

Universidad Nacional de Ingeniería

FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



**“ Estudio de Pre-Factibilidad para la
Producción de Bases Lubricantes
HVI en el Perú ”**

TESIS

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO PETROQUIMICO**

MOISES ALVAREZ LEANDRO

Promoción 1973 - 1

Lima - Perú - 1990

**ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD PARA LA PRODUCCION DE
BASES LUBRICANTES HVY EN EL PERU**

INDICE

- I INTRODUCCION
- II OBJETIVOS
- III ESTUDIO DE MERCADO
 - 1. Demanda Nacional
 - 2. Especificaciones de calidad
- IV ESTUDIO DEL PROCESO
 - 1. Aspectos Generales
 - 2. Resultados del Desarrollo Tecnológico vs Alto Costo del crudo.
 - 3. Comparación de la Flexibilidad de los Procesos
 - 4. Comparación de los Procesos vs Calidad de Productos
 - 5. Descripción de Procesos
 - 5.1 Proceso convencional.
 - 5.2 Controles mas importantes en el Proceso Convencional.
 - 5.3 Proceso Hidrocracking
 - 5.4 Controles más importantes en el Proceso Hidrocracking
 - 6. SELECCION TECNICA DE PROCESOS
- V EVALUACION ECONOMICA
- VI LOCALIZACION DE LA PLANTA
- VII CONCLUSIONES
- VIII RECOMENDACIONES
- IX ANEXOS

PROLOGO

Este trabajo es la continuación y culminación de mi tesis sobre la "FACTIBILIDAD DEL HIDROCRACKING EN EL PERU", que presenté en el año 1973, en la Universidad Nacional de Ingeniería. Los criterios preponderantes considerados en aquella oportunidad, permanecen incólumes; pero resultan, especialmente determinantes, para el caso de la fabricación de bases lubricantes, y son los siguientes:

- Maximización de rendimientos a partir de crudos cada vez más pesados y costosos.
- Flexibilidad del proceso para procesar diferentes tipos de crudos; desde parafínicos (livianos) hasta crudos pesados.
- Flexibilidad del proceso para producir GLP, Gasolina, Kerosene, Turbo, Diesel No2, y/o Lubricantes.
- Obtención de productos de buena calidad, que cumplan las normas nacionales e internacionales y no contaminen el medio ambiente.

Las evaluaciones técnico-económicas efectuadas han confirmado que, para el caso específico de los lubricantes de alto índice de viscosidad (HVI), el proceso Hidrocracking es más rentable que el proceso convencional de Extracción por Solventes.

La planta estaría localizada en el área de la antigua unidad de craqueo térmico de la Refinería Talara. Otra posible alternativa de localización que debe estudiarse es la Refinería Conchán. La ubicación en Talara permitiría la integración con la actual planta de lubricantes nafténicos. El tratamiento con Acido Sulfúrico continuaría sólo para ciertos aceites especiales, porque la nueva planta, también podrá procesar crudo nafténico para producir los ABN's nafténicos que actualmente se producen en Refinería Talara.

La gran diferencia entre las dos localidades sería que la disponibilidad de gas natural en Talara favorecería instalar una planta de hidrógeno en base a este gas; pero en Conchán la producción de Hidrógeno sería en base a la nafta de UDP; evidentemente, a un costo mayor. La ventaja de Conchán es su cercanía al gran mercado de Lima y a la planta de mezclado y envasado del Callao; ello abarataría los fletes para transportar las bases lubricantes. Evidentemente todos estos detalles deben ser contemplados en un estudio de factibilidad que efectuaría la empresa PETROPERU S.A.

Cabe mencionar el suficiente sustento técnico del presente estudio de "Prefactibilidad", en base a estudios comparativos a nivel de laboratorio y planta piloto efectuados por el Instituto Francés del Petróleo; y también el sustento económico en base a los estudios de la Cia Lummus Crest, respecto de los costos de inversión de las diferentes unidades que constituyen la planta de bases lubricantes HVI..

Finalmente debo manifestar mi satisfacción personal por haber RATIFICADO mi fe y confianza "EN EL HIDROCRACKING", muy superior que el Craqueo Catalítico Fluido, para el caso peruano. Los años de investigación han demostrado que el desarrollo tecnológico a nivel mundial hacen preveer, que el futuro, será del craqueo-hidrogenante y no del craqueo catalítico fluido. Porque permite sacar mayor provecho aún a partir de crudos pesados, tanto como porque es el único que puede proporcionar una amplia gama de productos combustibles y lubricantes de alto índice de viscosidad.

Mi tesis anterior fué dedicado a la memoria de mi madre: Petronila Leandro H. y mis hermanos. Ahora la dedico a la memoria de mi esposa Aida Alvarado y mis hijos Juan Carlos, Emerson, Janet, Helen y Doris.

 Mi especial agradecimiento al Decano de la Facultad de Ingeniería de Petróleo y Petroquímica, Ing. Wilfredo Salinas, y a Nena Noriega; también al Ing. Amador Paulino, por su valiosa asesoría.

 Mi eterno agradecimiento a la Sra. Olinda Guzmán, secretaria de la División Técnica de Refinería Talara, y al Sr. Rodolfo Otero por su colaboración en la diagramación y dibujos.

1

PRODUCCION DE BASES LUBRICANTES DE ALTO INDICE DE
VISCOSIDAD (HVI).

I INTRODUCCION

Este trabajo presenta una buena oportunidad de conocimiento y reflexión sobre los caracteres singulares del mercado peruano de productos combustibles y otros derivados del Petróleo.

La tendencia de nuestro mercado de combustibles, en esta última década, ha sido la deficitaria producción de Kerosene/Turbo y Diesel Nº 2; y excedentes exportables de Residual Nº 6 y Gasolina.

Esta situación se presentó, primordialmente, porque el Crudo Loreto se ha ido tornando cada vez más pesado, actualmente se recibe con 22.4 °API vs 25 °API o más que fué al principio; consiguientemente, los rendimientos de productos livianos, entre ellos el Kero/Turbo-Diesel, han descendido; aumentando el rendimiento de los Residuales que ahora pasan del 70%.

Los grandes excedentes de Residual Nº 6, generados mayormente en las refinerías de La Pampilla (RFLP) y Talara (RFTL), han sido exportados a un precio promedio de 13.0 US \$/Bbl. en Octubre del año 1989.

El reprocesamiento de los Residuales (Ejm. Crudo reducido) en los Complejos de Craqueo Catalítico (FCC), no han resuelto los problemas antes mencionados, puesto que ellas podrían producir GLP, excedentes exportables de Gasolina de buena calidad, y un corte de Aceite Cíclico Liviano (LCD.), que puede ser enviado a mezcla de Diesel Nº 2 (máx. 20%) y el 80 % restante tiene que ser enviado al pool de Residuales por su alta aromaticidad o tendencia a formar gomas y coque durante su combustión. Por lo tanto la realización global no es tan buena, debido que el precio es muy bajo.

Ante esta situación, debemos estudiar otras alternativas de reprocesamiento de crudo reducido; un caso es el Hidrocracking, que para nuestro mercado, preponderantemente alto en demanda de Kero/Turbo-Diesel Nº 2, solucionaría el déficit de producción de estos destilados medios.

Otra aplicación, que en los últimos años ha ganado popularidad en el mercado mundial, es el Hidrocracking para la producción de bases lubricantes de alto índice de viscosidad a partir del crudo reducido.

Como se sabe, el proceso convencional de obtención de bases lubricantes HVI, utiliza como materia prima hidrocarburos de naturaleza isoparafínica, altamente ramificada; como son los crudos Río Zulia, Kuwait, o Pensilvania. Pero en el caso del proceso de Hidrocracking no interesa tanto la naturaleza de las cargas; porque con mayor o menor severidad del proceso puede lograrse el reordenamiento molecular deseado para alcanzar altos índices de viscosidad, con cualquier crudo.

II OBJETIVOS

El objetivo del presente trabajo es analizar la posibilidad técnico-económica de la producción de bases lubricantes HVI en una de las refineries de PETROPERU.

III ESTUDIO DE MERCADO

1. DEMANDA NACIONAL

En el Anexo N°. 1 se muestra los resultados del estudio efectuado por el Departamento de Mercado de Petróleos del Perú, con datos reales hasta el año 1985, se halló el siguiente pronóstico:

<u>TIPO DE BASES LUBR.</u>	<u>AÑO 2000</u>		<u>AÑO 2000</u>
	<u>M. Bls/Año</u>	<u>%</u>	<u>TM/Año</u>
Destilados Livianos	220.0	25.4	31,000
Destilados Pesados	480.0	55.5	70,000
Bright Stocks	165.0	19.1	24,000
TOTAL BASES LUB.HVI	865.0	100.0	125,000

2. ESPECIFICACIONES DE CALIDAD REQUERIDAS

<u>TIPO BASES LUB.</u>	<u>VISCOSIDAD</u> <u>cst a 98.9°C</u>	<u>Pour</u> <u>Point °C</u>	<u>Ind.Visc.</u> <u>VI</u>
Dest.Livianos (HVI-65)	5.3	-12	100
Dest.Pesados (HVI-160B)	11.0	-12	100
Brigh Stock (HVI-650)	30-32	-12	95

IV. ESTUDIO DEL PROCESO

1. ASPECTOS GENERALES

Hasta 1973, el crudo fué una materia prima relativamente abundante y barata. Hasta antes de esta fecha la elección de un proceso nuevo para la manufactura de lubricantes era decidido solamente cuando eran evidentes sus ventajas desde el punto de vista tecnológico.

Sin embargo, ahora, se hace necesario añadir otros criterios, tales como :

- a. Alto costo del crudo. El consumo de dicha materia prima debe ser reducido al máximo, o sea que se persigue el máximo rendimiento.
- b. Debido a las grandes fluctuaciones del suministro (Ejm. los crudos livianos escasean en el mercado mundial y la disponibilidad tiende hacia los crudos pesados), los procesos de fabricación deben ser cada vez más flexibles. Esta flexibilidad respecto a las materias primas se extiende también hacia los productos, porque es posible que un producto que hoy se demanda, mañana puede disminuir o desaparecer, también las especificaciones de calidad se están tornando más y más exigentes ahora (Por ejem. sería ideal que tuviésemos una Gasolina sin plomo, un lubricante que rinda más kilometraje, un combustible bajo en azufre, etc.)
- c. Deben incluirse factores tales como la contaminación ambiental, precio y calidad de los subproductos, etc.

2. RESULTADOS DEL DESARROLLO TECNOLÓGICO VS. EL ALTO COSTO DEL CRUDO.

En este aspecto se analizó la posibilidad de obtener mayores rendimientos de lubricantes a partir de nuestros crudos, comparados con otros a nivel mundial, con la finalidad de determinar si estamos en situación competitiva. La respuesta a esta interrogante se halló en un estudio elaborado por el Instituto Francés de Petróleo que se presenta en los Anexos 3 y 4, cuyo resumen es el siguiente :

	Proceso Convencional. <u>Extracción Solventes.</u>	Hidrocracking <u>HDC-IFP</u>	Diferencia <u>a favor HDC</u>
<u>Crudo Kuwait</u>			
Carga a ODV (T/A)	1'021,939	609,480	412,509(40%)
Rend.Bases Lub.(T/A)	150,000	150,000	-0-
" " (X)	14.7	24.6	10%
<u>Crudo Corrientes-Perú</u>			
Carga a ODV(T/A)	1'276,206	642,106	634,100(50%)
Rend.Bases Lub.(T/A)	150,000	150,000	-0-
" " " (X)	11.8	23.4	11.6
<u>Crudo HCT-ONO-Perú</u>			
Carga a ODV (T/A)	(*)	789,007	
Rend.Bases Lub.(T/A)	(*)	150,000	
" " " (X)	(*)	19.0	

(*) IFP, recomendó que el crudo HCT-ONO no era adecuado en este proceso.

Los resultados demuestran que el proceso HDC utiliza, en todos los casos, menos crudo que el proceso convencional. Por ejemplo, en el caso peruano (Crudo Corrientes), el proceso HDC, utilizaría 634,100 T/A de crudo menos que el proceso convencional (50%); en el caso del Crudo Kuwait el ahorro sería del orden del 40%. Entonces, desde este punto de vista, el proceso HDC es más conveniente, aún en el caso de los mejores crudos del mundo como es el crudo Kuwait, se obtienen rendimientos 10% mayor respecto al proceso convencional.

3. COMPARACION DE LA FLEXIBILIDAD DE LOS PROCESOS

En el cuadro anterior se observó que si una planta seleccionara el proceso Convencional para crudo corrientes-peruano, y este se agotara; tendríamos que recurrir a la importación del crudo Kuwait o Zulia-Venezolano porque nuestro crudo HCT-ONO no podría utilizarse para tal fin. En cambio, si se seleccionara el proceso HDC, el tipo de crudo no es importante, solamente cambiaría la severidad del proceso y los volúmenes procesados. Por ejemplo, el proceso HDC, puede obtener 150,000 T/A de bases Lub. HVI a partir de 642,106 T/A de crudo corrientes ó 789,000 T/A de crudo HCT-ONO; entonces el diseño de las unidades de proceso estarían para la capacidades máximas y mínimas dadas por estos dos crudos. Cualquier mezcla de crudos que se procese caería en este rango.

En la Tabla N^o. 5 y 6 del Anexo N^o. 3, IFP reportó la gran flexibilidad del proceso HDC para distintos tipos de cargas; incluyendo los nafténicos como el Crudo LCT-ONO.

<u>PROCEDENCIA DEL CRUDO</u>	<u>TIPO DE CRUDO</u>
KUWAIT	INTERMEDIO
ZARZAITINE	PARAFINICO
ROMASHINO	AROMATICO
DESCONOCIDO	NAFTENICO

También el proceso es muy flexible en cuanto a sus condiciones de operación y tipo de operación. En el Anexo N^o. 2 se observa que una planta diseñada para producir lubricantes se puede operar para maximizar la producción de Diesel N^o. 2; aumentando la severidad del proceso. Ejm.: Para producir lubricante consumira 150 l/l de H₂ y para Diesel N^o 2 aumentara a 220 l/l.

4. COMPARACION DE LOS PROCESOS vs LA CALIDAD DE LOS PRODUCTOS

	<u>INDICE</u>	<u>VI</u>	<u>POUR POINT °C</u>		<u>VISC.cst A 212°F</u>		<u>NORMA REQ.</u>	
	<u>CONV.</u>	<u>HDC</u>	<u>CONV.</u>	<u>HDC</u>	<u>CONV.</u>	<u>HDC</u>	<u>PP</u>	<u>VISC.</u>
<u>CR. KUWAIT</u>								
D. LIV.	100	100	-18	-21	5.5	7.0	-12	5.3
D. FES.	100	100	-18	-21	12.3	14.0	-12	11.0
B. STOCK	95-100	95-100	-18	-21	32.0	55.0	-12	30-32
<u>CRUDO CORR.</u>								
D. LIV.	90-95	100	-15	-18	5.7	6.6	-12	5.3
D. FES.	90-95	100	-18	-18	13.5	15.2	-12	11.0
B. STOCK	90-95	100	-9	-15	54.0	54.0	-12	30-32
<u>CR. HCT-ONO</u>								
D. LIV.	-.-	100	-.-	-18	-.-	7.0	-12	5.3
D. FES.	-.-	100	-.-	-18	-.-	18.0	-12	11.0
B. STOCK	-.-	100	-.-	-15	-.-	55.0	-12	30-32

De este cuadro se concluye que la calidad de los productos obtenidos por el proceso HDC son superiores al del convencional; y superiores a los requeridos por las especificaciones SAE.

También se ha estudiado la cantidad de aditivos necesarios para cada caso.

La Tabla N°. 4 del Anexo N°. 3 reportan tales conclusiones. En resumen, debido a que la calidad de las bases, en el proceso HDC, son mejores; se logra un ahorro de casi 3% en peso respecto al proceso convencional.

Respecto a la mayor o menor duración del lubricante; se tuvo el siguiente reporte :

	<u>CONV.</u>	<u>HDC</u>	<u>REFERENCIA</u>
Duración (T.A.N.=21Hrs.	1,500-3,000	6,300-10,000	Tab. N°. 7
Pérdida Viscosidad (%)	27-34	4	Tab.N°.8 y 9
VI (30ML-30Min)	116-127	141-146	Tab.N°.8 y 9

Se observa que los aceites HDC duran más del doble que los convencionales (Max. 3000 Hrs. convencional vs 6300 Hrs. - HDC), esta duración se determinó hasta que la acidez alcance 2 Mg.KOH/g. (Total Acid Number: T.A.N. = 2). Por otro lado, también se observa que la pérdida de viscosidad después de la prueba de envejecimiento; con un rodaje en laboratorio (SHEARING 30 ML-30 MIN), fue menor para los aceites HDC (4% HDC vs 27% conv.).

Entonces podemos concluir que, en todo aspecto, los aceites HDC, son mejores que los convencionales. Incluso, debido a su larga duración, puede venderse a mayor precio que ellos.

5. DESCRIPCION DE PROCESOS

En el Perú no disponemos de plantas de producción de bases lubricantes HVI, ni un laboratorio donde podamos hacerlo. Entonces, en esta parte, me voy a remitir, nuevamente al trabajo que realizó el Instituto Francés de Petróleo, éste ha sido incluido como Anexos N°. 3 y 4 del presente trabajo.

5.1 PROCESO CONVENCIONAL.- El diagrama de flujo simplificado se muestra en la FIG. N°. 3.1:

- La Unidad de Vacío separa los distintos destilados a chorros en función de los diferentes grados de bases lubricantes deseados.
- El Desasfaltado con Propano prepara la carga para el Bright stock o base lubricante HVI - 650.
- La Etapa de Extracción con Furfural mejora los índices de viscosidad, color y el carbón Conradson, mediante la extracción de los aromáticos.
- La Etapa de Desparafinado remueve la cera a fin de lograr un bajo Punto de congelamiento de la base.
- El tratamiento final, mediante hidrogenación, mejora el color y la estabilidad del color, o sea la oxidación y estabilidad térmica.

5.2 CONTROLES MAS IMPORTANTES DE LAS DIFERENTES ETAPAS DEL PROCESO CONVENCIONAL.

5.2.1 UNIDAD DE VACIO

Separación rigurosa entre el fondo de vacío y el primer destilado pesado lateral. Esto es necesario para evitar la presencia de asfaltenos, ya que ocasionan problemas en las otras unidades, tales como:

- Dificultad en la Extracción con Furfural
- Dificultad en el Desparafinado
- Mayor desactivación de los catalizadores del hidroterminado final.

Por estas razones se requiere un diseño cuidadoso de la zona comprendida entre la zona flash y el plato de extracción del primer chorro o destilado pesado.

5.2.2 DESASFALTADO CON PROPANO. Fig. N°. 3.2

Ajustar la temperatura de extracción (60-70°C), de manera que se pueda lograr extraer toda la parafina pesada valiosa en la corriente de fondos de vacío, y a la vez una buena precipitación de los asfaltenos y resinas.

El producto resultante (aceite DAO), aceite desasfaltado, estará libre de metales y tiene un Carbono Conradson entre 1 a 2% en peso. Con el Crudo Corrientes se logró un rendimiento de 42% en esta etapa, y 50% con el crudo HCT-OND.

5.2.3 EXTRACCION CON FURFURAL - Fig. Nº. 3.3

Para eliminar los hidrocarburos de malas características viscosimétricas, como son los aromáticos, y se requiere un buen control de la relación Solvente/Aceite, la temperatura y gradiente de temperatura de la Columna de Extracción. El Solvente Furfural requiere también especial cuidado para evitar su oxidación con aire disuelta en la carga.

5.2.4 DESPARAFINADO - Fig. Nº. 3.4

El solvente empleado, Metil-Isobutil-Cetona (MEK ó MIBK), en mezcla con el Tolueno, precipita selectivamente los hidrocarburos parafínicos de alto punto de fusión, también se controla la relación Solvente/Aceite y la temperatura más baja posible a fin de precipitar tales hidrocarburos parafínicos. Esto se lleva a cabo en unos filtros rotativos al vacío.

5.2.5 HIDROTRATAMIENTO FINAL. - Fig. Nº. 3.5

Después de las etapas anteriores, el aceite tiene buenas características, menos el color y su estabilidad térmica, esto se logra en la etapa final de hidrotreatmento.

Las plantas antiguas lograban este objetivo con tratamiento de arcilla y posterior filtración. Los problemas que se presentaron para la evacuación de la arcilla gastada obligaron a abandonar esta ruta. Aplicando esta conclusión también podemos pensar en reemplazar nuestra Planta de Tratamiento final en Talara, abandonando el actual con arcilla por el de hidrotreatmento

En las unidades de hidrogenación, las variables más importantes son :

- Velocidad espacial (LHSV)
- Presión Parcial del hidrógeno (P_{H_2})
- Relación de Retorno de Hidrógeno (RH_2).
- Tiempo de Residencia (θ)

En general, el catalizador, es cualquier catalizador de hidrodesulfurización. Las condiciones de operación se establecen en función de la base lubricante deseada. Por ejemplo, el rango de presión variará de 30 a 150 atm, pero la mayoría de ellos operan de 50 a 60 atm, debido a que en esta etapa se corrigen los errores cometidos en las anteriores.

5.2.6 PERFORMANCE DEL ESQUEMA CONVENCIONAL

Las figuras Nos. 3.6 y 3.7 presentan los resultados típicos obtenidos con diferentes tipos de crudos en la etapa de Extracción con Solvente Fenol (similar a Furfural).

Se muestra que la naturaleza del crudo tiene una importancia preponderante. Los crudos con alto contenido de parafinas, como el de Pensylvania, son las mejores materias primas.

Para un índice de viscosidad de 95-100 se puede hallar rendimientos mayores de 80% con los destilados de crudo Pensylvania y casi nada con el crudo Tía Juana.

Con ello se demuestra que no todos los crudos se pueden utilizar en el proceso convencional.

Las pruebas de laboratorio efectuadas al crudo corrientes dieron un rendimiento de 76% en esta etapa, y el crudo HCT-OND no dió ningún resultado.

5.3 PROCESO HIDROCRACKING O HIDROTRATAMIENTO (HDC)

En este esquema (Figura N°. 3.8) el HDC, reemplaza a la Extracción con Furfural. Las principales variables de operación se muestra en la Tabla N°. 3.

El diagrama de bloques antes mencionado ya es una tecnología superada, varias Cías. disponen esquemas simplificados que aparecen en las figuras 3.9, 3.12 y 3.13 que son :

<u>NOMBRE DE LA CIA</u>	<u>NOMBRE DEL PROCESO</u>	<u>FIG. N°.</u>
IFP - BASF	IFP-LUBE-HIDROREFINING	3.9
GULF	GULF-HIDROTREATING	3.12
UNION OIL PRODUCT	UOP-UNIBON HYDROCRACKING	3.13

El fundamento del proceso es la hidrogenación catalítica de los aromáticos, luego el hidrocracking de los nafténicos y finalmente la Isomerización. La mejora del Índice de Viscosidad y del Punto de congelamiento se resume en la Figura N°. 3.15

No importando cual sea el crudo de origen se puede llegar al mismo resultado, como se muestra a continuación:

<u>CRUDO DE ORIGEN</u>	<u>REACCION PREPONDERANTE</u>	<u>PRODUCTO LOGRADO</u>	
		<u>IV</u>	<u>PP°C</u>
AROMATICO	HIDROS.+HIDROCRACK=ISOMERIZ.	110-140	-40°C
NAFTENICO	HIDROCRACK+ISOMERIZ.	110-140	-40°C
PARAFINICO	HIDROCRACK+ISOMERIZ.	110-140	-40°C

EL CATALIZADOR DE HIDROCRACKING

Es un catalizador llamado "BIFUNCIONAL" con base de soporte de sílica-Alúmina y un sulfuro metálico de Niquel-Molibdeno.

La selección del catalizador depende del tipo de carga; pero independientemente de esto; la función predominante será el de la hidrogenación, que cumple el sulfuro metálico, y que la función de cracking será controlado por el soporte. A este tipo de catalizadores se ha dado en llamar los catalizadores balanceados.

5.4 CONTROLES MAS IMPORTANTES EN EL PROCESO HDC

Los controles son similares a los del proceso convencional. El HDC. Tan solo es un hidrotratamiento más severo (mayor presión y Temp.) pero las variables son las mismas.

6. SELECCION TECNICA DE LOS PROCESOS

Dejando la comparación económica para otro capítulo, podemos concluir aquí con el siguiente resumen :

La Figura 3.11: Muestra que el proceso HDC, obtiene mayores rendimientos e índices de viscosidad, para un crudo promedio como el de Kuwait. Para el caso del crudo corrientes, los resultados fueron los siguientes

<u>TIPO DE PROCESO</u>	<u>REND. (%)</u>	<u>INDICE VISC. (VI)</u>	<u>REFERENCIA FIG.Nº.</u>
- Proceso Convencional	11.8	90-95	4.4
- " HDC	23.4	100	4.1

La Tabla N°. 4 muestra, para un crudo típico, partiendo con un mismo crudo se tendrá los siguientes resultados

<u>TIPO DE PROCESO</u>	<u>IV BASE</u>	<u>% MEJORADOR IV ANADIDO</u>	<u>IV LOGRADO LUB.SAE 30</u>
- Convencional	100	8.5	190
- Hidrocracking	141	6.2	195

En la Tabla N°. 6 se muestra los resultados para diferentes crudos (Tabla N°. 5), concluyéndose que los rendimientos que se obtendrían con cualquier carga serían aceptables en el proceso HDC, más no con el convencional.

Esto indica que una planta convencional construida para un crudo parafínico, tipo ZARZAITINE, tendría que cerrar, en caso de que dicho crudo se agote, y sólo haya disponible crudos aromáticos ó nafténicos.

Podemos concluir, también, diciendo: no importa qué tipo de crudo tengamos, siempre es posible obtener un buen rendimiento y un buen lubricante HVI por el proceso hidrocracking.

Otro factor importante que no debemos olvidar es que: "En el proceso convencional las bases lubricantes usualmente se comportan a través de los aditivos en una manera tal que está ligada a la naturaleza del crudo original".

Consecuentemente, un cambio en el crudo requiere otro reajuste en las formulaciones desarrolladas (paquete de aditivos).

Este defecto se reduce enormemente con el proceso HDC, porque el catalizador remodela las moléculas de cualquier tipo de crudo produciendo bases lubricantes de calidad uniforme.

Las Tablas Nos. 7, 8 y 9, muestran también que mediante el proceso HDC, a partir de un mismo crudo podemos obtener otros aceites tales como los turbinoles, los aceites hidráulicos y los aceites de transmisión, no así con el proceso convencional.

V. EVALUACION ECONOMICA

En el Anexo N°. 5, se presenta los cálculos detallados de los items que comprenden toda evaluación económica.

Del cuadro N°. 5.10 se puede concluir que el proceso Hidrocracking es más rentable, como se puede observar en los siguientes resultados :

	<u>PROCESO CONVENCIONAL</u>	<u>PROCESO HIDROCRACKING</u>
Periodo de Recupero (%)	5.60	5.20
VAN al 10% (MM.US\$/A)	29.40	67.84
TASA INTERNO RETORNO (%)	12.60	15.20
Margen Realización (US\$/Bbl.)	13.70(1)	33.13(1)
Costos Unitarios Operación (US\$/Bbl.)	4.31(2)	9.30(2)
Utilidad Bruta (US./Bbl.)	9.39(3)	23.83(3)
Utilidad Neta (US./Bbl.)	3.51(4)	9.56(4)

NOTAS :

- (1) Precio de Venta menos costo de crudo, ver cuadro 5.4
- (2) Sin incluir Depreciación ni intereses, ver cuadro 5.9
- (3) Margen de Realización menos costos de operación.
- (4) Después de Impuestos a la Renta.

VI. LOCALIZACION DE LA PLANTA

Estudiaremos las localidades de Conchán y RFTL, para el proceso Hidrocracking :

	FACTOR <u>PONDERANTE</u>	% ESTIMADO		VALOR PONDERADO	
		<u>RFTL</u>	<u>RFCO</u>	<u>RFTL</u>	<u>RFCO</u>
1. NECESIDADES SS.II.					
- Agua de Mar (GPM)	6500	50(1)	-	8(5)	-
- Agua Dulce (GPM)	2	100	100	0(5)	0
- Vapor 125N (GG/H)	35000	100	-	86(5)	-
- Electricidad (KW)	5200	50(1)	100	6(5)	13
- Combustible (MMSCFD)	2.7	100(2)	100(2)	0(5)	0
				<u>100(5)</u>	<u>13</u>
2. Unidades Ps.Aprovechables	10	(3)	(3)	-	-
3. Almacen General	10	100	50	10	15
4. Taller de Mantenimiento	30	100	50	30	15
5. Laboratorio	5	-	-	-	-
6. Oficinas Administrativas	10	50	50	5	5
7. Terreno	15	50(4)	40	8	6
8. Incentivos Legales-Descentr.	5	100	50	5	3
9. Cercanía a la Mat.Prima	5	100	100	5	5
10 Cercanía al mercado	10	-	100	-	10
TOTAL PONDERADO				<u>163</u>	<u>62</u>

NOTAS AL CUADRO :

- (1) No se dispone actualmente, pero podría considerarse en la Ampliación que se hará en breve.
- (2) En RFTL, hay disponibilidad de gas natural en RFCO, se utilizaría Residual N° 6, complicando la metalúrgia de los hornos.
- (3) No existen unidades aprovechables y de la capacidad requerida.
- (4) En RFTL existe el area del antiguo Craqueo Térmico.
- (5) $FACTOR\ PONDERANTE * \% ESTIMADO / (FACTOR\ POND * \% EST.SS.II) * 100$

VII CONCLUSIONES

1. El mercado peruano de lubricantes para el año 2,000, amerita capacidades aceptables en las distintas etapas del proceso de fabricación de lubricantes HVI (125,000 T/A).
2. Desde el punto de vista técnico-económico, el proceso Hidrocracking es el adecuado. Los principales ratios de rentabilidad económica son (ver Anexo 5):
 - Tiempo Recupero..... 5.2 años
 - VAN al 10%.....67.84 MM.US\$
 - TIR 15.20 %
3. La principal virtud del HDC es su gran flexibilidad a los distintos tipos de crudo y puede operarse para producir, ya sea Diesel Nº2, Turbo y/o lubricantes; mediante un adecuado diseño inicial y la selección de un catalizador conveniente. La regeneración del catalizador se realiza cada 6-12 meses; el cambio total se realiza cada 3 ó 4 años, cuando se desactiva completamente cada lecho fijo. El Crudo HCT-ONO es una buena carga, la mezcla con crudo Corrientes (Loreto) sería mucho mejor.
4. Mediante el Hidrocracking se logran mayores rendimientos con cualquier carga (Ej. 11.8% conv. vs 23.4% HD con crudo corrientes), ello hace que las capacidades de cada etapa sean menores, y principalmente reduce el consumo de crudo, a la mitad, respecto al proceso convencional. Todos estos factores reducen también los costos de inversión relativa y los costos de producción anual.
5. La calidad de los productos obtenidos superan las normas locales e internacionales, la alta calidad de las bases obtenidas por Hidrocracking permiten ahorros de casi 30% en los paquetes de aditivos para la formulación final de los aceites lubricantes. También se ha determinado que los lubricantes HDC, duran un promedio de 6,300 Hrs. de trabajo vs no más de 3,500 Hrs. del aceite convencional.
6. La localización óptima es la Refinería Talara, sobre todo, por la disponibilidad de Servicios Industriales (SS.II.), la evaluación de los factores locacionales rindió 163 puntos vs. 62 de RFCO. La única desventaja comparativa de RFTL es su lejanía al mercado.

VIII RECOMENDACIONES

1. Aprobar el presente estudio de prefactibilidad a fin de que se instale una planta productora de bases lubricantes por el proceso de Hidrocracking, por un monto de 296 MM.US\$.
2. Construir dicha planta en el área del antiguo craqueo térmico de RFTL y considerar la demanda adicional de agua de mar (6,500 GPM), vapor (35,000 Lb/Hr.), y Electricidad (5,200 KW), en los proyectos de ampliación de estos servicios.
3. Programar la visita de Ingenieros peruanos a las instalaciones de IFP, GULF ó UOP, con la finalidad de recabar información técnica para una buena selección de proceso. También enviar muestras de nuestros crudos reducidos a GULF y UOP para tener datos de rendimientos para compararlos con los del Inst. Francés; estos servirían de base para el estudio de factibilidad correspondiente.
4. En los estudios de factibilidad, incluir también el de la MODERNIZACION DE LAS INSTALACIONES DE BASES LUBRICANTES DE TALARA. La modernización pondría fuera de servicio las unidades de tratamiento con arcilla y filtración, en su lugar se instalaría el proceso de Hidrofinishing, con hidrógeno que se produciría conjuntamente para el Hidrocracking.
5. Contemplar en el diseño la adecuada selección de catalizador y capacidades de planta para dotarle de flexibilidad para maximizar la producción de lubricantes o Turbo-Kero-Diesel N°2.

IX ANEXOS

- ANEXO N°. 1 DEMANDA DE ACEITES LUBRICANTES EN EL PERU
- ANEXO N°. 2 FLEXIBILIDAD DE LOS PROCESOS
- ANEXO N°. 3 INGENIERIA DE PROCESOS
- ANEXO N°. 4 PRUEBAS A NIVEL DE LABORATORIO DE LOS CRUDOS CORRIENTES Y HCT-ONO PARA PRODUCIR BASES LUBRICANTES HVI.
- ANEXO N°. 5 CUADROS DE EVALUACION ECONOMICA.

ANEXO N°. 1

DEMANDA DE ACEITES LUBRICANTES EN EL PERU

FUENTE: Estudio efectuado por el Dpto. de Mercado Externo-
Gerencia de Area de Mercadotécnia.

CIFRAS: Barriles/año

	DATOS		REALES		PRONOSTICO-	
TIPO BASE LUBRICANTE	1972	1978	1985	1990	2000	
<u>DESTILADOS LIVIANOS:</u>						
HVI-55/SLN-100	2.0	5.0	6.8	9.1		
HVI-65	36.1	27.4	29.5	40.3		
HVI-95	8.1	11.5	13.3	18.2		
SPN.TB-160	1.0	4.2	3.4	4.6		
SPN.TB-235	0.6	0.9	37.8	51.0		
SUB-TOTAL D.L.	47.8	49.0	90.8	123.2	220.0	
<u>DESTILADOS PESADOS :</u>						
HVI-160B	167.5	173.5	191.8	261.7		
SPN.TB-500	1.5	3.1	8.2	11.1		
SUB-TOTAL DP	169.0	176.6	200.0	272.8	480.0	
<u>BRIGHT STOCKS :</u>						
HVI-650	48.5	51.1	42.4	57.9		
SPB-150	0.0	0.0	25.3	34.4		
SUB-TOTAL BS	48.5	51.1	67.7	92.3	165.0	
TOTAL HVI= DL+DP+BS	265.3	276.7	358.5	488.3	865.0	
<u>TOTAL MVI</u>						
TOTAL MVI	32.4	16.8	19.3	21.3	28.5	
<u>TOTAL LVI</u>						
TOTAL LVI	72.9	53.3	84.7	106.8	190.0	
GRAN TOTAL PAIS	<u>370.3</u>	<u>346.8</u>	<u>452.8</u>	<u>616.4</u>	<u>1083.5</u>	

ANEXO No. 2

FLEXIBILIDAD DE LOS PROCESOS

I N D I C E

TABLE No. 2.1 PROCESO HYDROCRACKING DE UNA ETAPA
INSTITUT FRANCAIS DU PETROLE

TABLE No. 2.2 HIDROCRACKING PARA PRODUCCION DE LUBRICANTES
INSTITUT FRANCAIS DU PETROLE - UNA ETAPA.

- RENDIMIENTOS DEL DAO. PARA BASE DE 95 IV.

- RENDIMIENTOS DEL DAO. PARA BESE DE 132 IV.

TABLE No. 2.3 REFINERIA ADELAIDE PARA LUBRICANTES
(AUSTRALIA) - PROCESO CONVENCIONAL

VISION CLARA DEL TANCAJE NECESARIO.

TABLA No 2.1

PROCESO HIDROCRACKING DE UNA ETAPA
(INSTITUT FRANCAIS DU PETROLE)

DIAGRAMA DE FLUJO SIMPLIFICADO

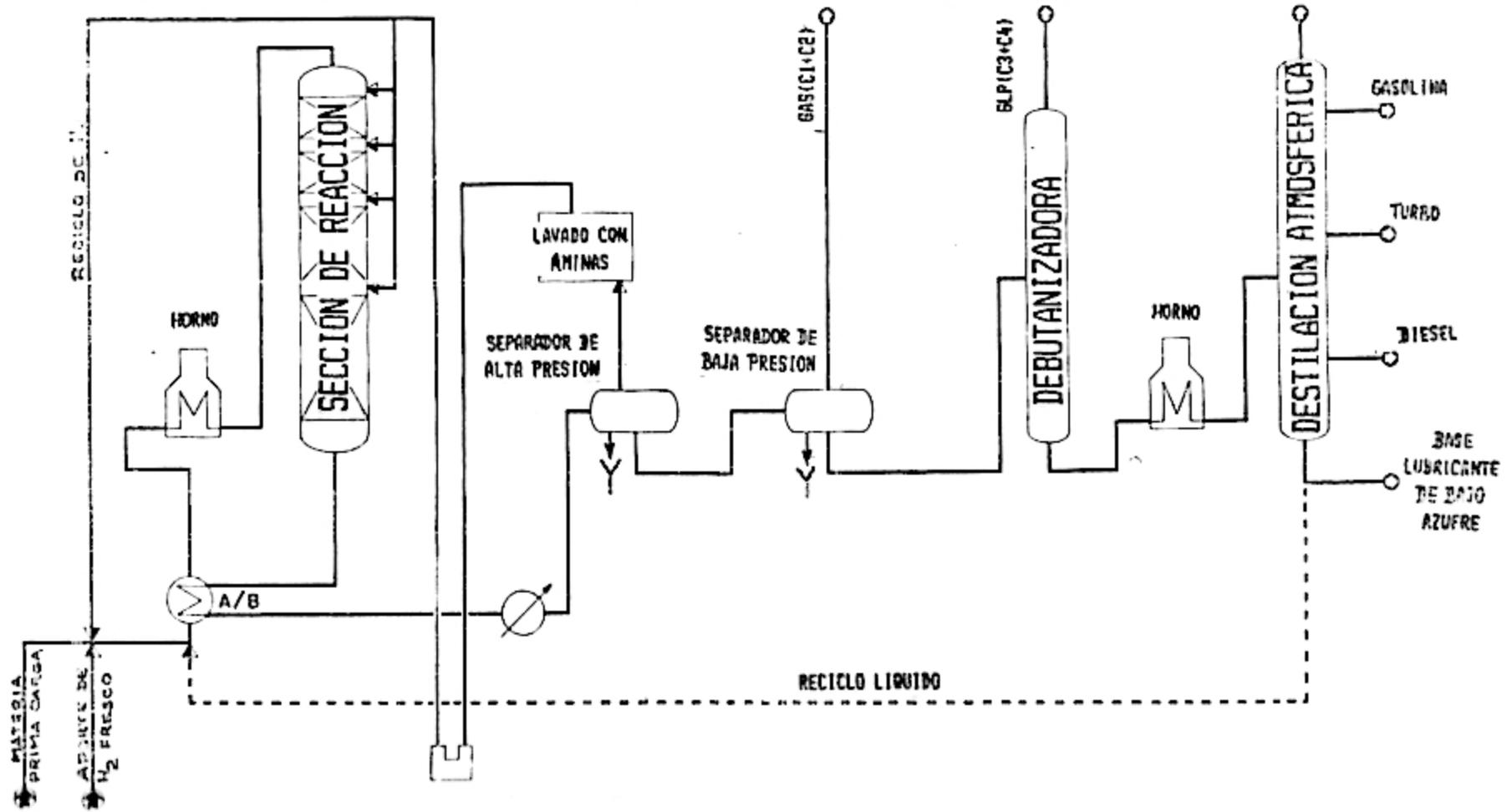
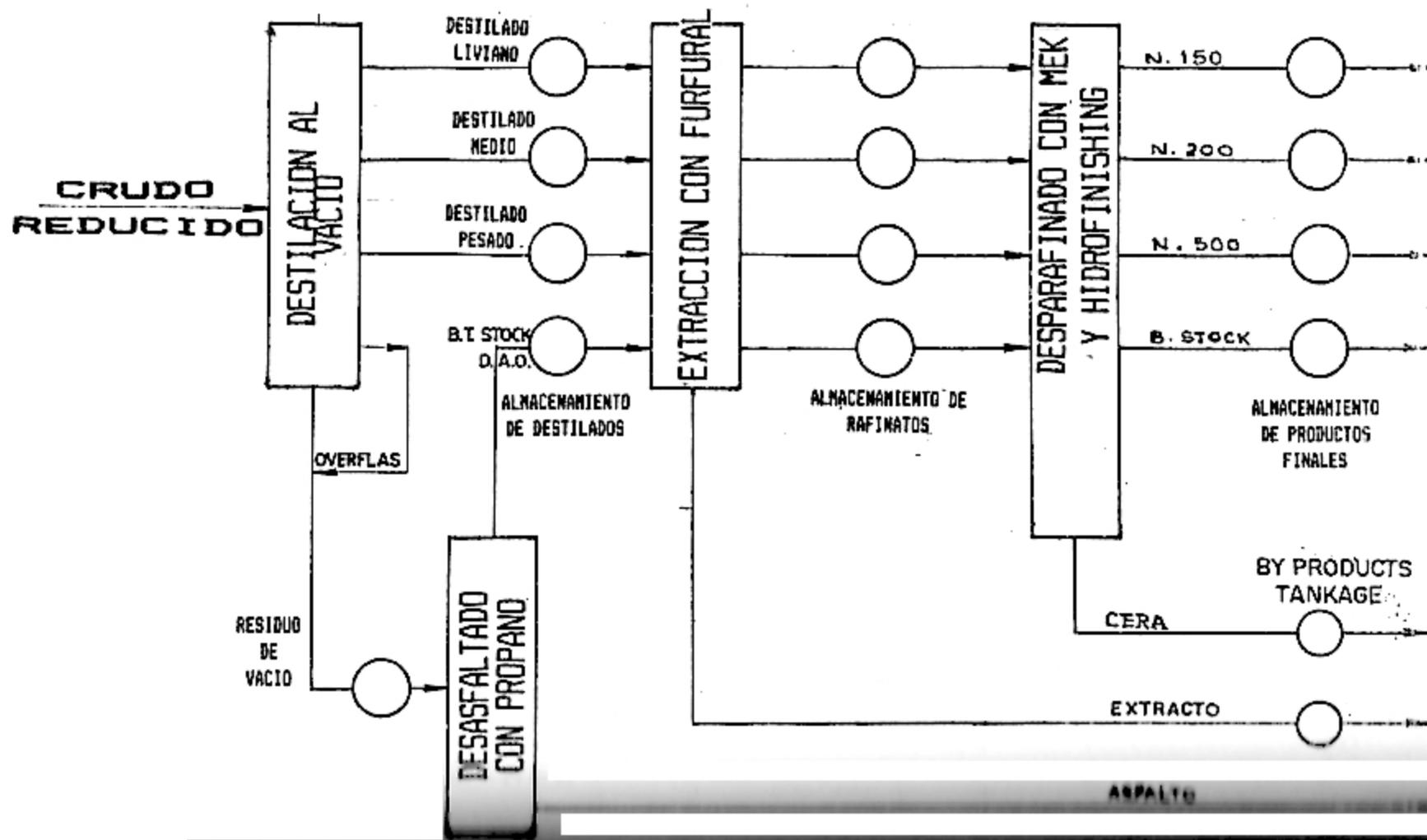


TABLA No 2.3

REFINERIA ADELAIDE (AUSTRALIA)
PROCESO CONVENCIONAL PARA
LUBRICANTES HVI



REFERENCIAS BIBLIOGRAFICA

1. W.L.NELSON.- Petroleum Refinery Engineering, Mc Graw Hill-Kogakusha, Tokio, 1968.
2. P.WUITHIER.- El petróleo: Refino y Tratamiento Químico, Cepsa, Madrid, Tomo I, 1971.
3. C.R.NOLLER.- Química Orgánica, Editorial Interamericana, México, 1968.
4. J.H.PERRY.- Chemical Engineering Handbook, Mc Graw Hill-Kogakusha, Tokio, 1968.
5. M.SITTIG.- Catalysts and Catalytic Processes, Reinhold Publishing Co.,28-35, 1969.
6. D.H.STORMONT.- "Synthetic zeolites offer a unique Properties", Raffinage, Julio 1962.
7. R.MONTARNAL.- "Plan d' experimentation cinetique a hidrocracking", Div. Chimie, IFP, Raffinage, Julio 1962.
8. A.BILLON.- "Ways for Lube Oils Manufacturing", Institut Francais du Pétrole", Mayo 1978.
9. L.KERDRAON.- "Lube Oil evaluation Corrientes and Talara-HCT crudes", Industrial Direction, Institut Francais du Pétrole, TEC-MAN-060-80, Marzo 1981.
10. J.A.KENT.- Riegel's Handbook of Industrial Chemiistry, Van Nostrand Reinhold Co., New York, 1974.
11. M.ALVAREZ L.- "Factibilidad del Hidrocracking en el Perú", Tesis, Universidad Nacional de Ingenieria, 1973.
- 12.-P.HOFFMAN.- Microsoft Word a su alcance, Osborne-Mc Graw Hill, México, 1986.
- 13.-J.J.OCONORS.- Standard Handbook of Lubrication, Mc. Graw Hill Book Company.
- 14.-PETROPERU S.A.- Manual de Productos 1987, Div. Técnica Dpto. de Mercadotécnica - Operaciones Comerciales.

M. Alvarez L.