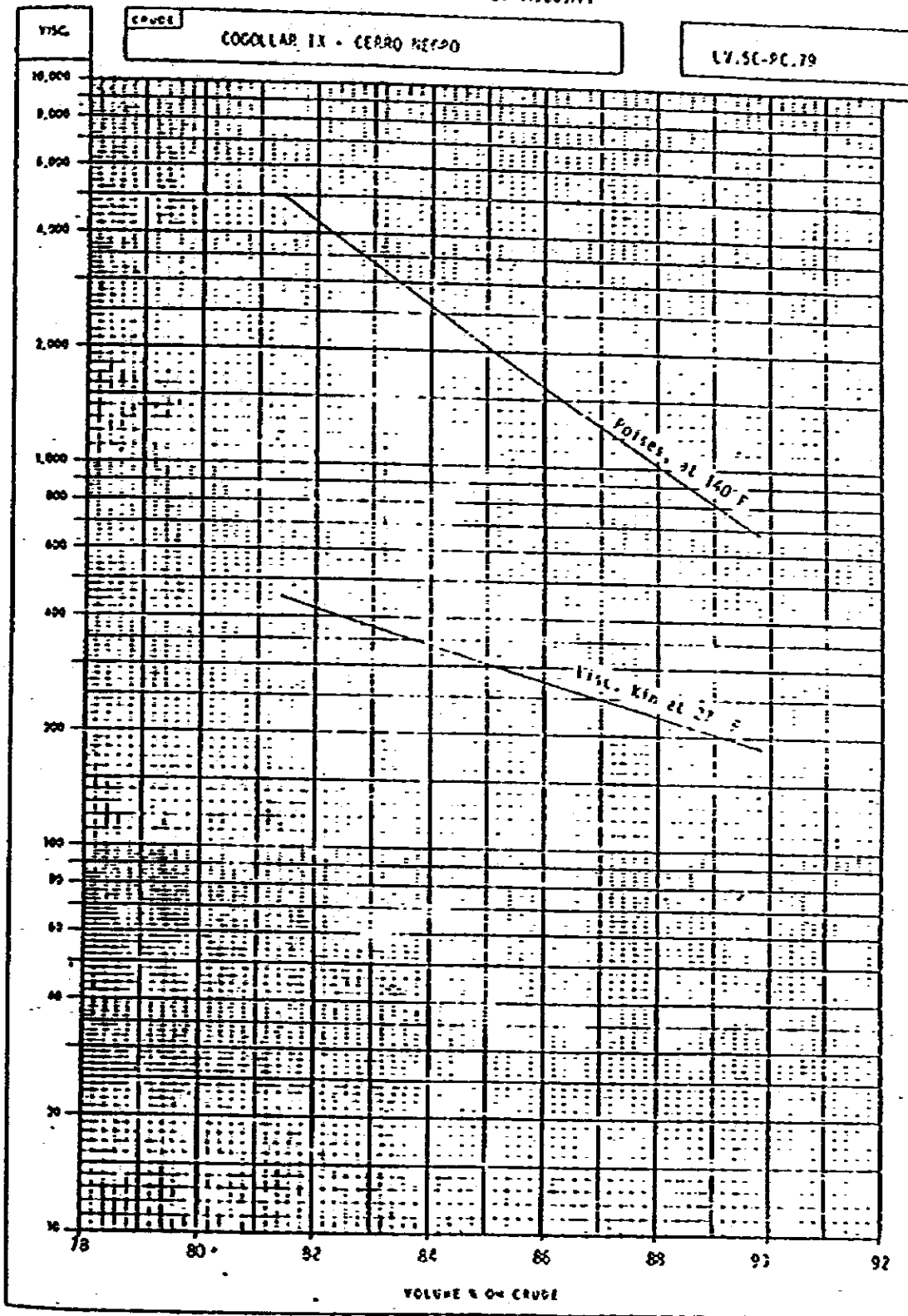
GRAPH (M). 9
STRAIGHT REDUCED ASPHALTS



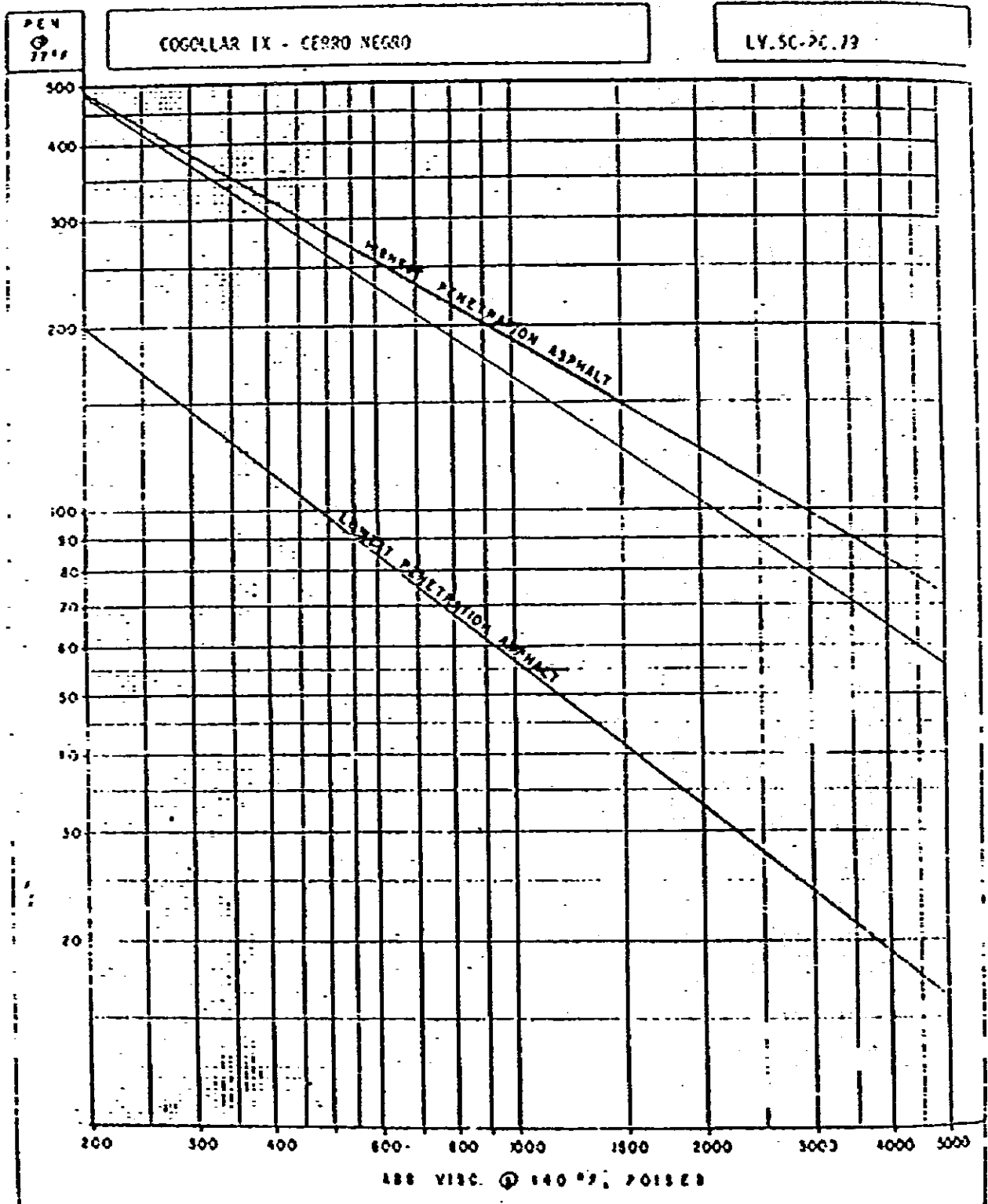


GRAPH NO. 11

STRAIGHT REDUCED ASPHALT VISCOSITY



GRAPH No. 12
 STRAIGHT REDUCED ASPHALT
 VISCOSITY-PENETRATION RELATIONSHIP
 AND VISCOSITY GRADE IDENTIFICATION



CRUDE INSPECTION PRIMARY DATA

ASSAY STILL CUTS

FUEL PRODUCTS ASSAY

EPURE

COGOLLAR IX - CERRO NEGRO

PAGE NO. 101
ASSAY REPORT NO.
LV.5C-7C.79

COMPONENT	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
LAB. NO.										
CUT. NO.										
TEMP. INITIAL, °F	43	401	478	455	482	509	536	563	590	617
FINAL, °F	401	478	455	482	509	536	563	590	617	650
YIELD VOL. %	0.72	0.74	1.03	1.18	1.20	1.57	1.64	1.78	2.22	2.72
YIELD RANGE, INT. VOL. %	0.25	0.97	1.71	2.79	3.92	5.12	6.69	8.33	10.11	12.33
FIN. VOL. %	0.97	1.71	2.74	3.92	5.12	6.69	8.33	10.11	12.33	15.05
END POINT, VOL. %	0.61	1.34	2.23	3.33	4.52	5.91	7.51	9.22	11.22	13.69
PRESSURE, MM. HG. ABS.	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
REFLUX RATIO USED	2:1	2:1	2:1	2:1	2:1	2:1	2:1	2:1	2:1	2:1
OSY. UNIT TYPE	15/5	15/5	15/5	15/5	15/5	15/5	15/5	15/5	15/5	15/5
RI @ 67°C	14370		14510		14625	14686	14745	14805	14870	14942
GRAVITY, BAPI	36.9	34.1	32.3	30.5	28.9	26.9	25.5	23.8	22.1	20.3
SULFUR, WT. %	0.657	0.860	1.063	1.328	1.591	1.885	2.130	2.344	2.627	2.928
ANILINE PT. °F	118	119		118		114		110		105
FREEZE PT. °F	<-100	<-100	<-100	<-100						
CLOUD PT. °F	s/c		s/c		s/c		s/c		s/c	
FOUR PT. °F	<-100		<-100		<-100		-90		-70	
NITROGEN, WT. %							0.009			0.006
PARAFFINS VOL%										
NAPHTH. VOL%										
AROM. FIA VOL%	37.3	62.7	69.2	76.9	87.1	88.3				
VISC. KINEMATIC @-30°F	8.01	13.90	20.73	37.22						
@100°F	1.39	1.75		2.56		3.98		7.06		15.43
@150°F	0.98	1.18	1.35		1.85	2.22		3.40		6.10
@200°F		0.82		1.07		1.38		1.88		2.91
SMOKE PT. mm	25		23		21					
BM NO.	44		42		40					

CRUDE INSPECTION PRIMARY DATA
 ASSAY SHEETS FUEL PRODUCTS ASSAY

CRUDE		COGOLLAR IX - CERRO NEGRO													ASSAY REPORT NO.	PAGE NO. OF 5
															LT. 50 - 70. 19	
COMPONENT		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23		
CAR. NO.																
CUT. NO.		11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23		
TEMP. INITIAL, °F.		350	371	354	328	352	378	306	330	351	327	314	350	358		
FINAL, °F.		371	358	325	352	379	306	330	351	327	314	350	358			
YIELD, VOL. %		1.31	2.20	2.07	2.10	2.22	2.08	2.21	1.40	3.00	2.1	10	1.50	2.34		
YIELD RANGE, INT. VOL. %		5.05	16.36	18.56	20.63	22.13	24.95	27.33	29.24	30.64	33	58	32.91	30.91		
FUEL VOL. %		16.36	18.56	20.63	22.13	24.95	27.33	29.24	30.64	33.64	35.31	38.91	40.97	32.75		
WPOINT, VOL. %		15.31	17.46	19.40	21.68	23.57	25.11	28.14	29.94	32.14	34.1	37.36	37.46	41.58		
PRESSURE, PS. HG. ABE.		4							22							
REFLEX. PAT. USED		4							NONE							
DIST. UNIT, TYPE		4							ST-74C STEEL							
GRAVITY, PPM		17.5	17.1	16.4	16.1	15.5	14.7	14.3	14.0	13.3	13.0	12.6	12.4	12.1		
SULFUR, WT. %		3.221	3.257	3.274	3.232	3.283	3.235	3.270	3.212	3.279	3.277	3.277	3.317	3.410		
ANILINE, °F.		106		111		118		121		126		128		134		
POUR, °F.		-40		-20		0		15		30		45		50		
REF. INDEX B.P.M.C.		15087		15135		15172		15213		15260		15288		15300		
NITROGEN, WT. %			0.04			0.14			0.23			0.26	0.27			
COOL. CARBON, WT. %			0.08		0.10		0.17		0.32		0.86		1.90			
VISC. KINEMATIC @ 100°F.		25.0	56.0	96.7		221.9		602.9								
8150°F.			15.1	21.0		39.8		75.0	107.0	170.0		319.0	540.0			
8210°F.		3.45	5.50	6.90		10.52		16.91	21.10	28.0		45.2	59.9			

FUEL PRODUCTS ASSAY

COGOLLAR IX - CIZARO NEGRO

LV. SC - PC. 23

COMPONENT	NO. 1	NO. 2	NO. 3
LIE. NO.			
CUT NO.			
TEMP. INTAL. °F.			
BAR. NO.	599	650	650
YIELD VOL. %	9.15	9.93	14.08
FUEL RANGE INT. VOL. %	0.97	5.12	0.97
FUEL VOL. %	5.12	15.55	15.35
NO. POINT VOL. %	3.05	10.10	9.01
GRAVITY. RAH	30.9	23.1	25.0
DUAL. WT. %	1.259	2.316	2.162
COLOR, SATROL			
SEXT. SO.	0.86	4.01	
KIN. VISC. cSt 3-30 °F			
0.108 °F.	2.37	5.67	
0.150 °F.	1.52	2.91	
0.218 °F.	1.02	1.69	
REF. INDEX @ 15 °C	1.533	1.5165	
SUCC. POINT, mm	21		
CLOUD POINT, °F.	5/c	5/c	
FREEDING PT. °F. BY ASTM	<-100		
POUR POINT, °F.	<-100	-85	
AROMATIC VOL. %			
PARAFFIN VOL. %			
NAPHTHENE VOL. %			

15400224
 CRUDE INSPECTION PRIMARY DATA
 BLENDS

FUEL PRODUCTS ASSAY

ASSAY REPORT NO. PAGE NO. 01/3
 LV. 5C-7C-19

COMPONENT			
CRUDE	COGOLLAR IX - CERRO NEGRO		
LAB. NO.			
CUT. NO.			
TEMP. AT AL. #1	550	551	552
TEMP. AT AL. #2	551	552	553
WELD VOL. %	5.59	12.11	17.8
WELD RANGE, DIST. VOL. %	5.05	30.67	23.95
FIN. VOL. %	30.69	32.75	32.35
W-D POINT VOL. %	22.85	34.30	33.35
GRAVITY, 60°F	15.6	13.1	13.4
SULFUR, WT. %	3.25	3.27	3.35
ANILINE PT., °F			126
FOUR °F			40
NIN TISC CSC			116.6
3100 °F	25.5	23.19	23.0
3150 °F			53.0
3210 °F	7.81	34.35	23.53
REF. INDEX RATIO	1.550	1.5275	1.5275
TOTAL			0.26
NITROGEN WT. %			
BASIC			
NITROGEN WT. %			
GREEN WT. %			
CON. CARB. WT. %	0.09	0.30	0.50
SEPT. NO.	5.93		5.61
LEAD ppm		0.43	
NICKEL ppm		0.19	
VANADIUM ppm		0.91	
WAX STA. WT. %			

154-0023
CRUDE INSPECTION PRIMARY DATA
REPOUSE

FUEL PRODUCTS ASSAY

PAGE NO 5 OF 5
ASSAY REPORT NO.
CV-5C-PC-19

COMPONENT	82	81	83	80	85
LAB NO.					
SR					
BLENDED BY	150	732	351	150	155
YIELD VOL. %	89.95	77.27	69.34	61.09	57.25
YIELD RANGE (1ST. VOL. %)	15.05	22.73	30.67	32.91	42.15
(FLX. VOL. %)	100	100	100	100	100
GRAVITY @20	5.5	4.4	3.4	2.3	1.8
OXYGEN WTC					
NEWT NO.	328				
SULFUR WTC	4.09	4.10	4.17	4.26	4.31
MOI WTC	19.55				25.33
MOI WTC	18.76				24.17
POUR POINT, °F	125	>125	>125	>125	>125
NITROGEN WTC	0.63				0.82
CON. CARBON WTC	7.57	18.62	20.99	23.56	25.63
SOFT PT. °F					
1EN @ 77 °F					
ABS VISC FOLSES @ 140°					
NICKEL PPM WT.	97				162
IRON PPM	12				18
VIADOLINE PPM	484				654
VISC. KINEMATIC @ 100 °F					
@ 127 °F					
@ 150 °F					
@ 175 °F					
@ 210 °F	2945	3100			
@ 275 °F	308	574	734	754	751
@ 300 °F	164	298	477	1817	2871

THE UPGRADING PROJECT
OF ORINOCO HEAVY OIL IN THE REPUBLIC OF VENEZUELA

--- GENERAL DESCRIPTION ---

1. Venezuelan Government's Request

- (1) In April 1978, the Venezuelan Government officially requested the technical cooperation of Japan in a letter of the Minister of Energy and Mines. The requested cooperation mainly consists in conducting studies and evaluations, from a neutral point of view, of various proposals to the Government made on an industry basis, on which the Government has difficulties in making judgements.
- (2) In accordance with the request, the Japan International Cooperation Agency (hereinafter referred to as "JICA") sent a preliminary survey team to Venezuela in late August 1978 to discuss how to develop the cooperation with the Venezuelan Government. At the discussion, Venezuela requested the Japanese team to conduct a feasibility study on processes for upgrading the Orinoco heavy oil.
- (3) The content of the request is as follows:

(a) Purposes of Feasibility Study

It is planned to produce the Orinoco heavy crude around 1985, for which a plant of the 100,000 - 120,000 BPSD class is expected to be built to upgrade and refine the crude. A feasibility study is to be made to judge what process could be best used for the plan, making examinations on mainly the processes proposed by three groups of Japan.

(b) Prerequisites of Feasibility Study

Properties of the Orinoco heavy crude and estimated grade of the product synthetic crude shall be presented. By-products from the upgrading shall be used to generate steam for use in crude production and energy needed for upgrading.

(c) Scope of Feasibility Study

The feasibility study excludes the survey on financing, the marketing of the synthetic crude, the infrastructure and site selection of the plant.

(d) Supply of Data

All data necessary for the feasibility study shall be provided by Venezuela.

2. Procedures for the Feasibility Study

JICA studied the approach based on the report of the preliminary survey team, and determined to conduct the feasibility study following the procedures below. In March 1979, Japan notified the Venezuelan Government of this decision via the Japanese Embassy in Venezuela, confirming the basic prerequisites and requesting the supply of crude samples. Procedures for the feasibility study are as follows:

(1) Objectives of Feasibility Study

This study is intended to make clear the respective features of the three processes proposed by three groups of Japan for the upgrading of the heavy crude to be produced in the Orinoco Heavy Crude Development Project located on the north side of the River Orinoco, and to provide data necessary for the selection of a process adequate for a commercial plant.

(2) Scope of Feasibility Study

Technical and economic studies will be conducted with limitations to the plant facilities for the upgrading of the crude:

(3) Procedures for Execution

- (a) Conduct a preliminary study based on basic prerequisites and crude samples.
- (b) After determining the terms of reference for the feasibility study, send a F/S survey team to Venezuela to hold discussions and to do a field survey.
- (c) Perform work in Japan and prepare a report.

(4) Dispatch of First Survey Team

With regard to the confirmation of the basic prerequisites and the requested supply of the crude samples, it had been determined that the execution schedule was to be somewhat modified to accelerate the progress of the study. That is, the First Survey Team was dispatched to Venezuela on October, 1979 to do the following work:

- (1) To confirm the basic prerequisites
- (2) To obtain the crude samples
- (3) To discuss the preliminary T/R which is prepared as a result of the preliminary survey

(5) Record of Discussions

As a result of the First Survey, the Record of Discussions as per attached was signed by both parties on October 10, 1979.

3. Project Execution Schedule and Execution Manner

Based on the above Record of Discussions, the preliminary study was conducted in Japan.

The project execution schedule and execution manner, however, have been revised as per Fig. 1.

And the Second Survey Team was dispatched to Venezuela to accomplish the following objectives.

- (1) To report the results of the preliminary study.
- (2) To confirm the additional basic conditions for the feasibility study.
- (3) To confirm the basic conditions for the economic study on the feasibility study.
- (4) To collect information and data on construction planning for the feasibility study.

PROJECT SCHEDULE

FRANC CODE
SWCT

ITEM	MONTHS												REV	DATE	FRANC CODE		
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11					
1. TOTAL CONSTRUCTION COST																	
2. Selection of basic conditions																	
3. Selection of basic conditions																	
4. Selection of basic conditions																	
5. Selection of basic conditions																	
6. Selection of basic conditions																	
7. Selection of basic conditions																	
8. Selection of basic conditions																	
9. Selection of basic conditions																	
10. Selection of basic conditions																	
11. Selection of basic conditions																	
12. Selection of basic conditions																	
13. Selection of basic conditions																	
14. Selection of basic conditions																	
15. Selection of basic conditions																	
16. Selection of basic conditions																	
17. Selection of basic conditions																	
18. Selection of basic conditions																	
19. Selection of basic conditions																	
20. Selection of basic conditions																	
21. Selection of basic conditions																	
22. Selection of basic conditions																	
23. Selection of basic conditions																	
24. Selection of basic conditions																	
25. Selection of basic conditions																	
26. Selection of basic conditions																	
27. Selection of basic conditions																	
28. Selection of basic conditions																	
29. Selection of basic conditions																	
30. Selection of basic conditions																	
31. Selection of basic conditions																	
32. Selection of basic conditions																	
33. Selection of basic conditions																	
34. Selection of basic conditions																	
35. Selection of basic conditions																	
36. Selection of basic conditions																	
37. Selection of basic conditions																	
38. Selection of basic conditions																	
39. Selection of basic conditions																	
40. Selection of basic conditions																	
41. Selection of basic conditions																	
42. Selection of basic conditions																	
43. Selection of basic conditions																	
44. Selection of basic conditions																	
45. Selection of basic conditions																	
46. Selection of basic conditions																	
47. Selection of basic conditions																	
48. Selection of basic conditions																	
49. Selection of basic conditions																	
50. Selection of basic conditions																	
51. Selection of basic conditions																	
52. Selection of basic conditions																	
53. Selection of basic conditions																	
54. Selection of basic conditions																	
55. Selection of basic conditions																	
56. Selection of basic conditions																	
57. Selection of basic conditions																	
58. Selection of basic conditions																	
59. Selection of basic conditions																	
60. Selection of basic conditions																	
61. Selection of basic conditions																	
62. Selection of basic conditions																	
63. Selection of basic conditions																	
64. Selection of basic conditions																	
65. Selection of basic conditions																	
66. Selection of basic conditions																	
67. Selection of basic conditions																	
68. Selection of basic conditions																	
69. Selection of basic conditions																	
70. Selection of basic conditions																	
71. Selection of basic conditions																	
72. Selection of basic conditions																	
73. Selection of basic conditions																	
74. Selection of basic conditions																	
75. Selection of basic conditions																	
76. Selection of basic conditions																	
77. Selection of basic conditions																	
78. Selection of basic conditions																	
79. Selection of basic conditions																	
80. Selection of basic conditions																	
81. Selection of basic conditions																	
82. Selection of basic conditions																	
83. Selection of basic conditions																	
84. Selection of basic conditions																	
85. Selection of basic conditions																	
86. Selection of basic conditions																	
87. Selection of basic conditions																	
88. Selection of basic conditions																	
89. Selection of basic conditions																	
90. Selection of basic conditions																	
91. Selection of basic conditions																	
92. Selection of basic conditions																	
93. Selection of basic conditions																	
94. Selection of basic conditions																	
95. Selection of basic conditions																	
96. Selection of basic conditions																	
97. Selection of basic conditions																	
98. Selection of basic conditions																	
99. Selection of basic conditions																	
100. Selection of basic conditions																	

* Original Schedule was confirmed in the Record of Decisions signed by both parties on October 10, 1978.

REVISED SCHEDULE
REVISED APRIL 16, 1979

THE SECOND SURVEY TEAM
THE UPGRADING PROJECT
OF ORINOCO HEAVY OIL IN THE REPUBLIC OF VENEZUELA

1. Objectives

The Japanese Second Survey Team sent by the Japan International Cooperation Agency (hereinafter referred to as "JICA") is expected to accomplish the following scope of work by exchanging views with the authorities concerned in the Republic of Venezuela, so as to meet the real needs of Venezuela:

- (1) To report the results of the preliminary study
- (2) To confirm the additional basic conditions for the feasibility study
- (3) To confirm the basic conditions for the economic study on the feasibility study.
- (4) To collect information and data on construction planning for the feasibility study.

2. Method of Approach by the Second Survey Team

The survey team will visit the government organization and other authorities concerned.

The survey team will be organized by two groups as Group-A and Group-B.

Group-A will accomplish (1), (2) and (3) on the scope of work in the above Section 1.

Upon completion of the survey, the survey team will prepare minutes of meetings, which are to be signed and exchanged with the Venezuelan side.

Group-B will accomplish (4) on the scope of work in the above Section 1.

3. Members of the Second Survey Team

The members of the Second Survey Team are organized as the attached "MEMBERS LIST".

Group A

Leader: Mr. Sen'ichi HIROSE
Mr. Kei'ichi GOTOH
Dr. Koji UKEGAWA
Mr. Hideo YASUKI
Mr. Yasuhisa HOSOYA
Mr. Terutada TSUKAGOSHI

Group B

Leader: Mr. Senichi HIROSE
Mr. Yasuhisa HOSOYA
Mr. Isao USUI
Mr. Akimasa IIMURA

Messrs. HIROSE and HOSOYA will join Group B after completion of Group A's work.

4. Schedule of the Second Survey

Schedule for the second survey is planned tentatively as indicated in the attached Fig. 2.

This tentative schedule is to be further developed and adjusted through discussions with you so as to accomplish the objectives of the survey most efficiently. Your cooperation in this regard will be much appreciated.

5. Survey Items

(1) Result of Preliminary Study

Please refer to the attached "The Report of Preliminary Study". ①

(2) Additional Basic Conditions for Feasibility Study

Please refer to the attached "Confirmation Items of Basis of Feasibility Study". ②

(3) Basic Conditions for Economic Study on Feasibility Study

Please refer to the attached "Confirmation Items of Basis of Economic Study". ③

(4) Information and Data on Construction Planning

Please refer to the attached "Information and Data on Construction Planning". ④

FIG. 2 SECOND SURVEY SCHEDULE (TENTATIVE)

Date	Group A	Group B
Apr. 3 (Sat.)	Tokyo $\xrightarrow{\text{PA 800}}$ New York	
4 (Sun.)	New York $\xrightarrow{\text{PA 217}}$ Caracas	
5 (Mon.)	Meeting at Embassy of Japan	
6 (Tue.)	Meeting with MEM	
7 (Wed.)	Meeting with PETROVEN/ INTEVEP/LAGOVEN	Interview and Hearing at Instituto Nacional de Puertos (INP) Formiconi, SADE REVACO etc.
8 (Thu.)		Caracas \longrightarrow Pto. Ordaz
9 (Fri.)		General Survey of Orinoco Area
10 (Sat.)	Preparation of R/D	Visit to Pt. Ordaz Port Authority
11 (Sun.)	"	General Survey by Helicopter
12 (Mon.)	"	Visit to Vandan Guayana Factory
13 (Tue.)	Submission of R/D	Pto. Ordaz \longrightarrow Pto. Guanta
14 (Wed.)	Caracas $\xrightarrow{\text{PA 218}}$ New York	Visit to Pto. Guanta Port Authority
15 (Thu.)	New York \downarrow PA 801	Pto. Guanta \longrightarrow Caracas \longrightarrow Maracaibo
16 (Fri.)	Tokyo	Visit to AFCA Factory
17 (Sat.)		Maracaibo \longrightarrow Caracas
18 (Sun.)		Preparation of Survey Report
19 (Mon.)		Collection of Data and Information at Caracas
20 (Tue.)		Preparation of Survey Report
21 (Wed.)		Caracas $\xrightarrow{\text{PA 218}}$ New York
22 (Thu.)		New York \downarrow PA 801
23 (Fri.)		Tokyo

THE REPORT OF PRELIMINARY STUDY
FOR
THE UPGRADING PROJECT
OF
ORINOCO HEAVY OIL
IN
THE REPUBLIC OF VENEZUELA

APRIL 1980

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

CONTENTS

1. INTRODUCTION
2. STUDY BASES
3. PROCESS FLOW SCHEME
4. BY-PRODUCT UTILIZATION SCHEME
5. UTILITY AND OFFSITE FLOW SCHEME
6. SUMMARY

ATTACHMENT

ANALYSIS OF SAMPLE CRUDE OIL

1. INTRODUCTION

Based on the basic conditions for preparing the scheme of the Orinoco Heavy Crude Oil Upgrading Refinery as determined in October 1979 between MEM and the JICA survey team, JICA promptly consulted three licensors and started studying flow schemes on the identical bases.

This is an interim report on the present development of the study on the Japanese side.

This report consists of the following items:

- 1) Study Bases
- 2) Process Flow Scheme
- 3) By-product Utilization Scheme
- 4) Utility and Offsite Flow Scheme
- 5) Summary

JICA sincerely hopes that the results of our study will prove useful to Venezuela, and for this purpose we wish to obtain various advice and further information from the Venezuelan side.

We will prepare a final report by adding further studies on construction cost, operating expenses, and general economic evaluations.

2. STUDY BASES

The basic conditions of the preliminary study has been established as a survey result of the first survey team which was sent to Venezuela in October 1979.

The main items are summarized on the "Record of Discussions" attached to the JICA-1.

3. PROCESS FLOW SCHEME

(1) Cases of process scheme

The following three (3) cases of process scheme are described in the preliminary study.

<u>CASE</u>	<u>MAIN UPGRADING PROCESS</u>	<u>PROPOSER</u>
Eureka Case	Eureka Process	Kureha Chemical Industry Co., Ltd. and the group
Fluid Coker Case	Fluid Coker Process	Toa Oil Co., Ltd. and the group
SDA Case	M-DS Process	Maruzen Oil Co., Ltd. and the group

Flexicoking is a residuum conversion process which integrates coke gasification with conventional fluid coking.

Energy loss is borne in course of the coke gasification and coke firing boiler is available, therefore, the fluid coker process is applied in the study.

(2) Refinery Scheme

The block flow diagrams of refinery scheme for each case are shown in Fig. 1, Fig. 2 and Fig. 3.

(Slide 1, 2 and 3)