

131
29.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE QUIMICA

“DESARROLLO DE PROGRAMAS DE CALCULO DE PROPIEDADES PSEUDO-CRITICAS DE MEZCLAS CONTINUAS”

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO QUIMICO
P R E S E N T A :
PAULO CESAR PEREZ GARCIA



MEXICO, D. F.

261548



EXAMENES PROFESIONALES
FAC. DE QUIMICA

1998.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Jurado asignado :

Presidente	Prof. Martínez Ortiz Graciela
Vocal	Prof. Silva Pichardo Genovevo
Secretario	Prof. Barragán Aroche José Fernando
1er suplente	Prof. Galicia Pineda María Luisa
2do suplente	Prof. Carranco Pérez Ana Isabel

Sitio donde se desarrolló el tema:

**Departamento de Ingeniería Química
Edificio de Ingeniería Química
Conjunto "E", Facultad de Química**

Asesor:

M. en I. José Fernando Barragán Aroche

Sustentante:

Paulo César Pérez García

Agradecimientos ...

A mis padres, por haberme dado el regalo de la vida.

A Fernando, por haber compartido mi infancia y mi vida entera.

A todos mis familiares, por estar siempre en disposición de ayudarme.

A mis amigos, por estar siempre presentes cuando los he necesitado y por compartir todos esos momentos inolvidables en nuestras vidas.

A mis enemigos, por hacerme más fuerte.

A la Universidad de México, por haberme dado la oportunidad experimentar el sentir universitario.

A la Facultad, por todas las enseñanzas que van más allá de un conocimiento científico.

A mis maestros, por haberme formado académicamente, y en especial a aquellos que también me formaron como persona.

Al M. en I. José Fernando Barragán Aroche, por haber confiado en mí y por todo su respaldo brindado para la realización de este trabajo.

Al Instituto Mexicano del Petróleo, por el apoyo otorgado para el desarrollo de esta tesis.

A todas aquellas personas que no recuerdo, pero sus acciones me han ayudado a estar aquí en este momento.

... Universitarios icemos siempre airoso
el pendón victorioso de la Universidad
por su Azul y Oro luchemos sin cesar
cubriendo así de gloria su nombre inmortal ...

... Winning is not foruitous; it is usual.
You don't win once in a while,
you don't do good stuff once in a while,
they're always well done.
Winning is an habit.
Unfortunately, loosing is also an habit ...

Vince Lombardi

... Con el sudor de tu rostro comerás
el pan hasta que vuelvas a la tierra,
porque de ella fuiste tomado,
pues polvo eres, y al polvo volverás ...

Gn. 3. 19

Je suis comme le roi d'un pays pluvieux,
Riche, mais impuissant, jeune et pourtant très-vieux,
Et les dames d'atour, pour qui tout prince est beau,
Ne savent plus trouver d'impudique toilette
Pour tirer un souris de ce jeune squelette . . .

Charles Baudelaire

Did you have a good world when you died?
Enough to base a movie on?

James Douglas Morrison

En el juego se apoya al ser,
porque el hombre solo accede al juego
cuando es plenamente hombre y es tal,
solo cuando juega.

Schiller

INDICE

	Página
1.- INTRODUCCIÓN	1
2.- USOS DEL PETRÓLEO	6
2.1. El origen y composición del petróleo	8
3.- REFINACIÓN DEL PETRÓLEO	10
3.1. Descripción de una refinería	11
3.2. Descripción de una planta de destilación combinada de petróleo	13
3.3. Productos obtenidos en la destilación primaria	20
4.- CARACTERIZACIÓN DE LAS FRACCIONES DEL PETRÓLEO	22
4.1. Métodos de caracterización	27
4.2. Puntos de ebullición promedio	28
5.- CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO Y SUS FRACCIONES POR CURVAS DE DESTILACIÓN	33
5.1. Métodos experimentales de destilación por lotes	34
5.2. Caracterización del petróleo	43
6.- RUTINAS DE CARACTERIZACIÓN	46
6.1. Descripción del algoritmo	51
6.2. Descripción y ejemplos de los algoritmos de caracterización	54
7.- CONCLUSIONES	66

INDICE (Continuación)

ANEXO A (TIPOS DE HIDROCARBUROS MÁS COMUNES EN EL
PETROLEO SEGÚN EL API PROJECT 6)

ANEXO B (DESCRIPCIÓN DE UN ENSAYO DE LABORATORIO)

ANEXO C (ENSAYO DE CRUDO OLMECA)

ANEXO D (CARACTERÍSTICAS DE LAS MUESTRAS)

ANEXO E (GRÁFICAS DE RESULTADOS)

ANEXO F (DESCRIPCIÓN DE LAS SUBROUTINAS DEL PROGRAMA
CRUDO)

BIBLIOGRAFÍA

INDICE DE TABLAS

TABLA	NOMBRE	PAGINA
3.1	Principales procesos de refinación	13
4.1	Propiedades del crudo mexicano extraído de distintos yacimientos	25
4.2	Propiedades del crudo extraído de distintos yacimientos del mundo	26
5.1	Métodos para la destilación del petróleo y sus productos	35
5.2	La destilación del petróleo y sus fracciones según especificación ASTM D86	37
5.3	Métodos de interconversión de curvas de destilación	42
5.4	Métodos de caracterización de petróleo crudo y sus fracciones	45
6.1	Identificación de las muestras de crudo	47
6.2	Métodos más parecidos a los resultados de ASPEN	48
6.3	Correlaciones para la caracterización de crudo	50
6.4	Resumen de las subrutinas del programa <i>CRUDO</i>	52

INDICE DE FIGURAS

FIGURA	NOMBRE	PAGINA
1.1	Estructura del programa EQFASES	4
1.2	Esquema del programa CRUDO	5
3.1	Diagrama de bloques de una refinería	12
3.2	Planta de destilación primaria	14
3.3	Planta de destilación al vacío	15
3.4	Planta reformadora de nafta	16
3.5	Planta reductora de viscosidad	17
5.1	Curvas de destilación ASTM, TBP y EFV	41
6.1	Diagrama de flujo del programa CRUDO	56
6.2	Diagrama de flujo de la subrutina MENU	58
6.3	Diagrama de flujo de la subrutina CONTROL	60
6.4	Diagrama de flujo de la subrutina MeABP	61

INDICE DE GRÁFICAS

GRÁFICA	NOMBRE	PAGINA
1	Comparación Tc ASPEN vs Tc CRUDO	62
2	Comparación Pc ASPEN vs Pc CRUDO	63
3	Comparación PM ASPEN vs PM CRUDO	64
4	Comparación ω ASPEN vs ω CRUDO	65

CAPITULO 1

Introducción

Objetivo

El programa desarrollado en este trabajo tiene como objetivo el cálculo de las propiedades termodinámicas y físicas requeridas para caracterizar un petróleo crudo con la cantidad mínima de información proporcionada por el laboratorio, consistente en una curva de destilación (cualquiera que ésta sea, ya que el programa también transformará curvas TBP en ASTM y viceversa) y la densidad de la muestra (o gravedad API), y con esto aumentaremos las capacidades del programa EQFASES.

En la división de estudios de posgrado de la Facultad de Química de la U.N.A.M. se desarrolla un proyecto que consiste en la elaboración de un programa que calcule el equilibrio físico de una sustancia pura o mezclas empleando como modelos termodinámicos algunas ecuaciones de estado cúbicas ^(1, 2), así como los balances de materia y energía involucrados en algunas operaciones típicas de la ingeniería química. Este proyecto se conoce con el nombre de "EQFASES".

El programa resultante de este proyecto estará disponible para las instituciones de educación superior que imparten la carrera de ingeniería química en la república mexicana, y a la industria de procesos en general, como una alternativa adicional a los paquetes comerciales de cálculo de propiedades termodinámicas.

El proyecto se encuentra estructurado en las siguientes etapas:

I) Cálculo de propiedades y relaciones de equilibrio.

1. - Rutinas de cálculo de las siguientes propiedades termodinámicas:

- a) Entalpía
- b) Entropía
- c) Energía de Gibbs
- d) Coeficientes de fugacidad

Todo esto tanto para la fase líquida como para vapor.

2. - Rutinas para el cálculo de relaciones termodinámicas de equilibrio:

- a) Equilibrio líquido-vapor
- b) Equilibrio líquido-líquido
- c) Equilibrio líquido-líquido-vapor

II) Cálculo del balance de materia y energía de una vaporización instantánea (*flash*).

- a) Cálculo del *flash* a temperatura y presión constante.
- b) Cálculo del *flash* a temperatura y entalpía constante.
- c) Cálculo del *flash* a temperatura y relación V/F constante.
- d) Cálculo del *flash* a presión y relación V/F constante.
- e) Cálculo de puntos incipientes:

- Temperatura de burbuja
- Temperatura de rocío
- Presión de burbuja
- Presión de rocío

III) Cálculo de parámetros y propiedades de mezclas específicas.

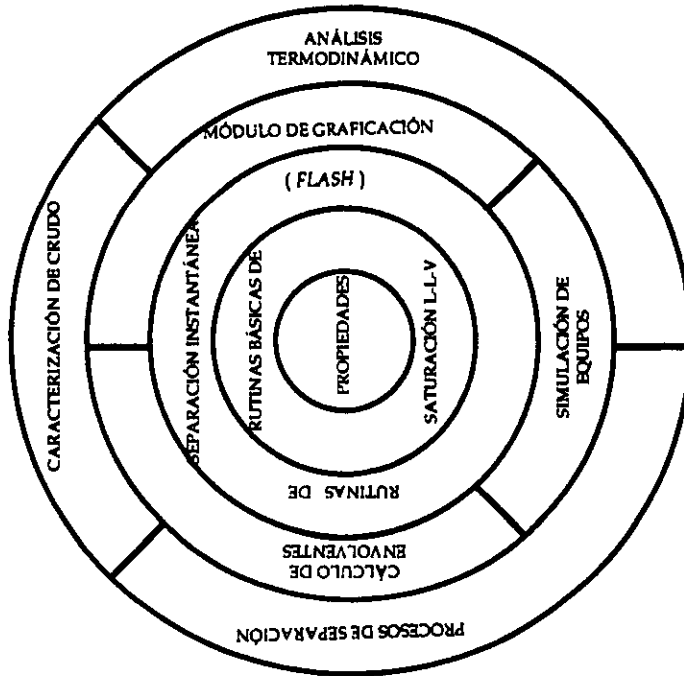
- a) Determinación de compuestos puros.
- b) Determinación de parámetros de interacción binarios para sistemas multicomponentes.
- c) Caracterización de petróleo crudo y sus fracciones.

IV) Balances de materia y energía en equipos.

- a) Balance de materia y energía en equipos de proceso.
- b) Análisis termodinámico de procesos (uso eficiente de energía).

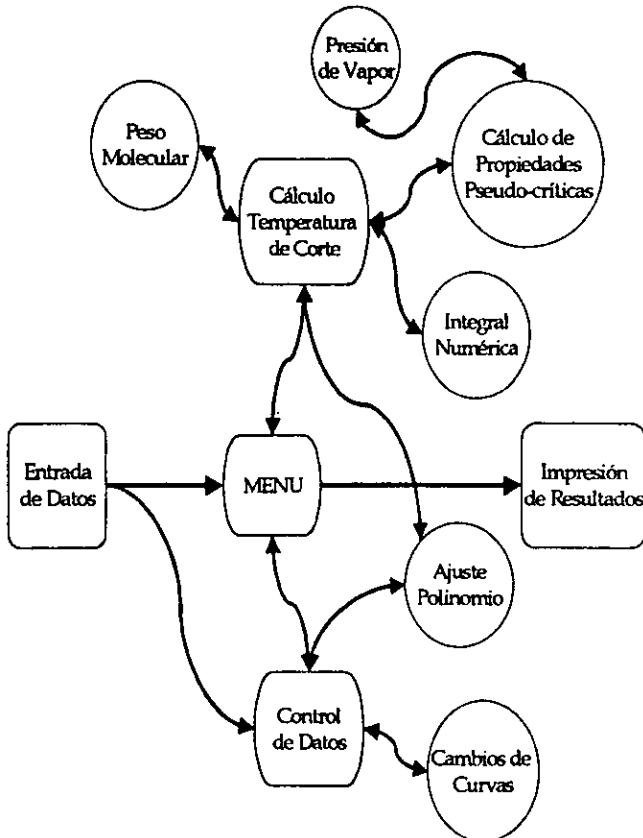
Para la generación de EQFASES se sigue el esquema de la programación estructurada, y de esta manera se permite flexibilidad en el programa, aprovechando al máximo las ventajas que este pueda proporcionar. En la FIGURA 1.1 se muestra la estructura del proyecto EQFASES a través de un esquema donde la capa inicial, y corazón del programa, lo constituyen las rutinas para el cálculo de propiedades con ecuaciones de estado.

FIGURA 1.1. Estructura del programa EQFASES.



Debido a que las curvas de destilación que se determinan en las refinerías siguen procedimientos definidos, se considera que la información obtenida del laboratorio ha sido revisada y corregida según los estándares ASTM o API antes de ser alimentada al programa. Con esta información se calculan las temperaturas de ebullición de las fracciones, gravedad específica y el factor de caracterización. Estos datos son importantes para el cálculo de propiedades pseudo-críticas, presión de vapor, factor acéntrico y capacidad calorífica (C_p). Estas propiedades son necesarias para el cálculo del equilibrio líquido-vapor para el petróleo crudo o sus fracciones dentro del programa EQFASES. Con los datos obtenidos es posible realizar el diseño de diversos equipos para la industria de refinación y petroquímica. La FIGURA 1.2 muestra la estructura general del programa desarrollado que se denomina *CRUDO*.

FIGURA 1.2. Esquema del programa *CRUDO*



CAPITULO 2

Usos del petróleo

El petróleo se conoce desde la prehistoria. La Biblia lo menciona como betún o como asfalto; también los indígenas de la época precolombina en América conocían y usaban el petróleo que les servía de impermeabilizante para sus embarcaciones. Durante varios siglos los chinos utilizaron el gas del petróleo para la cocción de alimentos. Sin embargo, antes de la segunda mitad del siglo XVIII las aplicaciones del petróleo eran muy pocas.

Fue el coronel Edwin L. Drake quien perforó el primer pozo petrolero del mundo en 1859, en Estados Unidos, logrando extraer petróleo de una profundidad de 21 metros. También, fue Drake el primero quien ayudó a crear un mercado para el petróleo al lograr separar kerosina del mismo. Este producto sustituyó al aceite de ballena empleado en aquella época como combustible en las lámparas, cuyo consumo estaba provocando la desaparición de estos animales.

Pero no fue sino hasta 1895, con la aparición de los primeros automóviles, que se necesitó la gasolina. En vísperas de la Primera Guerra Mundial, ya existían en el mundo más de un millón de vehículos consumidores de gasolina. En efecto, la verdadera proliferación de automóviles se inició cuando Henry Ford lanzó en 1922 su famoso modelo "T". Ese año había 18 millones de automóviles; para 1938 el número subió a 40 millones, en 1956 a 100 millones y para 1964 a más de 170 millones. Lógicamente el consumo de petróleo crudo para satisfacer la demanda de gasolina ha crecido en la misma proporción. Se dice que en la década de 1957 a 1966 se utilizó casi la misma cantidad de petróleo que en los 100 años anteriores.

Posteriormente, se desarrollaron los motores de turbina (jets) empleados ahora en los aviones comerciales, civiles y militares. Esos motores usan el mismo combustible que las lámparas del siglo pasado, pero con bajo contenido de azufre y bajo punto de congelación, que se llama turbosina.

Otra fracción del petróleo crudo que sirve como energético es la de los gasóleos, que antes de 1910 formaba parte de los aceites pesados que constituían los desperdicios de las refinerías. El consumo de los gasóleos como combustibles inició en 1910 cuando el almirante Fisher de la flota británica ordenó que se sustituyera el carbón por el gasóleo en todos sus barcos. El mejor argumento para tomar tal decisión lo constituyó la superioridad calorífica de éste con relación al carbón mineral, ya que el gasóleo genera aproximadamente 10 500 cal/kg., mientras que un buen carbón solo proporciona 7 000 cal/kg. Mas tarde, se extendió el uso de este energético en la marina mercante, en los generadores de vapor, en los hornos industriales y en la calefacción casera.

El empleo del gasóleo se extendió rápidamente a los motores Diesel. A pesar de que Rudolph Diesel inventó el motor que lleva su nombre, poco después de que se desarrolló el de combustión interna, su aplicación no tuvo gran éxito pues estaba diseñado originalmente para trabajar con carbón pulverizado. Cuando al fin se logró separar la fracción ligera de los gasóleos, a la que se llamo diesel, el motor de Diesel empezó a encontrar un amplio desarrollo. La principal ventaja de los motores diesel en relación con los motores de combustión interna estriba en el hecho de que son más eficientes, ya que producen mas trabajo mecánico por cada unidad de combustible. Es de todos conocido que nuestros automóviles solo aprovechan del 22% al 24% de la energía consumida, mientras que en los motores diesel este aprovechamiento es aproximadamente del 35%. Por lo tanto, estos motores encontraron rápida aplicación en barcos de la marina militar y mercante, en las locomotoras de los ferrocarriles, en los camiones pesados y en los tractores agrícolas.

Pero, a pesar de todos los usos que tiene el petróleo, se observa claramente que el mayor consumidor de estos energéticos es el automóvil.

2.1. El origen y composición del petróleo

Existen varias teorías sobre la formación del petróleo. Sin embargo, la mas aceptada es la teoría orgánica que supone que se originó por la descomposición de los restos de animales y plantas acumuladas en el fondo de lagunas y en el curso inferior de los ríos. Esta materia orgánica se cubrió paulatinamente con capas cada vez mas gruesas de sedimentos, al abrigo de los cuales, en determinadas condiciones de presión, temperatura y tiempo, se transformó lentamente en hidrocarburos, con pequeñas cantidades de azufre, oxígeno, nitrógeno, y trazas de metales como fierro, cromo, níquel y vanadio, cuya mezcla constituye el petróleo crudo. Estas conclusiones se fundamentan en la localización de los mantos petroleros, ya que todos se encuentran en terrenos sedimentarios.

Naturalmente, existen otras teorías que sostienen que el petróleo es de origen inorgánico o mineral. Sin embargo, estas proposiciones tampoco se han aceptado en su totalidad. Una versión interesante es la que publicó Thomas Gold en 1986. Este científico europeo afirma que el metano que suele encontrarse en grandes cantidades en los yacimientos petroleros, se pudo haber generado a partir de los meteoritos que cayeron durante la formación de la tierra hace millones de años. Los argumentos que presenta están basados en que se han encontrado en varios meteoritos mas de 40 productos químicos semejantes al kerógeno, que se supone es el precursor del petróleo.

Podemos concluir que a pesar de las innumerables investigaciones que se han realizado, no existe una teoría infalible que explique sin lugar a dudas el origen del petróleo pues ello implicaría poder descubrir los orígenes de la vida misma.

El petróleo es un líquido viscoso cuyo color varía entre amarillo y pardo oscuro hasta negro con reflejos verdes. Además tiene un olor característico, no es miscible en agua y es menos denso que ésta. El petróleo es una mezcla de hidrocarburos, que son compuestos que contienen en su estructura molecular carbono e hidrógeno principalmente. El número de átomos de carbono y la forma en la que están colocados dentro de las moléculas de los diferentes compuestos proporciona al petróleo diferentes propiedades físicas y químicas. Así se tiene que los compuestos de uno a cuatro átomos de carbono son gaseosos, los que contienen de 5 a 20 son líquidos, y los de mas de 20 son sólidos a temperatura ambiente.

El petróleo crudo varía mucho en su composición, lo cual depende del tipo de yacimiento donde provenga, pero en promedio se puede considerar que contiene entre 83 y 86% de carbono y entre 11 y 13% de hidrógeno. Mientras mayor sea su contenido de carbono en relación con el de hidrógeno, mayor es la cantidad de productos pesados que tiene el crudo. Esto depende de la antigüedad y de algunas características de los yacimientos. No obstante se ha comprobado que entre mas viejos son, menos hidrocarburos líquidos tiene en su composición.

Por lo general, el petróleo tal y como se extrae de los pozos no sirve como energético ya que requiere de altas temperaturas para arder, pues el crudo en sí esta compuesto de hidrocarburos de mas de cinco átomos de carbono, es decir, hidrocarburos líquidos. Por lo tanto, para poder aprovecharlo como energético es necesario separarlo en diferentes fracciones que constituyen los diferentes combustibles como la gasolina, turbosina, diesel, gasóleo ligero y gasóleo pesado.

Los métodos que se llevan a cabo para su separación se describirán en el siguiente capítulo.

CAPITULO 3

Refinación del petróleo

Con la finalidad de explicar el uso e importancia de los productos obtenidos de la destilación del petróleo crudo, en este capítulo se presenta una breve descripción de los procesos de una refinería típica.

3.1. Descripción de una refinería

Una refinería tiene como objetivo separar los componentes del petróleo crudo, para obtener combustibles y productos comerciales de uso habitual en la vida diaria. En la mayoría de las refinerías se generan como productos principales los siguientes:

- gases licuados, propano y butano
- gasolinas
- turbosina
- kerosina y diafano
- diesel
- combustóleo
- asfaltos (para la producción de lubricantes)
- productos intermedios (azufre, alcohol isopropílico, etc.)

Para su uso interno una refinería genera normalmente:

- hidrógeno
- gas combustible
- propileno
- butano-butileno
- isobutano e isopentano

En algunos casos energía eléctrica y vapor de alta, media y baja presión.

En la FIGURA 3.1 se presenta un diagrama de bloques de una refinería típica, y en la TABLA 3.1 se indica cual es el objetivo de cada una de las plantas que se muestran en la FIGURA 3.1.

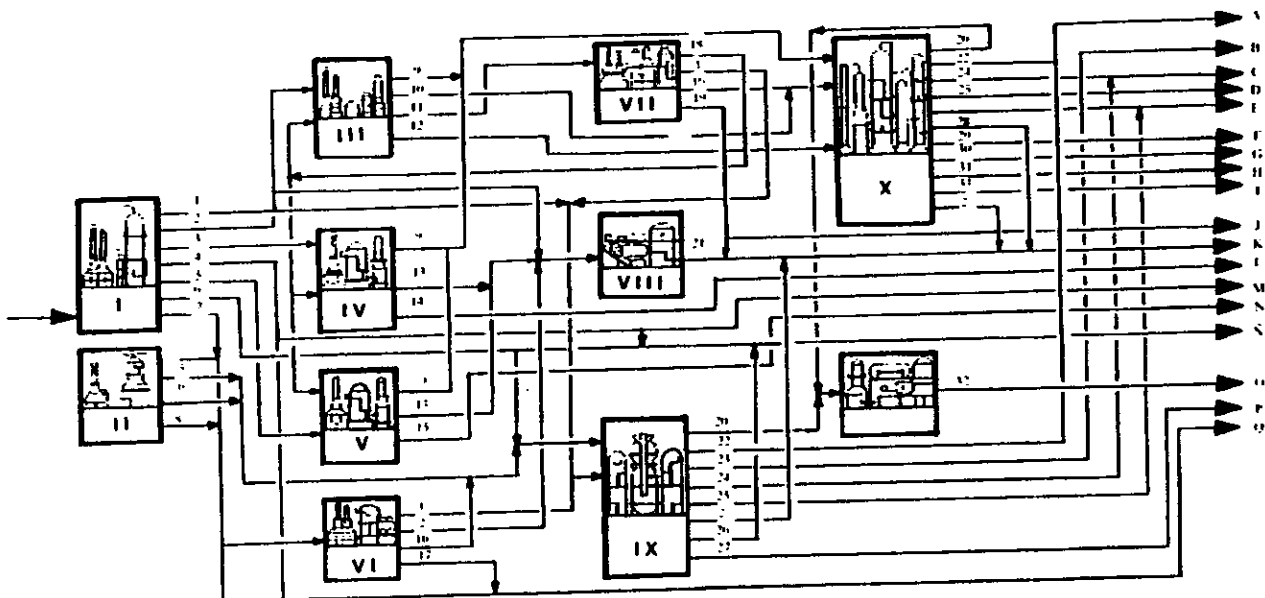


FIGURA 3.1. Diagrama de bloques de una refinera.

CORRIENTE PRODUCTO	CORRIENTE PRODUCTO	CORRIENTE PRODUCTO	NUMERO PLANTA
1 Gas Húmero	17 Residuo	33 Gas Natío	O Azufre
2 Gasolina	18 Hidrógeno	A Gas combustible	P Carga e Negromes
3 Turbosina Base	19 Gasolina Reformada	B Propileno e acrílonitrilo	Q Combustóleo
4 Kerosina	20 Gas Ácido	C Propano	I Sección de Destilación Primaria
5 Gasóleo Ligero	21 Gasolina Dulce	D Butano	II Sección de Destilación al Vacío
6 Gasóleo Pesado	22 Gas Seco	E Gas licuado	III Hidrosulfuradora de Naftas
7 Residuo Primario	23 Propileno	F Hexano	IV Hidrosulfuradora de Destilados Intermedio
8 Residuo de Alto Vacío	24 Propano	G Heptano	V Hidrosulfuradora de Destilados Intermedio
9 Gas Amargo	25 Butano-Butileno	H Gasolvente	VI Reductora de Viscosidad
10 Gas Licuado	26 Aceite Clarifco Ligero	I Gas natío	VII Reformadora de Naftas
11 Gasolina Dulce	27 Aceite Decantado	J Gasolina reformada	VIII Tratamiento Cástico de Gasolina
12 Hexanos Pesados	28 Pentano	K Gasolina reformada	IX Catalítica
13 Ligeros	29 Hexanos Pesados	L Turbosina	X Gas LP
14 Turbosina	30 Heptano	M Dieselno	XI Azufre
15 Diesel Especial	31 Gasolvente	N Diesel especial	
16 Gasóleo	32 Azufre	N Diesel nacional	

TABLA 3.1. Principales procesos de refinación

PROCESO	DESCRIPCIÓN
Destilación combinada	Se realiza una destilación atmosférica y una al vacío para obtener: gasolina, turbosina, kerosina, diesel y gasóleo; algunos se usarán en otros procesos.
Desintegración catalítica	Se genera una mayor cantidad de combustibles aprovechando que los hidrocarburos contenidos en los gasóleos sufren una reacción de descomposición catalizada para obtener selectividad en la reacción.
Reformación	Su finalidad es aumentar el octanaje de las gasolinas para dar las características de explosividad requeridas para las gasolinas.
Reductora de viscosidad	Tiene la misma finalidad que la desintegración catalítica, pero se efectúa sin catalizador, por lo que se tiene un menor control sobre la reacción.
Estabilización de gasolinas	Sirve para separar el gas licuado y seco de las gasolinas obtenidas en la destilación combinada.
Hidrodesulfuración	Se eliminan azufre, nitrógeno y oxígeno en una reacción de hidrogenación catalítica.
Recuperación de azufre	Su objetivo es aprovechar el gas ácido proveniente de otros procesos para obtener azufre.

3.2. Descripción de una planta de destilación combinada de petróleo

El primer proceso que sufre el petróleo crudo para ser transformado en combustibles aprovechables es la destilación atmosférica (o destilación primaria). Muchos de los productos que se obtienen de esta planta son alimentados a otras plantas de la refinería para generar los productos que se mencionan en la FIGURA 3.2. Cuando la destilación primaria y la destilación al vacío del petróleo crudo se llevan a cabo en una sola unidad se le denomina destilación combinada de petróleo crudo. Una planta de destilación combinada utiliza un proceso de dos etapas con una o más torres estabilizadoras y dos o más hornos (uno para la torre atmosférica y uno para la torre de vacío). En las FIGURAS 3.2 a 3.7 se muestran diversas plantas de destilación y procesamiento de crudo y sus productos.

FIGURA 3.6

PLANTA REDUCTORA DE VISCOSIDAD

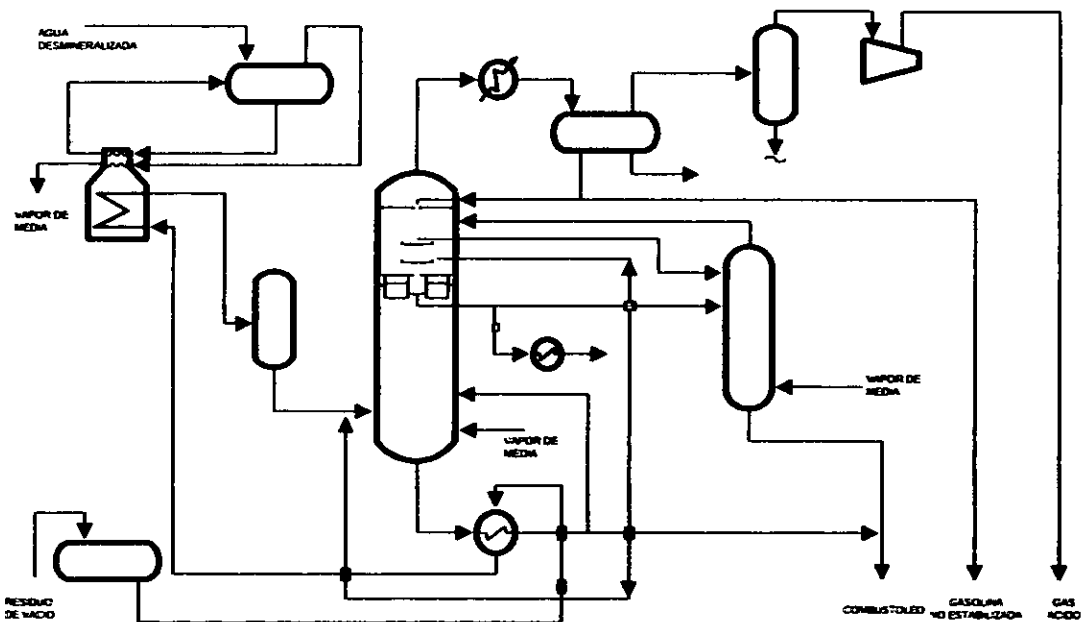
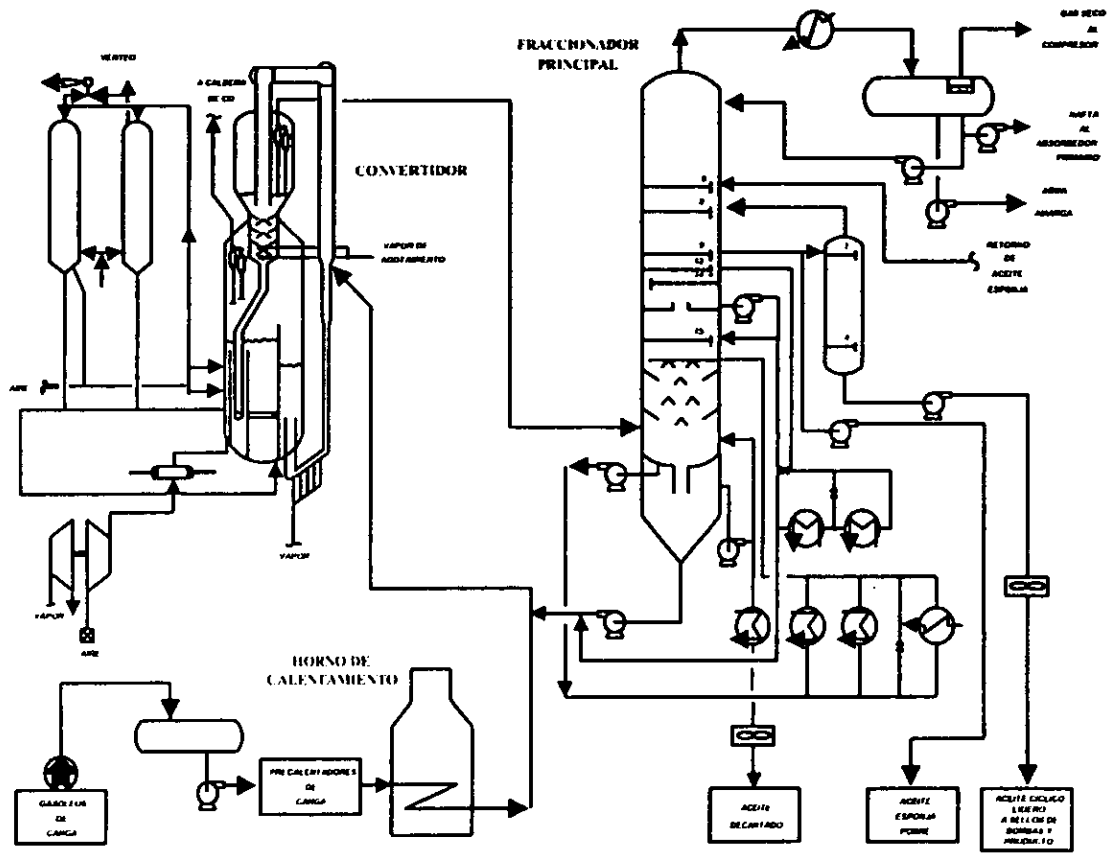


FIGURA 3.7
PLANTA DE DESINTEGRACION CATALITICA SECCION DE REACCION Y FRACCIONAMIENTO



1. - *Sección de destilación atmosférica o primaria:* En ella se producen gasolina natural, turbosina, kerosina, diesel, gasóleo primario y residuo primario.
2. - *Sección de destilación al vacío:* Procesa residuo primario, y a partir del se obtienen gasóleo de vacío y residuo de vacío.
3. - *Sección de tratamiento cáustico:* Para eliminar los compuestos de azufre presentes en la gasolina natural producida. Esta sección esta presente cuando el crudo con que se alimenta la refinería es amargo, o sea, que tiene un alto contenido de compuestos de azufre.

La sección de *destilación atmosférica*, a su vez, esta dividida en las siguientes áreas:

1. - Área de precalentamiento y desalado de crudo. Sus equipos principales son:
 - a) Intercambiadores anteriores a los desaladores
 - b) Desaladores
2. - Área de separación de gasolinas. Sus equipos principales son:
 - a) Válvula de reducción de presión (*flash*)
 - b) Torre de despunte
3. - Área de separación de destilados intermedios. Sus equipos principales son:
 - a) Horno de vaporización de petróleo crudo
 - b) Torre de destilación atmosférica de petróleo crudo
 - c) Torre lateral a la torre primaria; ésta contiene los siguientes agotadores:
 - Agotador de turbosina
 - Agotador de kerosina
 - Agotador de diesel
 - Agotador de gasóleo

A su vez, la sección de *destilación al vacío* se divide en las siguientes áreas:

1. - Área de calentamiento y separación de destilados pesados
2. - Área de eyectores para vacío

El petróleo crudo de carga, es obtenido en los límites de batería proveniente de los tanques de almacenamiento. En este punto ingresa el petróleo crudo a temperatura ambiente. Posteriormente, es calentado en un tren de precalentamiento de crudo. Dicho tren se caracteriza por estar integrado térmicamente, es decir, el petróleo crudo es calentado en parte con los productos obtenidos de las torres atmosférica y de vacío, que a su vez, necesitan ser enfriados.

Sin embargo, el petróleo crudo debe ser "desalado" con la finalidad de proteger el equipo de la corrosión e incrustaciones que puedan generarse por efecto de las sales de calcio, magnesio y cloruros. Dicho proceso consiste en una extracción con agua, la etapa de calentamiento previo a la desalación se realiza con la finalidad de reducir la viscosidad y la tensión superficial del crudo, facilitando la separación del agua en el momento de la extracción. A continuación, el crudo pasa a través de una válvula en donde se vaporiza el petróleo alimentado en límites de batería. La mezcla líquido-vapor así obtenida ingresa a una o dos torres despuntadoras para separar la nafta ligera (gasolina natural) del resto de los productos. La nafta sale vaporizada por el domo de las torres de donde se dirige a los condensadores de nafta de despunte. Al salir de los condensadores, la nafta condensada se mezcla con la nafta proveniente del domo de la torre atmosférica y pasa a la sección de tratamiento cáustico, en caso de que exista. Los hidrocarburos líquidos provenientes del fondo de las torres despuntadoras entran al horno de vaporización de petróleo crudo. El calor generado tiene como objetivo vaporizar los productos de la destilación atmosférica y generar el reflujo necesario para el adecuado funcionamiento de la torre. Para generar el calor que requiere el crudo para su vaporización los hornos disponen de quemadores, tanto para gas combustible como para combustóleo, dichos combustibles son generados en la propia refinería.

La mezcla líquido-vapor de petróleo entra a la torre de destilación primaria. A un lado de la columna se tiene una torre que contiene los agotadores que son alimentados de extracciones que provienen de la torre de destilación. Los productos extraídos de la torre y sus agotadores pasan los trenes de precalentamiento de crudo, descritos anteriormente, con la finalidad de aprovechar el calor contenido en estas corrientes. El residuo primario no intercambia calor con el petróleo crudo y es enviado directamente hacia la sección de destilación al vacío. En el horno de vacío el residuo primario es vaporizado debajo de la presión atmosférica, aproximadamente a unos 33 mmHg. Esta mezcla líquido-vapor entra a la torre de destilación de vacío. Esta es una torre empacada cuyos productos obtenidos son gasóleo de vacío, que posteriormente se utiliza como carga a la planta de desintegración catalítica y de residuo de vacío. El residuo de vacío obtenido en el fondo de la torre es mandado a la planta reductora de viscosidad.

3.3. Productos obtenidos en la destilación primaria

A continuación, se describen brevemente las especificaciones y destino que deben tener los productos obtenidos en la sección de destilación primaria:

Gasolina. En la sección de destilación atmosférica, se genera gasolina despuntada y gasolina primaria, que se alimentan a las plantas estabilizadoras de gasolina en donde se separan el gas ácido, gas seco y gas L.P. El primero se alimenta a la planta recuperadora de azufre, el segundo se utiliza posteriormente como gas combustible y el tercero se alimenta a los tanques de almacenamiento para su venta. La gasolina estabilizada entra a la planta reformadora de naftas en donde se le aumenta el octanaje. Durante la operación de destilación atmosférica se procura que la gasolina cumpla como especificación que su temperatura final de ebullición sea entre 190 a 195 °C.

Turbosina o nafta pesada. La nafta pesada que se obtiene se alimenta a la planta de hidrodesulfuración de destilados intermedios para eliminar el azufre contenido en este producto y generar turbosina que se almacena. De ellas se obtiene turbosina comercial y la base para la producción de diesel especial. El primero, se vende como combustible para aviones con motores de turbina, por su bajo contenido de azufre y baja temperatura de congelación (entre -50 y -51 °C) para evitar su congelamiento mientras el avión esta volando a grandes alturas. La temperatura de ebullición de este corte se encuentra entre los 240 a 245 °C.

Kerosina. Parte de este producto se conduce hacia las plantas hidrodesulfuradoras de destilados intermedios, como base para la producción de turbosina comercial y diesel especial, otra parte se usa como diafano, el cual es un diluyente. Durante la operación se busca que la kerosina tenga como máximo una temperatura de ebullición de 300 °C. A principios del presente siglo la kerosina se utilizaba como combustible para las lámparas, pero con el descubrimiento de la electricidad su consumo con este fin se volvió prácticamente nulo.

Diesel o gasóleo ligero primario. Se alimenta hacia la planta hidrodesulfuradora de destilados intermedios para la producción de diesel especial, que es el combustible de uso industrial para locomotoras y algunos vehículos automotores. El gasóleo ligero primario se produce procurando que tenga una temperatura final de ebullición máxima de 355 °C.

Gasóleo o gasóleo pesado primario. El gasóleo pesado primario junto con los gasóleos ligero y pesado de vacío, sirve como alimentación a la planta catalítica en donde se producen propano, propileno, butano, butileno y gasolinas base nova. Para el gasóleo pesado primario no se tiene una temperatura final de ebullición determinada, sin embargo, se procura que ésta se encuentre entre los 380 y 420 °C.

Residuo primario. El residuo primario se obtiene del fondo de la torre de destilación atmosférica, y contiene hidrocarburos que deben destilarse al vacío para evitar que lleguen a su temperatura de descomposición.

CAPITULO 4

Caracterización de las fracciones del petróleo

Para analizar un proceso de destilación atmosférica es necesario hacer una caracterización del petróleo, sin embargo, antes de explicar en que consiste este procedimiento es conveniente hacer una introducción sobre la composición química del petróleo.

El petróleo es una mezcla compleja de millones de hidrocarburos en compañía de pequeñas cantidades de compuestos de azufre, nitrógeno, oxígeno y compuestos metálicos. El ANEXO A contiene los tipos de hidrocarburos más comunes identificados por el API Project 6. Se debe resaltar que las relaciones entre las diferentes clases de hidrocarburos varía en función del yacimiento donde se extrae el crudo. Los hidrocarburos se clasifican en tres grandes grupos que a continuación se describen.

Hidrocarburos Parafínicos. Todos los hidrocarburos parafínicos desde C_1 hasta C_{33} han sido identificados. Los hidrocarburos ramificados mas abundantes son aquellos con un grupo metil (CH_3-) en el carbono 2 (iso-parafinas) seguido en orden por los compuestos monosustituidos 3-metil y 4-metil. Existen pocos hidrocarburos parafínicos disustituidos y la estructura neo- esta presente en muy pocos compuestos. El grupo etil (CH_3-CH_2-) tampoco es común, la tendencia es mayor para un compuesto dimetil que para un compuesto monoetil. El grupo metil es, por mucho, el grupo alquilo mas común (R-) en el petróleo sin importar el tipo de hidrocarburos (parafínicos, cicloparafínicos o aromáticos).

Hidrocarburos Cicloparafínicos (Nafténicos). Las monocicloparafinas son los compuestos más abundantes de este tipo, al menos de aquellos identificados y caracterizados. Debido a la fuerza del anillo, solo el ciclopentano y el ciclohexano están presentes en cantidades apreciables en las fracciones de bajo punto de ebullición del petróleo. En contraste con las parafinas, las cicloparafinas más abundantes son aquellas con el mayor número de sustituyentes (usualmente metil), cada uno en un carbono diferente. En las bicicloparafinas se presentan varios tamaños de anillos pero, todos aquellos identificados, tienen cinco o seis átomos de carbono en cada anillo.

Hidrocarburos Aromáticos. Todos los aromáticos mononucleares de punto de ebullición arriba de los $190\text{ }^\circ\text{C}$ han sido identificados además de los muchos que hierven debajo de esta temperatura. Los compuestos más estables termodinámicamente como el 1,3-dialquil- o 1,2,4-trialquibenceno son más abundantes que el 1,2-dialquibenceno. El grupo metil es el que prevalece aunque el grupo etil y grupos alquilo con mayor número de carbonos también están presentes.

Los aromáticos mononucleares de mayor peso molecular generalmente pertenecen a la subclase de los aromáticos-cicloparafínicos. Estos compuestos por lo general tienen el anillo de benceno unido a un anillo cicloparafínico mediante dos átomos de carbono adyacentes. El anillo cicloparafínico es ciclopentano o ciclohexano o combinaciones de éstos.

Esencialmente los aromáticos dinucleares contienen dos anillos de benceno con dos átomos de carbono comunes (naftalenos). Los naftalenos más abundantes son el 2-metil- y el 1-metilnaftaleno, en ese orden. Los aromáticos tri- y tetranucleares son similares a los aromáticos dinucleares. Las fracciones de petróleo de alto punto de ebullición son ricas en hidrocarburos aromáticos polinucleares y aromáticos-cicloparafínicos.

No-hidrocarburos. Existen muchos tipos de compuestos que no son hidrocarburos en el petróleo, incluyendo sulfuro de hidrógeno, sales inorgánicas, agua y compuestos orgánicos que contienen azufre, oxígeno o nitrógeno. Los compuestos de azufre, nitrógeno y oxígeno están presentes en suficiente cantidad para ser de interés económico y este interés es en mayor parte negativo.

Los *compuestos con azufre* en el petróleo crudo son complejos relativamente inestables. Estos se separan durante el proceso de refinación para dar compuestos más simples. La separación de dichos compuestos es importante por el efecto adverso que tienen en la vida del catalizador en procesos como la reformación catalítica. El método más eficiente para la separación de azufre es el hidrotratamiento.

Los *compuestos con nitrógeno* en el petróleo han recibido menos atención que los otros compuestos no hidrocarburos. Como los compuestos de azufre, el interés es principalmente negativo ya que los compuestos de nitrógeno causan envenenamiento al catalizador. El hidrotratamiento es el proceso utilizado para el control del nitrógeno en las refinerías.

Los *compuestos con oxígeno* en el petróleo han sido extensivamente investigados por su facilidad de extracción y su actual utilización por la industria química. Estos aparecen tanto en el petróleo crudo como en sus destilados de los cuales, debido a su naturaleza ácida, son relativamente fáciles de separar y caracterizar. Como resultado, mas compuestos con oxígeno han sido identificados que compuestos con azufre o nitrógeno. Los compuestos con oxígeno causan mayores problemas en los procesos catalíticos de refinación.

Las TABLAS 4.1 y 4.2 son una muestra comparativa de crudos extraídos en diversos yacimientos de varias regiones de México y otras partes del mundo:

TABLA 4.1. Propiedades del crudo mexicano extraído de distintos yacimientos

PRUEBA	OLMECA	TERCIARIO	ISTMO	POZOLEO	MAYA
Gravedad Específica	0.8346	0.8566	0.8599	0.8823	0.9214
Grados API	38.04	33.69	33.05	28.88	22.07
Azufre total (% peso)	0.98	1.34	1.43	1.92	3.60
Sal (kg./1000 Bls)	4.0	4.2	0.6	1.9	7.5
Hierro, ppm	0.5	3.83	0.37	6.5	0.92
Níquel, ppm	0.77	10.93	9.7	14.0	56.7
Vanadio, ppm	4.96	40.17	44.0	61.7	271.4
Poder calorífico (kcal/kg.)	10 417	10 215	10 083	10 537	9 863
DESTILACIÓN					
Punto Inicial de Ebullición (°C)	49	50	50	50	50
Punto de Media Destilación (°C)	278	315	315	362	420
Punto Final de Ebullición (°C)	538	540	535	539	539

TABLA 4.2. Propiedades del crudo extraído de distintos yacimientos del mundo

PRUEBA	USA (Texas Gulf)	Venezuela (Lagomar)	Nigeria (Bonney)	Canadá (Redwater)
Gravedad Específica	0.8468	0.8724	0.8343	0.8504
Grados API	35.6	30.7	38.1	34.9
Azufre total (% peso)	0.16	1.48	0.14	0.56
Sal (kg./1000 Bls)	3.2	< 0.9	< 0.9	1.4
Hierro, ppm	8.0	10.0	7.0	5.0
Níquel, ppm	0.9	17.0	5.0	12.0
Vanadio, ppm	0.7	175.0	0.3	3.0
DESTILACIÓN				
Punto Inicial de Ebullición (°C)	< 10	< 10	< 10	< 10
Punto de Media Destilación (°C)	267.2	352.8	270.0	300.6
Punto Final de Ebullición (°C)	556.1	583.9	562.8	565.6

En los datos de las TABLAS 4.1 y 4.2 se aprecia que las propiedades del petróleo no son uniformes, debido a esto para poder diseñar y analizar un proceso de destilación atmosférica es necesario conocer de antemano algunas propiedades generales del petróleo a procesar. En la actualidad estas propiedades son:

Factor de caracterización de Watson (o UOP)
Densidad (gravedad específica o grados API)

Estos valores definen el tipo de crudo o de fracción de petróleo, y a partir de ellos se puede estimar el valor de otras propiedades como calor de combustión, calor latente de vaporización, punto de ebullición promedio, propiedades críticas, peso molecular, etc.

Cuando se intenta obtener una correlación general de las propiedades de una fracción de petróleo es necesario un parámetro para expresar cuantitativamente el tipo de hidrocarburos de los cuales se compone. Esta propiedad es usualmente llamada la "parafinidad" de la fracción, una composición parafínica pura representa un extremo de la clasificación y la aromática pura representa el otro.

La caracterización cuantitativa es particularmente útil en el desarrollo de métodos generales para predecir propiedades físicas del petróleo y predecir el comportamiento de estas mezclas a lo largo de un proceso.

4.1. Métodos de caracterización

Los métodos de caracterización más utilizados comúnmente son:

- punto de anilina
- índice de viscosidad
- constante de viscosidad-gravedad (o viscosidad-densidad)
- factor de caracterización de la Universal Oil Products (UOP)
- contenido de hidrógeno

El factor de caracterización UOP ⁽³⁾ (también llamado factor de caracterización de Watson, K), está definido por la ecuación:

$$K = (\text{MeABP}^{1/3}) / \text{SG}_{(60^\circ\text{F}/60^\circ\text{F})} \dots\dots\dots (1)$$

Donde MeABP debe estar en Rankine.

Su intervalo de valores es de 12.5 a 13 para muestras puramente parafínicas, y es de hasta 10 ó menos para materiales aromáticos.

Los valores del factor de caracterización son imprecisos para compuestos puros e isómeros del mismo grupo. Mientras que si se aplica a muestras complejas de petróleo estas irregularidades desaparecen. El factor ha probado su utilidad cuando se maneja con fracciones naturales y desintegradas térmica o catalíticamente.

El factor de caracterización se aplica a un intervalo completo de fracciones desde las gasolinas ligeras hasta los residuos. Aunque la determinación correcta de puntos de ebullición de fracciones pesadas es difícil ya que requiere una destilación al alto vacío.

La constante de viscosidad-densidad propuesta por Hill y Coates ⁽⁴⁾ tiene la desventaja de estar definida en términos de la viscosidad Universal Saybolt, lo que limita su aplicación a un intervalo relativamente estrecho de muestras de viscosidad de aceites lubricantes. Aunque ésta es muy útil cuando se aplica a muestras de aceite lubricante parafínicos, sin embargo, pierde sentido cuando se aplica a muestras altamente aromáticas como aquellas formadas en el proceso de desintegración térmica o catalítica.

Debido a su aplicación restringida, en cuanto a la viscosidad y parafinicidad, la constante de viscosidad-densidad no puede servir como método general de caracterización aplicable a todas las muestras.

Debido a la utilidad y simplicidad del factor de caracterización UOP, se consideró apropiado por muchos autores el mantener los valores numéricos de esta escala y construir gráficas empíricas que expresen el factor de caracterización como función de la viscosidad-gravedad, índice de viscosidad, punto de anilina y contenido de hidrógeno, así como punto de ebullición y densidad. Si se expresa la viscosidad en términos de una unidad fundamental como el centistoke, el método de viscosidad-gravedad se convierte aplicable a todas las muestras. Una constante similar a la propuesta por Hill y Coates puede ser desarrollada en estos términos. Aunque, al parecer es mejor expresar a este factor de caracterización empírico como una función de viscosidad y gravedad en vez de introducir una nueva escala.

4.2. Puntos de ebullición promedio

Cuando se trata con las fracciones del petróleo con intervalos de ebullición amplios, es difícil utilizar un método completamente satisfactorio para obtener de manera precisa el punto de ebullición promedio con los datos disponibles ordinariamente.

El método ideal para calcular el punto de ebullición promedio debe ser aquel que, cuando otras propiedades promedio son constantes, permita al punto de ebullición promedio ser independiente del tamaño del intervalo de ebullición. El promediar datos de puntos de ebullición en base volumétrica o en peso no cumple satisfactoriamente con este requisito. Mientras aumenta el tamaño del intervalo de ebullición, el punto de ebullición promedio aumenta cuando es calculado ya sea en base volumen o peso, aunque la gravedad específica, peso molecular y tipo químico sean constantes. El promedio en una base volumétrica muestra una menor variación que en base peso y es preferida por esa razón.

En un intento para mejorar las correlaciones para mezclas de un amplio intervalo de ebullición, Watson y Nelson ⁽³⁾ sugieren un punto de ebullición molar, convirtiendo las temperaturas de destilación en una base molar. Esta cantidad puede ser obtenido promediando las ordenadas en una curva que relacione moles de destilado y temperatura. Se encontró que este punto de ebullición molar se afecta menos por el tamaño en el intervalo de ebullición que un promedio volumétrico o en peso.

Experiencias con fracciones con intervalos de ebullición de gran tamaño han demostrado que, aunque la curva propuesta por Watson y Nelson arroja una buena aproximación para el punto de ebullición molar, las correcciones hechas en mezclas con intervalos de ebullición de gran tamaño son demasiado grandes para el punto de ebullición ideal antes descrito. Aparentemente, este promedio ideal es intermedio entre una base molar y una volumétrica.

Es importante el que no se manifieste ningún indicio de descomposición térmica en la destilación mientras se esta calculando el punto de ebullición promedio. Para fracciones con puntos de ebullición elevados se requiere realizar una destilación al vacío, que posteriormente se convierta a una base atmosférica mediante las correlaciones comúnmente utilizadas.

Los hidrocarburos puros son parcialmente caracterizados por propiedades físicas como el punto de ebullición, punto crítico y densidad del líquido. El tamaño y forma molecular se manifiestan de alguna forma por el factor acéntrico. El factor acéntrico es útil para correlacionar propiedades físicas y termodinámicas y está definido por:

$$\omega = -\log_{10} p_r^* - 1.0 \dots\dots\dots (2)$$

donde :

- p_r^* = presión de vapor reducida, p^*/P_c
- p^* = presión de vapor a $T = 0.7 T_c$, en bar
- P_c = presión crítica, en bar
- T = temperatura, en Kelvin
- T_c = temperatura crítica, en Kelvin

Para mezclas de hidrocarburos donde la composición es conocida, las propiedades físicas de los componentes puros permiten la caracterización adecuada del sistema. Para mezclas más complejas, como las fracciones del petróleo, es impráctico y no siempre es posible analizar la mezcla completa para definir cuales son los componentes de la mezcla y cual es su proporción. Estas mezclas indefinidas se caracterizan por parámetros derivados de pruebas experimentales, como las destilaciones ASTM D86, D1160 ó TBP y la gravedad específica de la mezcla. Existen varios parámetros de caracterización que han sido propuestos, pero muy pocos son los que se pueden utilizar prácticamente.

Entre los parámetros utilizables existen cinco trabajos donde se proponen diferentes definiciones para el punto de ebullición además del factor de caracterización de Watson, K. Cada definición del punto de ebullición se reduce al punto de ebullición normal para hidrocarburos puros, y es significativo para un grupo diferente de correlaciones. Estas cinco cantidades están definidas por las siguientes ecuaciones ⁽⁵⁾.

Punto de ebullición volumétrico:

$$VABP = \sum (X_{v_i} T_{b_i}) \dots\dots\dots (3)$$

Donde : X_{v_i} = fracción en volumen del componente i.
 T_{b_i} = punto normal de ebullición para el componente i.

Punto de ebullición molar:

$$MABP = \sum (X_i T_{b_i}) \dots\dots\dots (4)$$

Punto de ebullición por peso:

$$WABP = \sum (X_{w_i} T_{b_i}) \dots\dots\dots (5)$$

Donde : X_{w_i} = fracción peso del componente i.

Punto de ebullición cúbico:

$$CABP = \sum (X_{v_i} T_{b_i}^{1/3})^3 \dots\dots\dots (6)$$

Punto de ebullición promedio:

$$MeABP = (MABP + CABP) / 2 \dots\dots\dots (7)$$

Cuando las fracciones en volumen, en moles y en peso no se conocen para mezclas no definidas por composición, los puntos de ebullición están correlacionados en una gráfica empírica basada en las curvas de destilación ASTM D86 o TBP.

Los resultados obtenidos para fracciones de alto peso molecular procesadas por el método ASTM D1160 se convierten a una base ASTM D86 antes de obtener los puntos de ebullición.

El parámetro K de Watson es un índice aproximado de parafinidad, por ejemplo, si se tiene para este parámetro valores altos, esto corresponde a un elevado grado de saturación de los carbonos. Para fracciones de petróleo con alto peso molecular, la desintegración térmica interfiere con las destilaciones a presión atmosférica, por lo que es difícil obtener un valor confiable de MeABP para el uso de la ecuación de la K de Watson. El factor de caracterización de Watson presenta un acercamiento satisfactorio para correlacionar las propiedades físicas y térmicas de las fracciones del petróleo parafínicas o nafténicas. Sin embargo, la K de Watson no representa con precisión a fracciones que contienen cantidades apreciables de hidrocarburos olefínicos, diolefínicos o aromáticos. Ejemplos de estas fracciones son los aceites de recirculación de la desintegración catalítica, corrientes del reformador catalítico y corrientes de hidrocarburos de otros procesos de síntesis.

Para poder determinar la forma de procesamiento del crudo y los materiales del equipo en la planta es necesario conocer algunas otras propiedades como las siguientes:

Contenido de sal en el petróleo: Si el contenido de sales del crudo, cuando se expresa como NaCl, es mayor a 10 lb por cada 1000 barriles, es necesario desalar el crudo antes de su procesado. Si la sal no es eliminada, puede haber serios problemas de corrosión e incrustación en los equipos.

Contenido en metales: Es muy importante conocer la cantidad de metales contenidos en el crudo, pues pese a que se encuentran en pequeñas cantidades, pueden afectar considerablemente a los catalizadores como el de desintegración y reformación catalítica.

Contenido en azufre: El contenido en azufre y los grados API son las dos propiedades que tienen mayor influencia en el valor del petróleo. El contenido en azufre se expresa en por ciento en peso de azufre y varía desde menos de 0.1% hasta más de 5%. Los crudos con un contenido mayor de 0.5% de azufre (que se les llama amargos) requieren un procesamiento más severo que los crudos con poca cantidad de azufre (también llamados dulces). Cuando el ácido sulfhídrico disuelto tiene una concentración elevada, se necesita someter esta corriente a un proceso de hidrotreamiento.

Contenido en nitrógeno: Un contenido alto en nitrógeno es indeseable ya que los compuestos orgánicos nitrogenados son causa de serios envenenamientos en los catalizadores. Los crudos con cantidades superiores al 0.25% en peso requieren procesamiento especial para eliminar al nitrógeno.

CAPITULO 5

Caracterización del crudo y sus fracciones por curvas de destilación

En la producción y refinación del petróleo, la separación, vaporización o condensación de mezclas de hidrocarburos ocurre en casi todas las operaciones, por lo que es necesario predecir las condiciones de equilibrio líquido-vapor en el diseño y en el análisis de operaciones de proceso.

Existen dos métodos generales para resolver problemas de equilibrio de fases, el método teórico y el empírico. El método teórico es el más aplicado para mezclas de hidrocarburos ligeros para las cuales la composición es conocida. Este método es raramente aplicado a las mezclas mas pesadas y complejas de hidrocarburos porque sus composiciones no son definidas y el método teórico se torna impráctico. Como resultado, los métodos empíricos basados en las destilaciones ASTM o TBP, tienen una gran aplicación para mezclas de este tipo. Estos métodos empíricos han sido desarrollados (3, 6, 7, 8, 9, 10, 11) a partir de análisis de datos experimentales de equilibrio.

5.1. Métodos experimentales de destilación por lotes

En la industria petrolera existen varios métodos experimentales para la destilación por lotes estudiados con detalle y cuya precisión es bien aceptada. Los métodos mas reconocidos para realizar este tipo de experimentos se muestran en la TABLA 5.1. Las destilaciones ASTM (American Society for Testing Materials) y True Boiling Point (mejor conocida como destilación TBP) se utilizan para definir las características de volatilidad del petróleo crudo y sus fracciones. Ambas destilaciones difieren entre sí, principalmente por el grado de fraccionamiento que se obtiene en cada una de ellas.

TABLA 5.1. Métodos para la destilación del petróleo y sus productos (12, 13, 14)

TIPO DE PRUEBA	REFERENCIA	APLICACIÓN PRINCIPAL
ASTM	ASTM D86	Productos del petróleo como gasolina, kerosina, turbosina, diesel, gasóleo y solventes que no tienden a descomponerse cuando se vaporizan a presión atmosférica (760 mmHg).
	ASTM D1160	Fracciones pesadas del petróleo o productos que tienden a descomponerse en la prueba ASTM D86, pero que pueden ser parcial o completamente vaporizados a una temperatura máxima de 400 °C (750 °F) a presiones menores de 0.13 kPa.
TBP	ASTM D2892	Petróleo crudo y fracciones como gasolina, turbosina, kerosina, diesel y gasóleo.
EFV	Nelson	Petróleo crudo y sus fracciones.

A continuación se hace una breve descripción de los dos métodos de laboratorio más utilizados para el análisis de una muestra de petróleo crudo :

1. *Destilación ASTM D86* ⁽¹⁵⁾ : Este método consiste en la destilación de gasolina para automotores y aviación, combustibles de turbina, naftas, kerosinas, gasóleos y productos del petróleo similares. Para llevar a cabo la prueba del laboratorio, una muestra de 100 mL se destila de acuerdo a las condiciones correspondientes a la naturaleza de dicha muestra. En el caso de tener un producto con una presión de vapor de 65.5 kPa (9 psia) o mayores se debe enfriar el recipiente que contiene la muestra al intervalo de temperaturas indicado por la TABLA 5.2. Las muestras del producto que contengan una fase acuosa bien definida no son adecuadas para la prueba. Si la muestra no esta seca y el punto inicial de ebullición esta por debajo de los 66 °C (150 °F) debe obtenerse otra muestra que esté libre de fase acuosa. Por el contrario, si el punto inicial de ebullición es mayor a 66° C, la muestra debe agitarse con sulfato de sodio anhidro o cualquier otro agente deshidratante. El agente deshidratante se separa por decantación. En función del tipo de muestra se selecciona un equipo de destilación de acuerdo a lo indicado por la TABLA 5.2. A continuación, se llena el condensador con algún enfriador que no se inflame y que sea adecuado a las temperaturas requeridas para la destilación, como por ejemplo hielo

picado, agua, salmuera o una solución de etilenglicol. Se lleva la muestra a la temperatura indicada en la TABLA 5.2 y se miden 100 mL de la muestra en una probeta graduada, y se vierten al matraz de destilación. A continuación se monta el equipo de tal manera que el bulbo del matraz de destilación esté centrado con respecto a su cuello en una posición vertical. El condensado de los vapores de destilación se recoge en la misma probeta graduada que se utilizó para medir los 100 mL de muestra. Se registra la presión barométrica y se procede de inmediato con la experimentación. Para destilar se aplica calor al matraz y a su contenido, el calentamiento de esta etapa debe ser regulado de tal manera que el intervalo de tiempo entre la primera aplicación de calor y el punto inicial de ebullición no exceda el límite indicado en la TABLA 5.2. El punto inicial de ebullición se define como la lectura del termómetro que se observa en el momento en que la primera gota de líquido cae del condensador. A lo largo de la destilación la cantidad de calor que se agrega se regula de tal manera que el flujo de condensado sea uniforme y dentro de los límites indicados en la TABLA 5.2. Entre los puntos inicial y final de ebullición se registran lecturas del termómetro a porcentajes de volumen definidos o viceversa. Al estar destilando petróleo crudo o algunas fracciones que contengan hidrocarburos pesados, se llega a observar el punto de descomposición (la lectura del termómetro coincide con las primeras indicaciones de descomposición térmica del líquido en el matraz de destilación). Al llegar al punto de descomposición se detiene el calentamiento, se deja la probeta graduada hasta que deje de gotear líquido por la salida del condensador y el volumen de condensados en la probeta no varíe. Si la muestra no llega al punto de descomposición se calienta hasta llegar a la temperatura final de ebullición, dejando la probeta graduada hasta que se cumplan las mismas condiciones que en el caso del punto de descomposición para detener el experimento.

TABLA 5.2. La destilación del petróleo y sus fracciones según especificación ASTM D86

	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4
Presión de vapor a 100 °F, psia	> 9.5	< 9.5	< 9.5	< 9.5
Punto inicial de ebullición, °C	—	—	< 100	> 100
Punto final de ebullición, °C	< 250	< 250	> 250	> 250
Termómetro ASTM No.	Bajo 7C	Bajo 7C	Bajo 7C	Alto 7
Diámetro del orificio para soporte del matraz (mm)	37.5	37.5	50	50
Temperatura del baño de condensado, °C	0-1	0-4	0-4	0-60
Temperatura alrededor del baño, °C	13-18	13-18	13-18	**
Tiempo entre primera aplicación y punto inicial de ebullición (min)	5-10	5-10	5-10	5-15
Tiempo entre punto inicial de ebullición y 5 % recuperado (min)	60-75	60-75	—	—
Flujo uniforme de condensación del 5% recuperado a los 5 mL de residuo en el matraz (mL/min)	4-5	4-5	4-5	4-5
Tiempo de los 5 mL de residuo al punto final (min)	33-5	3-5	Máximo 5	Máximo 5

** Tiene que estar a + - 3 °C de la temperatura de carga.

2. *Destilación True Boiling Point (TBP)* ^(12, 16) : Esta es básicamente una destilación por lotes que usa un gran número de etapas y una alta relación de reflujo. Estas destilaciones se llevan a cabo en columnas que tienen de 15 a 100 platos teóricos. El alto grado de fraccionamiento en estas destilaciones proporciona una precisa distribución de los componentes de la mezcla. La falta de un procedimiento definido en cuanto a las características del equipo y de la operación del experimento son una desventaja en este método, sin embargo, las variaciones entre diferentes laboratorios son pequeñas debido a la excelente separación por componentes alcanzada. Cualquier equipo que logre un buen grado de fraccionamiento se puede denominar como un equipo de destilación TBP. Los equipos de este tipo más comunes se conocen con el nombre de "equipo de Peters". El objetivo del equipo de Peters consiste en tener un mejor control de la destilación. El equipo de destilación TBP consiste en un matraz cuya capacidad se encuentra entre los 1000 y 5000 cm³. El calor se proporciona a toda la columna a través de resistencias eléctricas. En el domo de la columna el

vapor es enfriado por aire, de tal manera que parte de éste se condensa regresando a la columna en forma de reflujo. El vapor purificado que queda pasa a través de un termocople y cambia a fase líquida en un condensador con agua o aire. Los puntos iniciales y finales de ebullición, así como el punto de descomposición se definen de la misma manera que en la destilación ASTM D86. La destilación en un equipo TBP puede conducirse de dos maneras diferentes : a flujo constante o variable de destilado. El método acostumbrado de operación es conducir el experimento a un flujo constante de destilado, registrando la temperatura para porcentajes en volumen definidos. Si se desea un mayor fraccionamiento se recomienda operar a flujo variable de destilado. En este caso la cantidad de destilado esta gobernado por la cantidad de producto que hierve a cada temperatura. En cualquier caso, es conveniente operar la columna procurando que la cantidad de reflujo sea la máxima posible, sin dejar que la columna se inunde.

Las principales diferencias entre una destilación ASTM y una TBP son las siguientes :

1. La temperatura inicial de ebullición es mayor en la destilación ASTM.
2. La curva ASTM cruza a la curva TBP en algún punto de la región media de la destilación, es decir, la pendiente de la curva ASTM es menor a la pendiente de la curva TBP.
3. La temperatura final de ebullición ASTM es menor que la TBP a causa de las pérdidas de calor en el cuello del matraz de destilación, generando un pequeño reflujo y dando lugar a un fraccionamiento menos eficiente (12, 16, 17).

Como se verá mas adelante, para analizar las características de destilación y rendimiento del petróleo es necesario que la curva de destilación se acompañe por una curva de densidad. Esta información es la mínima necesaria para analizar un proceso de destilación de petróleo crudo, desde el punto de vista termodinámico. Un análisis completo y definitivo de un petróleo crudo se conoce con el nombre de "ensayo" y es mas detallado que un análisis de curvas de destilación y de densidad. Un ensayo completo de crudo contiene generalmente la siguiente información :

1. Propiedades generales del petróleo crudo: densidad, factor de caracterización, contenido de sal, presión de vapor, viscosidad, etc.
2. Curvas de destilación, de densidad, de viscosidad y contenido de azufre.
3. Análisis de hidrocarburos ligeros contenidos en el petróleo crudo (desde metano hasta hidrocarburos con 5 carbonos).

4. Propiedades generales y rendimientos experimentales de los productos, incluyendo además índices de octano o diesel, así como curvas de antidetonantes necesarias para cubrir las especificaciones.
5. Propiedades y características de lubricantes (si se van a producir).
6. De manera adicional, se pueden agregar análisis experimentales del rendimiento y características posibles en productos obtenidos de los siguientes procesos: descomposición térmica, catalítica o coquización.

Una descripción mas detallada de un ensayo se incluye en el ANEXO B, mientras que un ensayo característico de crudo olmeca está incluido en el ANEXO C.

La destilación ASTM es inadecuada para algunos problemas y debe ser remplazada por la destilación TBP, las destilaciones ASTM son mas usadas que las destilaciones TBP porque son más simples, menos caras y requieren una menor cantidad de muestra y de tiempo para llevarlas a cabo, pero por el menor grado de fraccionamiento no nos pueden brindar toda la información necesaria. Dichos problemas ocurren con frecuencia en la evaluación del crudo y en los cálculos de diseño de proceso que involucran mezclas multicomponentes que contienen componentes de punto de ebullición elevado. Por estas razones, es deseable tener correlaciones empíricas para predecir las condiciones de equilibrio de fases sea de la destilación ASTM o de la TBP.

Las destilaciones ASTM y de punto de ebullición verdadero (TBP) son usadas para definir las características de volatilidad de las fracciones de petróleo y otras mezclas complejas. Ambas son destilaciones por lotes, y la diferencia principal entre ambas es el grado de fraccionamiento obtenido durante la destilación.

La destilación ASTM ⁽¹⁵⁾ se lleva a cabo en un recipiente denominado Engler, no se utilizan empaques, y el reflujo solo resulta de las pérdidas por calor a través de la parte superior del recipiente. Además, las destilaciones ASTM están reguladas, mientras que las destilaciones TBP varían apreciablemente en procedimiento y aparatos.

Los métodos de las destilaciones ASTM que se utilizan son :

MÉTODO ASTM D86 ⁽¹⁵⁾ : Este método es utilizado para la destilación de gasolinas, combustible de turbinas, naftas, kerosinas, gasóleos, fuel oil y productos similares del petróleo. Es llevada a cabo a presión atmosférica. Se utiliza un termómetro expuesto, y las temperaturas son reportadas sin correcciones.

MÉTODO ASTM D216 ⁽¹⁵⁾ : Este método es utilizado para la destilación de gasolina natural y se lleva a cabo a presión atmosférica.

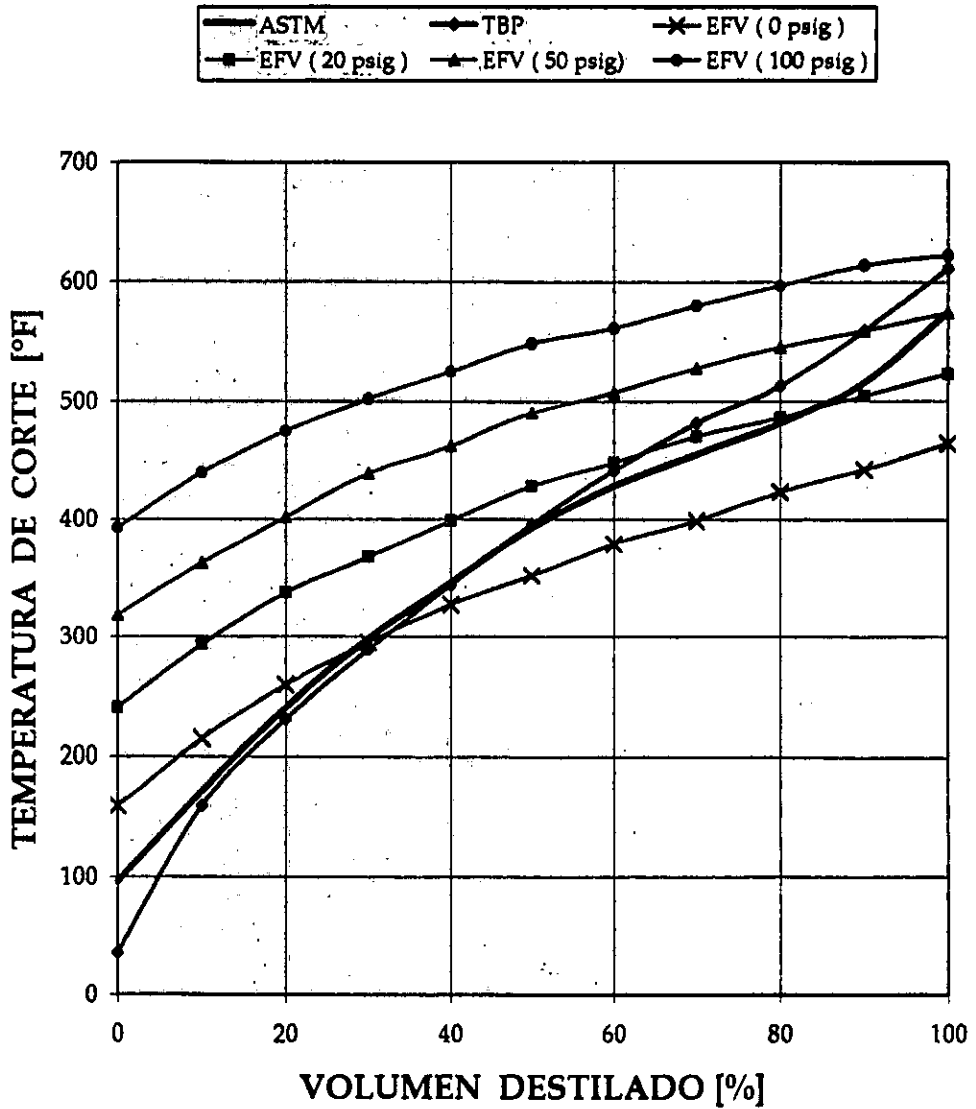
MÉTODO ASTM D1160 ⁽¹⁵⁾ : Este método es utilizado para productos pesados del petróleo los cuales pueden ser vaporizados parcial o completamente a una temperatura máxima de 400 °C (750 °F) a presiones absolutas hasta de 1 mmHg y condensado como líquidos a la presión de prueba. Es llevada a cabo a presiones entre 1 y 760 mmHg absolutos. La temperatura es medida con un termocople.

En las destilaciones ASTM existe un residuo que queda en el equipo de destilación, así como, una diferencia entre el volumen de la carga original y la suma del destilado y el residuo. Esta diferencia es conocida como "pérdida" y es generalmente debida a los componentes volátiles de la carga que no fueron condensados. Para preparar una destilación ASTM para su conversión a una destilación TBP, el porcentaje destilado a la temperatura reportada es la suma del destilado colectado y la pérdida.

Las destilaciones TBP son realizadas en columnas que tienen de 15 a 100 platos teóricos y con grandes reflujo (por ejemplo 5:1 ó mayores). El alto grado de fraccionamiento en estas destilaciones otorga una distribución precisa de componentes en la mezcla. La falta de aparatos regulados y procedimientos operacionales es una gran desventaja, pero las variaciones entre varios laboratorios son pequeñas debido al acercamiento con la perfecta separación de los componentes, la cual se logra la mayoría de las veces.

Las curvas de equilibrio *flash* (EFV por sus siglas en inglés) son también presentadas en una gráfica de temperatura contra porcentaje en volumen de líquido destilado, con todo el vapor en equilibrio con el líquido no vaporizado a presión constante. Cada punto de una curva EFV representa un experimento de equilibrio por separado. El número de experimentos de equilibrio necesarios para definir todas las porciones de una curva EFV varía con la forma de la curva. Normalmente, un mínimo de cinco de estos experimentos son necesarios. Los laboriosos procedimientos necesarios para obtener datos experimentales EFV han inducido al desarrollo de correlaciones para predecir datos EFV a partir de las destilaciones ASTM y TBP. Se han desarrollado tanto métodos teóricos como empíricos para predecir estos datos. La FIGURA 5.1 nos muestra la diferencia entre los tres diferentes tipos de curvas descritos anteriormente.

FIGURA 5.1. Curvas ASTM - TBP y EFV



Estos métodos se basan, por lo común, en dividir a las mezclas complejas en una serie de cortes de punto de ebullición estrecho, cada uno caracterizado por su punto de ebullición medio o promedio. Cada corte es visto como la representación de un componente individual en una mezcla multicomponente. La aplicación de los métodos teóricos depende de la certeza con la que las curvas de destilación y el equilibrio líquido-vapor puedan ser predichos.

TABLA 5.3. Métodos de interconversión de curvas de destilación

Datos disponibles		Datos deseados		Método de conversión
TIPO	PRESIÓN	TIPO	PRESIÓN	NOTAS
ASTM D86	atmosférica	TBP	atmosférica	Notas 1 y 2
ASTM D1160	10 mmHg	TBP	10 mmHg	Nota 1
ASTM D1160	10 mmHg	TBP	atmosférica	Nota 1
ASTM D1160	10 mmHg	ASTM D86	atmosférica	
TBP	10 mmHg	TBP	atmosférica	

NOTA 1 : Todos los datos de las destilaciones ASTM deben ser corregidos por pérdidas antes de ser convertidos a datos TBP. El porcentaje destilado a la temperatura reportada es la suma del destilado recolectado más la pérdida.

NOTA 2 : Para temperaturas de curvas ASTM D86 por encima de los 275 °C (475 °F), usar la siguiente corrección por desintegración térmica:

$$\log D = -1.5029 + 0.002627 T$$

Donde : D' = corrección que debe añadirse a la T, en °C
 T = temperatura de destilación observada, en °C

Para destilaciones que no sean atmosféricas, no existe corrección similar para la desintegración térmica.

5.2. Caracterización del petróleo

Caracterizar un petróleo crudo, consiste en determinar las propiedades termodinámicas de un cierto número discreto de componentes hipotéticos a los que llamaremos pseudo-componentes. Los pseudo-componentes son definidos a partir de las curvas de destilación proporcionadas del análisis del petróleo en un laboratorio. Con los datos del laboratorio podemos obtener las propiedades termodinámicas de los pseudo-componentes tales como capacidad calorífica como gas ideal (a presión y volumen constante), factor acéntrico, coeficientes de conductividad térmica, etc., además de las propiedades críticas (que para los pseudo-componentes se les denomina propiedades pseudo-críticas). Con las propiedades termodinámicas determinadas, se calculan con ayuda de una ecuación de estado las propiedades de equilibrio físico de cada uno de los pseudo-componentes, tales como entalpía, entropía, energía de Gibbs, constantes de equilibrio, etc. Como se mencionó anteriormente, los productos obtenidos en la destilación atmosférica del crudo son: gasolina, turbosina, kerosina, diesel, gasóleo y residuo. Cada uno de estos productos contienen una cierta cantidad de pseudo-componentes. El balance de materia de un petróleo crudo consiste en identificar la cantidad de cada uno de los productos y pseudo-componentes. Con los datos de temperatura y densidad se pueden estimar, para cada uno de ellos, las propiedades termodinámicas requeridas para efectuar una predicción de comportamiento del petróleo.

El ensayo de un petróleo crudo se lleva a cabo en dos partes fundamentales:

- a) Determinación de los productos de corte.
- b) Balance de materia.

Determinación de las temperaturas de corte. El corte de un producto es el intervalo de temperaturas en el cual destila una fracción deseada de petróleo. Por ejemplo, en el intervalo de 35.56 °C (96 °F) a 203.89 °C (399 °F) destilan hidrocarburos de 5 a 9 átomos de carbono en su cadena, y que corresponden a las gasolinas naturales.

Las temperaturas de corte están determinadas por las especificaciones de los productos, que a su vez están en función de la calidad requerida por los procesos que siguen a la destilación de petróleo crudo. Al analizar un proceso de destilación atmosférica de petróleo, es menester un detallado análisis de las necesidades del mercado, por ejemplo, puede ser necesario producir una mayor cantidad de gasolina que de turbosina. Esta maximización se logra ampliando el intervalo del producto de corte de la gasolina; sin embargo, este incremento en el corte de la gasolina provocará una disminución en la producción del destilado siguiente debido a que su intervalo de corte ha disminuido en la misma proporción en el que aumentó el de la gasolina.

Balance de materia ⁽¹⁸⁾ : En el balance de materia se definen, a partir de los productos de corte y de las pruebas de laboratorio (curva TBP y curva de densidad), la cantidad de cada uno de los destilados que puede ser obtenida a partir del petróleo crudo. El procedimiento de cálculo para la determinación de la composición del petróleo en función de sus productos es el siguiente:

Determinación de propiedades para los pseudo-componentes. Para poder diseñar y/o analizar un proceso de destilación atmosférica, y así poder predecir entre otras cosas la entalpía y las relaciones de equilibrio físico del petróleo, es necesario conocer las propiedades termodinámicas de cada uno de los pseudo-componentes que se definen durante el balance de materia. El cálculo de estas propiedades se realiza generalmente a partir de las ecuaciones de estado (como la ecuación de Peng-Robinson o la ecuación de Soave-Redlich-Kwong). Las ecuaciones de estado mencionadas utilizan como datos mínimos las siguientes propiedades para predecir el comportamiento termodinámico de un sistema:

- a) Temperatura crítica
- b) Presión crítica
- c) Factor acéntrico
- d) Peso molecular

Por lo tanto, es necesario calcular el valor de estas propiedades para cada uno de los pseudo-componentes que se definieron para representar al petróleo. Esto último se hace a partir de métodos de caracterización que predicen dichas propiedades. La TABLA 5.4 muestra algunos métodos de caracterización para petróleo crudo y sus fracciones.

TABLA 5.4. Métodos de caracterización de petróleo crudo y sus fracciones

PESO MOLECULAR	FACTOR ACÉNTRICO	TEMPERATURA CRÍTICA	PRESIÓN CRÍTICA	CAPACIDAD CALORÍFICA
Bergman ⁽³⁹⁾	Edmister ⁽²³⁾	Cavett ⁽⁴⁰⁾	Cavett ⁽⁴⁰⁾	Cavett ⁽⁴⁰⁾
Riazi-Daubert ⁽²¹⁾	Lee-Kesler ⁽¹⁹⁾	Riazi-Daubert ⁽²¹⁾	Riazi-Daubert ⁽²¹⁾	Lee-Kesler ⁽¹⁹⁾
Lee-Kesler ⁽¹⁹⁾	Hopke-Lin ⁽⁴³⁾	Lee-Kesler ⁽¹⁹⁾	Lee-Kesler ⁽¹⁹⁾	Huang ⁽⁴¹⁾
Huang ⁽⁴¹⁾	Hariu ⁽⁴⁴⁾	Huang ⁽⁴¹⁾	Huang ⁽⁴¹⁾	Riazi-Daubert ⁽²¹⁾
Twu ⁽³¹⁾		Twu ⁽³¹⁾	Twu ⁽³¹⁾	PS-Riazi ⁽²⁰⁾
Brule-Lin ⁽³²⁾		Brule-Lin ⁽³²⁾	PS-Riazi ⁽²⁰⁾	
Cavett ⁽⁴⁰⁾		Anon ⁽⁴²⁾	Winn ⁽⁴⁵⁾	
Katz-Nokay ⁽⁶⁾		Hopke-Lin ⁽⁴³⁾	Hopke-Lin ⁽⁴³⁾	
Mathur ⁽³³⁾		Mathur ⁽³³⁾	Mathur ⁽³³⁾	
Penn-State ^(46, 47)		Penn-State ^(46, 47)	Penn-State ^(46, 47)	
Winn ⁽⁴⁵⁾		Winn ⁽⁴⁵⁾		

CAPITULO 6

Rutinas de caracterización

Para la realización del programa *CRUDO* primero se hizo una revisión bibliográfica de los modelos de la TABLA 5.4. El siguiente paso fue la recolección de curvas de destilación tanto de petróleo crudo como de sus fracciones. Para este estudio se utilizaron 20 muestras, de las cuales 8 son curvas ASTM D86, 2 son curvas ASTM D1160 y las restantes curvas son TBP. Dicha información fue obtenida gracias al Instituto Mexicano del Petróleo. En la TABLA 6.1 se puede identificar el tipo de crudo de cada una de las muestras.

TABLA 6.1. Identificación de las muestras de crudo

Muestra Número	Descripción	Gravedad Específica (60 °F/60 °F)	Intervalo de Corte (°C)
1	Gasóleo Pesado	0.9424	262-539
2	Residuo de Vacío	1.0653	462-582
3	Turbosina	0.7951	147-224
4	Gasóleo Ligero	0.8628	207-380
5	Kerosina	0.8259	176-283
6	Diesel	0.8339	168-352
7	Diesel	0.8370	158-355
8	Diesel	0.8687	340-578
9	Gasolina Nova	0.7494	68-172
10	Diesel	0.8621	320-585
11	Gasóleo Ligero	0.8414	181-372
12	Gasolina Magna	0.7490	37-203
13	Despuntado Cangrejera	0.8955	76-538
14	Crudo Istmo	0.8599	50-536
15	Crudo Olmeca	0.8346	49-538
16	Crudo Terciario	0.8565	50-540
17	Crudo Maya	0.9214	50-539
18	Crudo Pozóleo	0.8822	50-539
19	Crudo Papaloapan	0.7838	24-538
20	Crudo Cadereyta	0.8761	30-757

En el ANEXO D se incluyen las características de todas las muestras. Como se tienen diferentes tipos de curvas, se efectuó una revisión bibliográfica para obtener las mejores correlaciones para la interconversión de curvas de destilación. El programa que se desarrolló en este trabajo se validó contra los datos arrojados por el simulador de procesos ASPEN PLUS.

En su totalidad, las 20 muestras estudiadas se caracterizaron utilizando los recursos del simulador ASPEN. Con los resultados obtenidos se pudo comparar cuál es el desempeño de los diferentes modelos estudiados en este trabajo. Ver ANEXO E. Como resultado de esta comparación se pudo proponer la mejor combinación de modelos en función de la temperatura de corte, pues, dicho sea de paso, resulta que los modelos de caracterización son apropiados si se consideran por intervalos de temperatura, de tal forma, que es conveniente hacer cambio de modelo mientras aumenta la temperatura de corte.

Los métodos recomendados para cubrir todo el intervalo de hidrocarburos que contiene el petróleo son:

TABLA 6.2. Métodos mas parecidos a los resultados de ASPEN

PROPIEDAD	MÉTODO
Peso Molecular	Hariu, Lee-Kesler, Riazi, Winn
Factor Acéntrico	Hariu, Lee-Kesler
Temperatura Crítica	Riazi, Lee-Kesler, Winn, Twu
Presión Crítica	Riazi, Lee-Kesler, Winn
Capacidad Calorífica	Lee-Kesler

A continuación se presentan las ecuaciones que se utilizan para el cálculo del peso molecular, factor acéntrico, temperatura crítica y presión crítica en el programa *CRUDO*. Junto con la presentación de las ecuaciones se indican los criterios para la selección de alguno de estos métodos.

1.- Lee-Kesler ⁽¹⁹⁾ : Estas correlaciones proporcionan resultados prácticamente idénticos a los del simulador ASPEN hasta una temperatura de 648.9 °C (1200 °F), sin embargo sus autores indican que las correlaciones han sido extrapoladas más allá de los 648.8 °C manteniendo la consistencia interna entre las extrapolaciones de presión y temperatura crítica (por ejemplo, la presión crítica se igualó a 1 atm. Cuando la temperatura normal de ebullición coincidía con la temperatura crítica).

2.- Riazi ^(13, 20, 21) : Estas correlaciones están preparadas para el siguiente intervalo de valores:

Peso molecular:	82 - 694
Temperatura de ebullición (°C):	21.1 - 457.2
Grados API:	6.6 - 95

Estas correlaciones presentan una mayor precisión en el intervalo de 20 °C (70 °F) a 150 °C (300 °F). Es bueno mencionar que estas correlaciones son tan buenas que el API Technical Data Book en su edición de 1980 las incorpora en los procedimientos 4D3.1 y 4D4.1.

3.- Winn ⁽⁴⁵⁾ : Estas correlaciones están preparadas para el siguiente intervalo de valores:

Temperatura de ebullición (°C):	26.7 - 537.8
Grados API:	5 - 85

Estas correlaciones proporcionan resultados muy buenos y presentan una mayor precisión en el intervalo de 27 °C (80 °F) a 315 °C (600 °F), presentando un error en temperatura crítica del 1%, en presión crítica de 5% y en peso molecular de un 3%.

4.- Hariu ⁽⁴⁴⁾ : Este autor desarrolla una ecuación para el cálculo del peso molecular que se puede utilizar con fracciones de hasta 400 unidades de peso molecular y 815 °C (1500 °F) de temperatura de corte sin tener un error mayor al 4%.

TABLA 6.3. Correlaciones para la caracterización de crudo

LEE-KESLER	
Temperatura Crítica	$T_c = 341 + 811 SG + (0.42 + 0.11 SG)T_b + (0.46 - 3.26 SG) \times 10^{-4} T_b^2$
Presión Crítica	$P_c = \text{EXP} [8.36 - 0.56 SG - (0.24 + 2.28 SG - 0.11 SG^2) \times 10^{-4} T_b - (1.46 + 3.64 SG + 0.47 SG^2) \times 10^{-7} T_b^2 - (0.42 + 1.69 SG^2) \times 10^{-10} T_b^3]$
Factor Acéntrico	$\omega = -7.9 + 0.13 K - 0.07 K^2 + 8.3 T_b + (1.4 - 0.01 K) T_b^2$
Peso Molecular	$PM = -12276 + 9846 SG + (4.65 - 3.32 SG) T_b + (1 - 0.77 SG - 0.25 SG^2) (1.34 - 720 T_b) \times 10^{-7} T_b + (1 - 0.88 SG + 0.22 SG^2) (K - 181 T_b) \times 10^{-12} T_b^4$
Capacidad Calorífica	$C_p = -0.32 + 0.2 K - CF (0.08 - 0.08 SG) + (-1.39 - 1.21 K - 0.03 K^2) \times 10^{-4} - CF (2.17 - 2.08 SG) \times 10^{-5} T_b - (-1.5 \times 10^{-7} - CF (0.78 - 0.7 SG) \times 10^{-7}) T_b^2$ Donde: $CF = ((12.8 K) - 1) / (10(K - 1))^{100}$
RIAZI-DAUBERT	
Temperatura Crítica	$T_c = 24.27 T_b^{0.79} SG^{0.16}$
Presión Crítica	$P_c = 3.12 \times 10^7 T_b^{-2.16} SG^{0.12}$
Peso Molecular	$PM = 4.67 \times 10^{-4} T_b^{1.14} SG^{0.144}$
HARIU	
Peso Molecular	$\log PM = \sum \sum A_{ij} T_b K_i$
Factor Acéntrico	$\omega = -\log Pr - 1$
Donde: PM es el peso molecular, ω es el factor acéntrico, T_c es la temperatura crítica (R), P_c es la presión crítica (psia), SG es la gravedad específica (60 °F / 60 °F), K es el factor de caracterización de Watson, C_p es la capacidad calorífica (Btu lb ⁻¹ °F) y T_b es la temperatura del corte (°F)	

6.1. Descripción del algoritmo

El programa *CRUDO* calcula las propiedades termodinámicas necesarias para predecir las propiedades líquido-vapor de un petróleo crudo o cualquiera de sus fracciones con una ecuación de estado.

Durante la programación de *CRUDO* se procuró seguir el esquema de programación estructurada, con la finalidad de crear una serie de subrutinas independientes que puedan ser llamadas indistintamente por otros programas que formen parte del proyecto EQFASES descrito en el prólogo.

El programa *CRUDO* esta compuesto por 17 subrutinas independientes, 7 son subrutinas de cálculo de propiedades termodinámicas, 2 subrutinas de cálculos matemáticos, 5 subrutinas de interconversión de curvas y 3 subrutinas interrelacionadas que organizan a las demás subrutinas. En la TABLA 6.4 se muestra un resumen de las subrutinas que conforman el programa *CRUDO*, mientras que en el ANEXO F se hace una descripción mas detallada de las subrutinas.

Es necesario proporcionar al programa un mínimo de 5 datos de la curva de destilación utilizada; el máximo de puntos que se puede proporcionar al programa es 20 datos. Para que la caracterización y propiedades calculadas con el subprograma de caracterización sean confiables, es recomendable que los puntos experimentales que se proporcionan se introduzcan en forma progresiva y cubran todo el intervalo posible de destilación.

Las curvas experimentales que se proporcionan al programa *CRUDO* consisten en un conjunto de valores discretos bien definidos, considérese el siguiente ejemplo:

TABLA 6.4. Resumen de las subrutinas del programa CRUDO

SUBROUTINA	OBJETIVO	DATOS INGRESADOS	DATOS PROPORCIONADOS
MENU	Administra el programa, recibe decisiones sobre como se desean los resultados.	Número de cortes, cambio de curva, tipo de correlaciones	—
CONTROL	Introduce la curva de destilación y gravedad específica, cambia el tipo de curva si no se introdujo TBP.	Temperatura y volumen de corte, gravedad específica	Curva TBP, SG
MeABP	Calcula el punto de ebullición promedio, así como las propiedades de los cortes.	Temperatura TBP y volumen de corte, SG, número de cortes, tipo de correlaciones	MeABP, peso molecular, fracción mol y factor de caract. de cada corte
PRINCIPAL	Calcula las propiedades termodinámicas de los cortes con los mejores modelos encontrados.	MeABP, gravedad específica, factor de caracterización	Temperatura y presión crítica, peso molecular, factor acéntrico y Cp
AJUSTE	Ajusta el mejor polinomio según los datos que se ingresen.	Temperaturas y volúmenes de dest.	Coefficientes del polinomio
INTEGRAL	Hace la integral de la curva TBP.	Coefficientes del polinomio, volúmenes de corte	Integral de la curva, temperatura de corte.
MOLWT	Calcula el peso molecular del corte.	Temperatura de corte, factor de caract.	Peso molecular
VAPRES	Calcula la presión de vapor del corte.	Temperatura de corte, factor de caract., temperatura crítica	Presión de vapor
RIAZI	Calcula las propiedades termodinámicas de los cortes con el modelo de Riazí.	MeABP, gravedad específica, factor de caracterización	Temperatura y presión crítica, peso molecular, factor acéntrico y Cp
API	Calcula las propiedades termodinámicas de los cortes con los modelos del API Technical Data Book.	MeABP, gravedad específica, factor de caracterización	Temperatura y presión crítica, peso molecular, factor acéntrico y Cp
LEE	Calcula las propiedades termodinámicas de los cortes con el modelo de Lee-Kesler.	MeABP, gravedad específica, factor de caracterización	Temperatura y presión crítica, peso molecular, factor acéntrico y Cp
HARJU	Calcula las propiedades termodinámicas de los cortes con el modelo de Hariu.	MeABP, gravedad específica, factor de caracterización	Temperatura y presión crítica, peso molecular, factor acéntrico y Cp
EFVTBP	Convierte una curva EFV en TBP.	Coefficientes del polinomio, SG	Curva TBP
TBPASTM	Convierte una curva TBP en ASTM.	Coefficientes del polinomio	Curva ASTM
ASTMTBP	Convierte una curva ASTM en TBP.	Coefficientes del polinomio	Curva TBP
ASTM D1160	Convierte una curva ASTM D1160 en TBP.	Coefficientes del polinomio, SG, presión del ensayo	Curva TBP
ASTMEFV	Convierte una curva ASTM en EFV.	Coefficientes del polinomio, SG	Curva EFV

Tipo de crudo: Muestra 16 (Aceite crudo terciario).
Datos experimentales:

VOLUMEN (%)	TBP (°C)
10	101
20	154
30	203
40	259
50	315
60	378
70	443
80	520

Durante el proceso de caracterización es necesario conocer los valores intermedios entre estos valores discretos. Por ejemplo, a la temperatura de corte para el diesel es aproximadamente de 366 °C se desea conocer el porcentaje en volumen y la densidad correspondientes. Para hacerlo, se requiere interpolar entre los valores correspondientes a las temperaturas de 315 °C y 378 °C.

Para seleccionar la forma de interpolación se consideró que los datos reportados por el laboratorio son suficientemente confiables y que no debe existir ninguna corrección analítica en el programa *CRUDO*. Para seleccionar el polinomio de interpolación empleado en el programa *CRUDO* se analizaron interpolaciones de tipo lineal, cuadrático y polinomial y se observó que el mejor ajuste se hace con un polinomio de grado $n-1$ donde n representa el número de datos experimentales introducidos, por lo cual se introdujo una subrutina para hacer este ajuste.

~

Los datos que arroja el programa *CRUDO* y que sirven para el cálculo del equilibrio físico son los siguientes :

- a) curva TBP simulada
- b) gravedad específica de cada producto
- c) temperatura de ebullición promedio de cada producto
- d) factor de caracterización de cada producto
- e) temperatura crítica de cada producto
- f) presión crítica de cada producto
- g) factor acéntrico de cada producto
- h) peso molecular de cada producto
- i) ecuación del C_p de cada producto
- j) por ciento en volumen, masa y mol de cada producto.

6.2. Descripción y ejemplos de los algoritmos de caracterización

Al iniciar el programa de caracterización se pide al usuario indicar el número de datos a introducir, a continuación se introducen los valores del volumen y la temperatura de la curva de destilación además de la gravedad específica. En este momento se pregunta que tipo de datos dispone. En el caso de que la muestra sea un crudo muy pesado y que no tenga los valores de temperatura mayores al 80 por ciento, cuando se trate de muestras de crudo, el programa calculará las temperaturas en el 80 y 100 por ciento en volumen.

Después que se ha seleccionado el tipo de datos disponibles, se pregunta al usuario si desea especificar el número de pseudo-componentes, ya que si no se desea hacerlo el programa lo hará automáticamente. Una vez proporcionado el número de pseudo-componentes, el programa pregunta si se desea convertir la curva introducida en cualquiera de sus similares, en caso de haber elegido la opción de convertir los datos a otro tipo de curvas, el programa desplegará un menú y preguntará a que tipo de curva se desea convertir. También el programa pregunta que tipo de correlaciones se desea utilizar, si se desea tener resultados con las correlaciones mas parecidas a ASPEN o se pueden escoger otros modelos.

Conociendo los puntos de corte, el programa procederá a realizar la caracterización a través de los siguientes pasos:

- a) Lectura del volumen correspondiente a cada temperatura de corte
- b) Cálculo del por ciento en volumen de cada producto
- c) Cálculo de la temperatura de ebullición promedio para cada producto
- d) Cálculo de la densidad de cada producto correspondiente a la temperatura de ebullición volumétrica promedio
- e) Cálculo de la temperatura crítica, presión crítica, factor acéntrico, peso molecular y constantes de la ecuación de capacidad calorífica
- f) Cálculo de las fracciones mol y masa de cada producto

El diagrama general del programa se muestra en la FIGURA 6.1, mientras que los diagramas de las subrutinas mas importantes se muestran en las FIGURAS 6.2, 6.3 y 6.4.

Diagrama de bloques
del programa *CRUDO*

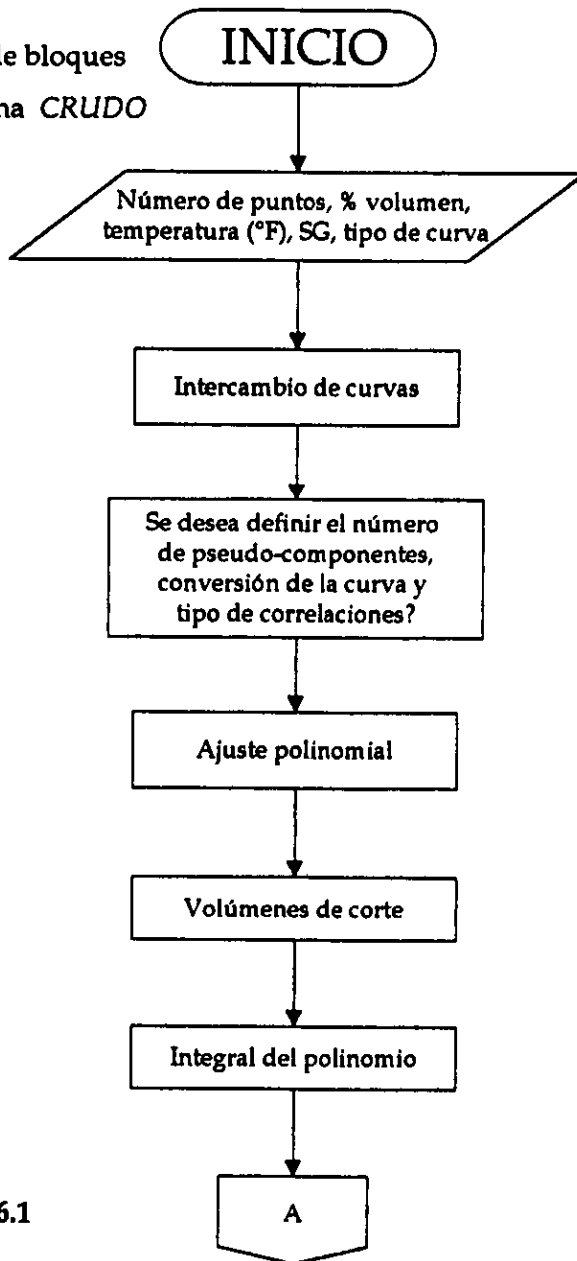


FIGURA 6.1

Diagrama de bloques
del programa *CRUDO*

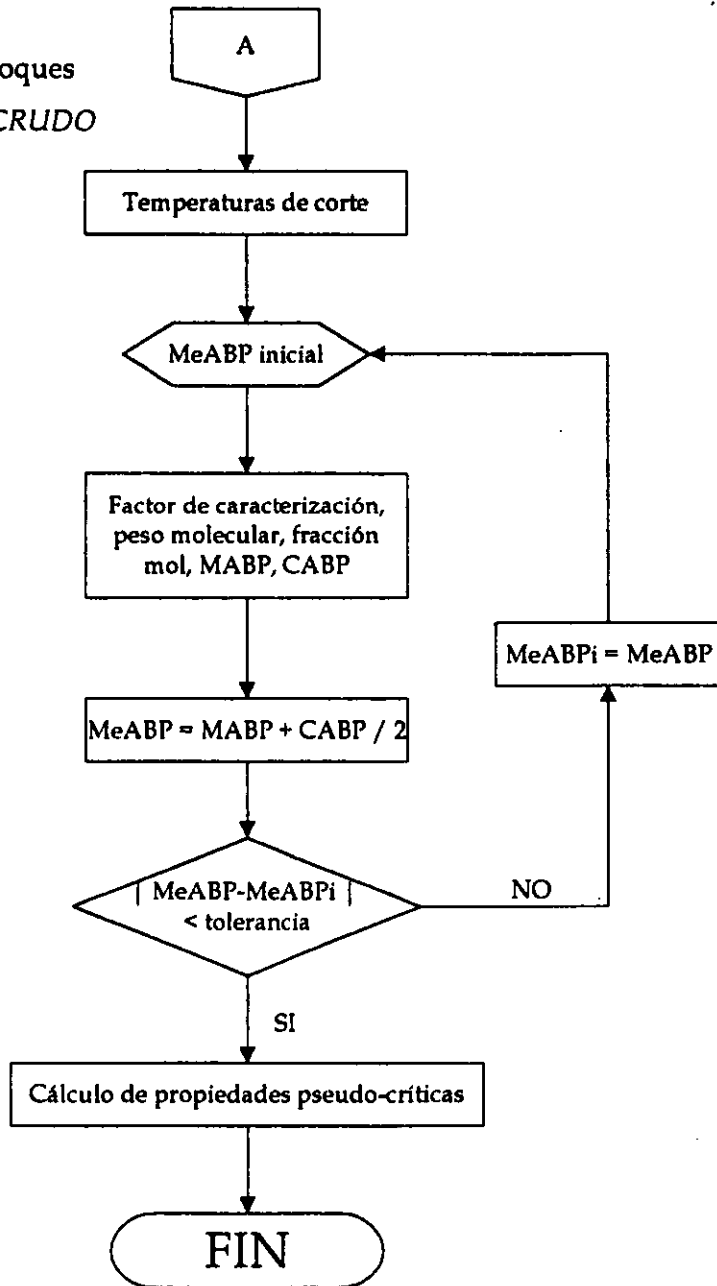


FIGURA 6.1

Subrutina Menú

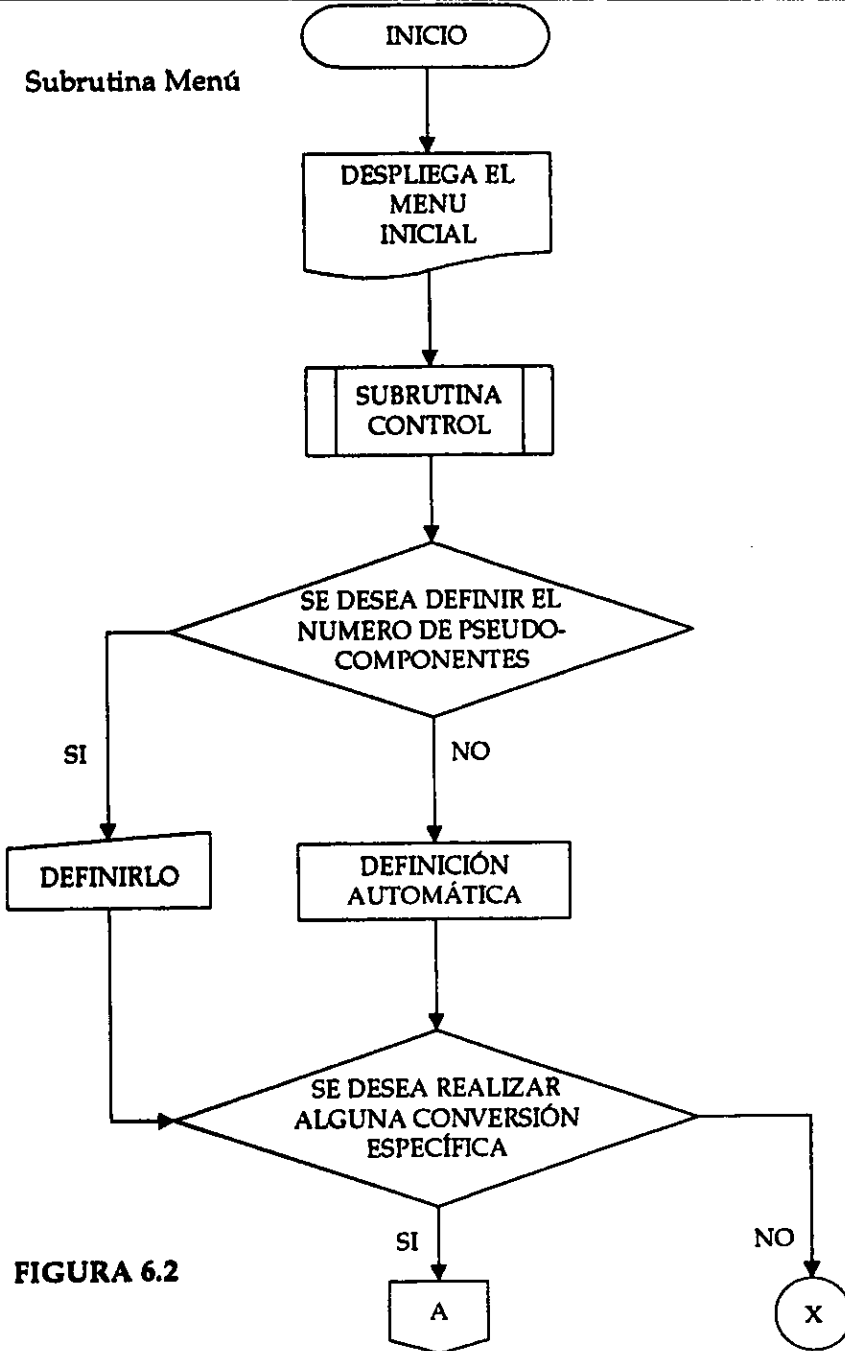


FIGURA 6.2

Subrutina Menú

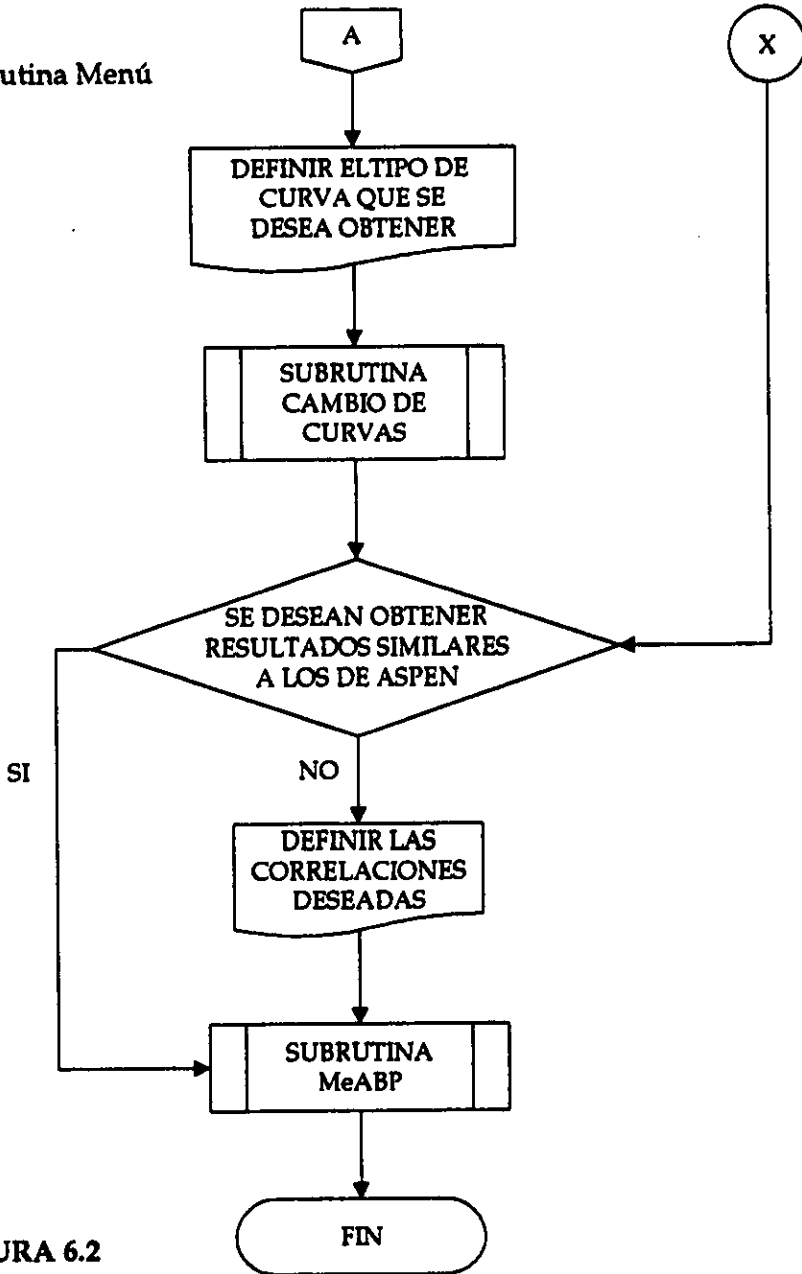


FIGURA 6.2

Subrutina Control

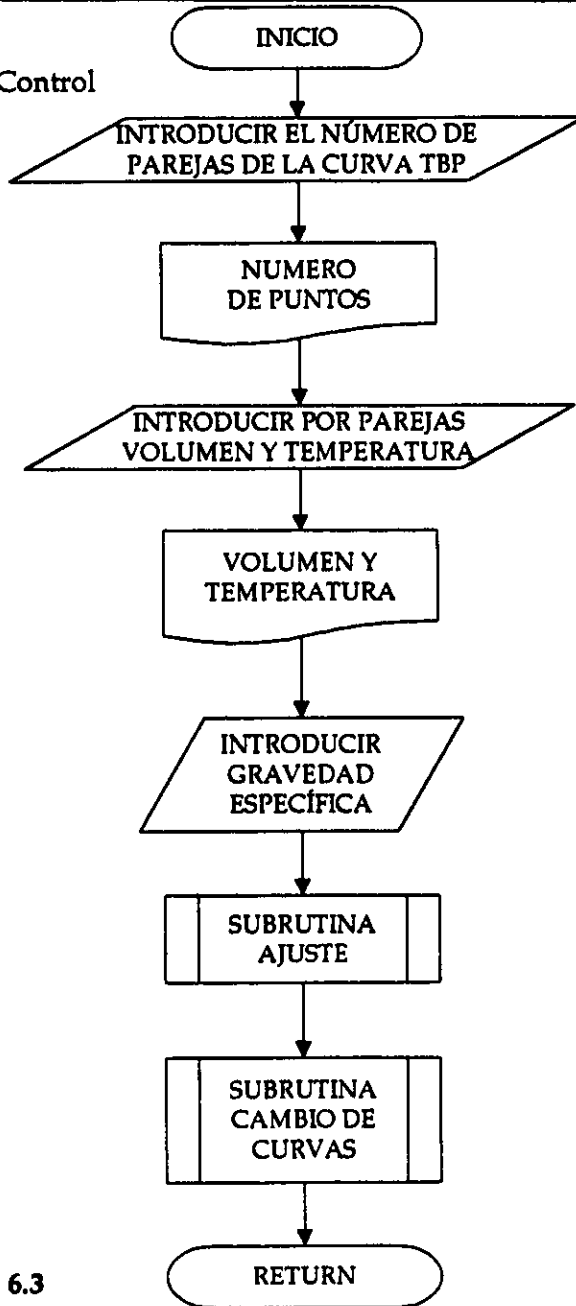


FIGURA 6.3

Subrutina MeABP

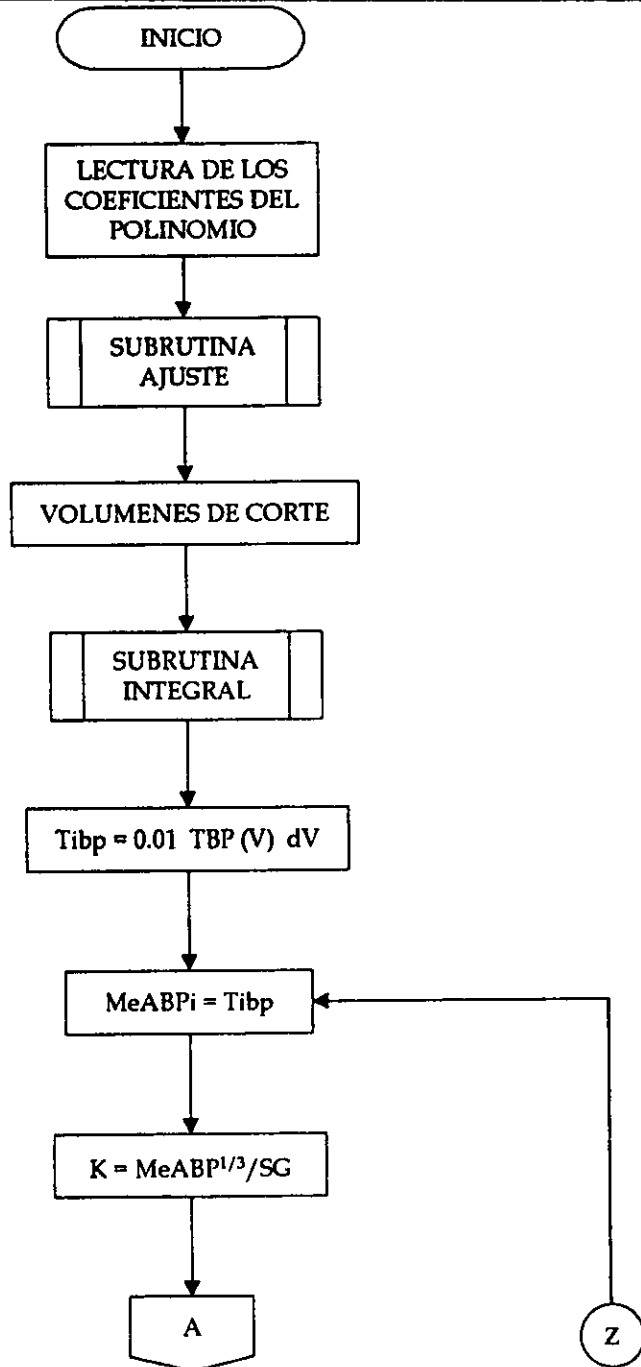


FIGURA 6.4

Subrutina MeABP

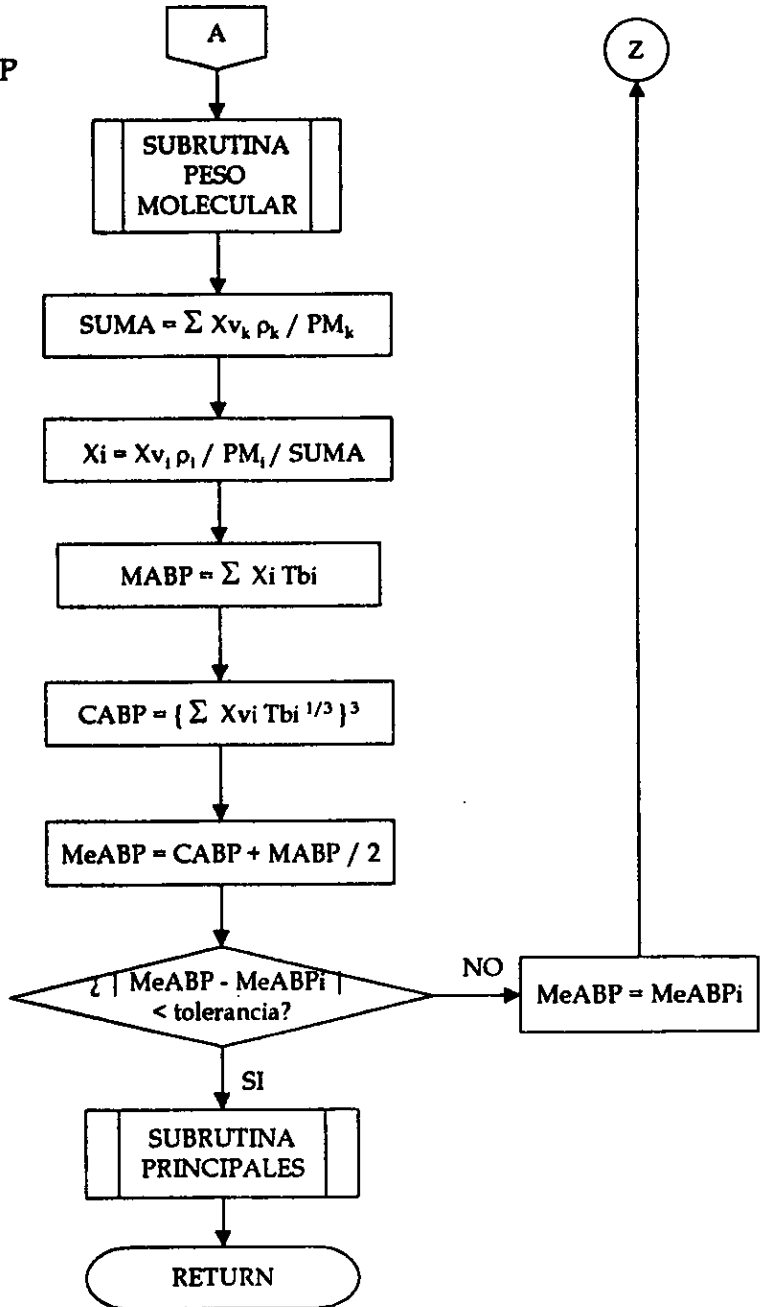
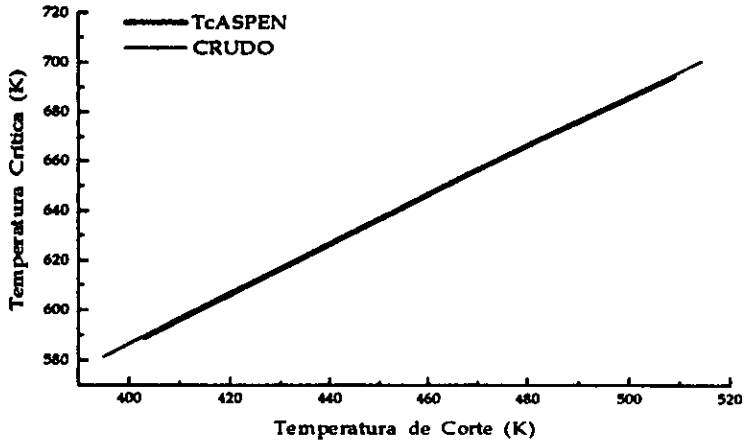


FIGURA 6.4

Los resultados obtenidos en el programa *CRUDO* fueron buenos, ya que en las fracciones de petróleo se obtuvieron resultados casi idénticos a los del simulador *ASPEN*, mientras que para las muestras de crudo se hizo una combinación de modelos, ya que diferentes modelos ajustan bien en diferentes regiones, por lo que se propuso establecer valores límite en los que cambia el modelo utilizado según los resultados gráficos.

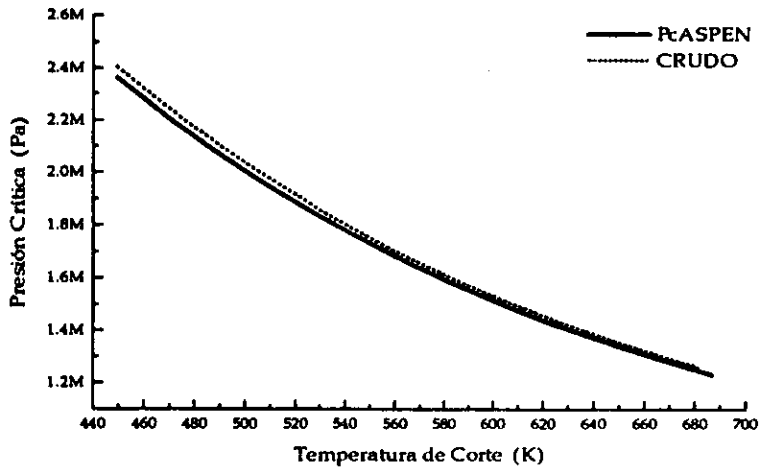
Las gráficas con los mejores resultados para cada propiedad calculada se muestran a continuación.

Muestra 3 (Turbosina)



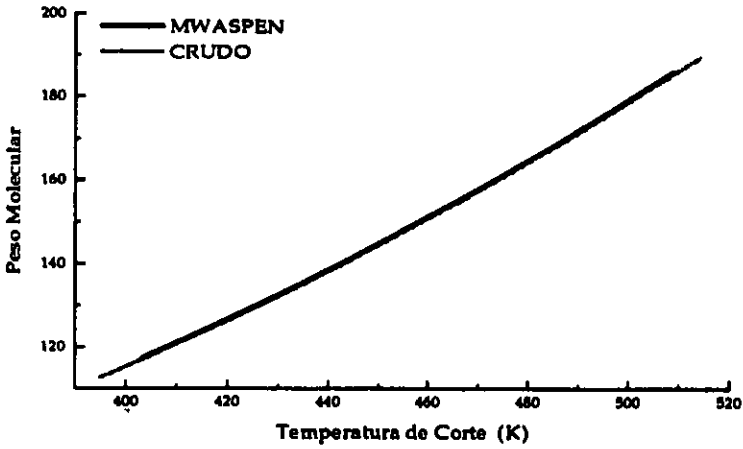
Gráfica 1. Comparación entre Tc ASPEN y Tc CRUDO

Muestra 4 (Gasóleo Ligero)



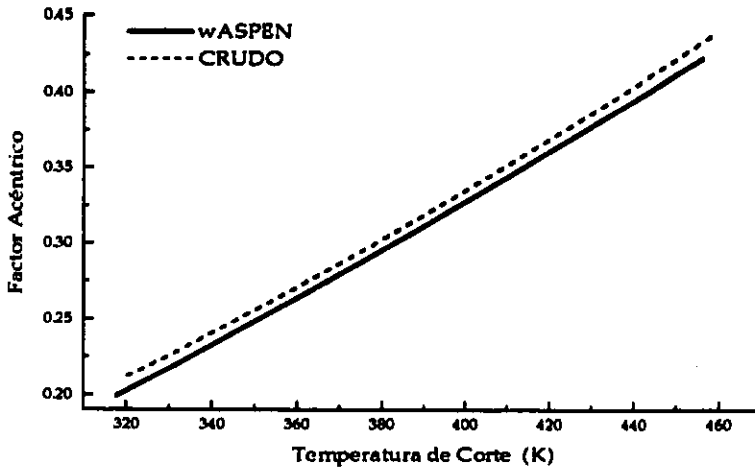
Gráfica 2. Comparación entre Pc ASPEN y Pc CRUDO

Muestra 3 (Turbosina)



Gráfica 3. Comparación entre PM ASPEN y PM CRUDO

Muestra 9 (Gasolina Nova)



Gráfica 4. Comparación entre ω ASPEN y ω CRUDO

CAPITULO 7

Conclusiones

El conocimiento de las propiedades físicas y termodinámicas de hidrocarburos puros y sus mezclas son de gran importancia en la refinación del petróleo y procesos, especialmente aquellos relacionados para efectuar un buen diseño de equipos de proceso.

La determinación experimental de las propiedades físicas y termodinámicas de todos los materiales industriales importantes no es factible tanto por el costo como por el tiempo que se consume en realizar los experimentos. Por consiguiente, es importante contar con correlaciones que predigan el comportamiento termodinámico de estas sustancias; y de esta manera se podrán calcular de manera mas precisa las propiedades de interés.

La evaluación de propiedades termodinámicas se efectúa a partir de modelos, entre las cuales se encuentran las ecuaciones de estado, que parten de una serie de propiedades físicas características de la sustancia que se maneja (tales como propiedades críticas, factor acéntrico, capacidad calorífica, etc.). Estas propiedades para el caso del petróleo y sus fracciones son evaluadas mediante los métodos de caracterización.

Como resultado de la investigación bibliográfica se conjuntó una serie de correlaciones para predecir las propiedades termodinámicas y para la conversión de curvas de destilación del petróleo y sus fracciones. Con todo lo anterior se realizó un programa en lenguaje FORTRAN, denominado *CRUDO*, que se integró al programa *EQFASES*.

Los beneficios que tiene el uso de un programa para la predicción de las propiedades termodinámicas de petróleo y sus fracciones son los siguientes :

- a) La predicción del equilibrio líquido-vapor en la vaporización del petróleo crudo y sus fracciones utilizando un modelo riguroso de predicción de propiedades termodinámicas.
- b) Con la interacción de los programas *EQFASES* y *CRUDO* se podrá explorar el diseño, de una manera sencilla y precisa, del equipo que se requiere para la destilación del crudo y sus fracciones, tal es el caso de hornos de precalentamiento, intercambiadores de calor y demás equipos que requiere saber de propiedades termodinámicas para su diseño.

- c) Para la realización del programa *CRUDO* se compararon cerca de 10 modelos y más de 20 muestras para cada propiedad y se escogieron las correlaciones que más se ajustan a los datos que nos arroja el simulador *ASPEN PLUS*, por lo que se recomienda utilizar este programa con la certeza que los resultados que devuelva son validos.
- d) El programa *CRUDO* será una herramienta muy útil y económica sobre todo para las instituciones de nivel superior y para la industria de transformación petrolera ya que el programa *EQFASES* es capaz de simular algunos equipos de los centros de refinación de crudo con una aceptable precisión.

Durante la elaboración del programa *CRUDO*, se hizo evidente la importancia que tiene una correcta caracterización del petróleo para lograr una predicción precisa en el equilibrio líquido-vapor, tanto del petróleo como de sus fracciones. Las desventajas que tiene *CRUDO* a este respecto son las siguientes :

- a) La caracterización del petróleo en *CRUDO* supone que los datos de laboratorio no requieren ninguna corrección de tipo estadístico o matemático.
- b) Todas las correlaciones para el cálculo de propiedades tienen buenos resultados para las fracciones ligeras e intermedias, pero conforme el crudo se hace pesado la precisión de las correlaciones se pierde. Este es un problema que hasta el momento no se ha resuelto, ya que las investigaciones en el área todavía no han dado a conocer una correlación satisfactoria para las fracciones pesadas, por lo que hay que utilizar criterio para el uso de estos datos.
Existen modelos más precisos pero estos requieren de un mayor conocimiento de la estructura del corte utilizado. Las correlaciones se seleccionaron por su cercanía con los resultados de *ASPEN* y también por la facilidad de obtener los datos que requieren; por lo cual este simulador puede ser mejorado pero también se necesitaría introducir un número mayor de datos al inicio de la sesión.

El objetivo de este trabajo es la predicción de propiedades, las cuales son: temperatura y presión críticas, peso molecular, factor acéntrico y capacidad calorífica, por lo cual es limitado, pero este programa se podrá extender incorporando algunas otras subrutinas de cálculo de propiedades.

La continuación de este trabajo es solicitar al usuario una curva experimental de peso molecular y un análisis de ligeros, con los cuales se mejorará la predicción del equilibrio líquido-vapor con ecuaciones de estado y el cálculo de la composición molar de los productos será mas preciso. También podrá incluirse una curva de viscosidad y de contenido de azufre, ya que los crudos mexicanos son bastante amargos, con esto se mejora la predicción del equilibrio antes mencionado.

ANEXO A

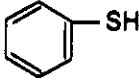
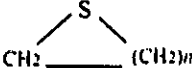
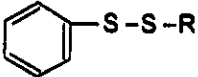

TIPOS DE HIDROCARBUROS MÁS COMUNES

Las siguientes conclusiones se alcanzaron basados en los datos obtenidos del API Project 6:

- Todos los petróleos contienen substancialmente los mismos compuestos de hidrocarburos.
- Los principales compuestos pueden ser clasificados en cinco clases: parafinas normales (de cadena lineal), parafinas ramificadas, alkil ciclopentanos, alkil ciclohexanos y alkil bencenos.
- Para cada una de estas cinco clases, los compuestos individuales aparecen en proporciones usualmente del mismo orden de magnitud para diferentes petróleos.
- Las relaciones entre las diferentes clases de hidrocarburos varían enormemente de un petróleo crudo a otro.

TABLA A		
NOMBRE	FORMULA	%
<i>Hidrocarburos Parafínicos</i>		
Normales		14
Ramificados		18
<i>Cicloparafínicos (Nafténicos)</i>		
Alkilciclopentanos		10
Alkilciclohexanos		6
Bicicloparafinas		5
<i>Hidrocarburos Aromáticos</i>		
Alkilbencenos		18
Cicloparafinas - aromáticos		5
Fluorenos		3
Aromáticos binucleares		17
Aromáticos tri- y tetranucleares		4

Nota: R usualmente es el radical metil (CH_3 -)

TABLA B		
TIPO	FORMULA	OCURRE
Sulfuro de Hidrógeno	H_2S	a, b, c
<i>Mercaptanos</i>		
Alifáticos	$R-SH$	a, b, c
Aromáticos		c
<i>Sulfuros</i>		
Alifáticos	$R-S-R$	b, c
Cíclicos		b, c
<i>Disulfuros</i>		
Alifáticos	$R-S-S-R$	b
Aromáticos		c
Polisulfuros	$R-S_n-R$	b, c
Tiofenos y homólogos		c

* Es la aparición de este tipo de compuestos en:

- (a) Petróleo crudo
- (b) Destilados de primaria
- (c) Fracciones desintegradas

ANEXO B

DESCRIPCIÓN DE UN ENSAYO DE LABORATORIO

1.- Introducción

El origen del crudo sigue siendo objeto de especulación para los científicos. El petróleo crudo es de naturaleza orgánica y compuesto de una combinación de carbono e hidrógeno con pequeñas cantidades de azufre, nitrógeno, oxígeno y trazas de vanadio, níquel y otros metales. Los compuestos de carbono e hidrógeno son complejos pero son principalmente parafínicos, nafténicos y aromáticos. Cualquier tipo de crudo consiste en miles de compuestos, cuya complejidad aumenta con el rango de ebullición del petróleo.

No existe un método general para la clasificación de petróleo crudo. Lo que se utiliza es hacer un análisis que da la composición como un porcentaje de los principales elementos presentes (carbono, hidrógeno, nitrógeno, oxígeno y azufre). Un análisis químico da la composición en porcentaje del tipo de compuestos (parafínicos, nafténicos y aromáticos). Este tipo de análisis es valioso para formularnos una idea general de la utilidad del crudo para producir varios productos de refinación, pero el análisis da poca información de la cantidad de los muchos productos que pueden ser producidos. Para obtener esta información, una evaluación adicional es necesaria.

2.- Evaluación preliminar o ensayo

El ensayo de un crudo nos provee de datos generales de al crudo examinado y esta basado en numerosas pruebas experimentales que están normalizadas. Las pruebas consisten primeramente en una destilación fraccional del crudo, un análisis de hidrocarburos mostrando el porcentaje de compuestos más ligeros que el hexano, y una serie de pruebas usadas por la refinaria para determinar como el crudo puede dar los productos deseados con la operación actual de la refinaria. Alguno de las pruebas más importantes son las utilizadas para determinar peso especifico, contenido de azufre, contenido de sal, agua y sedimentos, viscosidad, punto de fluidez y componentes metálicos.

Gravedad Específica.

La gravedad específica del Instituto Americano del Petróleo (API) de un crudo es usada para corregir por temperatura y volumen las mediciones de las propiedades promedio del crudo. El método utilizado para esta medición se describe en las Normas ASTM D287.

Azufre.

El contenido de azufre de un crudo es una importante cualidad debido que la complejidad y el gasto en la refinación son mucho mayores mientras el contenido de azufre sea mayor. El contenido de azufre varía de prácticamente nada a un porcentaje elevado en algunos crudos, los cuales reciben el nombre de amargos. El contenido de azufre en el crudo usualmente se determina oxidando una muestra y convirtiendo los compuestos de azufre en sulfato de bario, esta prueba se describe en la Norma ASTM D129 / IP 61.

Contenido de Sal.

El contenido de sal en el crudo varía sobre un amplio rango afectando principalmente a dos factores, las prácticas de producción y el manejo del crudo hacia los tanques a los que entra a la refinería. Hasta un pequeño contenido en sal es crítico para la operación en la refinería ya que la constante acumulación en unidades específicas de la refinería tales como hornos e intercambiadores. Además de incrustar estos equipos, ciertas sales metálicas se descomponen y liberan ácidos corrosivos durante el procesamiento del crudo.

Un método ampliamente utilizado para la determinación de cloruros inorgánicos es la titulación potenciométrica en solución no acuosa como se describe en la Norma ASTM D3230.

Agua y Sedimentos.

En las operaciones de refinación, la presencia de agua y sedimentos significan mayores dificultades de operación y mantenimiento debido a la corrosión,

calentamiento desigual, picaduras y asentamientos en hornos y cambiadores y efectos adversos en la calidad de los productos.

Los sedimentos normalmente existen en el crudo como partículas extremadamente finas y dispersas. Estos sólidos pueden tomar la forma de arena, arcilla o pequeñas rocas que maltratan los equipos como bombas y cambiadores. El agua puede aparecer como pequeñas gotas o como emulsión y puede contener sales u otras sustancias peligrosas. En las refinerías, el agua es medida por destilación y los sedimentos por extracción. Estos procedimientos están descritos en la Norma ASTM D96, D95/IP 74 y D473/IP 53.

Componentes Metálicos.

Las pequeñísimas cantidades de compuestos metálicos como hierro, sodio, níquel, vanadio, plomo, y arsénico tienen un efecto adverso en la refinación y los procesos operativos. Estos materiales envenenan los catalizadores y algunos de ellos tienen mayores efectos adversos. Por ejemplo, los compuestos con vanadio dañan las paredes de las turbinas y los hornos refractarios; el sodio puede causar problemas en los materiales de construcción de los hornos, etc. Existen numerosas técnicas de laboratorio que se utilizan para analizar contaminantes metálicos en el crudo, una de las cuales es la Norma ASTM D2788.

Destilación.

En el ensayo preliminar del crudo, la destilación es llevada a cabo bajo pobres condiciones de fraccionamiento. Las temperaturas del vapor destilado son registradas en el punto inicial de ebullición y a los siguientes porcentajes en volumen de destilado: 5, 10, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 95 y el punto final. El crudo se puede desintegrar a temperaturas mayores de 260 a 316 °C (500 a 600 °F). Por esta razón, muchos laboratorios interrumpen la destilación alrededor de los 232 °C (450 °F) y entonces reducen la presión hasta 1 mmHg. Esto permite que la destilación continúe a temperaturas reducidas hasta el punto final sin daño alguno de desintegración térmica. Las lecturas de temperatura se deben convertir de temperaturas a 1 mmHg a la temperatura correspondiente a presión atmosférica. Los aparatos y el procedimiento para este tipo de destilación están descritos en las Normas ASTM D86 y D1160.

Análisis de hidrocarburos ligeros.

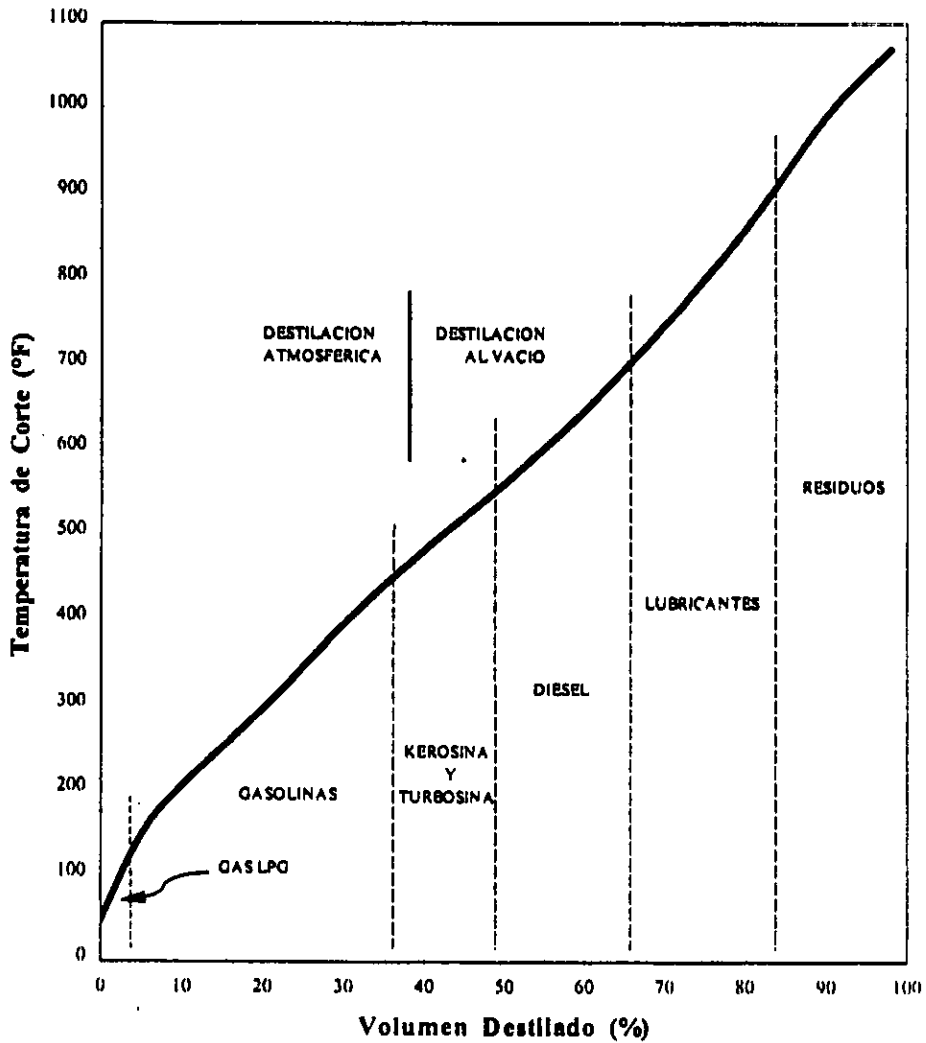
La mayoría de los ensayos de crudo y todos los estudios exhaustivos incluyen un análisis de hidrocarburos ligeros disueltos en el crudo, usualmente desde etano hasta pentano o algunas veces hexano. La descripción de estas pruebas está en la Norma ASTM D2427.

3.- Evaluación completa

Las pruebas utilizadas para hacer un ensayo preliminar son relativamente sencillas. Los resultados nos dan un panorama general de la calidad del crudo, pero no nos dan suficientes datos para una evaluación económica o una idea adecuada de la calidad y cantidad de los productos que podemos obtener del crudo. Una evaluación más completa se requiere para obtener esta información. La evaluación inicia con una destilación TBP. Esta destilación se lleva a cabo en buenas condiciones de fraccionamiento, ya que tiene una columna empacada y una relación de reflujo alta. A las muestras que se van destilando se analizan individualmente o en mezclas para apreciar su valor como combustibles, aceites, cargas para otras plantas, etc. Los resultados de hacer una destilación TBP nos puede dar más información del tipo de productos que podemos obtener de un crudo determinado, esto se puede observar claramente con la FIGURA B.1. El procedimiento par realizar una destilación TBP se describe en la Norma ASTM D2892.

FIGURA B.1

Curva de destilación TBP



ANEXO C

PROCEDIMIENTO PARA LA EVALUACIÓN TIPO ASSAY DEL CRUDO OLMECA

CONTENIDO

	HOJA No.
1. Objetivo	2
2. Antecedentes	3
3. Conclusiones	4
4. Comentarios	5
5. Muestreo	9
6. Características del aceite crudo	10
7. Características de ligeros, destilados y residuos	11
8. Anexos	31
8.1- Diagrama de esquemas de refinación	32
8.2- Tabla de rendimientos parciales y acumulados	33
8.3- Análisis PIONA	34
8.4- Curva de destilación TBP	47

**ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA**

1. OBJETIVO

Evaluar según Assay Internacional las corrientes de los crudos Istmo, Maya, Olmeca, Terciario y Pozóleo, y disponer de bases sobre la calidad y rendimiento de productos de los crudos para uso doméstico y exportación con fines comerciales.

En este informe se presenta la evaluación del aceite crudo Olmeca.

3. CONCLUSIONES

3.1 El aceite crudo Olmeca es un crudo de tipo ligero como lo indican sus propiedades.

PROPIEDADES	CRUDO OLMECA
°API	38.04
Azufre, % Peso	0.98
Vanadio, ppm	4.96
Carbón Ramsbottom, % Peso	1.82

3.2 El rendimiento de destilados TBP hasta 538°C es de 89.5 % Vol.

3.3 El rendimiento de la fracción ligera de C₁- C₄ es de 0.89 % Vol.

4. COMENTARIOS

- 4.1 El aceite crudo Olmeca es de tipo Ligero ($^{\circ}$ API = 38.04), de naturaleza Parafínica (K-UOP=12.00), con valores bajos de contaminantes como el azufre (0.98 % Peso), Carbón Conradson (1.93 % Peso) y Niquel + Vanadio (5.73 ppm).
- 4.2 Fracción C₅ a 71°C.
Este destilado presenta alto índice de octano (RON BASE = 69.1), bajo contenido de azufre (0.0062 % Peso) y buena susceptibilidad al TEL (RON con 3.17 gr de TEL/GAL = 90.7).
- 4.3 Fracción 71-177°C.
Fracción con bajo índice de octano (RON BASE = 48.2), contenido medio de azufre (0.012 % Peso) y buena susceptibilidad al TEL (RON con 3.17 gr de TEL/GAL = 69.1), con proporción media de carbones nafténicos (16.12 % Vol.) y carbones aromáticos (19.03 % Vol.).
- 4.4 Fracción 71-190°C.
Fracción con bajo índice de octano (RON BASE = 46.3), contenido bajo de azufre (0.0241 % Peso) y buena susceptibilidad al TEL (RON con 3.17 gr de TEL / GAL = 66.10), su proporción de contenido de carbones nafténicos presenta valores bajos (15.83 % Vol.), así como su contenido de aromáticos (19.87 % Vol.).
- 4.5 Fracción 177-204°C.
Este destilado presenta un contenido bajo de azufre (0.0292 % Peso), buen punto de humo (28.5 mm) y contenido bajo de aromáticos (18.10 % Vol.).

4.6 Fracción 190-204°C.

Destilado con contenido bajo de azufre (0.0334 % peso), buen punto de humo (28.0 mm) y contenido bajo de aromáticos (19.90 % Vol.)

4.7 Fracción 177-240°C.

Destilado dentro del rango de turbosinas, presenta contenido bajo de azufre (0.037% Peso), buen punto de humo (27.0 mm) y contenido bajo de aromáticos (21.5% Vol.).

4.8 Fracción 190-240°C.

Fracción dentro del rango de turbosinas, presenta contenido bajo de azufre (0.0493%Peso), buen punto de humo (26.0 mm) y contenido medio de aromáticos (23.0 % Vol.).

4.9 Fracción 204-274°C.

Fracción correspondiente a querosina, presenta contenido bajo de azufre (0.1599% Peso), aceptable punto de humo (23.0 mm) y alta temperatura de escurrimiento (-30°C).

4.10 Fracción 240-274°C.

Fracción correspondiente a querosina pesada, presenta un contenido bajo de azufre (0.27% Peso), aromáticos (25.77% Vol.), aceptable punto de humo (22 mm) y alta temperatura de escurrimiento (-21°C)

4.11 Fracción 274-316°C.

Fracción correspondiente a gasóleo ligero primario. contiene valores bajos de azufre (0.61% Peso), buen número de cetano (55.7), temperatura de escurrimiento (-6), y contenido de aromáticos (27.92% Vol.).

4.12 Fracción 274-348°C.

Fracción correspondiente a diesel, la temperatura final de 348°C en destilación TBP, corresponde a 330°C al 90 % Vol. en D-86. Contiene valores bajos de azufre (0.76% Peso), buen número de cetano (59.7) y valores medios de aromáticos (28.46% Vol.); su temperatura de escurrimiento es de -3°C.

4.13 Fracción 316-343°C.

Fracción correspondiente a gasóleo primario, presenta valores bajos de azufre (0.9%Peso), buen número de cetano (56.1) y valores medios de aromáticos (29.12 % Vol.); su temperatura de escurrimiento es de + 6°C .

4.14 Fracción 343-454°C.

Fracción correspondiente a gasóleo ligero de vacío, contiene valores medios de azufre (1.42% Peso) y aromáticos (38.47% Vol.); su temperatura de escurrimiento es de +24°C y su factor metal de <0.92.

4.15 Fracción 348-454°C.

Fracción correspondiente a gasóleo ligero de vacío, su temperatura inicial de 348°C en destilación TBP, corresponde a 330°C al 90 % Vol. en D-86 para el corte 274-348°C. Presenta valores medios en contenido de azufre (1.44% peso) y aromáticos (40.53% Vol.); su temperatura de escurrimiento es de -24°C y su factor metal de <0.95.

4.16 Fracción 454-538°C.

Fracción correspondiente a gasóleo pesado de vacío, contiene valores medios de azufre (1.77% peso) y valores altos de aromáticos (52.49% Vol.); su temperatura de escurrimiento es de -39°C y su factor metal de <0.95

4.17 Residuo +343°C.

Es un residuo atmosférico con valores medios de azufre (1.89% Peso) y carbón Conradson (4.51 % Peso), su rendimiento en la destilación TBP es de 38.3% Vol., y en la destilación D-1160 presenta un volumen a 1000°F de 76.0 % de destilados.

4.18 Residuo +454°C.

Es un residuo de vacío con 51.5 % Vol., de volátiles a 1000°F, presenta un contenido medio de azufre (2.32% Peso) y carbón Conradson (7.83 % Peso); su rendimiento en la destilación TBP es de 21.00 % Vol.

4.19 Residuo + 538°C.

Residuo de alto vacío agotado a 538°C con 4.3 % Vol., de volátiles a 1000°F, presenta contenido medio de azufre (3.07% Peso), carbón Conradson (14.69% Peso), insolubles en nC₃ (9.10% Peso) y Vanadio (37.4 ppm). En la destilación TBP se obtuvo un rendimiento de 10.50% Vol.

FECHA: SEPT 95
HOJA No. 9

5. MUESTREO

El aceite crudo Olmeca fue muestreado en la Trampa de Diablos de la T.M. Pajaritos, Ver., el día 28 de Junio de 1995

El muestreo se realizó según método ASTM-D-4057.

6. CARACTERISTICAS DEL ACEITE CRUDO OLMECA

PROPIEDADES	METODO	RESULTADOS
Peso específico @ 60/60°F	ASTM-D-1298	0.8346
Gravedad API	ASTM-D-287	38.04
Azufre total, % Peso	ASTM-D-4294	0.98
Presión de vapor Reid, lb/pulg ²	ASTM-D-323	5.80
Viscosidad, cSt / SSU @		
15.6 °C	ASTM-D-445	5.42/43.6
21.1 °C	ASTM-D-445	4.82/41.7
25.0 °C	ASTM-D-445	4.45/40.6
Factor de caracterización K UOP	UOP-375	12.0
Temperatura de Escurrimiento, °C	ASTM-D-97	<45
Nitrógeno Total, ppm	ASTM-D-4629	632
Nitrógeno Básico, ppm	UOP-313	164
Carbon Conradson, % Peso	ASTM-D-189	1.93
Carbon Ramsbottom, % Peso	ASTM-D-524	1.82
Agua por destilación, % Vol	ASTM-D-4006	<0.05
Agua y sedimentos, % Vol	ASTM-D-4007	0.05
Sedimentos por extracción, % Vol.	ASTM-D-473	0.02
Acidez, mg KOH/g	ASTM-D-474	0.10
Metales, ppm		
Fe/Cu	IMP-SA-AA-018	0.50/0.25
Ni/V	IMP-SA-AA-018	0.77/4.96
Ca/Mg	IMP-SA-AA-018	2.48/0.10
Contenido de sal, lb/1000 Bls	ASTM-D-3230	8.8
Contenido de H ₂ S, ppm	UOP-163	117
Insolubles en nC ₄ , % Peso	ASTM-D-2007	1.16
Insolubles en nC ₆ , % Peso	ASTM-D-2007	1.06
Poder calorífico: Neto, BTU/lb	ASTM-D-240	17838
Bruto, BTU/lb	ASTM-D-240	18750
Azufre mercaptánico, ppm	UOP-163	103

FECHA: SEPT 93
HOJA No. 11

7. CARACTERISTICAS DE FRACCIONES Y RESIDUOS

FRACCION LIGERA
C₁ - C₄
CRUDO OLMECA

RENDIMIENTO:	METANO	ETANO	PROPANO	ISOBUTANO	n-BUTANO
% Vol.	0.000	0.001	0.028	0.112	0.749
% Peso	0.000	0.000	0.017	0.076	0.524
Localización en el Crudo. % Vol.	0.000-0.000	0.000-0.001	0.001-0.029	0.029-0.141	0.141-0.890

FRACCION LIGERA
C₁ - C₄
CRUDO OLMECA

RENDIMIENTO:	METANO	ETANO	PROPANO	ISOBUTANO	n-BUTANO
% Vol.	0.000	0.001	0.028	0.112	0.749
% Peso	0.000	0.000	0.017	0.076	0.524
Localización en el Crudo. % Vol.	0.000-0.000	0.000-0.001	0.001-0.029	0.029-0.141	0.141-0.890

RENDIMIENTO:	i-PENTANO	n-PENTANO	CICLOPENTANO	i-HEXANO	n-HEXANO
% Vol.	1.436	2.248	0.119	1.870	1.938
% Peso	1.075	1.700	0.107	1.494	1.542
Localización en el Crudo. % Vol.	0.89-2.326	2.326-4.574	4.574-4.693	4.693-6.563	6.563-8.501

FECHA: SEPT 95
HOJA No. 13NAFTA LIGERA: CRUDO OLMECA
CORTE: C5 - 71°C

PROPIEDADES	METODO	RESULTADOS
Rendimiento.		
% Peso		6.053
% Vol.		7.81
% Arrastre acumulado. % Peso		6.65
% Arrastre acumulado. % Vol.		8.70
Localización en el crudo. % Vol.		0.89-8.70
Temperatura de ebullición media volumétrica. °C	CALCULO	52
Peso específico a 60/60°F	ASTM-D-1298	0.6449
Gravedad API	ASTM-D-287	37.91
Azufre total. % Peso	ASTM-D-4294	0.0062
Presión de vapor Reid. lb/pulg ²	ASTM-D-323	15.37
RON BASE	ASTM-D-2699	69.1
MON BASE	ASTM-D-2699	64.4
DON BASE. (R+M) _{Base} /2	CALCULO	66.75
RON - 0.5 gr TEL/gal	ASTM-D-2699	76.9
MON - 0.5 gr TEL/gal	ASTM-D-2699	70.8
DON 0.5 gr TEL/gal. (R+M) _{0.5 gr TEL/gal} /2	CALCULO	73.85
RON - 1 gr TEL/gal	ASTM-D-2699	81.8
MON - 1 gr TEL/gal	ASTM-D-2699	74.5
DON 1 gr TEL/gal. (R+M) _{1 gr TEL/gal} /2	CALCULO	78.15
RON - 2 gr TEL/gal	ASTM-D-2699	87.2
MON - 2 gr TEL/gal	ASTM-D-2699	79.8
DON 2 gr TEL/gal. (R+M) _{2 gr TEL/gal} /2	CALCULO	83.5
RON - 3.17 gr TEL/gal	ASTM-D-2699	90.7
MON - 3.17 gr TEL/gal	ASTM-D-2699	83.6
DON - 3.17 gr TEL/gal. (R+M) _{3.17 gr TEL/gal} /2	CALCULO	87.15
Análisis PIONA	CROMATOGRAFIA	SE ANEXA
Benceno. %Vol.	ASTM-D-3606	1.4
Destilación. °C	ASTM-D-86	
TIE/5		31/37
10/20		42/45
30/40		47/49
50/60		51/54
70/80		56/60
90/95		64/68
TFE		70
% Vol. Recuperado		98.3

FECHA: SEPT 91
HOJA No 14GASOLINA: CRUDO OLMECA
CORTE: 71 - 177°C

PROPIEDADES	METODO	RESULTADOS
Rendimiento		
% Peso		18.71
% Vol.		20.90
% Arrastre acumulado. % Peso		25.36
% Arrastre acumulado. % Vol.		29.60
Localización en el crudo. % Vol.		8.70-29.60
Temperatura de ebullición media volumétrica. °C	CALCULO	129
Peso específico @ 60/60 °F	ASTM-D-1298	0.7465
Gravedad API	ASTM-D-287	58.05
Azufre total. % Peso	ASTM-D-4294	0.012
Presión de vapor Reid. lb/plg ²	ASTM-D-323	0.72
RON BASE	ASTM-D-2699	48.2
MON BASE	ASTM-D-2699	46.8
DON BASE. (R-M) _{R_{base}} /2	CALCULO	47.5
RON + 0.5 gr TEL/gal	ASTM-D-2699	54.1
MON + 0.5 gr TEL/gal	ASTM-D-2699	51.9
DON 0.5 gr TEL/gal. (R-M) _{0.5 gr TEL} /2	CALCULO	53.0
RON + 1 gr TEL/gal	ASTM-D-2699	58.4
MON + 1 gr TEL/gal	ASTM-D-2699	57.1
DON 1 gr TEL/gal. (R-M) _{1 gr TEL} /2	CALCULO	57.75
RON + 2 gr TEL/gal	ASTM-D-2699	64.7
MON + 2 gr TEL/gal	ASTM-D-2699	62.7
DON 2 gr TEL/gal. (R+M) _{2 gr TEL} /2	CALCULO	63.7
RON + 3.17 gr TEL/gal	ASTM-D-2699	69.1
MON + 3.17 gr TEL/gal	ASTM-D-2699	67.3
DON 3.17 gr TEL/gal. (R+M) _{3.17 gr TEL} /2	CALCULO	68.2
Nafténicos - Aromáticos, % Vol.	PIONA-IMP	35.15
Análisis PIONA	CROMATOGRAFIA	SE ANEXA
Benceno. %Vol.	PIONA	0.35
Destilación. °C	ASTM-D-86	
TIE/5		76/90
10/20		98/110
30/40		116/121
50/60		127/134
70/80		142/151
90/95		162/168
TFE		174
% Vol. Recuperado		97.7

FECHA: SEPT 95
HOJA No. 15GASOLINA: CRUDO OLMECA
CORTE: 71 - 190°C.

PROPIEDADES	METODO	RESULTADOS
Rendimiento:		
% Peso		21.14
% Vol.		23.50
% Arrastre acumulado. % Peso		27.79
% Arrastre acumulado. % Vol.		32.20
Localización en el crudo. % Vol.		8.7-32.20
Temperatura de ebullición media volumétrica. °C	CALCULO	136
Peso específico @ 60.60 °F	ASTM-D-1298	0.7497
Gravedad API	ASTM-D-287	57.24
Azufre total. % Peso	ASTM-D-4294	0.0241
Presión de vapor Reid. lb/plg ²	ASTM-D-323	0.02
RON BASE	ASTM-D-2699	46.30
MON BASE	ASTM-D-2699	44.70
DON BASE. (R+M) _{RON} / 2	CALCULO	45.50
RON - 0.5 gr TEL/gal	ASTM-D-2699	51.60
MON - 0.5 gr TEL/gal	ASTM-D-2699	49.90
DON 0.5 gr TEL/gal. (R-M) ₁ gr TFI / gal / 2	CALCULO	50.75
RON - 1 gr TEL/gal	ASTM-D-2699	56.10
MON + 1 gr TEL/gal	ASTM-D-2699	54.20
DON 1 gr TEL/gal. (R-M) ₁ gr TFI / gal / 2	CALCULO	55.15
RON - 2 gr TEL/gal	ASTM-D-2699	61.70
MON - 2 gr TEL/gal	ASTM-D-2699	59.80
DON 2 gr TEL/gal. (R-M) ₂ gr TFI / gal / 2	CALCULO	60.75
RON - 3.17 gr TEL/gal	ASTM-D-2699	66.10
MON - 3.17 gr TEL/gal	ASTM-D-2699	64.30
DON 3.17 gr TEL/gal. (R-M) ₃ gr TFI / gal / 2	CALCULO	65.20
Parafinas. % Vol.	PIONA-IMP	29.67
Aromáticos. % Vol.	PIONA-IMP	19.87
Nafténicos + Aromáticos. % Vol.	PIONA-IMP	35.70
Benceno. % Vol.	PIONA	0.37
Destilación. °C	ASTM-D-86	
TIE/5		77/91
10/20		101/114
30/40		122/129
50/60		136/143
70/80		151/160
90/95		172/179
TFE		188
% Vol. Recuperado		99.2

FECHA: SEPT 91
HOJA No. 16NAFTA PESADA: CRUDO OLMECA
CORTE: 177 - 204°C

PROPIEDADES	METODO	RESULTADOS
Rendimiento:		
% Peso		5.30
% Vol.		5.60
% Arrastre acumulado. % Peso		30.66
% Arrastre acumulado. % Vol.		35.20
Localización en el crudo. % Vol.		29.60-35.20
Temperatura de ebullición media volumétrica. °C	CALCULO	188
Peso específico $\hat{\rho}$ 60/60 °F	ASTM-D-1298	0.7885
Gravedad API	ASTM-D-287	47.95
Azufre total. % Peso	ASTM-D-4294	0.0292
Saturados. % Vol.	ASTM-D-1319	81.90
Aromáticos. % Vol.	ASTM-D-1319	18.1
Olefinas. % Vol.	ASTM-D-1319	0.0
Parafinas - Isoparafinas. % Vol.	ASTM-D-1319	52.65
Nafténicos. % Vol.	ASTM-D-1319	29.25
Nafténicos - Aromáticos. % Vol.	CALCULO	47.35
Viscosidad. cSt / SSU $\hat{\eta}$		
37.8 °C	ASTM-D-445	1.14/29.9
50.0 °C	ASTM-D-445	0.99/29.1
54.4 °C	ASTM-D-445	0.94/28.9
Factor de caracterización K UOP	UOP-375	11.83
Nitrógeno Básico. ppm	UOP-313	<0.3
Temperatura de Congelación. °C	ASTM-D-2386	-55
Temperatura de Anilina. °C	ASTM-D-611	55.4
Número de Cetano	ASTM-D-613	43.1
Índice Diesel	IP-21	63.2
Punto de Humo. mm	ASTM-D-1322	28.5
Destilación. °C	ASTM-D-86	
TIE/5		178/181
10/20		182/184
30/40		183/186
50/60		187/188
70/80		189/191
90/95		196/199
TFE		203
% Vol. Recuperado		98.9

FECHA: SEPT 95
HOJA No. 17NAFTA PESADA: CRUDO OLMECA
CORTE: 190 - 204°C

PROPIEDADES	METODO	RESULTADOS
Rendimiento:		
% Peso		2.87
% Vol.		3.00
% Arrastre acumulado. % Peso		30.66
% Arrastre acumulado. % Vol.		35.20
Localización en el crudo. % Vol.		32.20-35.20
Temperatura de ebullición media volumétrica. °C	CALCULO	195
Peso específico a 60/60 °C	ASTM-D-1298	0.7983
Gravedad API	ASTM-D-287	45.75
Azúfre total. % Peso	ASTM-D-4294	0.0334
Saturados. % Vol.	ASTM-D-1319	80.10
Aromáticos. % Vol.	ASTM-D-1319	19.90
Olefinas. % Vol.	ASTM-D-1319	0.00
Parafinas - Isoparafinas. % Vol.	ASTM-D-1319	50.43
Nafténicos. % Vol.	ASTM-D-1319	29.67
Nafténicos - Aromáticos. % Vol.	CALCULO	49.57
Viscosidad. cSt / SSU a		
37.8 °C	ASTM-D-445	1.18/29.8
50.0 °C	ASTM-D-445	1.02/29.2
54.4 °C	ASTM-D-445	0.96/29.0
Factor de caracterización K UOP	UOP-375	11.8
Nitrogeno Básico. ppm	UOP-313	<0.3
Temperatura de Congelación. °C	ASTM-D-2386	-51
Temperatura de Anilina. °C	ASTM-D-611	57.9
No. de Cetano	ASTM-D-613	46.4
Índice Diesel	IP-21	62.3
Punto de Humo. mm	ASTM-D-1322	28.0
Destilación. °C	ASTM-D-86	
TIE/5		191/192
10/20		193/194
30/40		194/195
50/60		195/196
70/80		196/197
90/95		198/200
TFE		203
% Vol. Recuperado		99.2

FECHA: SEPT 93
HOJA No. 18TURBOSINA I: CRUDO OLMECA
CORTE: 177 - 240°C

PROPIEDADES	METODO	RESULTADOS
Rendimiento:		
% Peso		12.19
% Vol.		12.70
% Arrastre acumulado. % Peso		37.55
% Arrastre acumulado. % Vol.		42.30
Localización en el crudo. % Vol.		29.60-42.30
Temperatura de ebullición media volumétrica. °C	CALCULO	204
Peso específico @ 60/60 °F	ASTM-D-1298	0.8005
Gravedad API	ASTM-D-287	45.26
Azufre total. % Peso	ASTM-D-4294	0.037
Saturados. % Vol.	ASTM-D-1319	78.50
Aromáticos. % Vol.	ASTM-D-1319	21.50
Olefinas. % Vol.	ASTM-D-1319	0.0
Viscosidad. cSt / SSU @		
37.8 °C	ASTM-D-445	1.29/30.1
50.0 °C	ASTM-D-445	1.11/29.5
54.4 °C	ASTM-D-445	1.05/29.3
Factor de caracterización K UOP	UOP-375	11.80
Nitrógeno Básico, ppm	UOP-313	<0.3
Temperatura de Congelación. °C	ASTM-D-2386	-46
Temperatura de Anilina. °C	ASTM-D-611	60.8
No. de Cetano	ASTM-D-613	47.9
Índice Diesel	IP-21	64.0
Punto de Humo, mm	ASTM-D-1322	27.0
Destilación. °C	ASTM-D-86	
TIE/5		180/187
10/20		192/196
30/40		197/199
50/60		201/204
70/80		208/212
90/95		220/227
TFE		235
% Vol. Recuperado		99.2

FECHA: SEPT 95
HOJA No. 19TURBOSINA II: CRUDO OLMECA
CORTE: 190 - 240°C

PROPIEDADES	METODO	RESULTADOS
Rendimiento:		
% Peso		9.76
% Vol.		10.10
% Arrastre acumulado. % Peso		37.55
% Arrastre acumulado. % Vol.		42.30
Localización en el crudo. % Vol.		32.20-42.30
Temperatura de ebullición media volumétrica. °C	CALCULO	211
Peso específico @ 60/60 °F	ASTM-D-1298	0.8028
Gravedad API	ASTM-D-287	44.76
Azufre total. % Peso	ASTM-D-4294	0.0493
Mercaptanos, ppm	UOP-163	6.3
Saturados. % Vol.	ASTM-D-1319	77.0
Aromáticos. % Vol.	ASTM-D-1319	23.0
Olefinas. % Vol.	ASTM-D-1319	0.0
Viscosidad. cSt / SSU @		
37.8 °C	ASTM-D-445	1.45/30.7
50.0 °C	ASTM-D-445	1.23/30.0
54.4 °C	ASTM-D-445	1.14/29.7
Factor de caracterización K UOP	UOP-375	11.80
Nitrógeno Básico, ppm	UOP-313	0.9
Temperatura de Congelación. °C	ASTM-D-2386	-43
Temperatura de Anilina. °C	ASTM-D-611	61.2
No. de Cetano	ASTM-D-613	49.3
Índice Diesel	IP-21	63.6
Punto de Humo, mm	ASTM-D-1322	26.0
Destilación. °C	ASTM-D-86	
TIE/5		194/198
10/20		202/206
30/40		207/208
50/60		209/211
70/80		214/218
90/95		225/231
TFE		237
% Vol. Recuperado		99

FECHA: SEPT 95
HOJA No. 30QUEROSINA: CRUDO OLMECA
CORTE: 204 - 274°C

PROPIEDADES	METODO	RESULTADOS
Rendimiento:		
% Peso		13.68
% Vol.		13.90
% Arrastre acumulado, % Peso		44.34
% Arrastre acumulado, % Vol.		49.10
Localización en el crudo, % Vol.		35.20-49.10
Temperatura de ebullición media volumétrica, °C	CALCULO	234
Peso específico $\bar{\rho}$ 60/60 °F	ASTM-D-1298	0.8185
Gravedad API	ASTM-D-287	41.38
Azufre total, % Peso	ASTM-D-4294	0.1599
Aromáticos, % Vol.	ASTM-D-1319	23.32
Viscosidad, cSt / SSU $\bar{\rho}$		
37.8 °C	ASTM-D-445	1.83/32.0
50.0 °C	ASTM-D-445	1.52/31.0
54.4 °C	ASTM-D-445	1.42/30.7
Factor de caracterización K UOP	UOP-375	11.78
Nitrogeno Básico, ppm	UOP-313	3.0
Temperatura de Escurrimento, °C	ASTM-D-97	-30.0
Temperatura de Anilina, °C	ASTM-D-611	63.8
No. de Cetano	ASTM-D-613	49.6
Indice Diesel	IP-21	60.8
Punto de Humo, mm	ASTM-D-1322	23.0
Destilación, °C	ASTM-D-86	
TIE/S		207/213
10/20		218/226
30/40		230/232
50/60		234/236
70/80		240/246
90/95		256/263
TFE		270
% Vol. Recuperado		98.8

FECHA: SEPT 95
HOJA No. 21

QUEROSINA PESADA: CRUDO OLMECA
CORTE: 240 - 274°C

PROPIEDADES	METODO	RESULTADOS
Rendimiento:		
% Peso		6.79
% Vol.		6.80
% Arrastre acumulado, % Peso		44.34
% Arrastre acumulado, % Vol.		49.10
Localización en el crudo, % Vol.		42.30-49.10
Temperatura de ebullición media volumétrica, °C	CALCULO	252
Peso específico @ 60/60 °F	ASTM-D-1298	0.8324
Gravedad API	ASTM-D-287	38.49
Azufre total, % Peso	ASTM-D-4294	0.27
Aromaticos, % Vol.	ASTM-D-1319	25.77
Viscosidad, cSt / SSU @		
37.8 °C	ASTM-D-445	2.3/33.6
50.0 °C	ASTM-D-445	1.86/32.2
54.4 °C	ASTM-D-445	1.73/31.7
Factor de caracterización K UOP	UOP-375	11.78
Nitrogeno Básico, ppm	UOP-313	5.6
Temperatura de Escurrimiento, °C	ASTM-D-97	-21
Temperatura de Anilina, °C	ASTM-D-611	64.6
No. de Cetano	ASTM-D-613	50.2
Indice Diesel	IP-21	57.1
Punto de Humo, mm	ASTM-D-1322	22
Destilación, °C	ASTM-D-86	
TIE/5		242/245
10/20		246/247
30/40		248/249
50/60		250/251
70/80		252/257
90/95		263/268
TFE		272
% Vol. Recuperado		98.3

FECIIA:SEPT 95
IIOJA No. 22

**GASOLEO LIGERO PRIMARIO: CRUDO OLMECA
CORTE: 274 - 316°C**

PROPIEDADES	METODO	RESULTADOS
Rendimiento.		
° _n Peso		8.02
° _n Vol.		7.90
° _n Arrastre acumulado. ° _n Peso		52.36
° _n Arrastre acumulado. ° _n Vol.		57.00
Localización en el crudo. ° _n Vol.		49.10-57.00
Temperatura de ebullición media volumétrica. °C	CALCULO	288
Peso específico @ 60.60 °F	ASTM-D-1298	0.8463
Gravedad API	ASTM-D-287	35.70
Azufre total. ° _n Peso	ASTM-D-4294	0.61
Aromaticos. ° _n Vol.	PONA-IMP	27.92
Viscosidad. cSt : SSU @		
37.8 °C	ASTM-D-445	3.6/38.0
50.0 °C	ASTM-D-445	2.84/35.5
54.4 °C	ASTM-D-445	2.6/34.7
Factor de caracterización K UOP	UOP-375	11.78
Nitrogeno Básico. ppm	UOP-313	22.5
Temperatura de Escumamiento. °C	ASTM-D-97	-6
Temperatura de Anilina. °C	ASTM-D-611	70.8
No. de Cetano	ASTM-D-613	55.7
Índice Diesel	IP-21	56.9
Destilación. °C	ASTM-D-86	
TIE/5		275/278
10/20		280/281
30/40		282/283
50/60		284/286
70/80		290/294
90/95		302/307
TFE		312
% Vol. Recuperado		99.4

FECHA: SEPT 95
HOJA No. 23DIESEL: CRUDO OLMECA
CORTE: 274 - 348 °C*

PROPIEDADES	METODO	RESULTADOS
Rendimiento:		
% Peso		13.89
% Vol.		13.60
% Arrastre acumulado. % Peso		58.23
% Arrastre acumulado. % Vol.		62.70
Localización en el crudo. % Vol.		49.10-62.70
Temperatura de ebullición media volumétrica. °C	CALCULO	305
Peso específico $\bar{\rho}$ 60/60 °F	ASTM-D-1298	0.8565
Gravedad API	ASTM-D-287	33.72
Azufre total. % Peso	ASTM-D-4294	0.76
Aromáticos. % Vol.	PONA-IMP	28.46
Viscosidad. cSt / SSU $\bar{\mu}$.		
37.8 °C	ASTM-D-445	4.69/41.4
50.0 °C	ASTM-D-445	3.54/37.8
54.4 °C	ASTM-D-445	3.2/31.7
Factor de caracterización K UOP	UOP-375	11.77
Nitrógeno Básico. ppm	UOP-313	27.45
Temperatura de Ecurrimiento. °C	ASTM-D-97	-3
Temperatura de Anilina. °C	ASTM-D-611	72.60
No. de Cetano	ASTM-D-613	59.70
Índice Diesel	IP-21	54.90
Destilación. °C	ASTM-D-86	
TIE/5		277/284
10/20		288/294
30/40		297/299
50/60		302/305
70/80		309/316
90/95		328/337
TFE		346
% Vol. Recuperado		99.1

* Temperatura TBP, corresponde a 330 °C en ASTM-D-86 al 90%.

FECHA: SEPT. 93
HOJA No. 24GASOLEO PRIMARIO: CRUDO OLMECA
CORTE: 316 - 343°C

PROPIEDADES	METODO	RESULTADOS
Rendimiento:		
% Peso		4.87
% Vol.		4.70
% Arrastre acumulado, % Peso		57.23
% Arrastre acumulado, % Vol.		61.70
Localización en el crudo, % Vol.		57.00-61.70
Temperatura de ebullición media volumétrica, °C	CALCULO	323
Peso específico @ 60/60 °F	ASTM-D-1298	0.8636
Gravedad API	ASTM-D-287	32.35
Azufre total, % Peso	ASTM-D-4294	0.90
Aromáticos, % Vol.	ASTM-D-3238	29.12
Viscosidad, cSt / SSU @:		
37.8 °C	ASTM-D-445	5.55/44.0
50.0 °C	ASTM-D-445	4.08/39.5
54.4 °C	ASTM-D-445	3.7/38.2
Factor de caracterización K UOP	UOP-375	11.77
Nitrógeno Básico, ppm	UOP-313	29.59
Temperatura de Escurrimiento, °C	ASTM-D-97	+6
Temperatura de Anilina, °C	ASTM-D-611	76
No. de Cetano	ASTM-D-613	56.1
Índice Diesel	IP-21	54.6
Factor de Aromaticidad Bechtel	CALCULO	0.1389
Índice de Refracción	ASTM-D-1218	1.4808
Destilación, °C	ASTM-D-86	
TIE/5		316/318
10/20		319/320
30/40		321/321
50/60		322/322
70/80		323/325
90/95		330/336
TFE		349
% Vol. Recuperado		99.0

FECHA SEPT 95
HOJA No. 21

GASOLEO LIGERO DE VACIO: CRUDO OLMECA
CORTE: 343 - 454°C
CRUDO OLMECA

PROPIEDADES	METODO	RESULTADOS
Rendimiento:		
% Peso		18.58
% Vol.		17.30
% Arrastre acumulado. % Peso		75.81
% Arrastre acumulado. % Vol.		79.00
Localización en el crudo. % Vol.		61 70-79.00
Temperatura de ebullición media volumétrica. °C	CALCULO	389
Peso específico @ 60/60 °F	ASTM-D-1298	0.8951
Gravedad API	ASTM-D-287	26.58
Azufre total. % Peso	ASTM-D-4294	1.42
Aromáticos. % Vol.	ASTM-D-3238	38.47
Viscosidad. cSt / SSU @		
37.8 °C	ASTM-D-445	18.0/89.5
50.0 °C	ASTM-D-445	11.5/64.3
54.4 °C	ASTM-D-445	9.9/59
Factor de caracterización K UOP	UOP-375	11.75
Nitrógeno Básico. ppm	UOP-313	120
Nitrógeno Total. ppm	ASTM-D-4629	569
Temperatura de Escurecimiento. °C	ASTM-D-97	-24
Temperatura de Anilina. °C	ASTM-D-611	80.2
Factor de Aromaticidad Bechtel	CALCULO	0.1789
Metales. ppm		
Fe/Cu	IMP-SA-AA-018	<0.02/<0.02
Ni/V	IMP-SA-AA-018	<0.02/<0.5
Factor Metal	CALCULO	< 0.92
Índice de Refracción	ASTM-D-1218	1.5008
Índice de Viscosidad	CALCULO	49
Destilación. °C	ASTM-D-86	
TIE/5		348/360
10/20		365/369
30/40		371/376
50/60		383/391
70/80		399/411
90/95		427/441
TFE		459
% Vol. Recuperado		99.3

FECHA: SEPT 91
HOJA No. 26GASOLEO LIGERO DE VACIO: CRUDO OLMECA
CORTE: 348°-454°C

PROPIEDADES	METODO	RESULTADOS
Rendimiento		
% Peso		17.38
% Vol.		16.30
° Arrastre acumulado. % Peso		75.81
° Arrastre acumulado. % Vol.		79.00
Localizacion en el crudo. % Vol.		62.70-79.00
Temperatura de ebullicion media volumetrica. °C	CALCULO	392
Peso especifico $\rho_{40:60}$ °F	ASTM-D-1298	0.8981
Gravedad API	ASTM-D-287	26.05
Azufre total. % Peso	ASTM-D-4294	1.44
Aromaticos. % Vol.	ASTM-D-3238	40.53
Viscosidad. cSt · SSU ρ		
37.8 °C	ASTM-D-445	22.5/108.5
50.0 °C	ASTM-D-445	14.21/74.4
54.4 °C	ASTM-D-445	12.15/66.7
Factor de caracterizacion K UOP	UOP-375	11.74
Nitrogeno Basico. ppm	UOP-313	127
Nitrogeno Total. ppm	ASTM-D-4629	577
Temperatura de Escurmiento. °C	ASTM-D-97	-24
Temperatura de Anilina. °C	ASTM-D-611	81.4
Metales. ppm		
Fe/Cu	IMP-SA-AA-018	<0.05/<0.02
Ni/V	IMP-SA-AA-018	<0.02/<0.5
Factor Metal	CALCULO	<0.95
Indice de Refraccion	ASTM-D-1218	1.5028
Factor de Aromaticidad Bechtel	CALCULO	0.1740
Indice de Viscosidad	CALCULO	87.00
Destilacion. °C	ASTM-D-1160	
TIE/5		352/363
10/20		367/374
30/40		378/382
50/60		387/393
70/80		399/412
90/95		428/442
TFE		457
% Vol. Recuperado		99.0

FECHA: SEPT 95
HOJA No. 27GASOLEO PESADO DE VACIO: CRUDO OLMECA
CORTE: 454 - 538°C

PROPIEDADES	METODO	RESLTADOS
Rendimiento		
% Peso		11.64
% Vol.		10.50
% Arrastre acumulado. % Peso		87.45
% Arrastre acumulado. % Vol.		89.50
Localizacion en el crudo. % Vol.		79.00-89.50
Temperatura de ebullición media volumétrica. °C	CALCULO	481
Peso específico a 60.60 °F	ASTM-D-1298	0.9244
Gravedad API	ASTM-D-287	21.57
Azufre total. % Peso	ASTM-D-4294	1.77
Aromáticos. % Vol.	ASTM-D-3238	52.49
Viscosidad. cSt / SSU @		
37.8 °C	ASTM-D-445	142/658
50.0 °C	ASTM-D-445	70/325
54.4 °C	ASTM-D-445	54/251
Factor de caracterización K UOP	UOP-375	11.75
Nitrógeno Básico. ppm	UOP-315	204
Nitrógeno Total. ppm	ASTM-D-4629	962
Temperatura de Escurecimiento. °C	ASTM-D-97	+39
Temperatura de Anilina. °C	ASTM-D-611	90
Insolubles en nC ₅ . % Peso	ASTM-D-2007	<1.0
Insolubles en nC ₇ . % Peso	ASTM-D-2007	<1.0
Carbón Conradson. % Peso	ASTM-D-189	0.18
Metales. ppm		
Fe/Cu	IMP-SA-AA-018	<0.05/<0.02
Ni/V	IMP-SA-AA-018	<0.02/<0.5
Factor Metal	CALCULO	<0.95
Indice de Refracción	ASTM-D-1218	1.5204
Indice de Viscosidad	CALCULO	41
Factor de Aromaticidad Bechtel	CALCULO	0.2153
Destilación. °C	ASTM-D-1160	
TIE/5		438/456
10/20		461/468
30/40		472/478
50/60		483/489
70/80		497/507
90/95		518/529
TFE		538
% Vol. Recuperado		99.0

FECHA: SEPT 95
HOJA No. 28RESIDUO ATMOSFERICO: CRUDO OLMECA
CORTE: + 343°C

PROPIEDADES	METODO	RESULTADOS
Rendimiento:		
% Peso		42.77
% Vol.		38.30
% Arrastre acumulado. % Peso		100.00
% Arrastre acumulado. % Vol.		100.00
Localización en el crudo. % Vol.		61.70-100.00
Peso específico @: 60/60 °F	ASTM-D-1298	0.9316
Gravedad API	ASTM-D-287	20.4
Azufre total. % Peso	ASTM-D-4294	1.89
Viscosidad. cSt / SSU / SSF @:		
50.0 °C	ASTM-D-88	63.10/293/29.8
54.4 °C	ASTM-D-88	50.08/233/26.0
98.9 °C	ASTM-D-88	11.02/62.9/7.8
121.1 °C	ASTM-D-88	6.69/48.2/6.0
135.0 °C	ASTM-D-88	5.06/43.0/5.4
Insolubles en nC ₅ . % Peso	ASTM-D-3279	2.71
Insolubles en nC ₇ . % Peso	ASTM-D-3279	2.44
Carbón Conradson. % Peso	ASTM-D-189	4.51
Nitrógeno Básico. ppm	UOP-313	389
Nitrógeno Total. ppm	ASTM-D-4629	1389
Metales, ppm		
Na/K	IMP-SA-AA-018	1.3/5.1
Ni/V	IMP-SA-AA-018	1.78/11.32
Factor Metal	CALCULO	30.91
Destilación, °C	ASTM-D-1160	
TIE/S		347/374
10/20		386/397
30/40		416/434
50/60		458/486
70/80		515/557
90/95		608/---
TFE		608
% Vol. Recuperado		90.0

FECHA: SEPT 95
HOJA No. 29RESIDUO: CRUDO OLMECA
CORTE: + 454°C

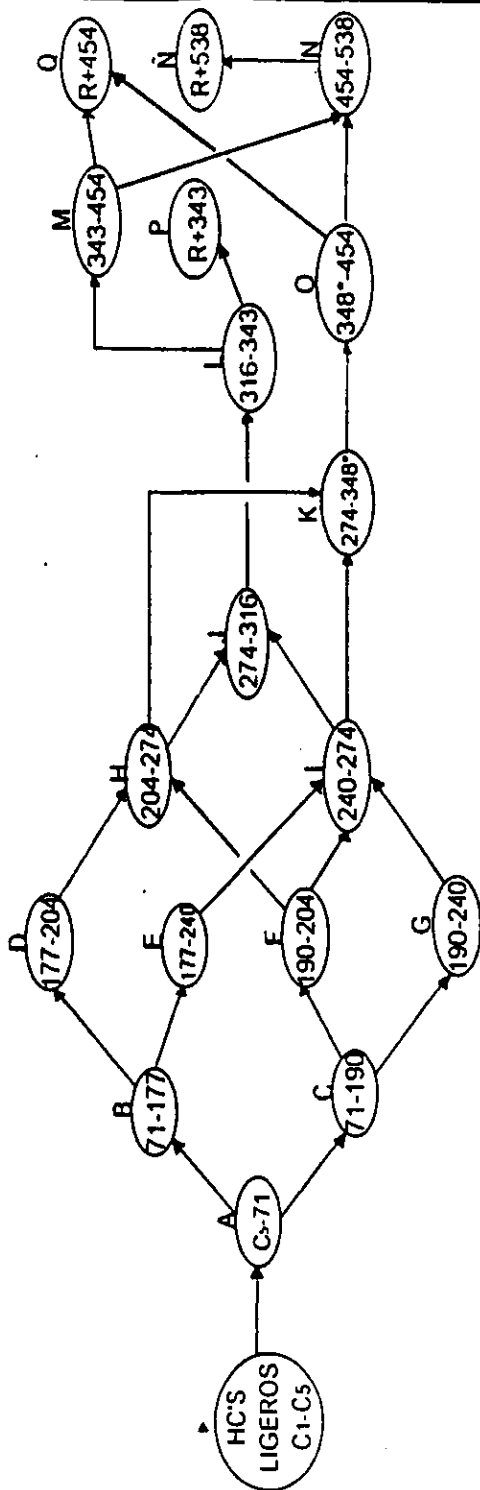
PROPIEDADES	METODO	RESULTADOS
Rendimiento:		
% Peso		24.19
% Vol.		21.00
% Arrastre acumulado. % Peso		100.00
% Arrastre acumulado. % Vol.		100.00
Localización en el crudo, % Vol.		79.00-100.00
Peso específico @ 60/60 °F	ASTM-D-1298	0.9727
Gravedad API	ASTM-D-287	13.97
Azufre total. % Peso	ASTM-D-4294	2.32
Viscosidad. cSt / SSU / SSF @		
50.0 °C	ASTM-D-88	527.35/2446/249
54.4 °C	ASTM-D-88	381.98/1773/180.5
98.9 °C	ASTM-D-88	49.5/215/23.3
121.1 °C	ASTM-D-88	22.25/108.4/12.7
135.0 °C	ASTM-D-88	15.4/79.7/9.8
Insolubles en nC ₅ , % Peso	ASTM-D-3279	4.57
Insolubles en nC ₇ , % Peso	ASTM-D-3279	4.20
Carbón Conradson, % Peso	ASTM-D-189	7.83
Nitrogeno Básico, ppm	UOP-313	596
Nitrogeno Total, ppm	ASTM-4629	1921
Metales, ppm		
Na/k	IMP-SA-AA-018	3.4/12.0
Ni/V	IMP-SA-AA-018	3.6/20.1
Factor Metal	CALCULO	61.9
Destilación. °C	ASTM-D-1160	
TIE/S		440/457
10/20		465/481
30/40		496/515
50/60		535/557
70/80		585/—
90/95		—/—
TFE		602
% Vol. Recuperado		76

FECHA: SEPT 95
HOJA No. 30RESIDUO DE VACIO: CRUDO OLMECA
CORTE: + 538°C

PROPIEDADES	METODO	RESULTADOS
Rendimiento:		
% Peso		12.55
% Vol.		10.50
% Arrastre acumulado. % Peso		100.00
% Arrastre acumulado. % Vol.		100.00
Localización en el crudo. % Vol.		100.00
Peso específico \bar{a} . 60/60 °F		89.50-100.00
Gravedad API	ASTM-D-1298	0.9968
Azufre total. % Peso	ASTM-D-287	10.45
Viscosidad. cSt / SSU / SSF \bar{a}	ASTM-D-4294	3.07
50.0 °C	ASTM-D-88	3245.4/15054/1331
54.4 °C	ASTM-D-88	2302.5/10686/1088
98.9 °C	ASTM-D-88	174.9/816/84
121.1 °C	ASTM-D-88	71.65/335/34.8
135.0 °C	ASTM-D-88	45/212/22.3
Insolubles en nC ₄ . % Peso	ASTM-D-3279	9.1
Insolubles en nC ₇ . % Peso	ASTM-D-3279	8.1
Carbón Conradson. % Peso	ASTM-D-189	14.69
Nitrógeno Básico. ppm	UOP-313	666
Nitrógeno Total. ppm	ASTM-D-4629	2546
Metales. ppm		
Na/K	IMP-SA-AA-018	5.9/18.5
Ni/V	IMP-SA-AA-018	6.1/37.4
Factor Metal	CALCULO	108.9
Penetración. 1/10 mm	ASTM-D-5	>400
Destilación. °C	ASTM-D-1160	
TIE/5		508/544
10/20		559/574
30/40		587/600
50/60		---/---
70/80		---/---
90/95		---/---
TFE		609
% Vol. Recuperado		47

ESQUEMAS FACTIBLES DE REFINACION CRUDO OLMECA

FECHA: SEPT/26
INJEN: R-32



ESQUEMAS

- ▶ ABDFHJLMNN
- ▶ ABDHIKONN
- ▶ ABDHIKOO
- ▶ ABDIILP
- ▶ ABDFILMQ
- ▶ ABEJIMNN
- ▶ ABEJILP
- ▶ ABEIJLMO
- ▶ ABEIKOO
- ▶ ABEIKONN
- ▶ ACFHJLMNN
- ▶ ACFHIKONN
- ▶ ACFHIKOO
- ▶ ACFHIJLP
- ▶ ACFHJLMQ
- ▶ ACFIJLMNN
- ▶ ACGIJLP
- ▶ ACGIJLMO
- ▶ ACGIKOO
- ▶ ACGIKONN

NOTAS

- INTERVALOS TBP EN °C.
- 348 °C CORRESPONDE A LA TEMPERATURA DE 330°C AL 90% VOL EN
- 0-86 EN EL CORTE 274-348°.

8 2 TABLA DE RENDIMIENTOS PARCIALES Y ACUMULADOS
CRUDO OLMECA

FECHA: SEP/90
MESA No. 33

ESQUEMA 1				ESQUEMA 2				ESQUEMA 3				ESQUEMA 4							
FRACCION (%)	% VOL	% VOL ACUMULADO	% PESO	% PESO ACUMULADO	FRACCION (%)	% VOL	% VOL ACUMULADO	% PESO	% PESO ACUMULADO	FRACCION (%)	% VOL	% VOL ACUMULADO	% PESO	% PESO ACUMULADO	FRACCION (%)	% VOL	% VOL ACUMULADO	% PESO	% PESO ACUMULADO
C1	0.000	0.000	0.000	0.000	C1	0.000	0.000	0.000	0.000	C1	0.000	0.000	0.000	0.000	C1	0.000	0.000	0.000	0.000
C2	0.001	0.001	0.000	0.000	C2	0.001	0.001	0.000	0.000	C2	0.001	0.001	0.000	0.000	C2	0.001	0.001	0.000	0.000
C3	0.028	0.029	0.017	0.017	C3	0.028	0.029	0.017	0.017	C3	0.028	0.029	0.017	0.017	C3	0.028	0.029	0.017	0.017
HC4	0.112	0.141	0.076	0.093	HC4	0.112	0.141	0.076	0.093	HC4	0.112	0.141	0.076	0.093	HC4	0.112	0.141	0.076	0.093
HC3	0.749	0.890	0.524	0.617	HC3	0.749	0.890	0.524	0.617	HC3	0.749	0.890	0.524	0.617	HC3	0.749	0.890	0.524	0.617
HC5	1.436	2.326	1.075	1.692	HC5	1.436	2.326	1.075	1.692	HC5	1.436	2.326	1.075	1.692	HC5	1.436	2.326	1.075	1.692
HC3	2.248	4.574	1.700	3.392	HC3	2.248	4.574	1.700	3.392	HC3	2.248	4.574	1.700	3.392	HC3	2.248	4.574	1.700	3.392
C/C3	0.119	4.693	0.107	3.499	C/C3	0.119	4.693	0.107	3.499	C/C3	0.119	4.693	0.107	3.499	C/C3	0.119	4.693	0.107	3.499
CS-71	4.007	0.700	3.151	6.630	CS-71	4.007	0.700	3.151	6.630	CS-71	4.007	0.700	3.151	6.630	CS-71	4.007	0.700	3.151	6.630
71-177	20.90	29.00	10.71	25.36	71-177	20.90	29.00	10.71	25.36	71-177	20.90	29.00	10.71	25.36	71-177	20.90	29.00	10.71	25.36
177-204	3.00	30.20	5.30	30.00	177-204	3.00	30.20	5.30	30.00	177-204	3.00	30.20	5.30	30.00	177-204	3.00	30.20	5.30	30.00
204-274	13.90	49.10	13.00	44.34	204-274	13.90	49.10	13.00	44.34	204-274	13.90	49.10	13.00	44.34	204-274	13.90	49.10	13.00	44.34
274-316	7.90	57.00	8.02	52.36	274-316	7.90	57.00	8.02	52.36	274-316	7.90	57.00	8.02	52.36	274-316	7.90	57.00	8.02	52.36
316-343	4.70	61.70	4.07	57.23	316-343	4.70	61.70	4.07	57.23	316-343	4.70	61.70	4.07	57.23	316-343	4.70	61.70	4.07	57.23
343-434	17.30	79.00	10.30	73.01	343-434	17.30	79.00	10.30	73.01	343-434	17.30	79.00	10.30	73.01	343-434	17.30	79.00	10.30	73.01
434-530	10.30	89.30	11.64	87.45	434-530	10.30	89.30	11.64	87.45	434-530	10.30	89.30	11.64	87.45	434-530	10.30	89.30	11.64	87.45
R + 530	10.30	100.00	12.35	100.00	R + 530	10.30	100.00	12.35	100.00	R + 530	10.30	100.00	12.35	100.00	R + 530	10.30	100.00	12.35	100.00
TOTAL	100.00		100.00		TOTAL	100.00		100.00		TOTAL	100.00		100.00		TOTAL	100.00		100.00	

ESQUEMA 5				ESQUEMA 6				ESQUEMA 7				ESQUEMA 8							
FRACCION (%)	% VOL	% VOL ACUMULADO	% PESO	% PESO ACUMULADO	FRACCION (%)	% VOL	% VOL ACUMULADO	% PESO	% PESO ACUMULADO	FRACCION (%)	% VOL	% VOL ACUMULADO	% PESO	% PESO ACUMULADO	FRACCION (%)	% VOL	% VOL ACUMULADO	% PESO	% PESO ACUMULADO
C1	0.000	0.000	0.000	0.000	C1	0.000	0.000	0.000	0.000	C1	0.000	0.000	0.000	0.000	C1	0.000	0.000	0.000	0.000
C2	0.001	0.001	0.000	0.000	C2	0.001	0.001	0.000	0.000	C2	0.001	0.001	0.000	0.000	C2	0.001	0.001	0.000	0.000
C3	0.028	0.029	0.017	0.017	C3	0.028	0.029	0.017	0.017	C3	0.028	0.029	0.017	0.017	C3	0.028	0.029	0.017	0.017
HC4	0.112	0.141	0.076	0.093	HC4	0.112	0.141	0.076	0.093	HC4	0.112	0.141	0.076	0.093	HC4	0.112	0.141	0.076	0.093
HC3	0.749	0.890	0.524	0.617	HC3	0.749	0.890	0.524	0.617	HC3	0.749	0.890	0.524	0.617	HC3	0.749	0.890	0.524	0.617
HC5	1.436	2.326	1.075	1.692	HC5	1.436	2.326	1.075	1.692	HC5	1.436	2.326	1.075	1.692	HC5	1.436	2.326	1.075	1.692
HC3	2.248	4.574	1.700	3.392	HC3	2.248	4.574	1.700	3.392	HC3	2.248	4.574	1.700	3.392	HC3	2.248	4.574	1.700	3.392
C/C3	0.119	4.693	0.107	3.499	C/C3	0.119	4.693	0.107	3.499	C/C3	0.119	4.693	0.107	3.499	C/C3	0.119	4.693	0.107	3.499
CS-71	4.007	0.700	3.151	6.630	CS-71	4.007	0.700	3.151	6.630	CS-71	4.007	0.700	3.151	6.630	CS-71	4.007	0.700	3.151	6.630
71-177	20.90	29.00	10.71	25.36	71-177	20.90	29.00	10.71	25.36	71-177	20.90	29.00	10.71	25.36	71-177	20.90	29.00	10.71	25.36
177-204	3.00	30.20	5.30	30.00	177-204	3.00	30.20	5.30	30.00	177-204	3.00	30.20	5.30	30.00	177-204	3.00	30.20	5.30	30.00
204-274	13.90	49.10	13.00	44.34	204-274	13.90	49.10	13.00	44.34	204-274	13.90	49.10	13.00	44.34	204-274	13.90	49.10	13.00	44.34
274-316	7.90	57.00	8.02	52.36	274-316	7.90	57.00	8.02	52.36	274-316	7.90	57.00	8.02	52.36	274-316	7.90	57.00	8.02	52.36
316-343	4.70	61.70	4.07	57.23	316-343	4.70	61.70	4.07	57.23	316-343	4.70	61.70	4.07	57.23	316-343	4.70	61.70	4.07	57.23
343-434	17.30	79.00	10.30	73.01	343-434	17.30	79.00	10.30	73.01	343-434	17.30	79.00	10.30	73.01	343-434	17.30	79.00	10.30	73.01
434-530	10.30	89.30	11.64	87.45	434-530	10.30	89.30	11.64	87.45	434-530	10.30	89.30	11.64	87.45	434-530	10.30	89.30	11.64	87.45
R + 530	10.30	100.00	12.35	100.00	R + 530	10.30	100.00	12.35	100.00	R + 530	10.30	100.00	12.35	100.00	R + 530	10.30	100.00	12.35	100.00
TOTAL	100.00		100.00		TOTAL	100.00		100.00		TOTAL	100.00		100.00		TOTAL	100.00		100.00	

8.3. ANALISIS PIONA

FECHA: SEPT 95

HOJA No. 34

CORTE (C5-71)°C CRUDO OLMECA

COMPONENTE	% PESO	% VOL.
Iso-Pentano	14.16	14.99
Pentano normal	23.50	24.64
2,2-Dimetilbutano	0.61	0.61
Ciclopentano	2.10	1.85
2,3-Dimetilbutano	2.38	2.36
2-Metilpentano	14.04	14.10
3-Metilpentano	9.27	9.16
Hexano normal	23.15	23.06
Metilciclopentano	4.92	4.31
2,4-Dimetilpentano	0.38	0.37
2,2,3-Trimetilbutano	0.03	0.03
Benceno	1.88	1.40
3,3-Dimetilpentano	0.03	0.03
Ciclohexano	1.75	1.49
2-Metilhexano	0.36	0.35
2,3-Dimetilpentano	0.04	0.03
3-Metilhexano	0.17	0.16
cis-1,3-Dimetilciclopentano	0.04	0.03
trans-1,3-Dimetilciclopentano	0.03	0.02
3-Etilpentano	0.05	0.05
Heptano normal	0.09	0.09
Metilciclohexano	0.11	0.09
Etilciclopentano	0.01	0.01
Tolueno	0.09	0.07
2-Metilheptano	0.04	0.04
4-Metilheptano	0.01	0.01

FECHA: SEPT 93

HOJA No. 33

CORTE (CS-71)°C CRUDO OLMECA

COMPONENTE	% PESO	% VOL.
3-Metilheptano	0.06	0.05
trans-1,2-Dimetilciclohexano	0.02	0.01
Octano Normal	0.09	0.09
n-Propilciclopentano	0.03	0.02
2,6-Dimetilheptano	0.01	0.01
3,5-Dimetilheptano	0.02	0.02
Etilbenceno	0.02	0.01
Meta-Xileno	0.06	0.04
4-Metiloctano	0.01	0.01
2-Metiloctano	0.02	0.02
3-Metiloctano	0.02	0.02
Orto-Xileno	0.04	0.03
Nonano Normal	0.06	0.05
n-Butilciclopentano	0.01	0.01
3,3-Dimetiloctano	0.02	0.02
n-Propilbenceno	0.01	0.01
meta-Etiltolueno	0.03	0.02
para-Etiltolueno	0.01	0.01
1,3,5-Trimetilbenceno	0.03	0.02
4-Etiloctano	0.01	0.01
4-Metilnonano	0.01	0.01
orto-Etiltolueno	0.02	0.01
1,2,4-Trimetilbenceno	0.05	0.04
Decano Normal	0.04	0.04
1,2,3-Trimetilbenceno	0.02	0.01
	100.00	100.00

8.3. ANALISIS PIONA

FECHA: SEPT 95

HOJA No. 37

CORTE (71-175)°C CRUDO OLMECA

COMPONENTE	% PESO	% VOL.
Iso-Pentano	0.16	0.19
Pentano normal	0.36	0.42
2,2-Dimetilbutano	0.02	0.02
Ciclopentano	0.09	0.09
2,3-Dimetilbutano	0.13	0.14
2-Metilpentano	0.87	0.99
3-Metilpentano	0.78	0.88
Hexano normal	3.12	3.52
Metilciclopentano	1.11	1.10
2,4-Dimetilpentano	0.22	0.24
Benceno	0.41	0.35
3,3-Dimetilpentano	0.07	0.08
Ciclohexano	1.31	1.25
2-Metilhexano	3.15	3.46
3-Metilhexano	2.53	2.74
cis-1,3-Dimetilciclopentano	0.38	0.37
trans-1,3-Dimetilciclopentano	0.36	0.35
3-Etilpentano	0.87	0.95
Heptano normal	7.20	7.85
Metilciclohexano	3.55	3.44
2,2-Dimetilhexano	0.18	0.19
Etilciclopentano	0.44	0.42
2,5-Dimetilhexano	0.35	0.38
2,4-Dimetilhexano	0.50	0.53
trans-cis-1,2,4-Trimetilciclopentano	0.25	0.25
3,3-Dimetilhexano	0.11	0.12
trans-cis-1,2,3-Trimetilciclopentano	0.27	0.27

FECHA: SEPT 95

HOJA No 38

CORTE (71-177)°C CRUDO OLMECA

COMPONENTE	% PESO	% VOL.
2,3,4-Trimetilpentano	0.10	0.11
Tolueno	3.36	2.88
2,3-Dimetilheptano	0.51	0.54
2-Metilheptano	2.74	2.93
4-Metilheptano	0.88	0.93
3-Metilheptano	2.75	2.91
cis-1,3-Dimetilciclohexano	0.29	0.29
trans-1,4-Dimetilciclohexano	0.44	0.42
2,2,4,4-Tetrametilpentano	0.22	0.23
cis-1-Etil-3-Metilciclopentano	0.18	0.18
trans-1-Etil-2-Metilciclopentano	0.34	0.33
trans-1,2-Dimetilciclohexano	0.50	0.48
Octano normal	6.77	7.18
2,4,4-Trimetilhexano	0.06	0.06
2,3,5-Trimetilhexano	0.06	0.06
cis-1-Etil-2-Metilciclopentano	0.05	0.05
2,2-Dimetilheptano	0.09	0.09
cis-1,2-Dimetilciclohexano	0.45	0.41
n-Propilciclopentano	1.47	1.42
2,6-Dimetilheptano	0.81	0.79
3,5-Dimetilheptano	0.69	0.71
2,3,3-Trimetilhexano	0.16	0.17
3,3-Dimetilheptano	0.09	0.10
Etilbenceno	1.66	1.43
2,3,4-Trimetilhexano	0.27	0.28
meta-Xileno	2.39	2.06
para-Xileno	1.86	1.62

FECHA SEPT 95

HOJA No. 39

CORTE (71-177)°C CRUDO OLMECA

COMPONENTE	% PESO	% VOL.
3,4-Dimetilheptano D/L	0.06	0.07
Naftenos en C9	0.64	0.61
2,3-Dimetil-3-Etilpentano	0.23	0.24
4-Metiloctano	0.90	0.93
2-Metiloctano	1.15	1.20
3-Etilheptano	0.20	0.20
3-Metiloctano	1.52	1.58
orto-Xileno	1.72	1.46
cis,cis-1,2,4-Trimetilciclohexano	0.03	0.03
1-Metil-2-Propilciclohexano	0.37	0.35
cis-1-Etil-3-Metilciclohexano	0.55	0.52
trans-1-Etil-4-Metilciclohexano	0.33	0.31
Nonano normal	5.78	6.00
trans-1-Etil-3-Metilciclohexano	0.36	0.34
Isopropilbenceno	0.28	0.24
Parafinas en C10	0.39	0.40
Secbutilciclohexano	0.17	0.16
Isopropilciclohexano	0.27	0.25
2,2-Dimetiloctano	0.30	0.31
3,5-Dimetiloctano D/L	0.65	0.67
n-Butilciclohexano	1.05	0.99
3,3-Dimetiloctano	0.80	0.82
n-Propilbenceno	0.74	0.64
meta-Etiltolueno	1.37	1.17
para-Etiltolueno	0.79	0.67
1,3,5-Trimetilbenceno	1.26	1.09
5-Metilnonano	0.41	0.42

FECHA: SEPT 91

HOJA No. 40

CORTE (71-177)°C CRUDO OLMECA

COMPONENTE	% PESO	% VOL.
4-Etiloctano	0.89	0.91
4-Metilnonano	1.03	1.05
orto-Etiltolueno	0.83	0.71
3-Etiloctano	0.19	0.19
3-Metilnonano	1.07	1.10
1,2,4-Trimetilbenceno	2.10	1.81
Terbutilciclohexano	0.27	0.25
Isobutilciclohexano	0.08	0.07
Naftenos en C10	0.38	0.42
Isobutilbenceno	0.20	0.17
Decano normal	4.86	4.96
1,2,3-Trimetilbenceno	0.85	0.76
1-Metil-3-Isopropilbenceno	0.20	0.17
Parafinas en C11	0.63	0.64
Secbutilciclohexano	0.70	0.65
1-Metil-2-Isopropilbenceno	0.04	0.03
1,3-Dietilbenceno	0.16	0.15
1-Metil-3-Propilbenceno	0.51	0.43
n-Butilbenceno	0.15	0.13
1,3-Dimetil-5-Etilbenceno	0.13	0.12
1,2-Dietilbenceno	0.09	0.09
1-Metil-2-Propilbenceno	0.32	0.28
4-Metildecano	0.12	0.13
1,4-Dimetil-2-Etilbenceno	0.17	0.16
1,3-Dimetil-4-Etilbenceno	0.15	0.15
1,2-Dimetil-4-Etilbenceno	0.10	0.09
1-Metil-4-Terbutilbenceno	0.12	0.11

FECHA: SEPT 95

HOJA No. 41

CORTE (71-177)°C CRUDO OLMECA

COMPONENTE	% PESO	% VOL.
1,3-Dimetil-2-Etilbenceno	0.01	0.01
1,2-Dimetil-3-Etilbenceno	0.03	0.03
Undecano Normal	0.10	0.10
No Identificados	3.14	3.11
	100.00	100.00

COMPONENTE	% PESO	% VOLUMEN
P	28.19	30.03
I	29.95	31.72
O	0.00	0.00
N	16.70	16.12
A	22.03	19.03
NO IDENTIFICADOS	3.14	3.11
TOTAL	100.00	100.00

8.3. ANALISIS PIONA

FECHA: SEPT 95

HOJA No. 42

CORTE (71-190)°C CRUDO OLMECA

COMPONENTE	% PESO	% VOL.
Iso-Pentano	0.27	0.27
Pentano normal	0.54	0.64
2,2-Dimetilbutano	0.02	0.03
Ciclopentano	0.11	0.11
2,3-Dimetilbutano	0.15	0.17
2-Metilpentano	0.98	1.12
3-Metilpentano	0.87	0.97
Hexano normal	3.32	3.75
Metilciclopentano	1.16	1.16
2,4-Dimetilpentano	0.22	0.25
Benceno	0.45	0.37
3,3-Dimetilpentano	0.07	0.08
Ciclohexano	1.32	1.27
2-Metilhexano	3.08	3.39
3-Metilhexano	2.45	2.66
cis-1,3-Dimetilciclopentano	0.37	0.37
trans-1,3-Dimetilciclopentano	0.35	0.34
3-Etilpentano	0.85	0.92
Heptano normal	6.88	7.52
Metilciclohexano	3.38	3.28
2,2-Dimetilhexano	0.17	0.18
Etilciclopentano	0.41	0.41
2,5-Dimetilhexano	0.33	0.35
2,4-Dimetilhexano	0.47	0.50
trans-cis-1,2,4-Trimetilciclopentano	0.23	0.23
3,3-Dimetilhexano	0.11	0.11
trans-cis-1,2,3-Trimetilciclopentano	0.26	0.25

FECHA: SEPT 95

HOJA No. 43

CORTE (71-190)°C CRUDO OLMECA

COMPONENTE	% PESO	% VOL.
2,3,4-Trimetilpentano	0.09	0.10
Tolueno	3.19	2.75
2,3-Dimetilheptano	0.43	0.45
2-Metilheptano	2.55	2.73
4-Metilheptano	0.82	0.87
3-Metilheptano	2.55	2.71
cis-1,3-Dimetilciclohexano	0.28	0.27
trans-1,4-Dimetilciclohexano	0.40	0.40
2,2,4,4-Tetrametilpentano	0.21	0.22
cis-1-Etil-3-Metilciclopentano	0.17	0.16
trans-1-Etil-2-Metilciclopentano	0.32	0.31
trans-1,2-Dimetilciclohexano	0.46	0.45
Octano normal	6.23	6.63
2,4,4-Trimetilhexano	0.06	0.06
2,3,5-Trimetilhexano	0.05	0.06
cis-1-Etil-2-Metilciclopentano	0.04	0.04
2,2-Dimetilheptano	0.08	0.09
cis-1,2-Dimetilciclohexano	0.41	0.39
n-Propilciclopentano	1.35	1.30
2,6-Dimetilheptano	0.74	0.72
3,5-Dimetilheptano	0.63	0.65
2,3,3-Trimetilhexano	0.15	0.15
3,3-Dimetilheptano	0.08	0.09
Etilbenceno	1.52	1.31
2,3,4-Trimetilhexano	0.25	0.26
meta-Xileno	2.19	1.89
para-Xileno	1.70	1.48
3,4-Dimetilheptano D/L	0.06	0.06

FECHA: SEPT 95

HOJA No. 44

CORTE (71-190)°C CRUDO OLMECA

COMPONENTE	% PESO	% VOL.
Naftenos en C9	0.56	0.54
2,3-Dimetil-3-Etilpentano	0.21	0.22
4-Metiloctano	0.81	0.85
2-Metiloctano	1.05	1.10
3-Etilheptano	0.18	0.19
3-Metiloctano	1.39	1.44
orto-Xileno	1.60	1.36
cis,cis-1,2,4-Trimetilciclohexano	0.03	0.03
1-Metil-2-Propilciclohexano	0.33	0.32
cis-1-Etil-3-Metilciclohexano	0.51	0.48
trans-1-Etil-4-Metilciclohexano	0.30	0.28
Nonano normal	5.24	5.45
trans-1-Etil-3-Metilciclohexano	0.33	0.31
Isopropilbenceno	0.25	0.22
Parafinas en C10	0.35	0.36
Secbutilciclohexano	0.16	0.15
Isopropilciclohexano	0.24	0.22
2,2-Dimetiloctano	0.28	0.28
3,5-Dimetiloctano D/L	0.60	0.61
n-Butilciclohexano	0.92	0.86
3,3-Dimetiloctano	0.70	0.72
n-Propilbenceno	0.62	0.54
meta-Etiltolueno	1.23	1.05
para-Etiltolueno	0.71	0.61
1,3,5-Trimetilbenceno	1.17	1.01
5-Metilnonano	0.39	0.41
4-Etiloctano	0.82	0.85

FECHA: SEPT 93

HOJA No 43

CORTE (°1-190)°C CRUDO OLMECA

COMPONENTE	% PESO	% VOL.
4-Metilnonano	0.95	0.98
orto-Etiltolueno	0.77	0.66
3-Etiloctano	0.19	0.19
3-Metilnonano	1.03	1.05
1,2,4-Trimetilbenceno	2.03	1.74
Terbutilciclohexano	0.29	0.27
Isobutilciclohexano	0.09	0.08
Naftenos en C10	0.62	0.58
Isobutilbenceno	0.24	0.21
Decano normal	5.00	5.13
1,2,3-Trimetilbenceno	0.93	0.83
1-Metil-3-Isopropilbenceno	0.29	0.25
Parafinas en C11	1.11	1.11
Secbutilciclohexano	0.96	0.89
1-Metil-2-Isopropilbenceno	0.08	0.07
1,3-Dietilbenceno	0.23	0.21
1-Metil-3-Propilbenceno	0.80	0.69
n-Butilbenceno	0.40	0.34
1,3-Dimetil-5-Etilbenceno	0.34	0.32
1,2-Dietilbenceno	0.23	0.22
1-Metil-2-Propilbenceno	0.52	0.44
4-Metildecano	0.36	0.36
1,4-Dimetil-2-Etilbenceno	0.28	0.26
1,3-Dimetil-4-Etilbenceno	0.28	0.26
1,2-Dimetil-4-Etilbenceno	0.30	0.28
1-Metil-4-Terbutilbenceno	0.24	0.21
1,3-Dimetil-2-Etilbenceno	0.06	0.05
Aromatico en C11	0.03	0.03

FECHA: SEPT 91

HOJA No 46

CORTE (71-190)°C CRUDO OLMECA

COMPONENTE	% PESO	% VOL.
1,2-Dimetil-3-Etilbenceno	0.10	0.10
Undecano Normal	0.55	0.56
1,2,4,5-Tetrametilbenceno	0.05	0.04
1,2,3,5-Tetrametilbenceno	0.04	0.03
No identificados	3.67	3.69
	100.00	100.00

COMPONENTE	% PESO	% VOLUMEN
P	27.76	29.67
I	29.19	30.95
O	0.00	0.00
N	16.47	15.83
A	22.90	19.87
NO IDENTIFICADOS	3.67	3.69
TOTAL	100.00	100.00

**CARACTERISTICAS DE FRACCIONES Y RESIDUOS
CRUDO OLMECA**

FRACCION LIGERA: C₁ - C₄

RENDIMIENTO:	METANO	ETANO	PROPANO	ISOBUTANO	n-BUTANO
% Vol.	0.000	0.001	0.028	0.112	0.749
% Peso	0.000	0.000	0.017	0.076	0.524
Localización en el Crudo. % Vol.	0.000-0.000	0.000-0.001	0.001-0.029	0.029-0.141	0.141-0.890

RESULTADOS DE LA EVALUACION DEL CRUDO OLMECA Y SUS FRACCIONES

TIPO DE PRUEBA	NaRa Ligera	Gasolina	Turbosina II	Querosina Pesada	Diésel	GOV	GOV	RESIDUO DE VACIO
Inter. de Ebul. TBP. °C	65-71	71-180	180-240	240-274	274-348*	348-484	484-638	+638
Rendimiento								
% PESC	6.033	21.14	9.76	6.78	13.89	17.88	11.84	12.66
% VOL.	7.81	23.60	10.10	6.80	13.80	18.30	10.80	10.80
Fact. de Caract., k (UOP)			11.80	11.78	11.77	11.74	11.75	
Temp. Ebul. 1/2 Volum., °C	82	138	211	282	306	392	481	
Peso Esp., a 60/60°F	0.8448	0.7487	0.8028	0.8234	0.8685	0.8981	0.8344	0.8988
Gravedad °API	87.91	87.24	44.78	38.48	33.72	28.08	21.87	10.48
Viscosidad Cinematica								
cSI 37.8/60.0/84.4°C			1.48/1.23/1.14	2.3/1.88/1.73	4.89/3.84/3.2	22.80/14.21/12.18	142/70/84	
SSU 37.8/60.0/84.4°C			30.7/30/29.7	33.8/32.2/31.7	41.4/37.8/31.7	108.8/74.4/68.7	888/328/281	
cSI 98.9/121.1/138.0°C								174.8/71.6/64.6
SSU 98.9/121.1/138.0°C								818/338/71.8
SBF 98.9/121.1/138.0°C								84/34.8/22.3
Temp. de Escurecimiento, °C				-21	-3	+34	+38	
Temp. de Congelacion, °C			-43					
Presion Vapor Reid. (lb/inch ²)	18.37	0.02						
Azufre Total, % peso	0.0082	0.0241	0.0483	0.27	0.78	1.44	1.77	3.67
Mercaptanos, ppm			8.3					
Nitrógeno Total, ppm						877	862	3848
Nitrógeno Básico, ppm			0.8	8.8	27.48	137	204	888
Insolubles en nC7, % peso						41.0	41.0	8.1
Insolubles en nC8, % peso						41.0	41.0	9.1
RON / MON BASE	89.1/84.4	48.3/44.7						
DON BASE	86.78	48.8						
RON / MON + 0.5 GR TEL	78.8/70.8	81.8/48.8						
DON BASE + 0.5 GR TEL	73.88	80.78						
RON / MON + 1.0 GR TEL	81.8/74.8	86.1/64.2						
DON BASE + 1.0 GR TEL	78.18	86.18						
RON / MON + 2.0 GR TEL	87.2/79.8	81.7/89.8						
DON BASE + 2.0 GR TEL	83.8	80.78						
RON / MON + 3.17 GR TEL	90.7/83.8	86.1/84.3						
DON BASE + 3.17 GR TEL	87.18	86.2						

RESULTADOS DE LA EVALUACION DEL CRUDO OLMECA Y SUS FRACCIONES .
(CONTINUACION)

TIPO DE PRUEBA	Nafta Ligera	Gasolina	Turbosina II	Querosina Pesada	Diesel	GOLV	GOPV	RESIDUO DE VACIO
Interv. de Ebul. TBP. °C	68-71	71-190	190-240	240-274	274-348	348-464	464-638	-538
Carbon Condensn. % peso							0.18	14.83
Número de Cetano			48.3	60.2	59.7			
Índice Diesel			63.6	87.1	84.9			
Punto de Mumo			28.0	22.0				
Temp. de Anilina, °C			61.2	64.6	72.6	81.4	90.0	
Índice de Viscosidad						47	41	
n-Parafinas, % vol	47.87	29.87						
Iso-Parafinas, % vol	42.58	30.86						
Olefinas, % vol	0.00	0.00	0.00					
Nafténicos, % vol	7.80	18.83						
Aromáticos, % vol	1.68	19.87	23.00	26.77	28.46	40.53	52.49	
Naft. + Arom., % vol	9.48	38.7						
Benceno, % vol	1.40	6.37						
Parafinas + iso-parafinas, % vol	90.82	80.82						
Saturados, % vol			77.00					
Factor Metal						<0.86	<0.86	108.3
Penetración, 1/10 mm								>400
Índice de Refracción						1.5028	1.5204	
Fact. de Aromat. Bechtel						0.1740	0.2158	
Metales, ppm								
Fe/Cu						<0.06/<0.02	<0.06/<0.02	
K/Na								5.9/18.5
N/V						<0.02/<0.5	<0.02/<0.5	6.1/37.4
Destilación D-86/D-1160								
T1E/6	31/37	77/91	194/196	242/245	277/284	382/383	438/458	508/544
10/20	42/48	101/114	202/206	248/247	288/294	367/374	481/468	558/574
30/40	47/49	122/129	237/208	248/249	297/299	378/382	472/478	587/600
60/80	81/84	138/143	208/211	250/251	302/306	387/383	483/489	---
70/80	88/90	151/160	214/216	282/257	308/316	398/412	497/507	---
90/98	84/89	172/179	228/231	263/268	328/337	428/442	518/528	---
TPE	70	188	237	272	348	457	638	808
% VOL RECUPERADO	88.3	88.2	98.0	88.3	98.1	99.0	99.0	47

* CORRESPONDE A UNA TEMPERATURA DE 330 °C EN ASTM-D86 AL 90 % VOL.

**RENDIMIENTOS TBP DE FRACCIONES Y RESIDUOS
CRUDO OLMECA**

FRACCION	RENDIMIENTO			
	% VOL.	% VOL. ACUMULADO	% PESO	% PESO ACUMULADO
C1	0.000	0.000	0.000	0.000
C2	0.001	0.001	0.000	0.000
C3	0.028	0.029	0.017	0.017
i-C4	0.112	0.141	0.076	0.093
n-C4	0.749	0.890	0.524	0.617
C5-71	7.810	8.70	6.033	6.650
71-190	23.50	32.20	21.14	27.79
190-240	10.10	42.30	9.76	37.55
240-274	6.80	49.10	6.79	44.34
274-348*	13.60	62.70	13.89	58.23
348*-454	16.30	79.00	17.58	75.81
454-538	10.50	89.50	11.64	87.45
+538	10.50	100.00	12.55	100.00

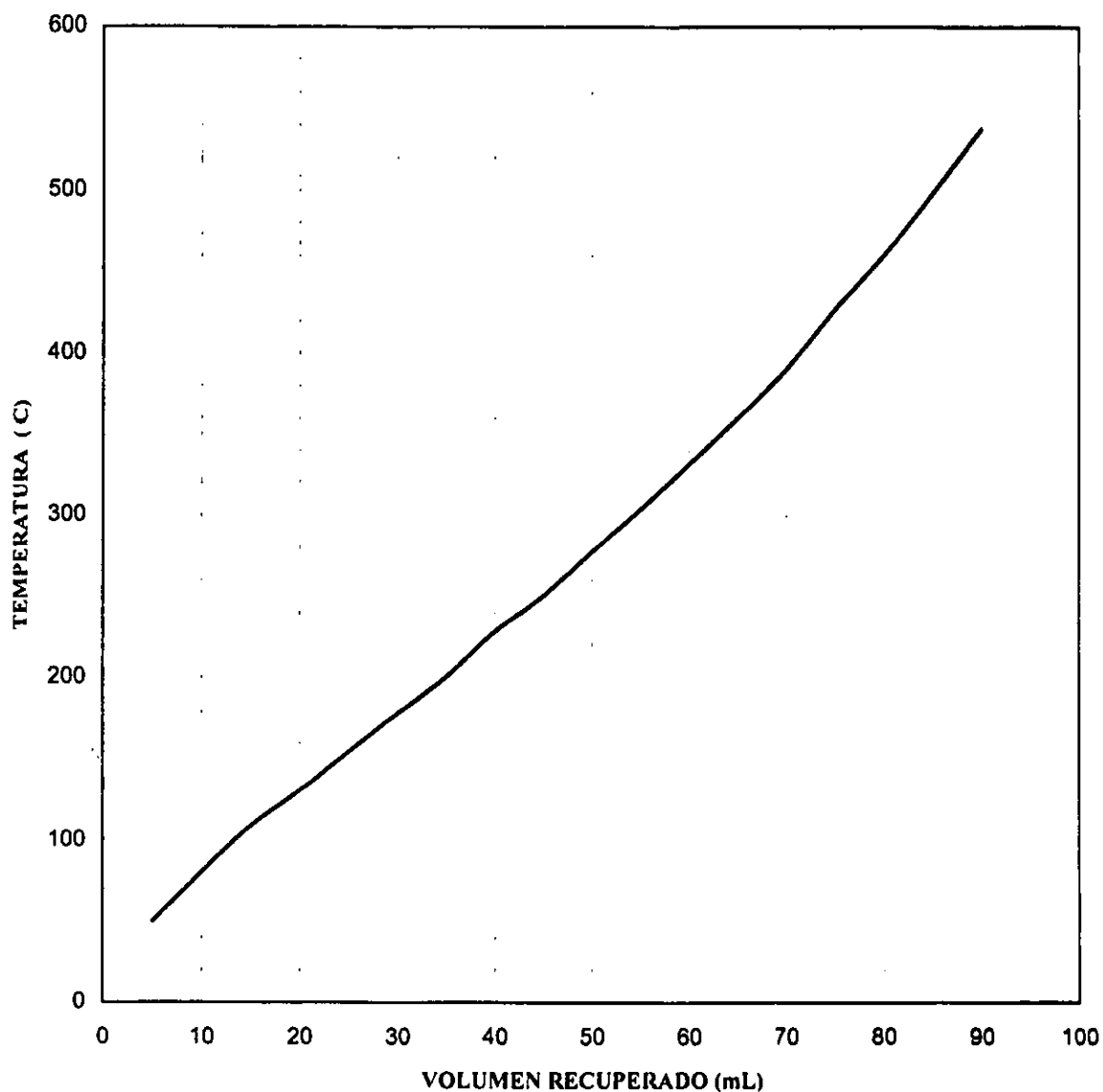
* Corresponde a Temperatura de 330° al 90 % vol. en D-86 en la fracción 274-348*

**RENDIMIENTOS TBP DE FRACCIONES Y RESIDUOS
CRUDO OLMECA**

FRACCION	RENDIMIENTO			
	% VOL.	% VOL. ACUMULADO	% PESO	% PESO ACUMULADO
C1	0.000	0.000	0.000	0.000
C2	0.001	0.001	0.000	0.000
C3	0.028	0.029	0.017	0.017
i-C4	0.112	0.141	0.076	0.093
n-C4	0.749	0.890	0.524	0.617
i-C5	1.436	2.326	1.075	1.692
n-C5	2.248	4.574	1.700	3.392
CyC5	0.119	4.693	0.107	3.499
C6-71	4.007	8.70	3.151	6.65
71-177	20.90	29.60	18.71	25.36
71-190	23.50	32.20	21.14	27.79
177-204	5.60	35.20	5.30	30.66
190-204	3.00	35.20	2.87	30.66
177-240	12.70	42.30	12.19	37.55
190-240	10.10	42.30	9.76	37.55
204-274	13.90	49.10	13.68	44.34
240-274	6.80	49.10	6.79	44.34
274-316	7.90	57.00	8.02	52.36
274-348*	13.60	62.70	13.89	58.23
316-343	4.70	61.70	4.87	57.23
348*-454	16.30	79.00	18.58	75.81
343-454	17.30	79.00	18.58	75.81
454-538	10.50	89.50	11.64	87.45
+343	38.30	100.00	42.77	100.00
+454	21.00	100.00	24.19	100.00
+538	10.50	100.00	12.55	100.00

* Corresponde a Temperatura de 330° al 90 % en D-86

CURVA DE DESTILACIÓN TBP



ANEXO D

MUESTRAS DE CRUDO Y SUS FRACCIONES PARA LA ELABORACIÓN DEL PROGRAMA "CRUDO"

En el ANEXO D se muestran todas las muestras de petróleo crudo y sus fracciones que se utilizaron para la elaboración del programa *CRUDO*.

Las muestras aparecen en orden ascendente, y en ellas podemos encontrar su nombre completo, gravedad específica a la temperatura de referencia indicada, presión del ensayo (que para el caso de las muestras que no se destilaron a vacío es la presión atmosférica de la Ciudad de México) y también se especifica el tipo de curva de destilación de la cual fueron tomados los datos.

No se presentan las curvas de destilación de las muestras, solamente se reportan los datos de volumen destilado y temperatura de corte.

MUESTRA 1: Cayo Arcas L-2 Corte 8 (Gasóleo Pesado)

Gravedad Específica (20 °C/4 °C): 0.9424

Presión del ensayo: 1.0 mmHg

Destilación ASTM D1160

VOLUMEN (%)	TEMPERATURA (°C)
TIE	85
5	137
10	177
20	223
30	240
40	248
50	255
60	261
70	268
80	277
90	288
95	296
TFE	308

MUESTRA 2: Cayo Arcas L-2 R+538 (Residuo de Vacío)

Gravedad Específica (20 °C/4 °C): 1.0653

Presión del ensayo: 1.3 mmHg

Destilación ASTM D1160

VOLUMEN (%)	TEMPERATURA (°C)
TIE	243
5	322
10	329
20	360

MUESTRA 3: Turbosina

Gravedad Específica (20 °C/4 °C): 0.7919

Presión del ensayo: 601 mmHg

Destilación ASTM D86

VOLUMEN (%)	TEMPERATURA (°C)
TIE	147.0
5	164.0
10	169.2
20	174.8
30	178.9
40	182.5
50	186.0
60	189.9
70	194.3
80	199.5
90	207.0
95	212.9
TFE	224.0

MUESTRA 4: Gasóleo Ligero (GSC-050697)

Gravedad Específica (20 °C/4 °C): 0.8599

Presión del ensayo: 601 mmHg

Destilación ASTM D86

VOLUMEN (%)	TEMPERATURA (°C)
TIE	206.7
5	247.4
10	257.9
20	268.5
30	276.3
40	283.8
50	292.2
60	301.3
70	312.0
80	326.0
90	346.4
95	366.1
TFE	380.1

MUESTRA 5: Kerosina (QSC-050697)

Gravedad Específica (20 °C/4 °C): 0.8229

Presión del ensayo: 601 mmHg

Destilación ASTM D86

VOLUMEN (%)	TEMPERATURA (°C)
TIE	176.2
5	201.1
10	208.9
20	216.8
30	222.6
40	227.1
50	231.0
60	235.0
70	239.4
80	245.0
90	254.9
95	266.0
TFE	282.7

MUESTRA 6: Diesel (2E22C-TK-002C- UNIDAD 2)

Gravedad Específica (20 °C/4 °C): 0.8309

Presión del ensayo: 601 mmHg

Destilación ASTM D86

VOLUMEN (%)	TEMPERATURA (°C)
TIE	167.7
5	190.9
10	201.7
20	217.2
30	230.8
40	243.3
50	255.8
60	269.0
70	284.1
80	300.5
90	321.5
95	338.9
TFE	352.0

MUESTRA 7: Diesel (2R44-TK-001A- UNIDAD 2)

Gravedad Específica (20 °C/4 °C): 0.8351

Presión del ensayo: 601 mmHg

Destilación ASTM D86

VOLUMEN (%)	TEMPERATURA (°C)
TIE	158.3
5	187.8
10	198.9
20	215.9
30	230.6
40	244.4
50	258.0
60	271.4
70	286.5
80	303.3
90	324.4
95	341.7
TFE	354.7

MUESTRA 8: Mezcla de Gasóleos (Corte Diesel 366 °C)

Gravedad Específica (20 °C/4 °C): 0.8687

Presión del ensayo: 601 mmHg

Destilación ASTM D86

VOLUMEN (%)	TEMPERATURA (°C)
TIE	340
5	353
10	360
20	380
30	401
40	428
50	443
60	467
70	480
80	513
90	538
95	555
TFE	578

MUESTRA 9: Turbosina (CORTE 2 -71,177-NOVA)

Gravedad Específica (20 °C/4 °C): 0.7459

Presión del ensayo: 601 mmHg

Destilación ASTM D86

VOLUMEN (%)	TEMPERATURA (°C)
TIE	68.3
5	95.8
10	101.1
20	107.3
30	112.3
40	117.2
50	122.8
60	129.4
70	136.1
80	144.3
90	153.8
95	161.3
TFE	172.5

MUESTRA 10: Mezcla de Gasóleos (Corte Diesel 340 °C)

Gravedad Específica (20 °C/4 °C): 0.8621

Presión del ensayo: 601 mmHg

Destilación ASTM D86

VOLUMEN (%)	TEMPERATURA (°C)
TIE	320
5	333
10	340
20	363
30	381
40	411
50	433
60	453
70	477
80	510
90	539
95	560
TFE	585

MUESTRA 11: Gasóleo Ligero (GLP, TULA HGO.)
 Gravedad Específica (20 °C/4 °C): 0.8414
 Presión del ensayo: 601 mmHg
 Destilación ASTM D86

VOLUMEN (%)	TEMPERATURA (°C)
TIE	180.9
5	210.3
10	222.6
20	237.6
30	250.5
40	262.1
50	272.1
60	283.2
70	296.9
80	314.3
90	339.5
95	363.5
TFE	372.4

MUESTRA 12: Gasolina Magna (Magna Azcap+ MMT)
 Gravedad Específica (20 °C/4 °C): 0.7490
 Presión del ensayo: 601 mmHg
 Destilación ASTM D86

VOLUMEN (%)	TEMPERATURA (°C)
TIE	37.3
5	52.5
10	57.6
20	66.6
30	76.0
40	87.3
50	98.7
60	110.2
70	122.6
80	140.5
90	161.2
95	176.1
TFE	203.0

MUESTRA 13: Despuntado de Cangrejera
 Gravedad Específica (60 °F/60 °F): 0.8955
 Presión del ensayo: 760 mmHg
 Destilación TBP

VOLUMEN (%)	TEMPERATURA (°C)
TIE	76
5	149
10	184
20	232
30	277
40	321
50	370
60	429
70	492
TFE	538

MUESTRA 14: Aceite Crudo Istmo
 Gravedad Específica (60 °F/60 °F): 0.8599
 Presión del ensayo: 760 mmHg
 Destilación TBP

VOLUMEN (%)	TEMPERATURA (°C)
TIE	50
5	70
10	102
20	158
30	209
40	260
50	315
60	371
70	439
80	519
TFE	536

MUESTRA 15: Aceite Crudo Olmeca

Gravedad Específica (60 °F/60 °F): 0.8346

Presión del ensayo: 760 mmHg

Destilación TBP

VOLUMEN (%)	TEMPERATURA (°C)
TIE	49
10	81
20	131
30	179
40	229
50	277
60	331
70	392
80	460
TFE	538

MUESTRA 16: Aceite Crudo Terciario

Gravedad Específica (60 °F/60 °F): 0.8565

Presión del ensayo: 760 mmHg

Destilación TBP

VOLUMEN (%)	TEMPERATURA (°C)
TIE	50
5	64
10	101
20	152
30	203
40	257
50	315
60	375
70	443
80	517
TFE	540

MUESTRA 17: Aceite Crudo Maya

Gravedad Específica (60 °F/60 °F): 0.9214

Presión del ensayo: 760 mmHg

Destilación TBP

VOLUMEN (%)	TEMPERATURA (°C)
TIE	50
5	70
10	119
20	193
30	270
40	346
50	420
60	498
TFE	539

MUESTRA 18: Aceite Crudo Pozóleo

Gravedad Específica (60 °F/60 °F): 0.8822

Presión del ensayo: 760 mmHg

Destilación TBP

VOLUMEN (%)	TEMPERATURA (°C)
TIE	50
5	88
10	127
20	188
30	248
40	300
50	362
60	429
70	497
TFE	539

MUESTRA 19: Aceite Crudo Papaloapan

Gravedad Específica (60 °F/60 °F): 0.7838

Presión del ensayo: 760 mmHg

Destilación TBP

VOLUMEN (%)	TEMPERATURA (°C)
TIE	24
10	31
30	85
40	115
50	140
60	183
70	248
80	370
TFE	538

MUESTRA 20: Aceite Crudo Cadereyta

Gravedad Específica (60 °F/60 °F): 0.8761

Presión del ensayo: 760 mmHg

Destilación TBP

VOLUMEN (%)	TEMPERATURA (°C)
TIE	30
5	73.15
10	112.75
30	232.25
50	340.55
70	462.75
90	612.75
95	684.75
TFE	756.7

ANEXO E

GRÁFICAS DE RESULTADOS

En el ANEXO E se muestran todas las gráficas realizadas.

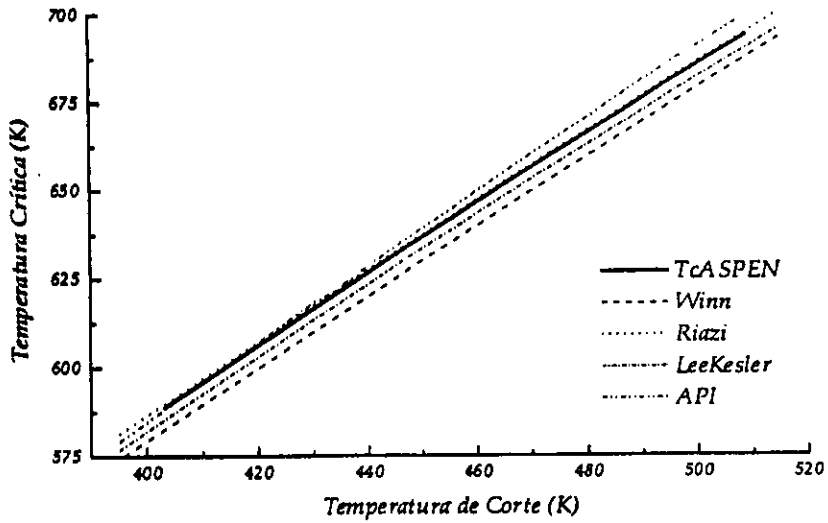
Estos resultados gráficos están divididos por muestra y por propiedad calculada.

Primero se trazaron las gráficas de los mejores modelos en una muestra y enseguida se trazaron las gráficas para los restantes modelos analizados, esto con la finalidad de observar las diferencias con un marco de referencia apropiado.

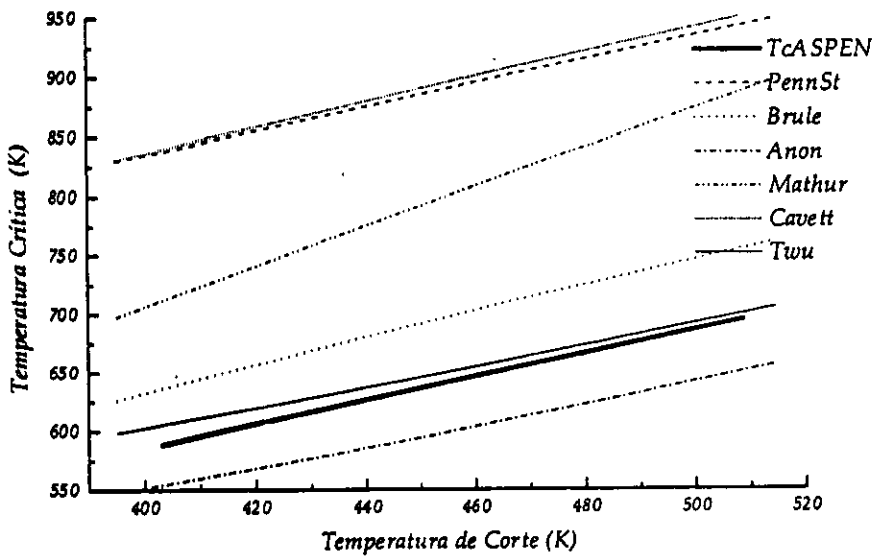
En principio se muestran los resultados para Temperatura Crítica, seguido de Presión Crítica, Peso molecular y finalmente Factor Acéntrico.

Las muestras aparecen en orden ascendente.

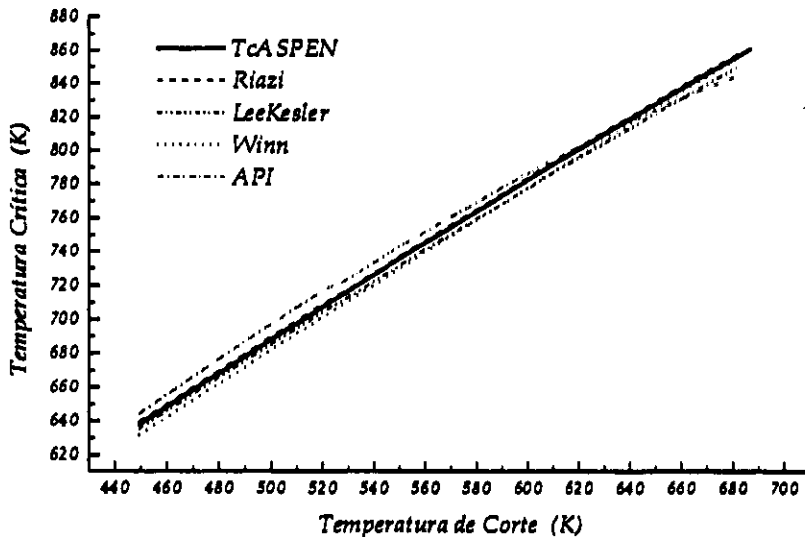
Muestra 3



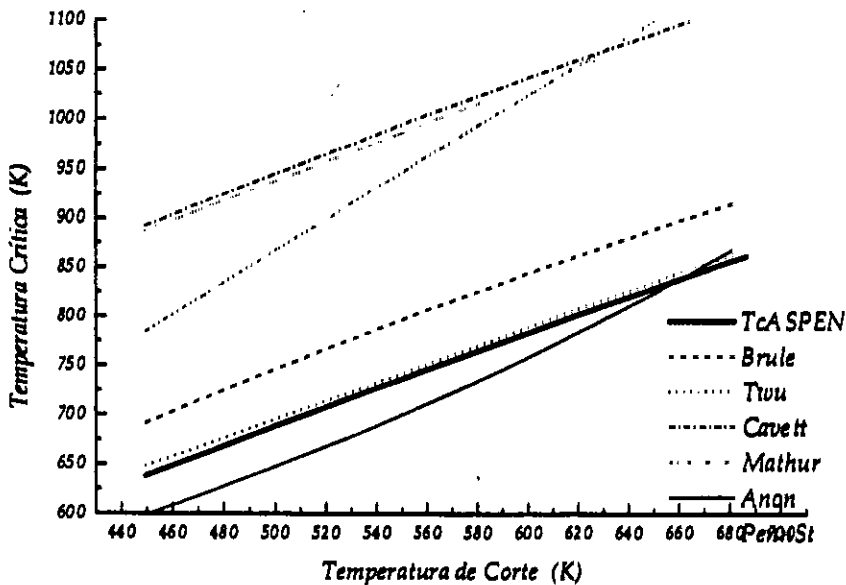
Muestra 3



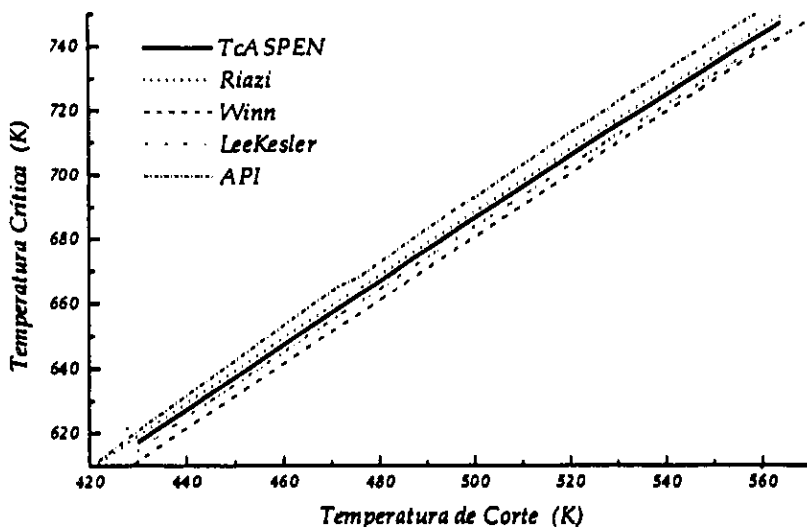
Muestra 4



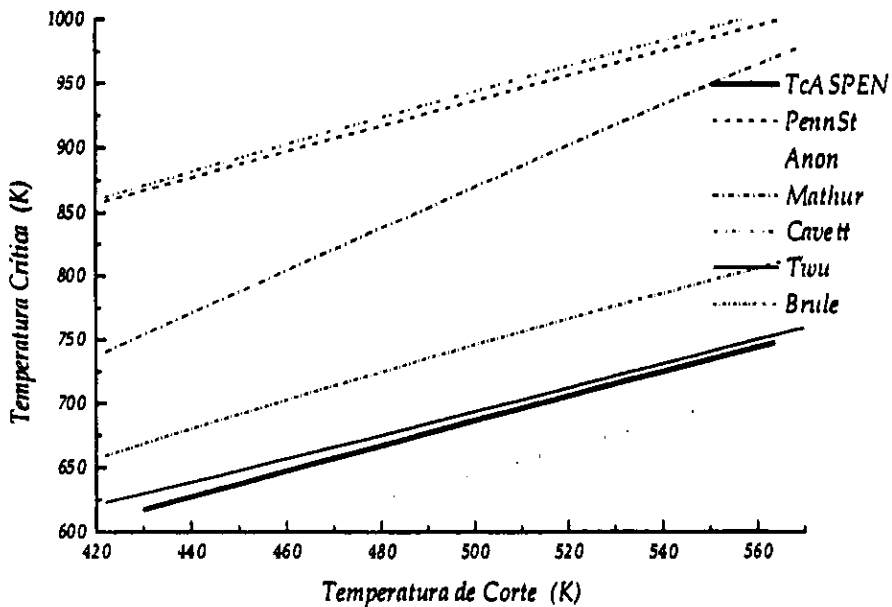
Muestra 4



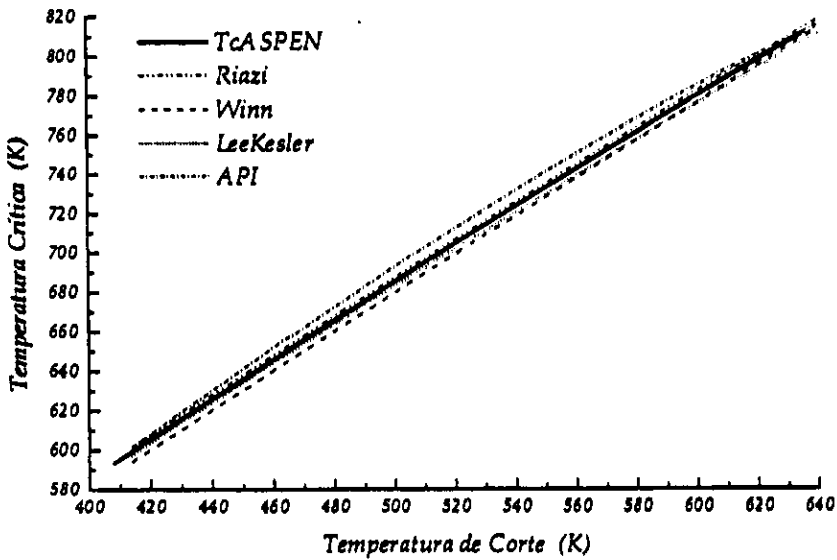
Muestra 5



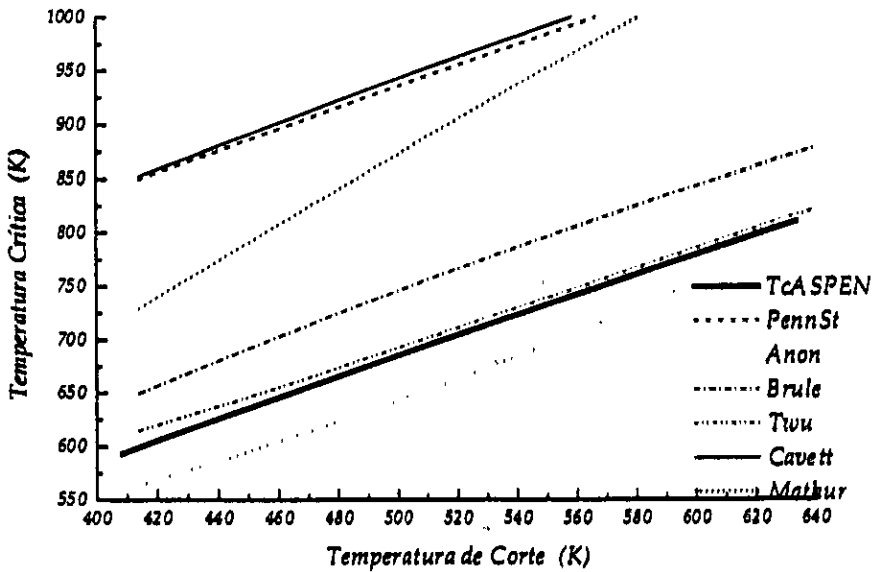
Muestra 5



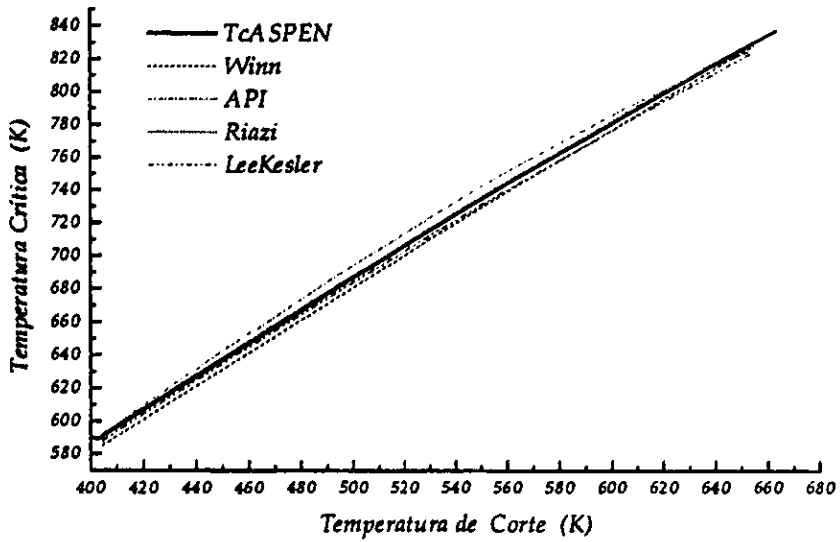
Muestra 6



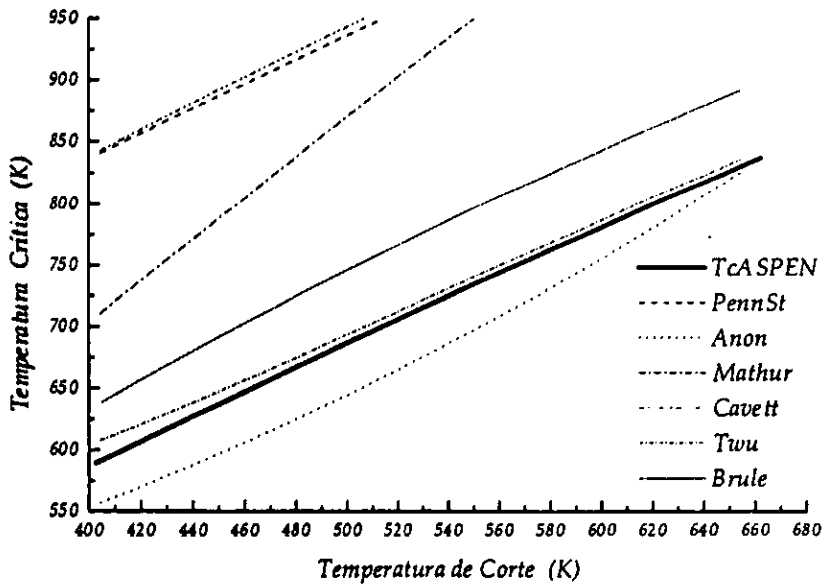
Muestra 6



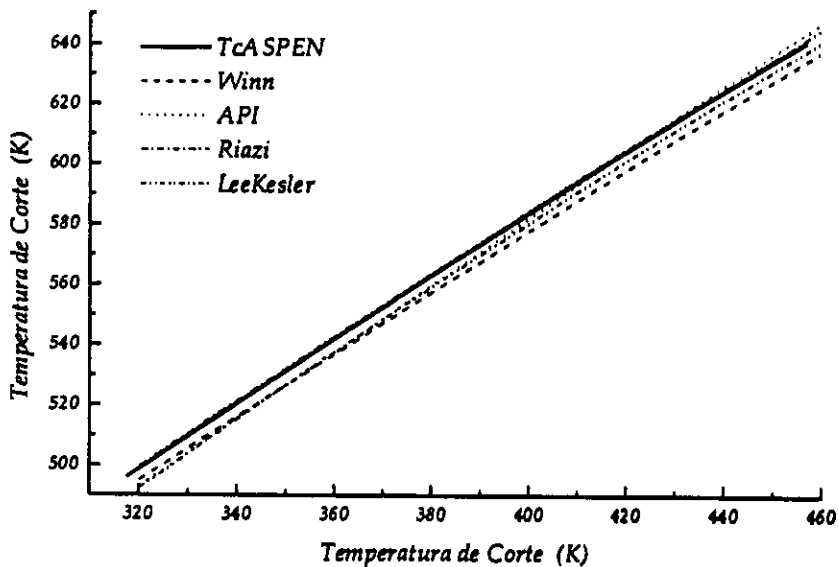
Muestra 7



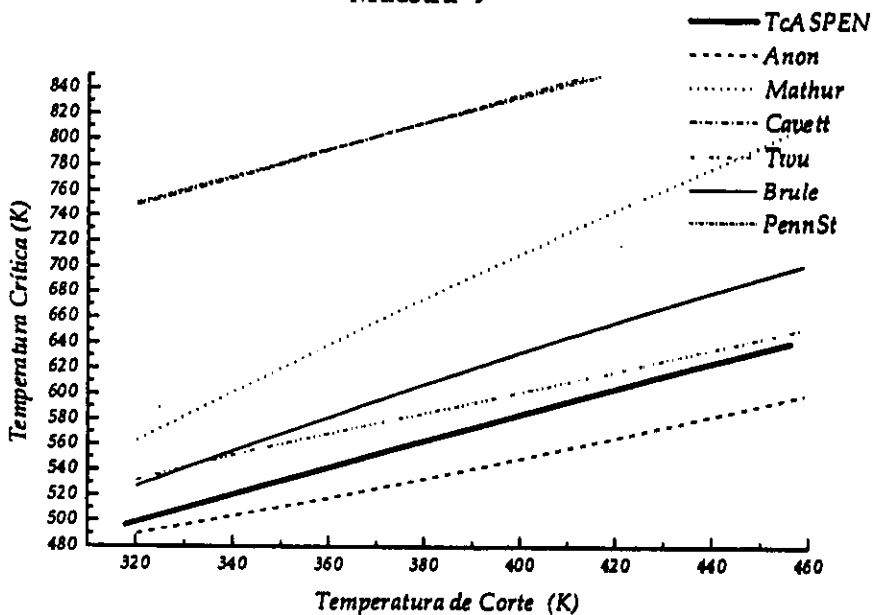
Muestra 7



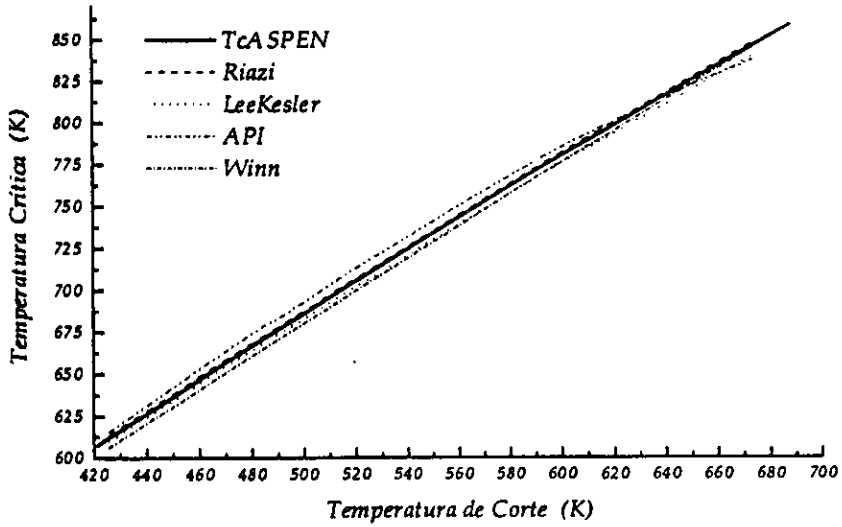
Muestra 9



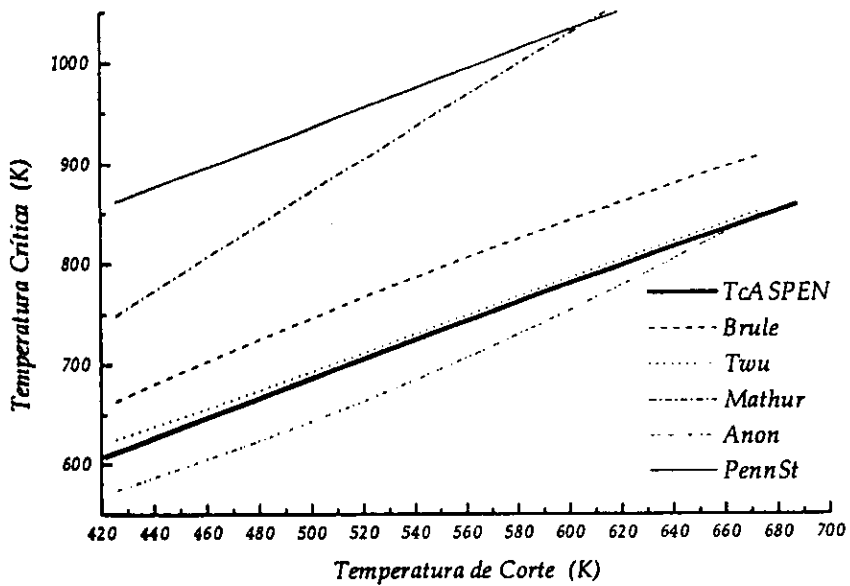
Muestra 9



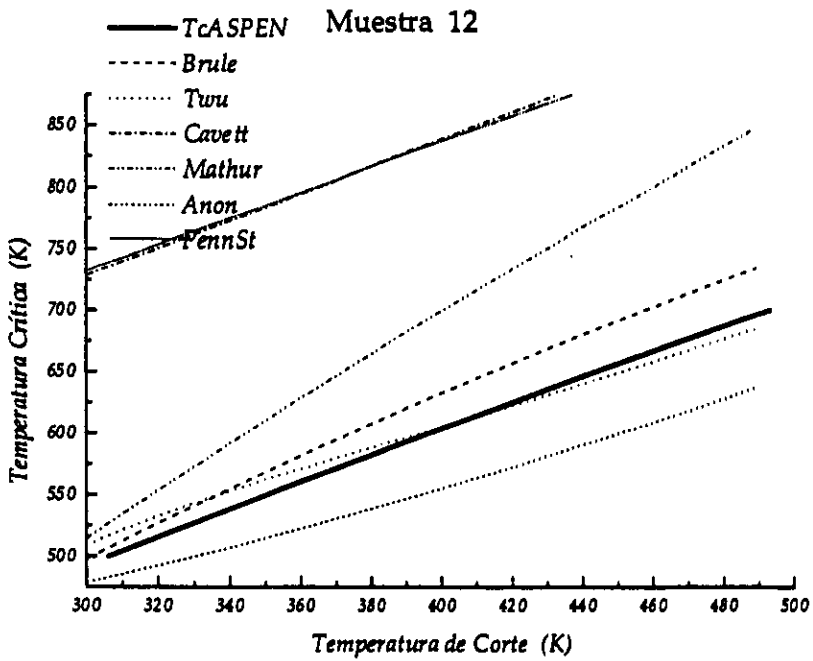
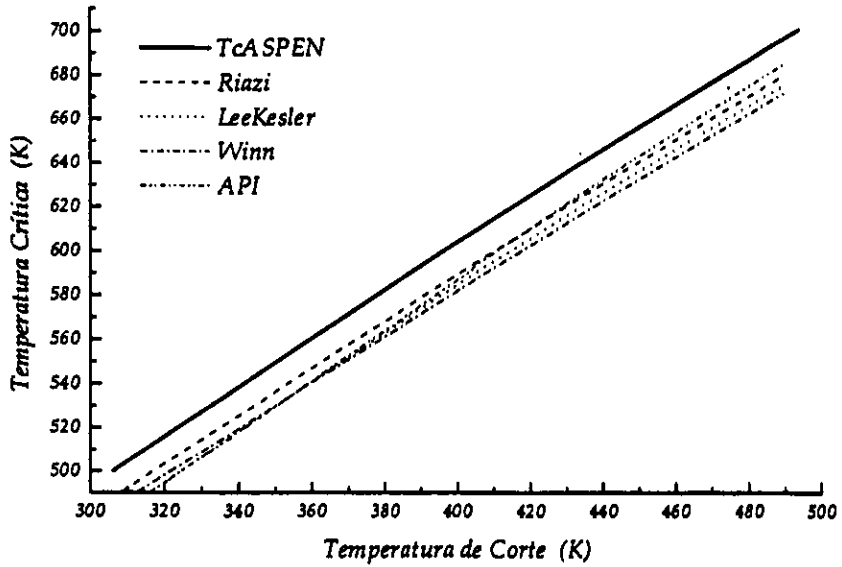
Muestra 11



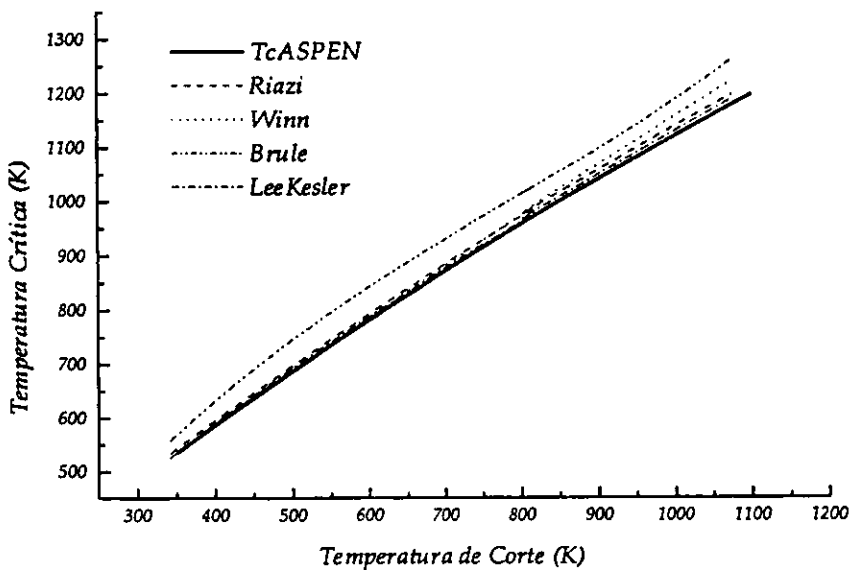
Muestra 11



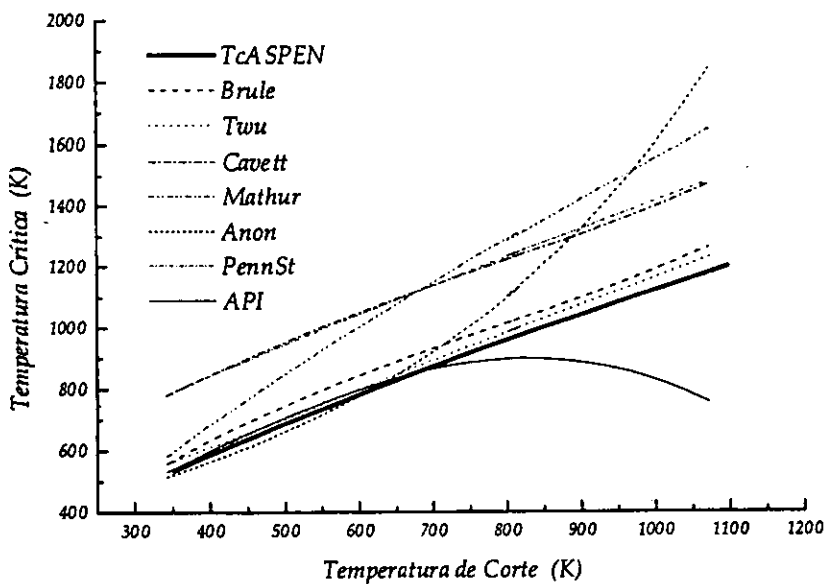
Muestra 12



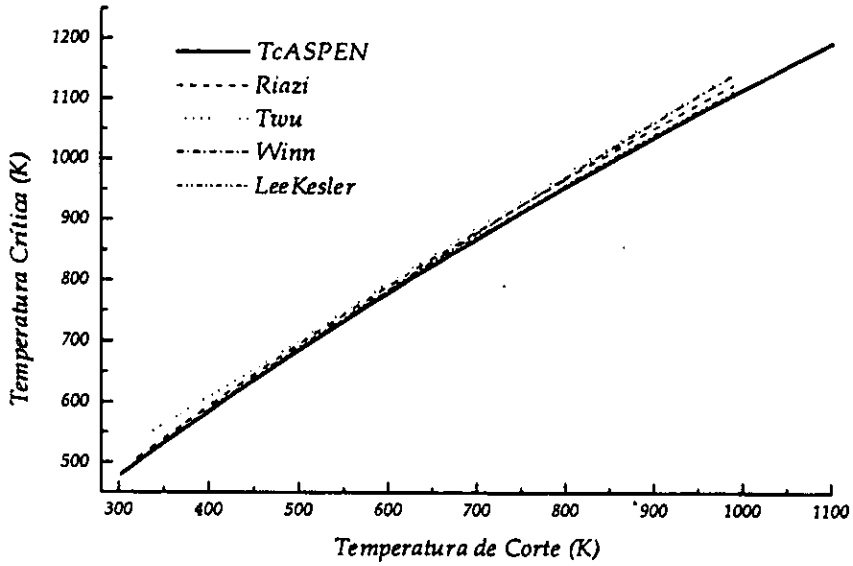
Muestra 13



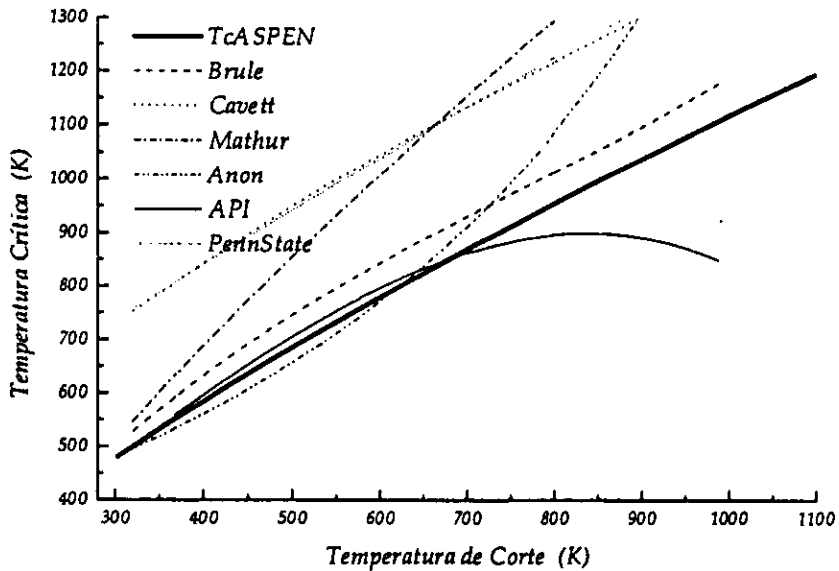
Muestra 13



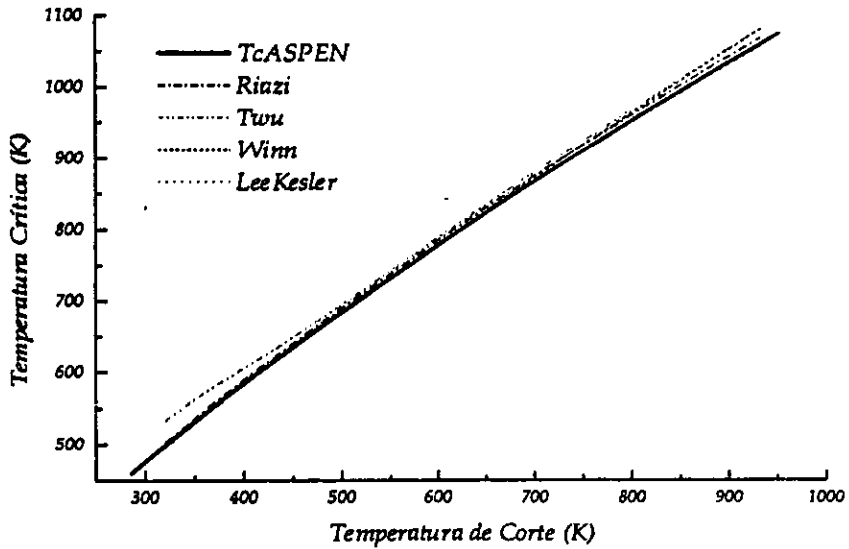
Muestra 14



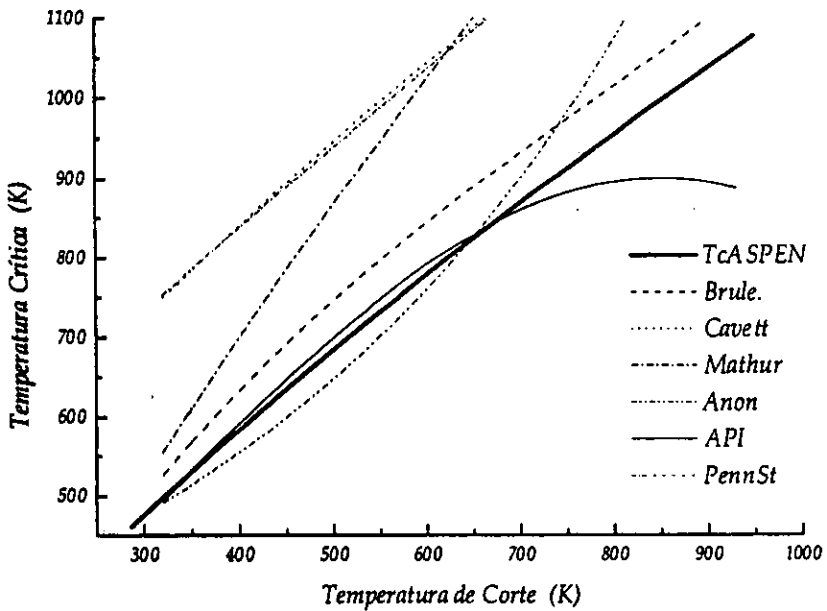
Muestra 14



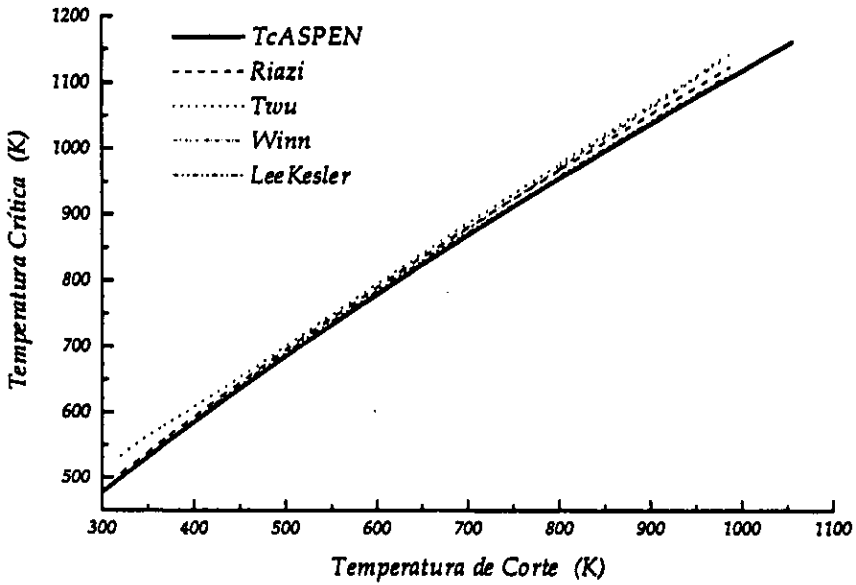
Muestra 15



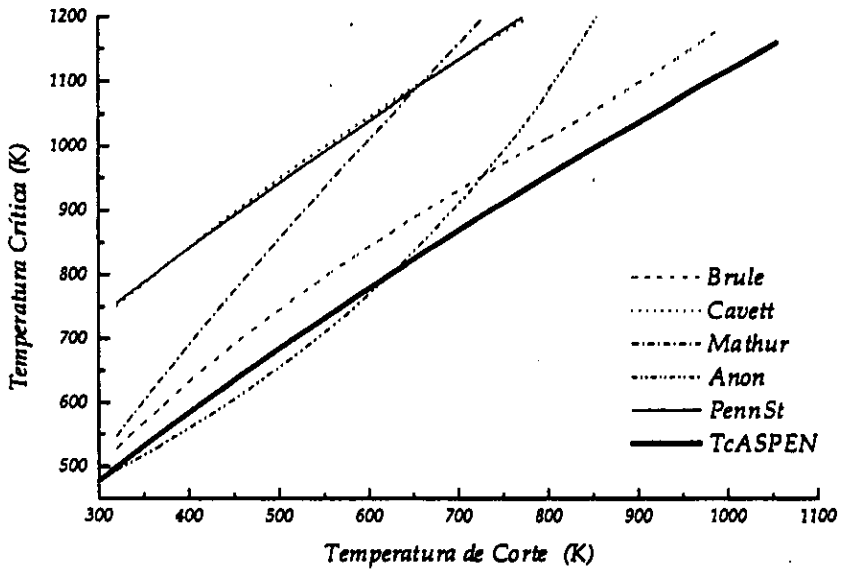
Muestra 15



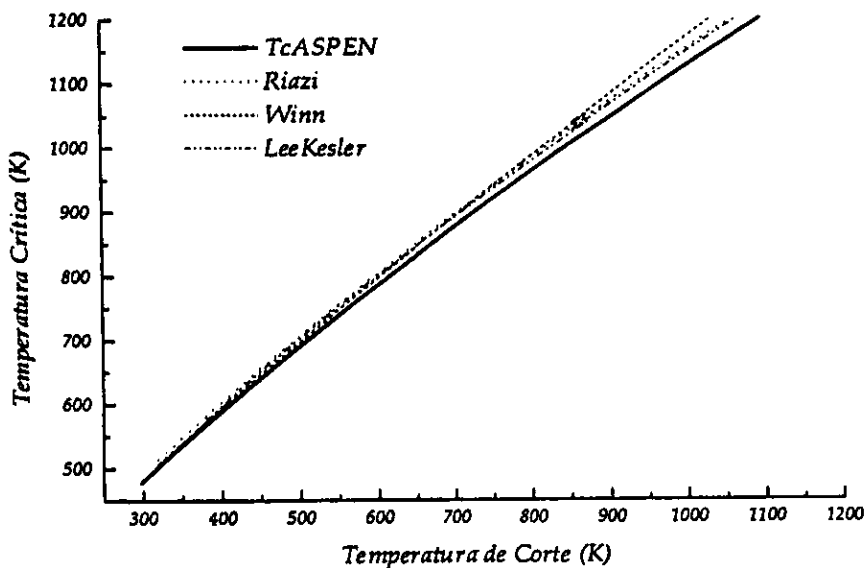
Muestra 16



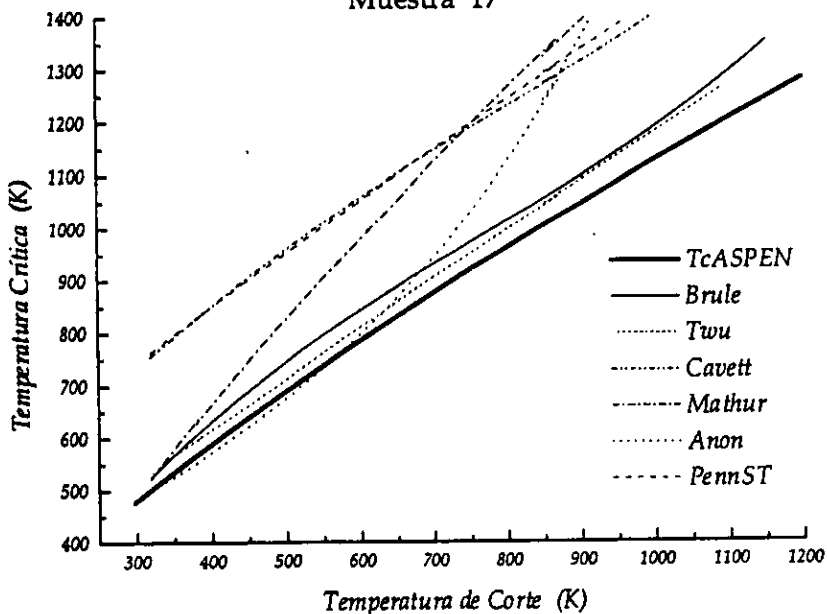
Muestra 16



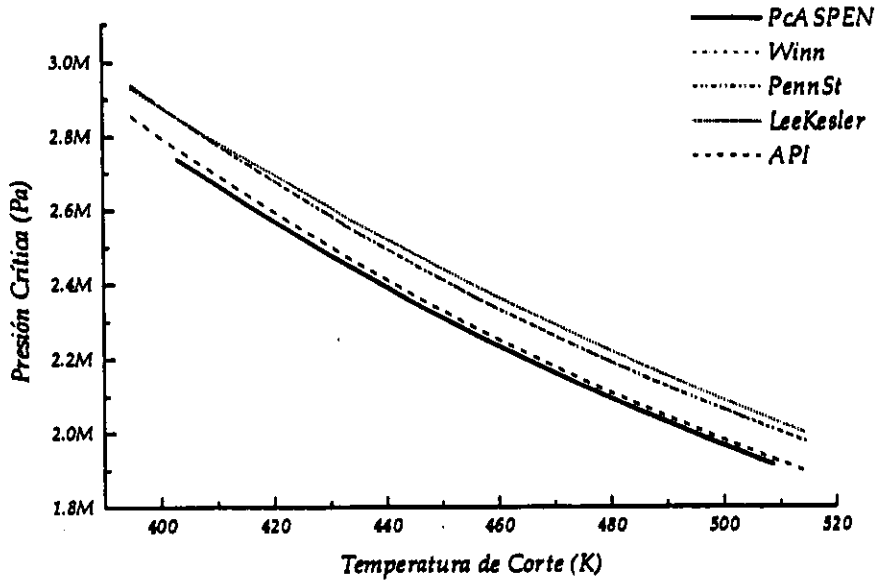
Muestra 17



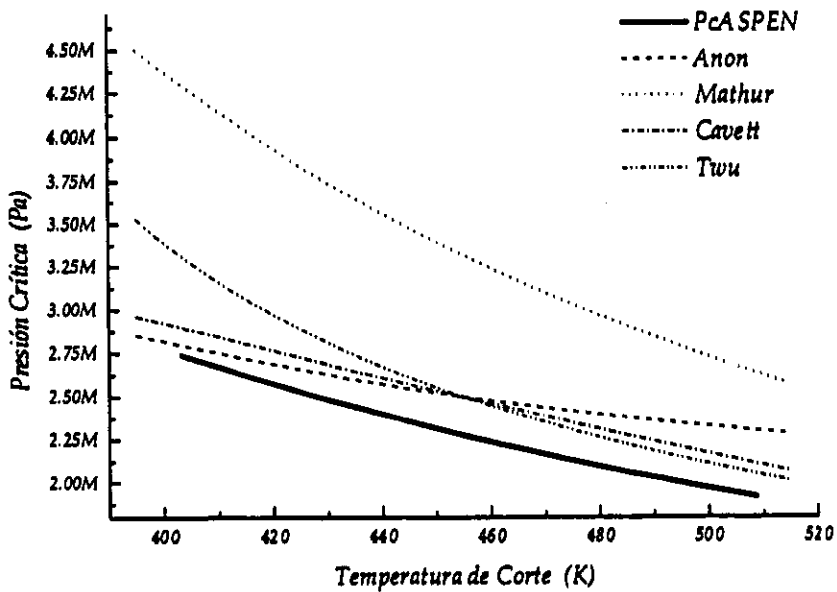
Muestra 17



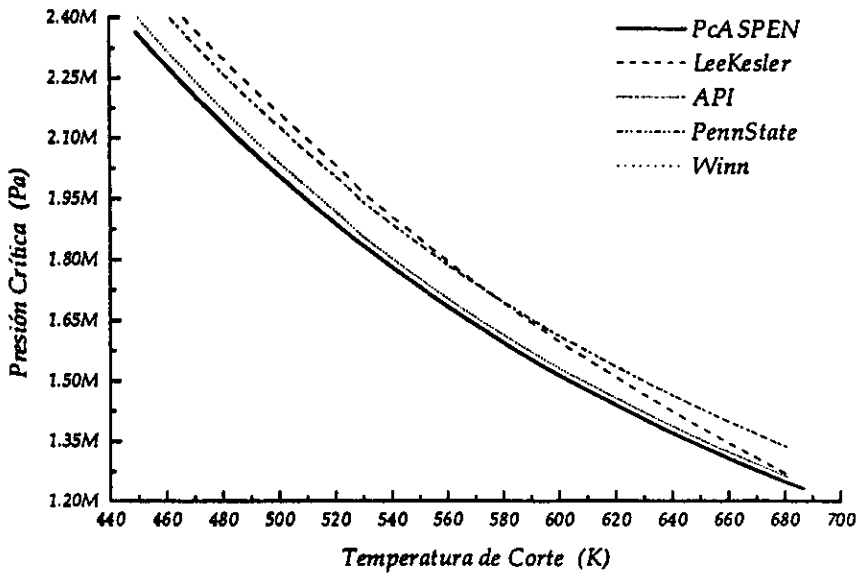
Muestra 3



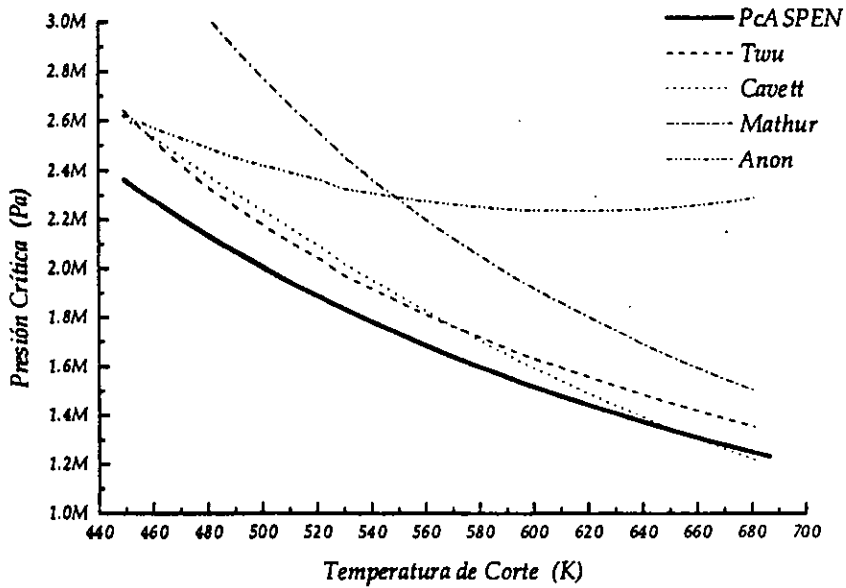
Muestra 3



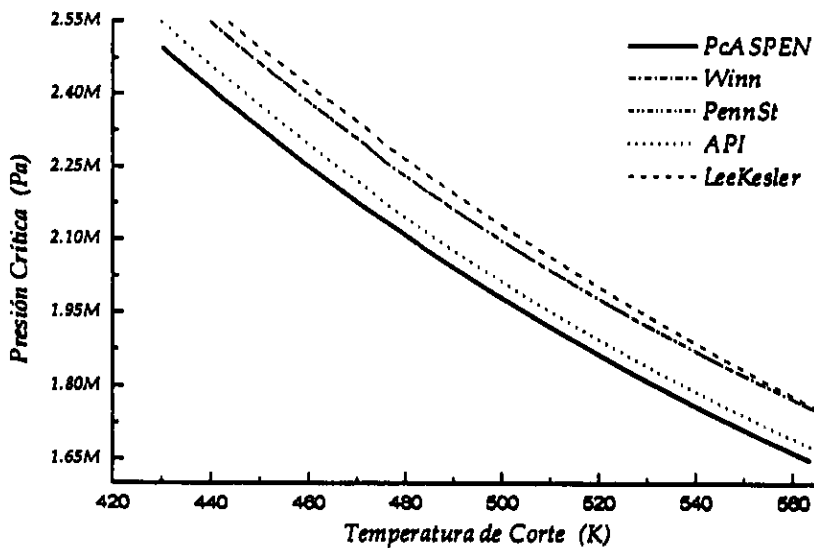
Muestra 4



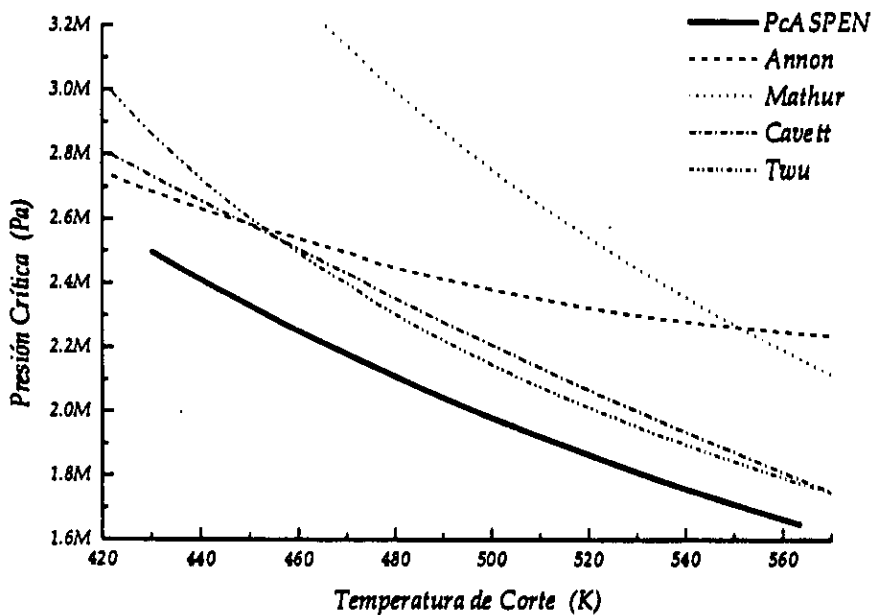
Muestra 4



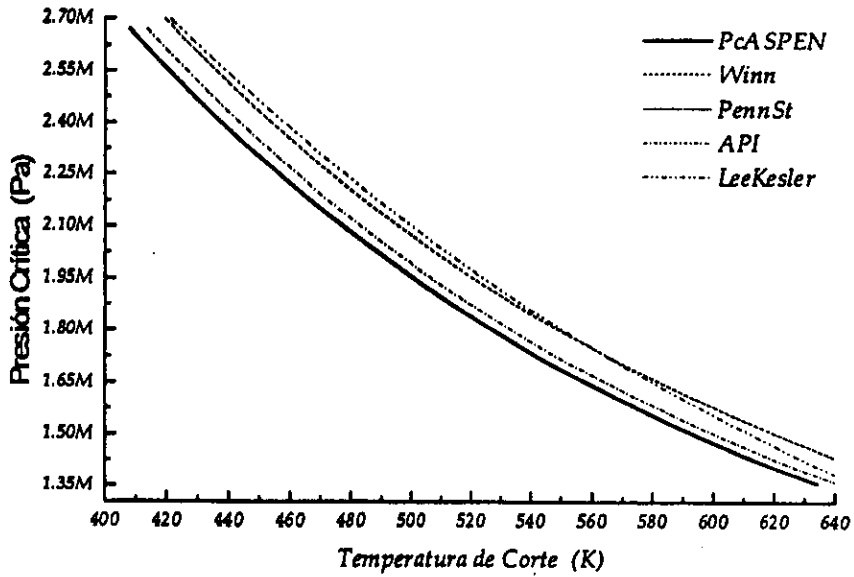
Muestra 5



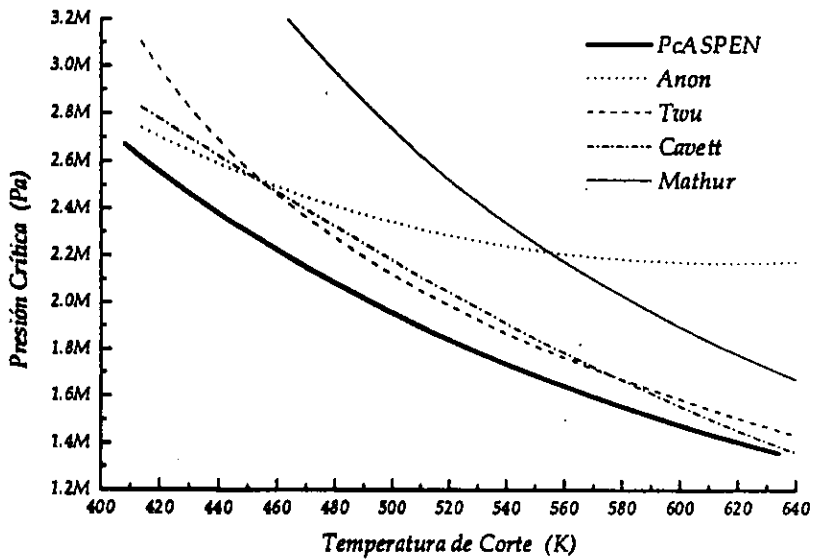
Muestra 5



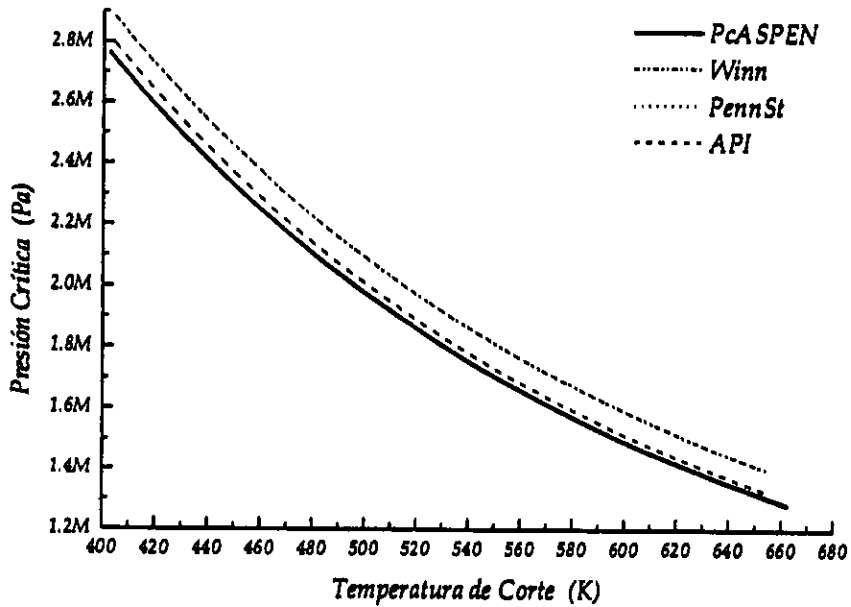
Muestra 6



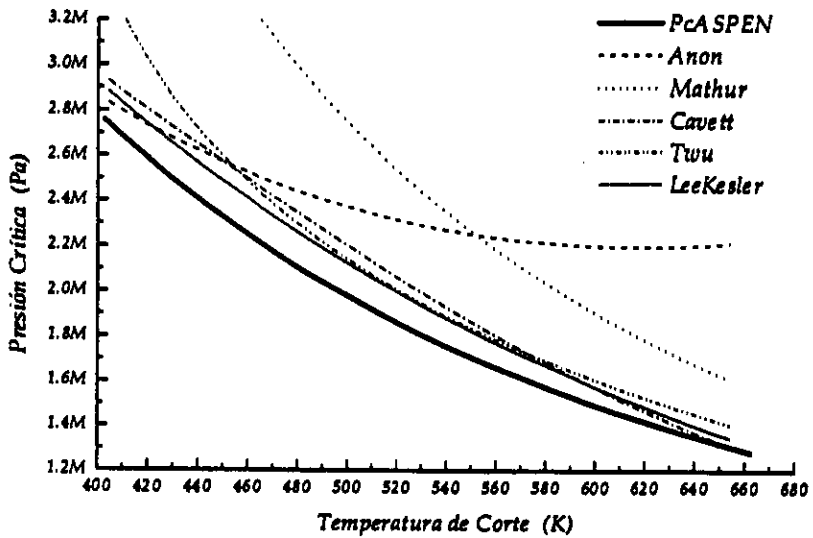
Muestra 6



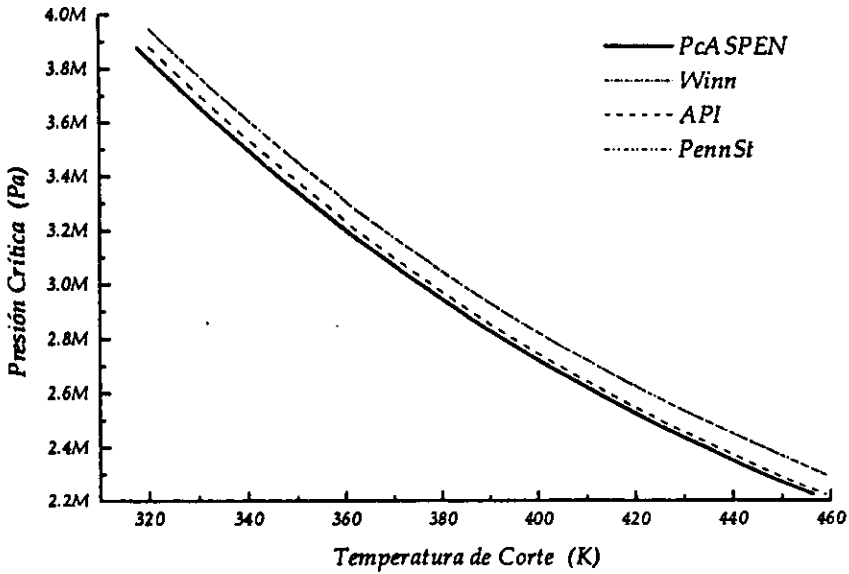
Muestra 7



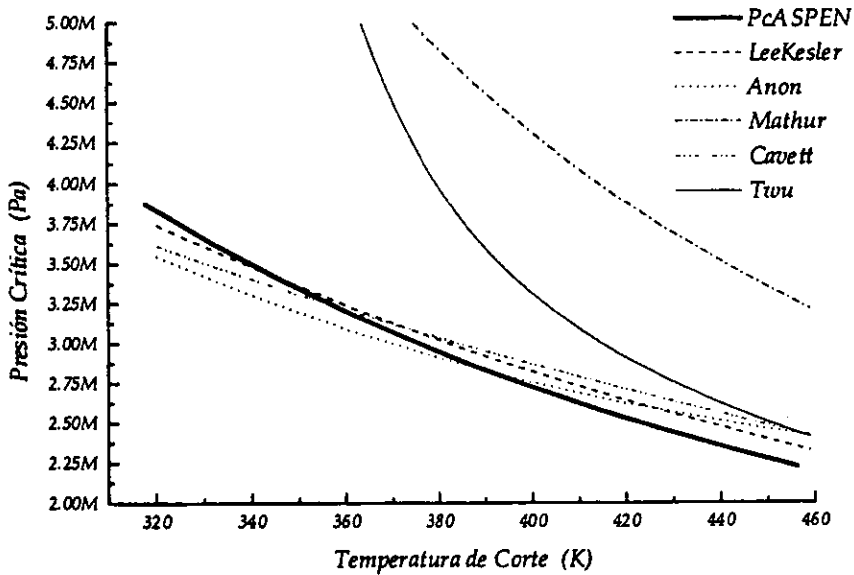
Muestra 7



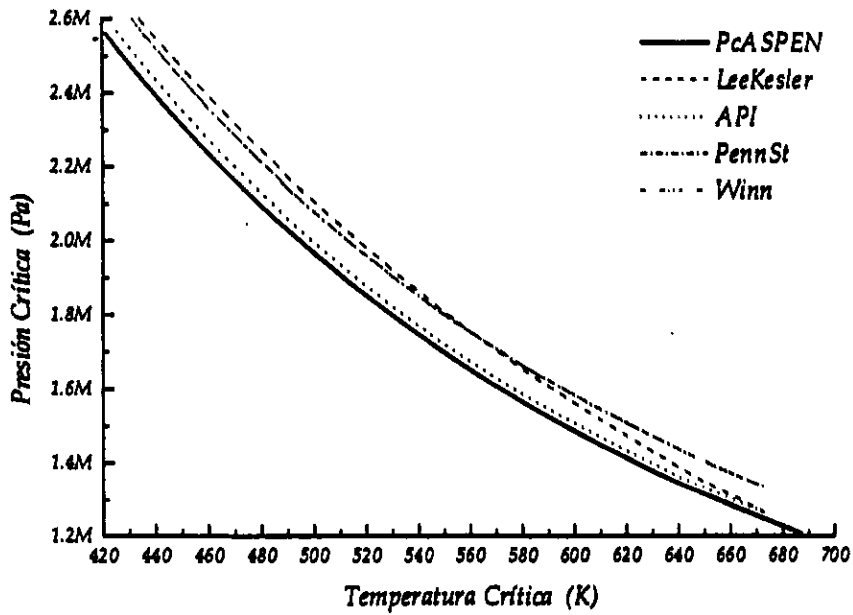
Muestra 9



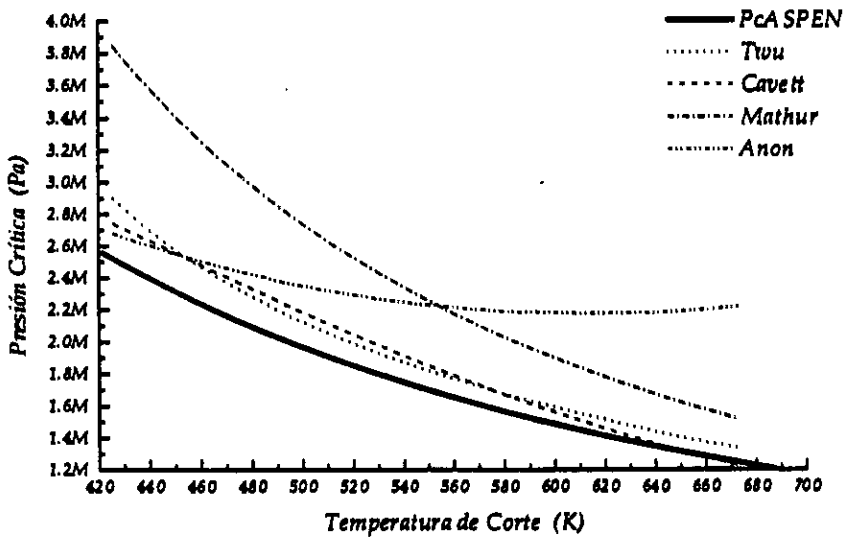
Muestra 9



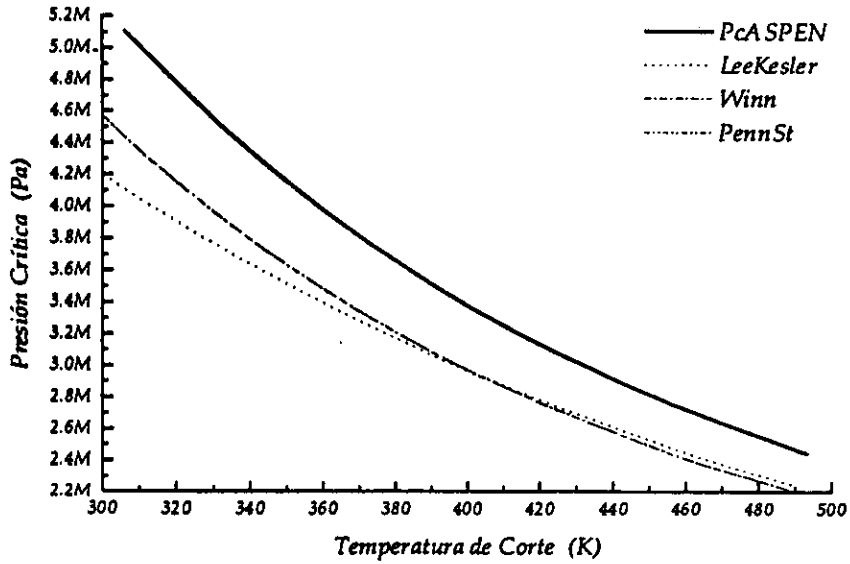
Muestra 11



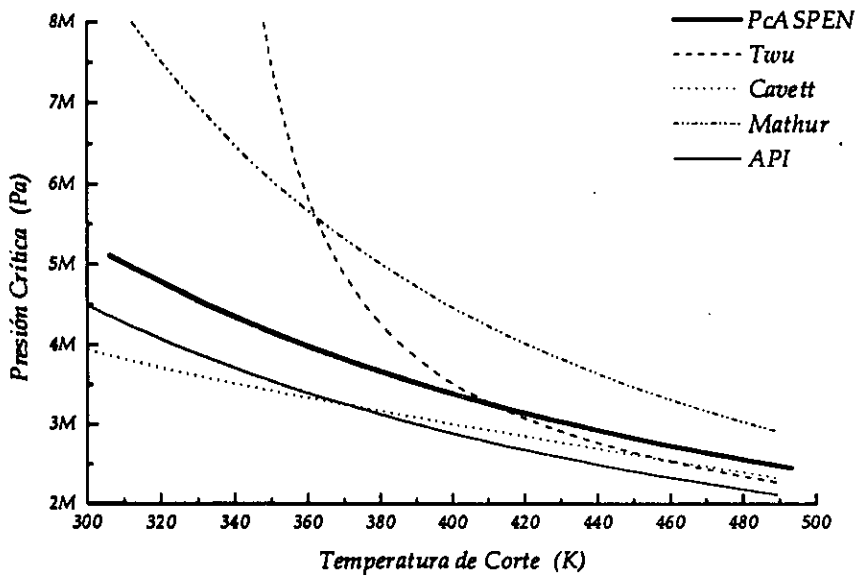
Muestra 11



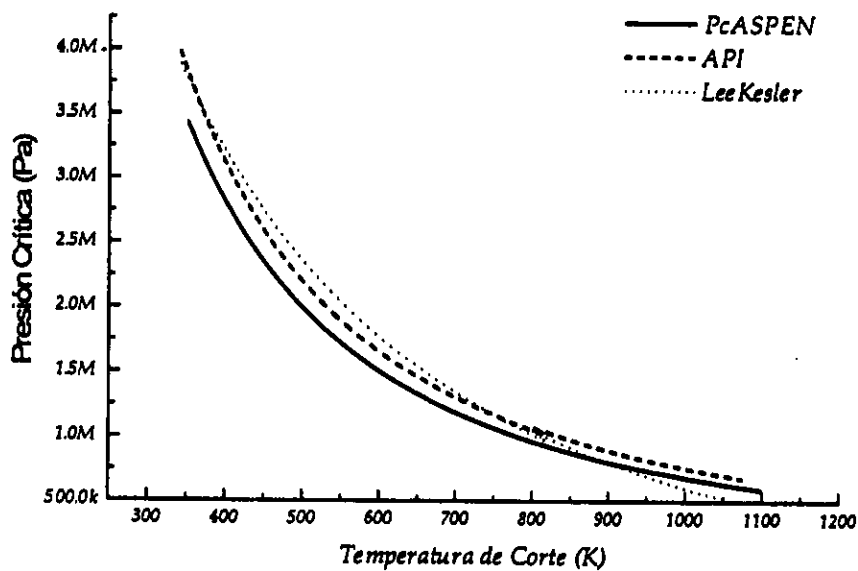
Muestra 12



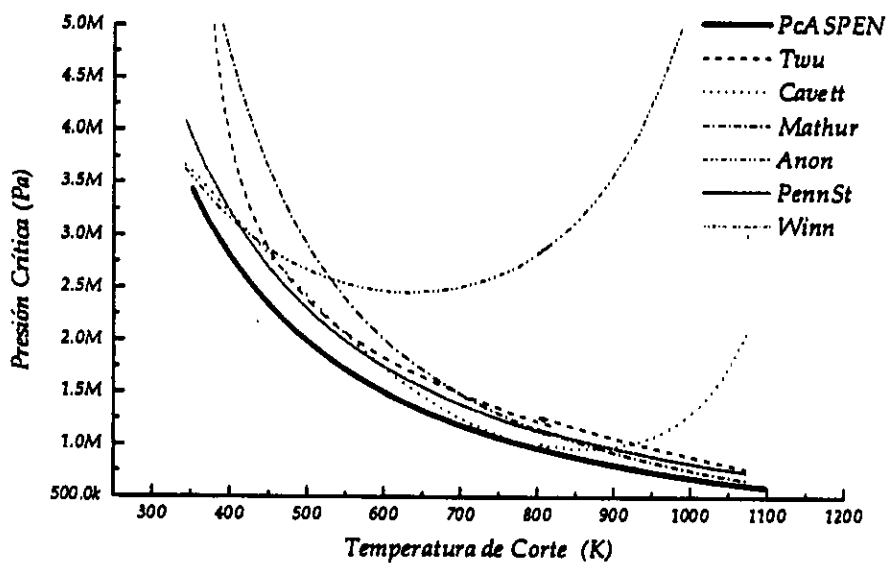
Muestra 12



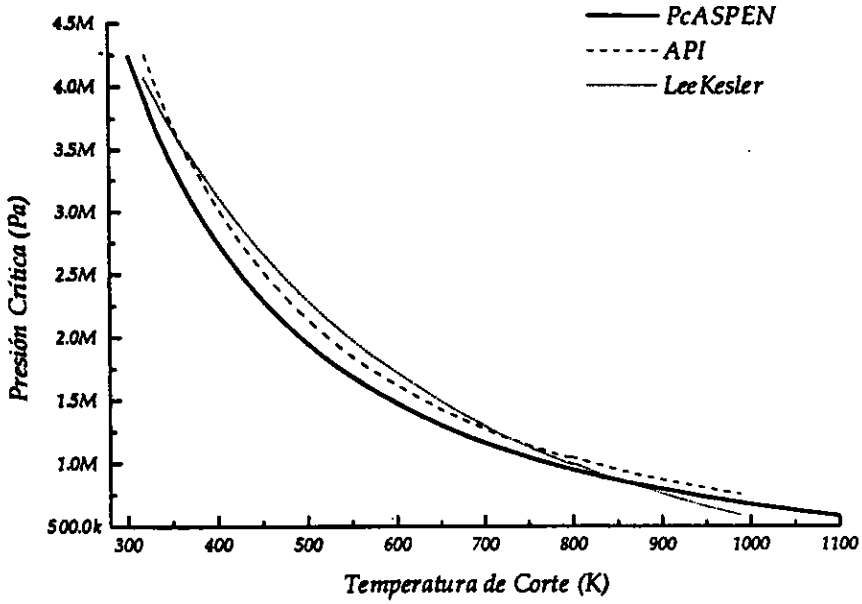
Muestra 13



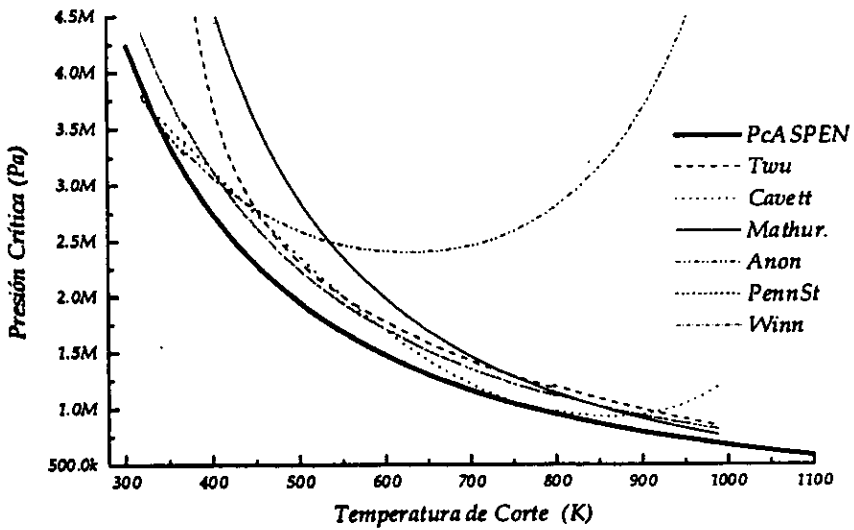
Muestra 13



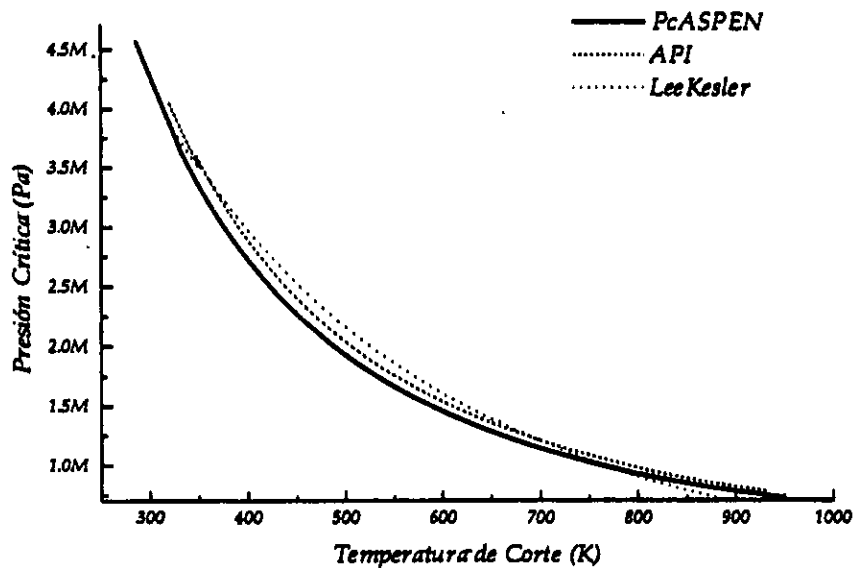
Muestra 14



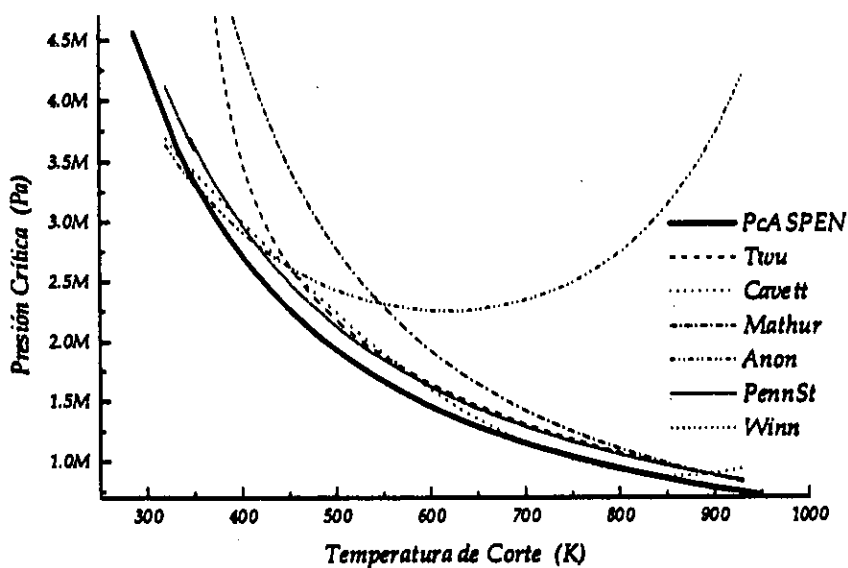
Muestra 14



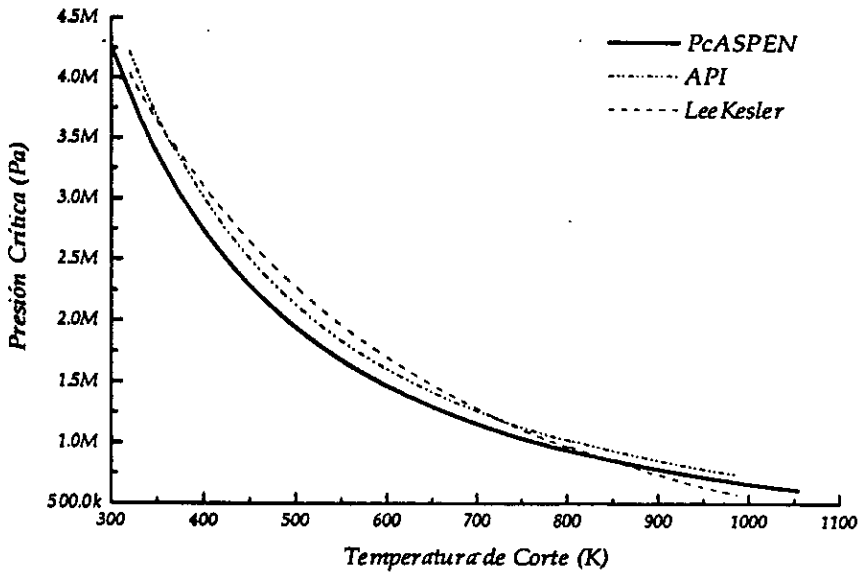
Muestra 15



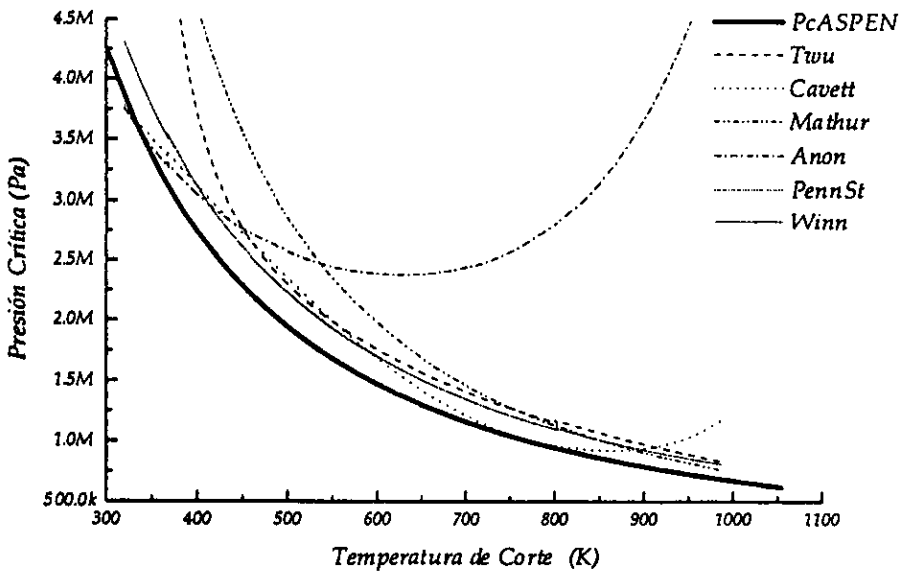
Muestra 15



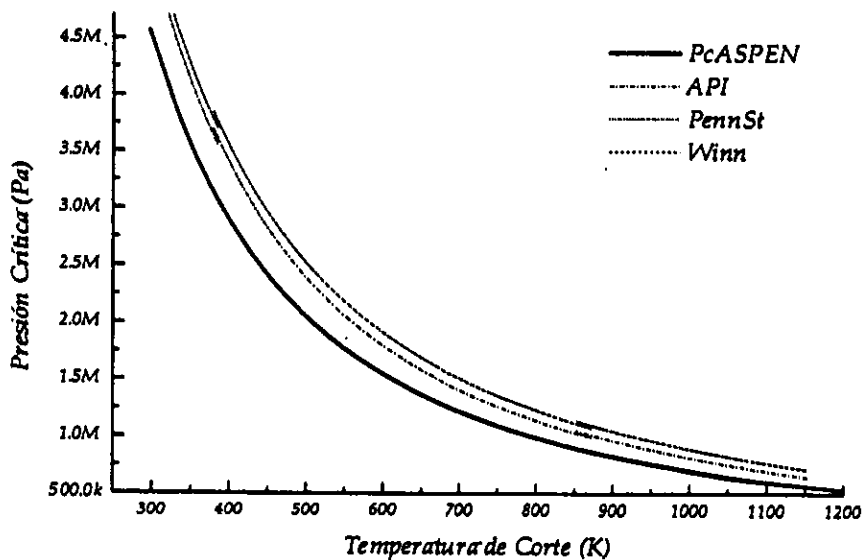
Muestra 16



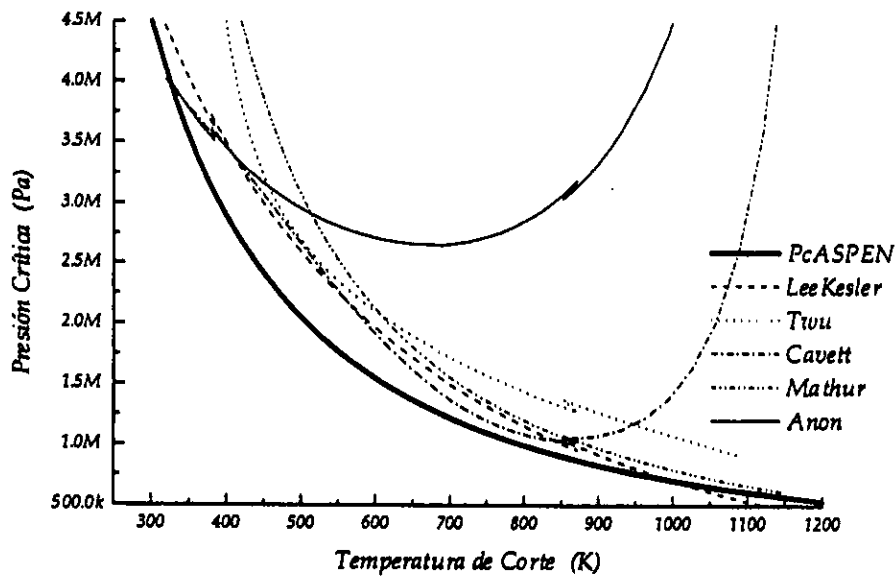
Muestra 16



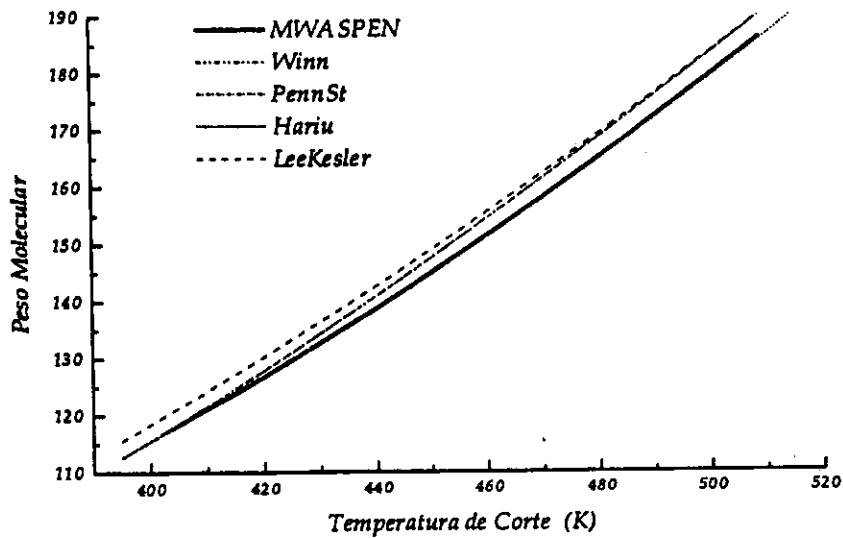
Muestra 17



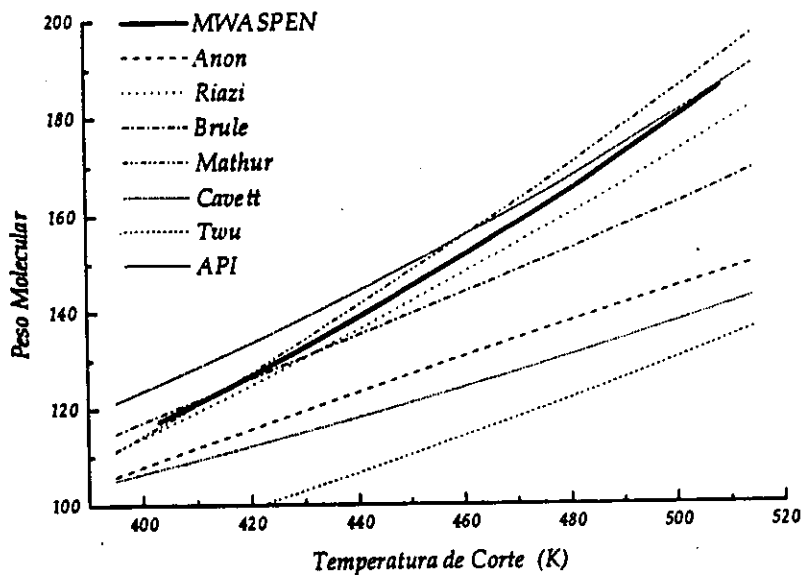
Muestra 17



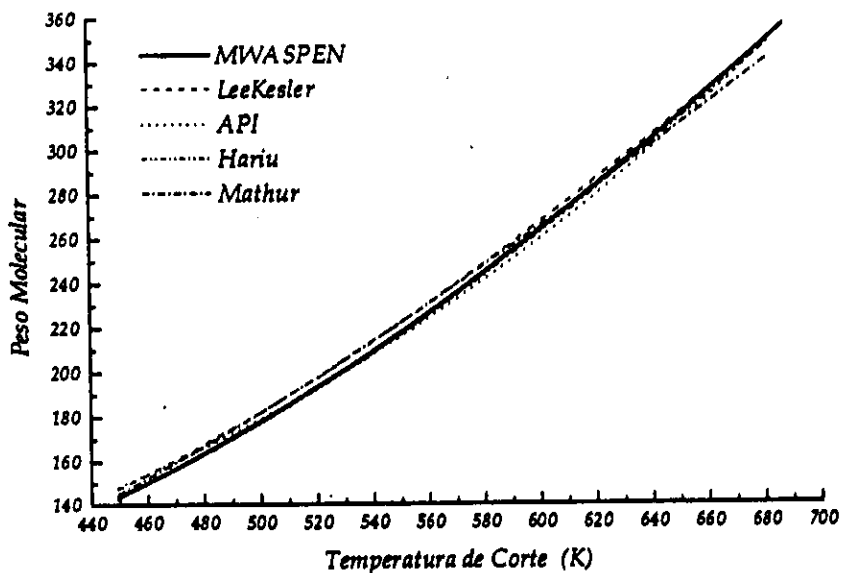
Muestra 3



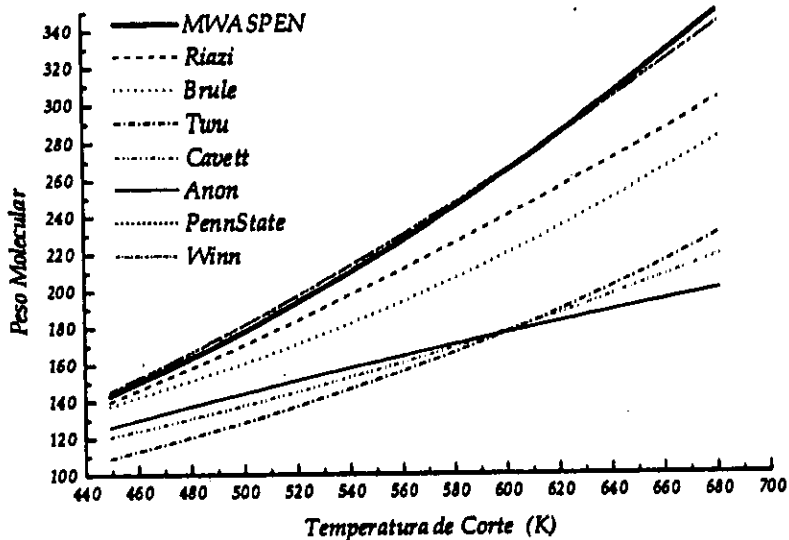
Muestra 3



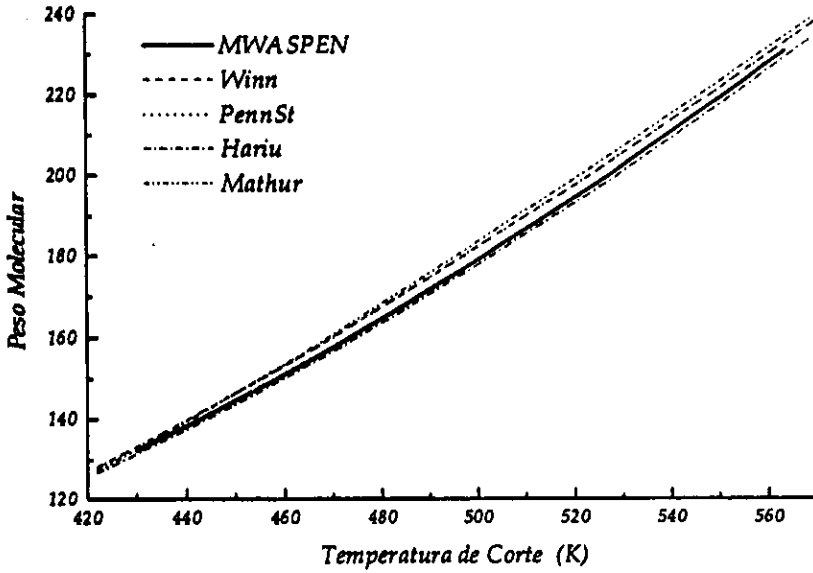
Muestra 4



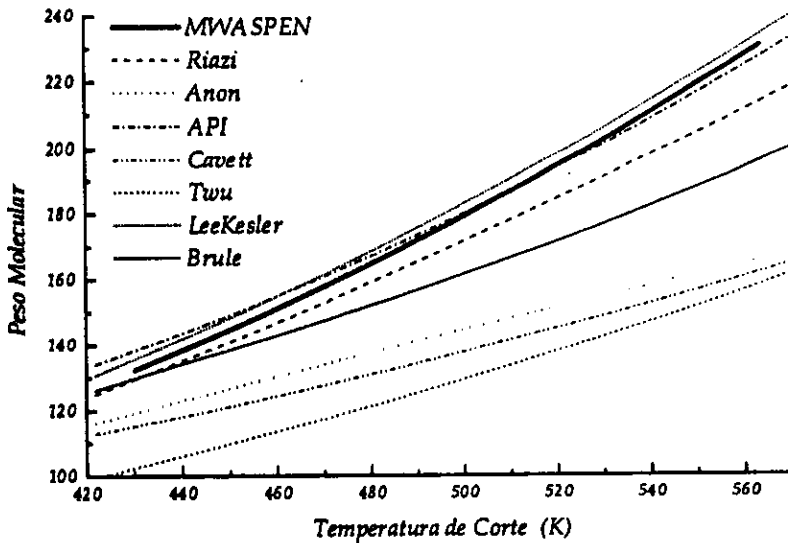
Muestra 4



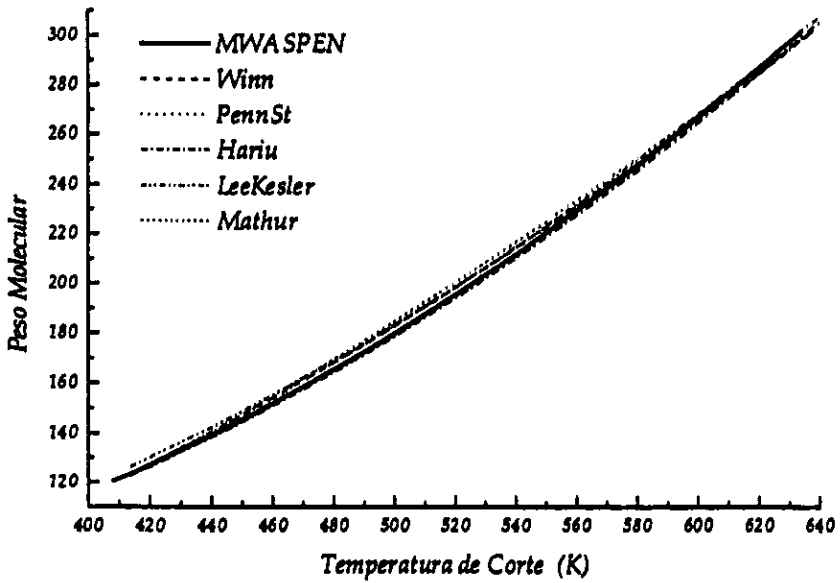
Muestra 5



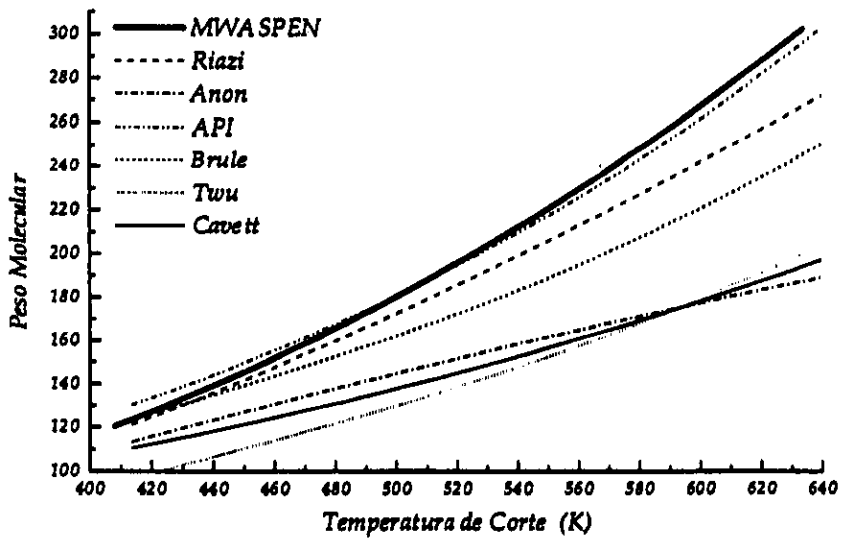
Muestra 5



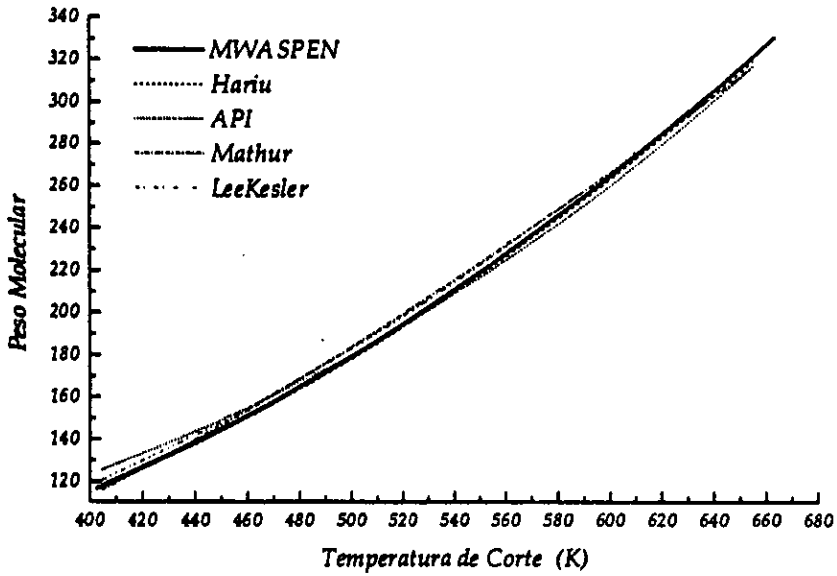
Muestra 6



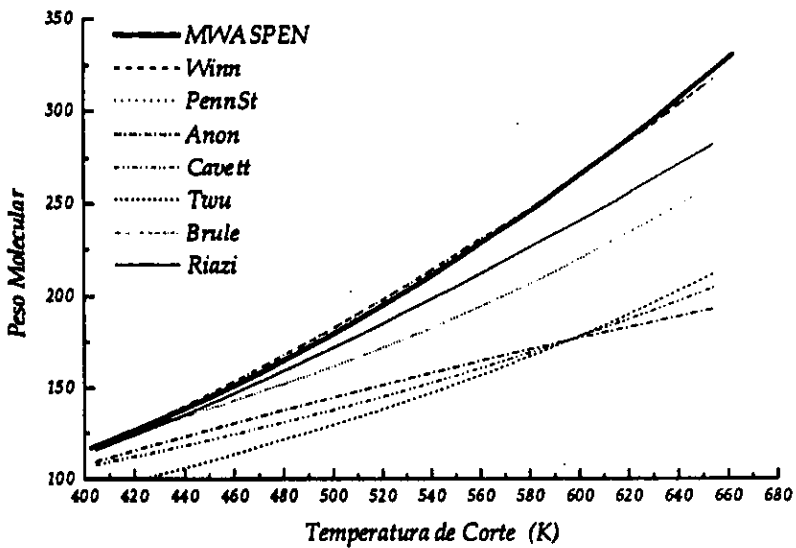
Muestra 6



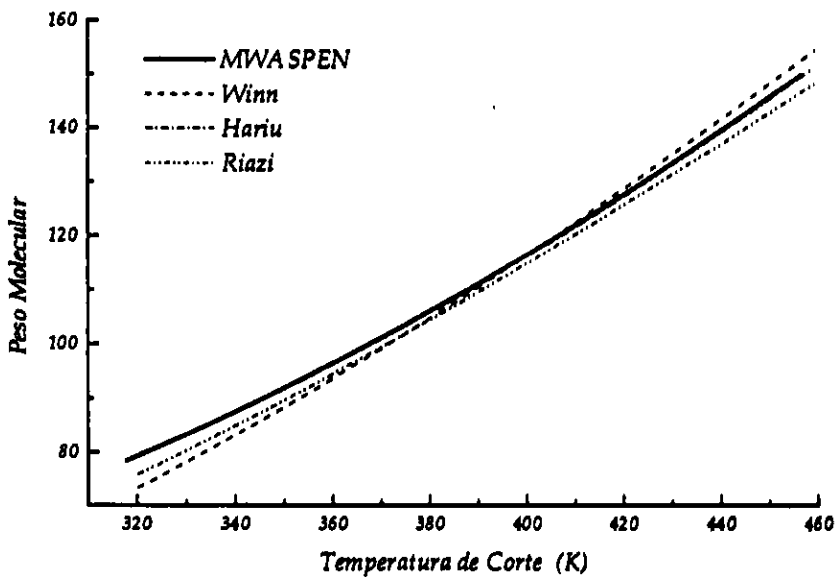
Muestra 7



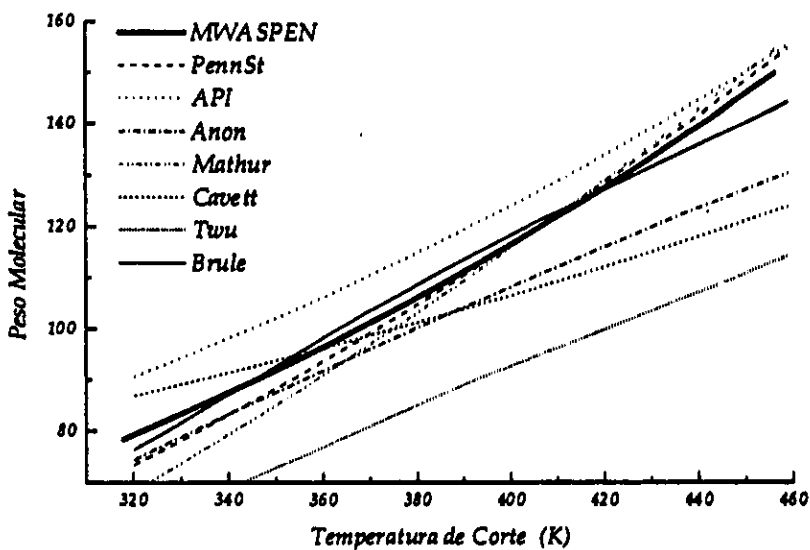
Muestra 7



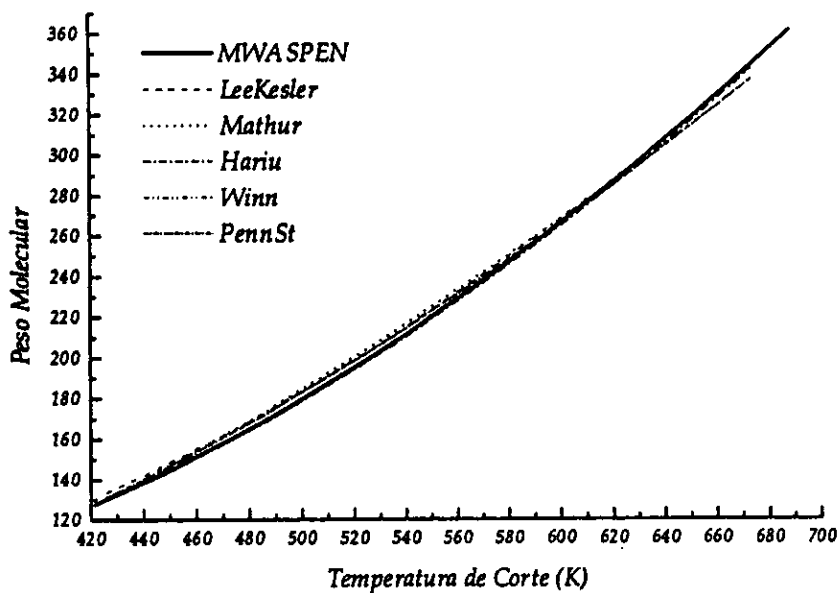
Muestra 9



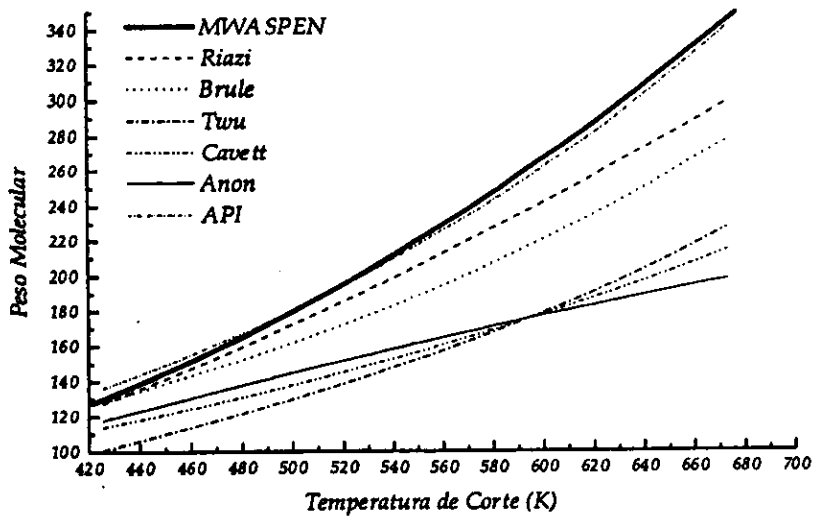
Muestra 9



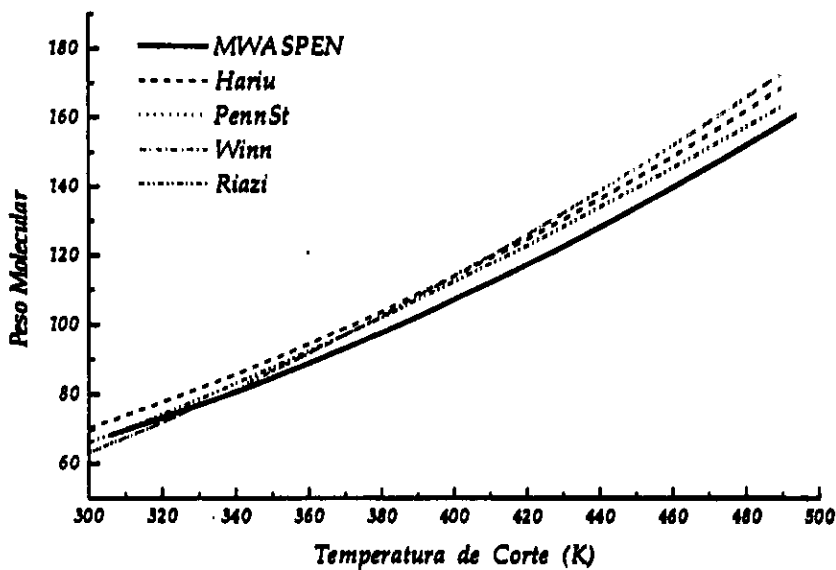
Muestra 11



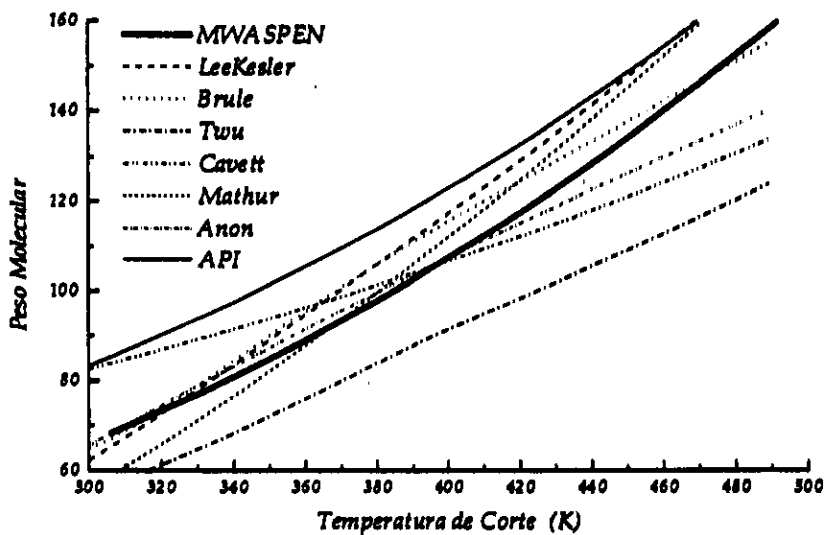
Muestra 11



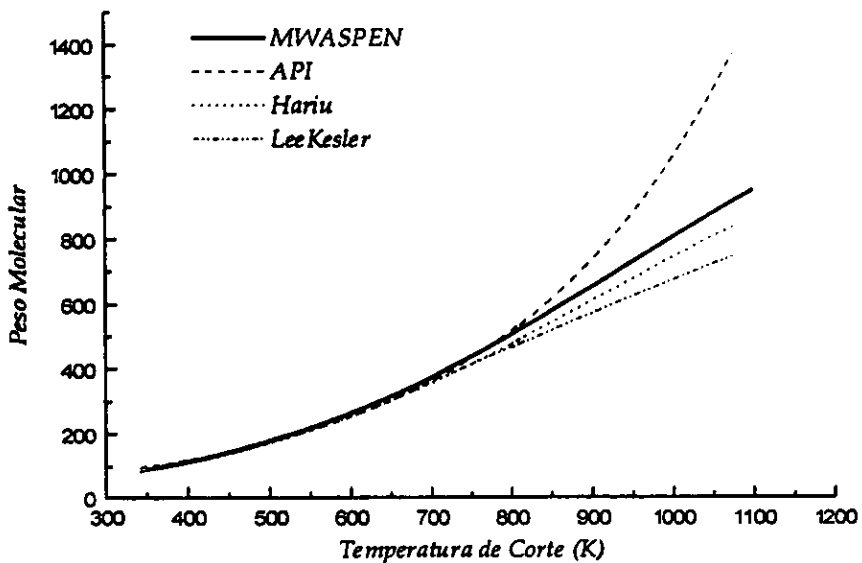
Muestra 12



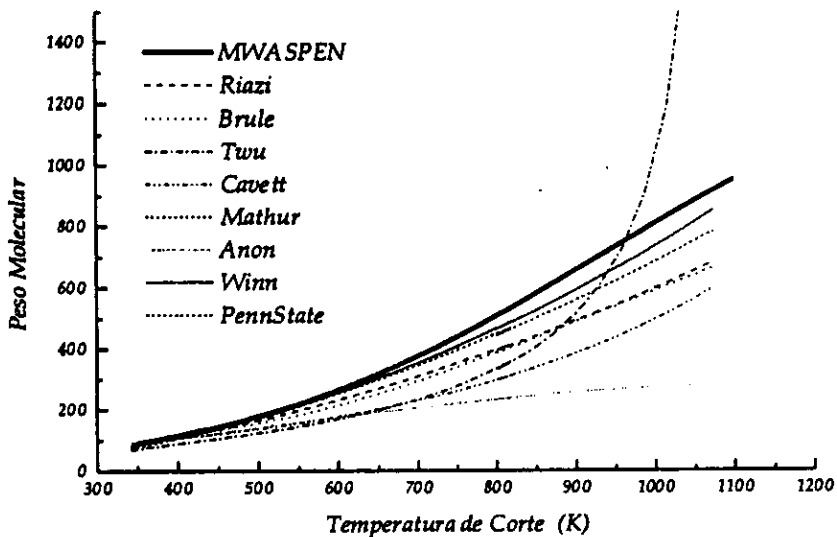
Muestra 12



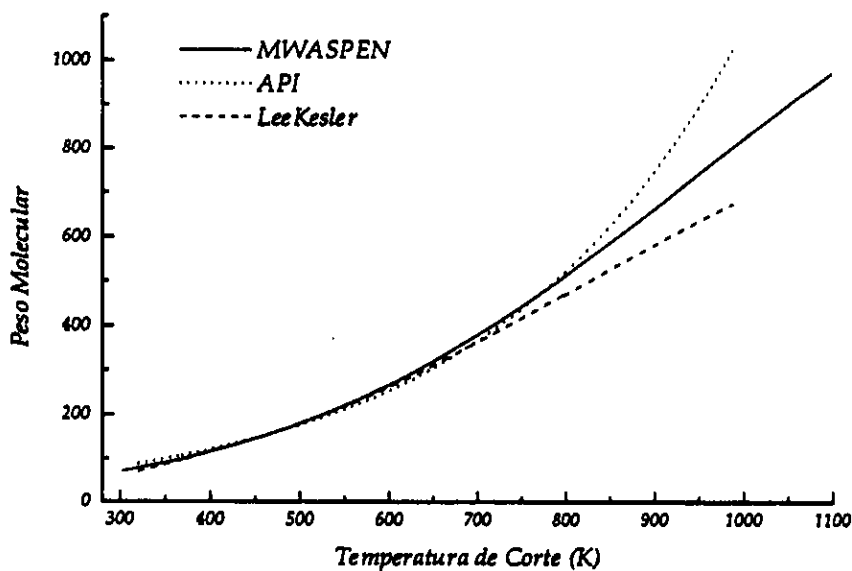
Muestra 13



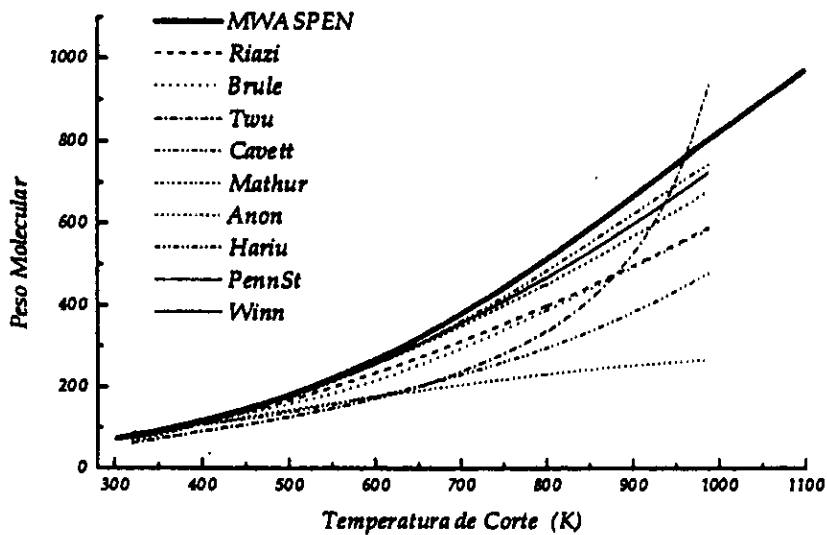
Muestra 13



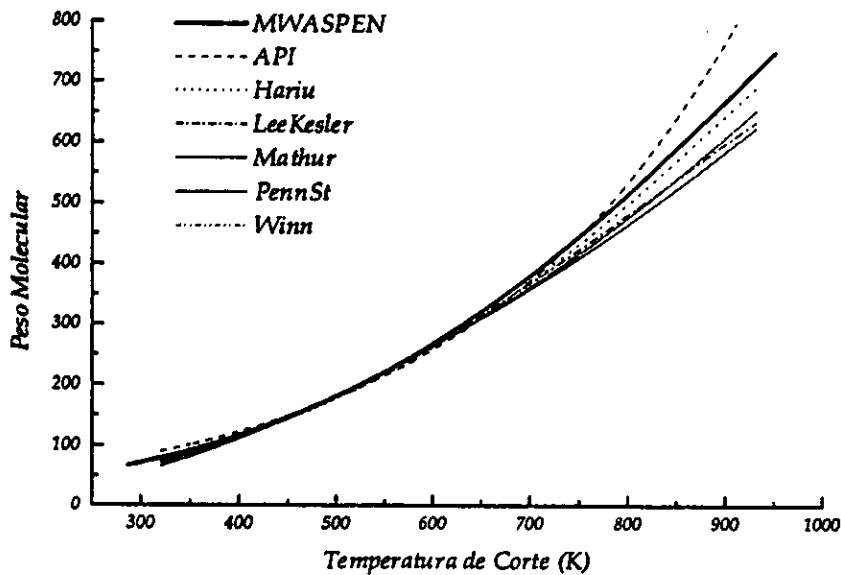
Muestra 14



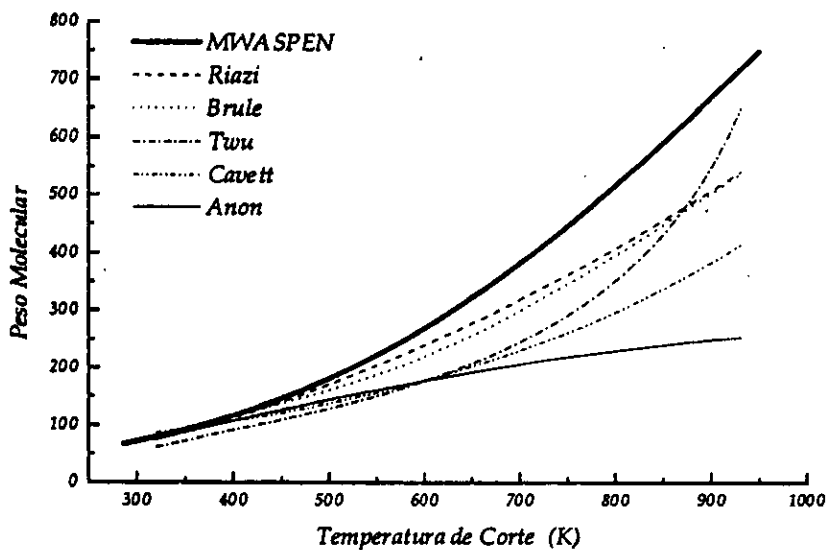
Muestra 14



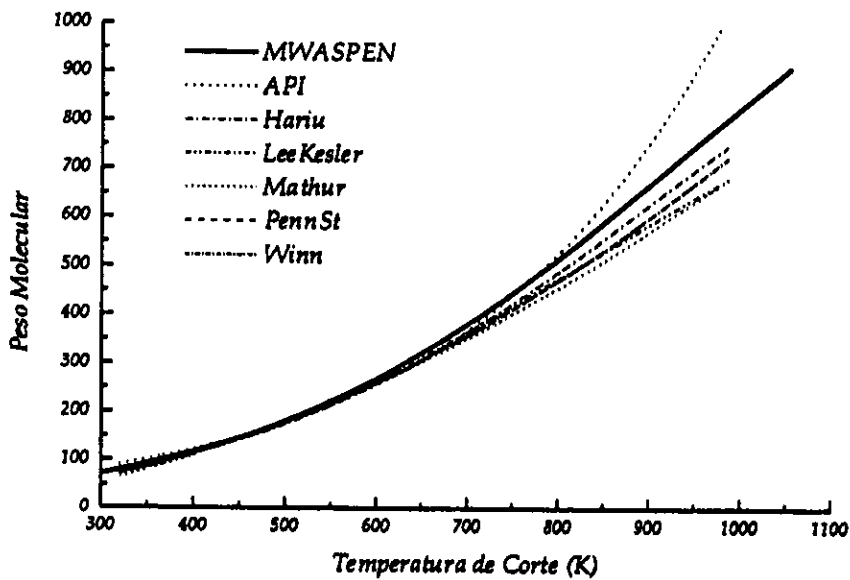
Muestra 15



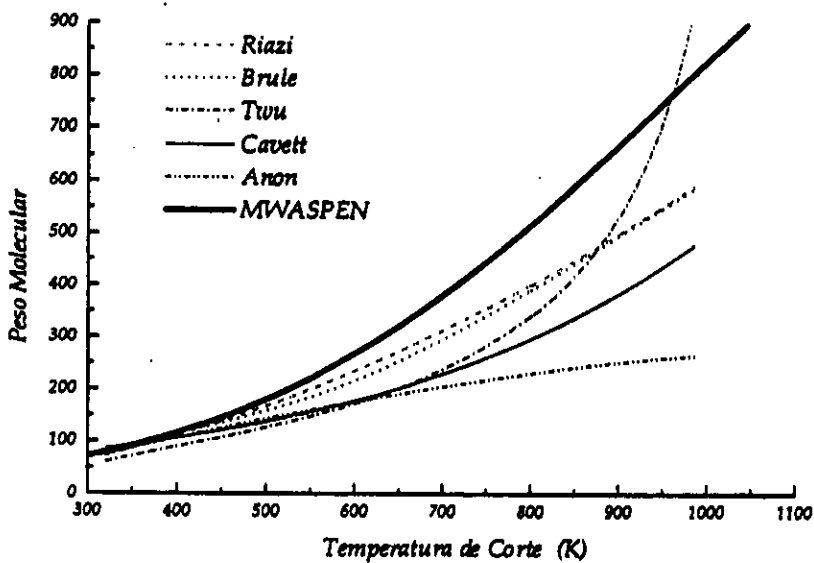
Muestra 15



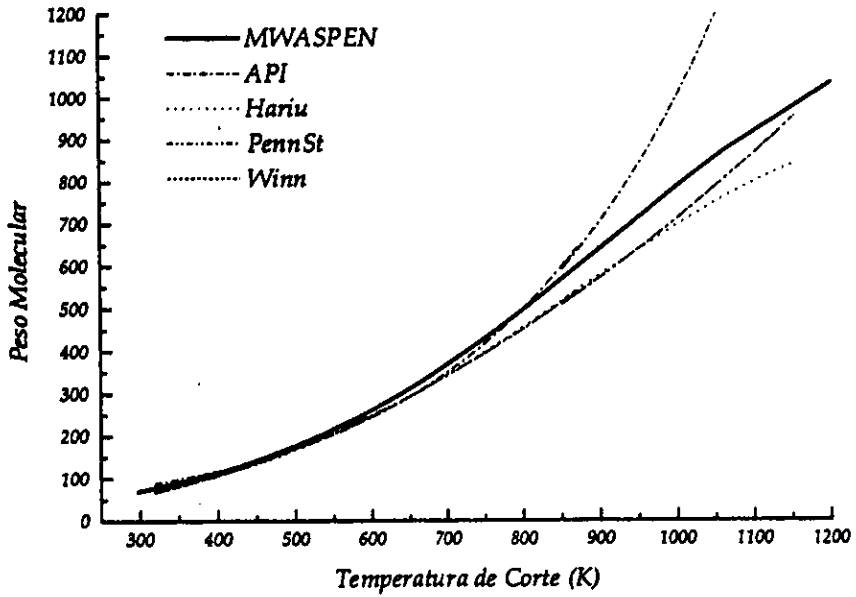
Muestra 16



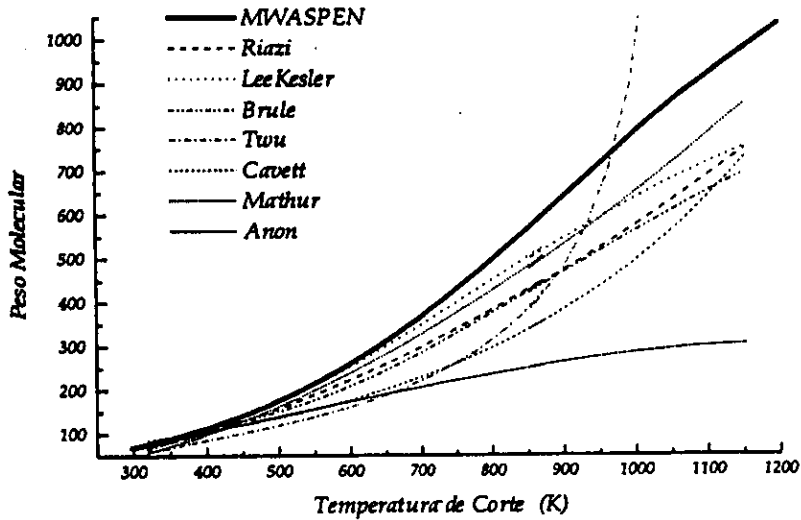
Muestra 16



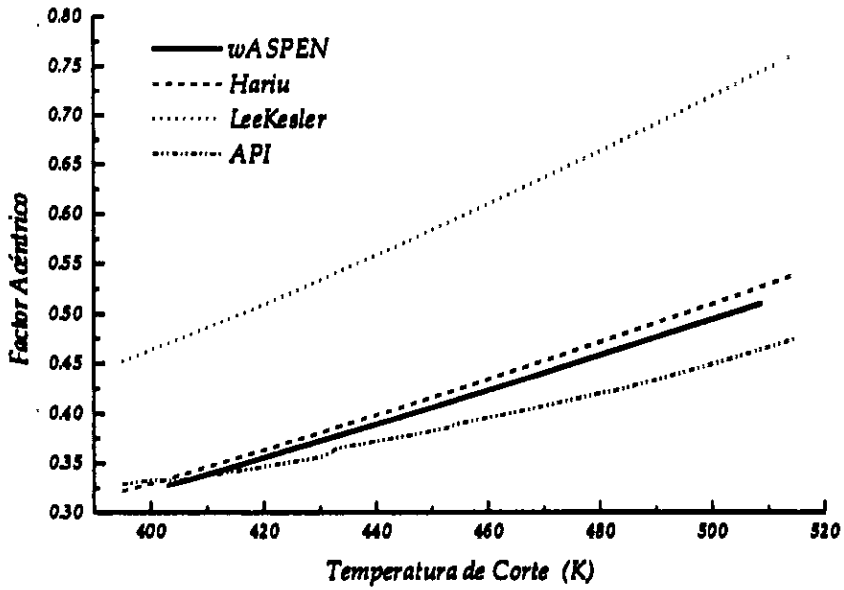
Muestra 17



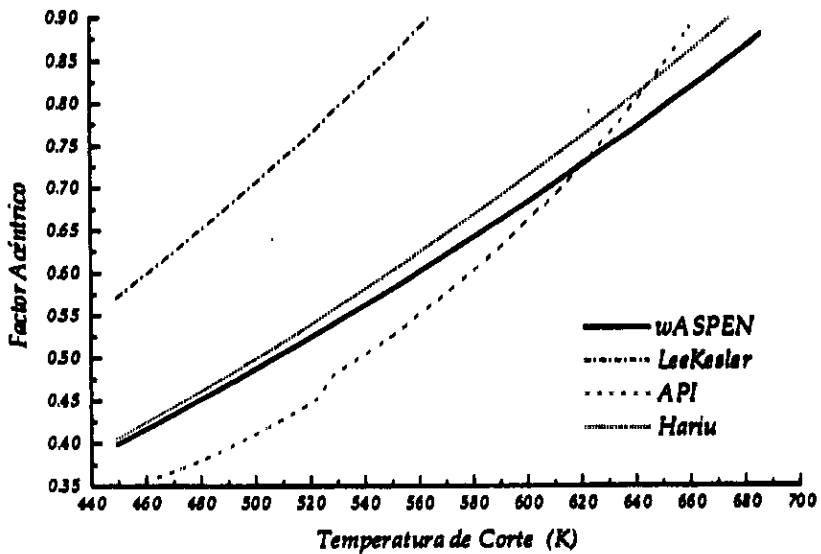
Muestra 17



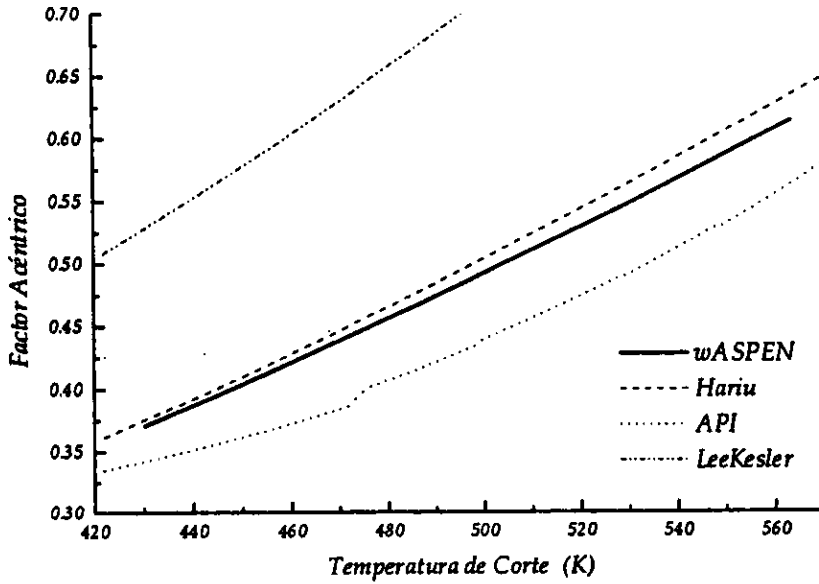
Muestra 3



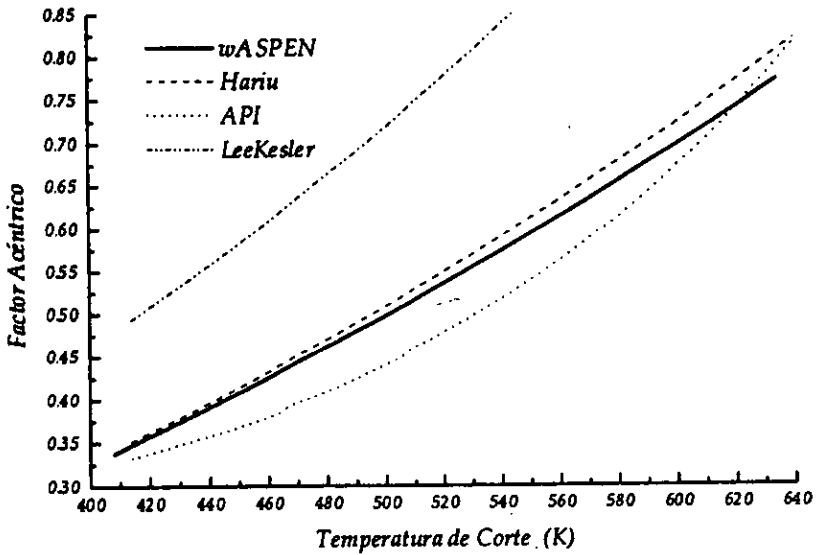
Muestra 4



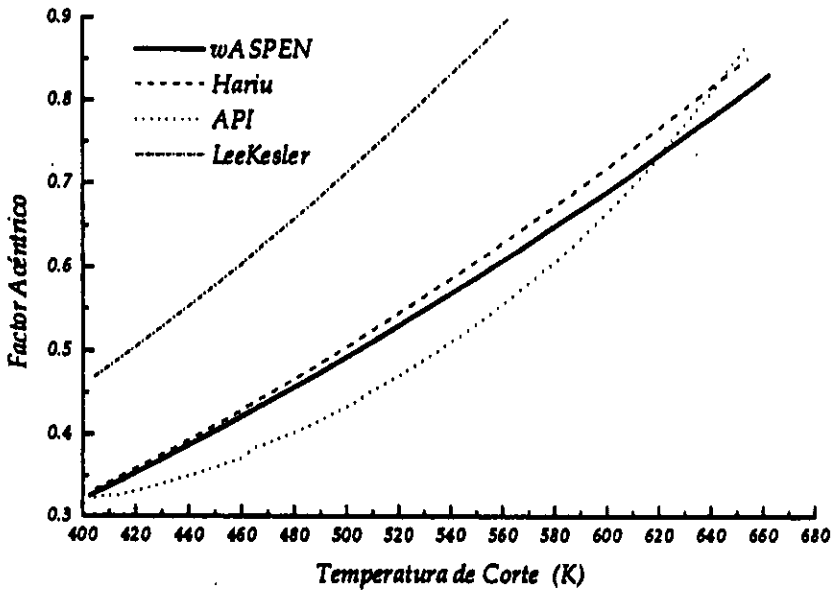
Muestra 5



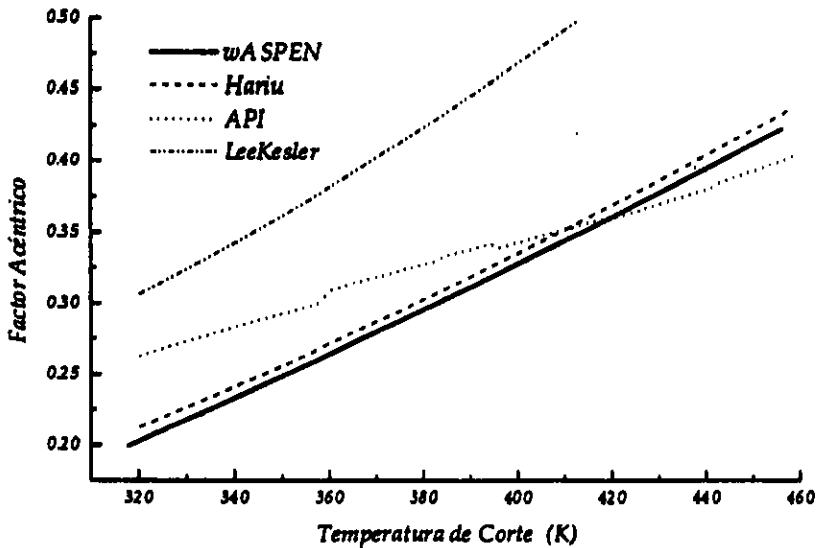
Muestra 6



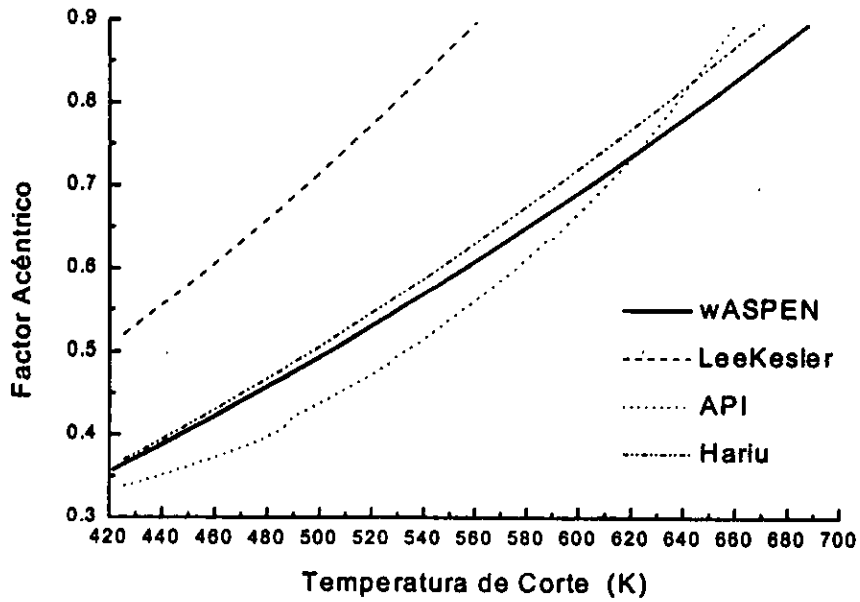
Muestra 7



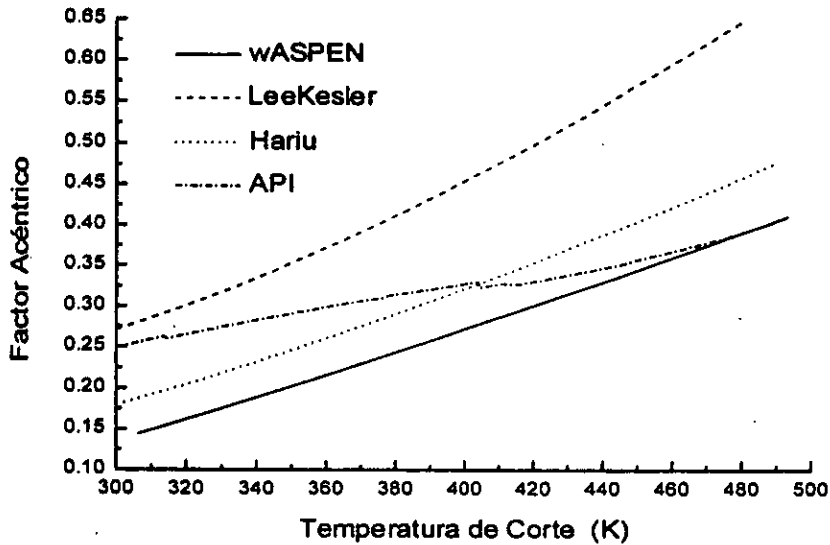
Muestra 9



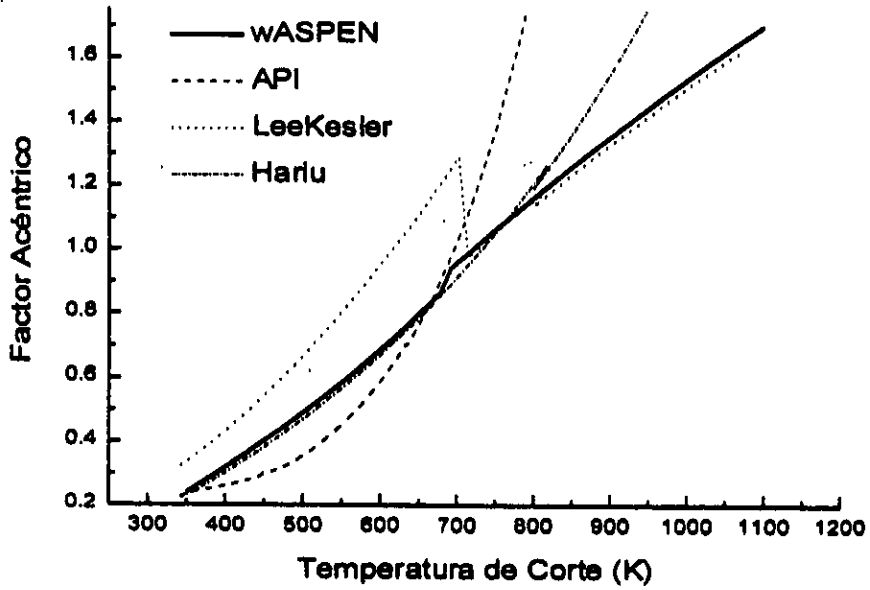
Muestra 11



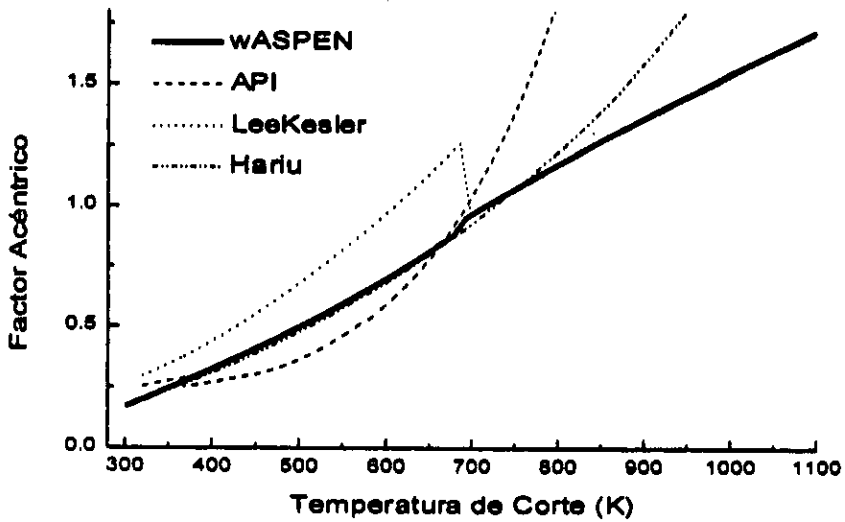
Muestra 12



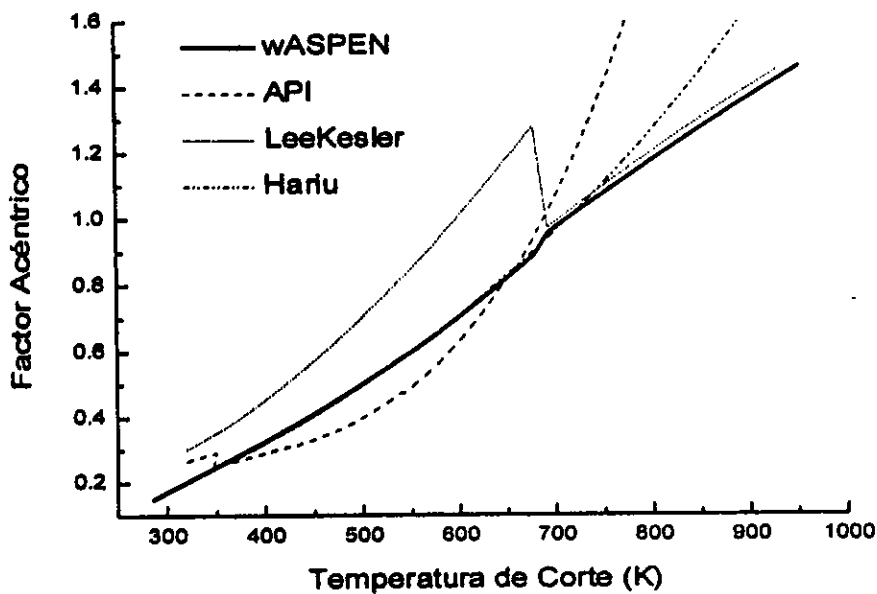
Muestra 13



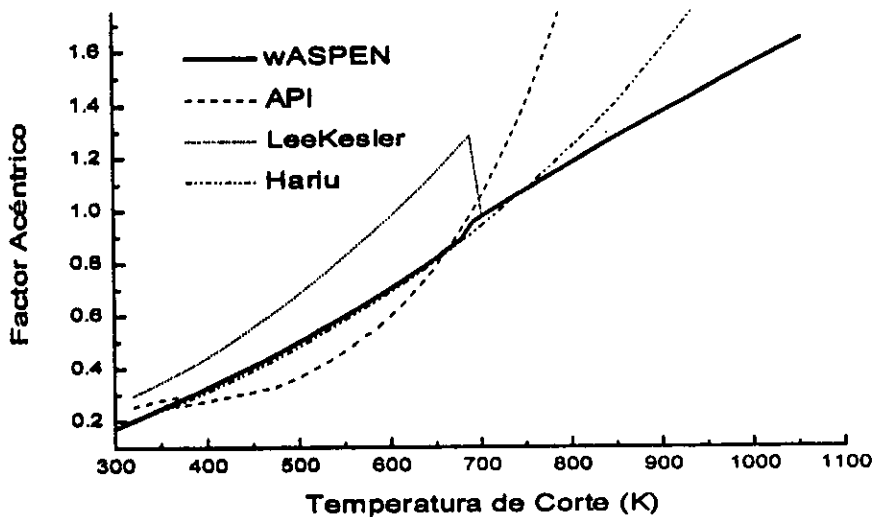
Muestra 14



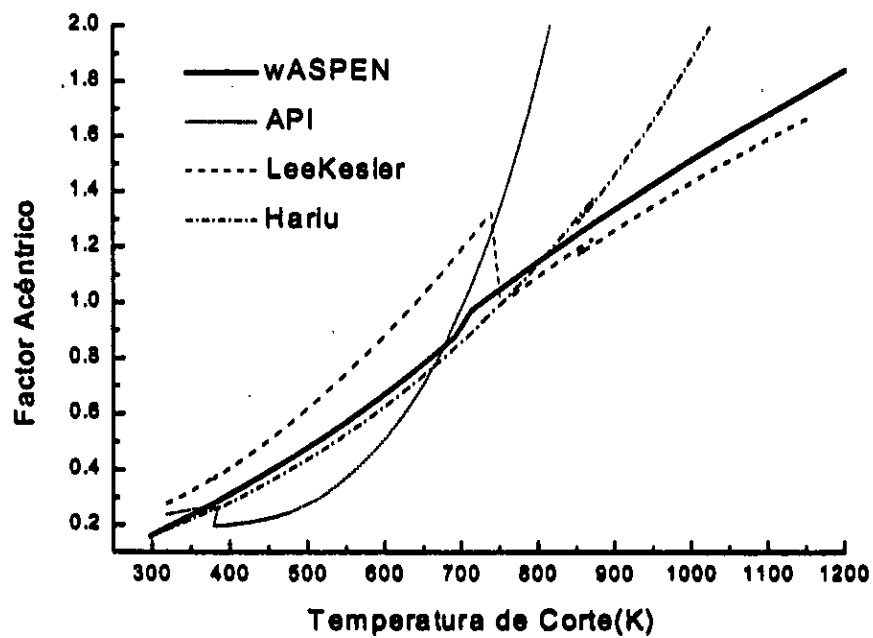
Muestra 15



Muestra 16



Muestra 17



ANEXO F

DESCRIPCIÓN DE LAS SUBROUTINAS DEL PROGRAMA CRUDO

SUBROUTINE MENU.

FUNCIÓN:

Administra el programa dando las instrucciones de la secuencia en las que se ejecutan las subrutinas, da o recibe decisiones de como se desean los resultados.

ARGUMENTOS:

DIMENSION VX(20), TBP(20), B(21)

	VARIABLE	DESCRIPCIÓN
ENTRADA	NPSE	Número de cortes
	NCURV	Tipo de cambio de curva
	NCHOOSE	Tipo de correlaciones para el cálculo de propiedades
	NCOR	Especificación del número de cortes (manual o automático)
	NPROP	Modelos de predicción más parecidos a ASPEN

RUTINAS SUBORDINADAS:

CONTROL	Introducir los datos de la curva de destilación y gravedad específica, así como cambiar el tipo de curva si es necesario.
TBPASTM	Convierte una curva TBP en ASTM.
ASTMTBP	Convierte una curva ASTM en TBP.
ASTMD1160	Convierte una curva ASTMD1160 en TBP.
ASTMEFV	Convierte una curva ASTM en EFV.
EFVAC	Convierte una curva EFV subatmosférica en TBP.
MeABP	Calcula el punto de ebullición promedio, así como las propiedades de los cortes

SUBROUTINE CONTROL (DELTA, SGf, VX, TBP, IN, NOBS, NDEG).**FUNCIÓN:**

Recibe los datos de la curva de destilación y gravedad específica, en el caso de que no se haya introducido la curva TBP, da instrucciones para que se cambie.

ARGUMENTOS:

DIMENSION TY(20), B(21), TBP(20), VX(20)

	VARIABLE	DESCRIPCIÓN
ENTRADA	TY	Temperatura de corte de la curva original
	VX	Volumen de corte de la curva original
SALIDA	SGf	Gravedad específica
	TBP	Temperatura de la curva TBP
	B	Coefficientes del polinomio
	IN	Tipo de curva introducida
	NOBS	Número de pares de datos

RUTINAS SUBORDINADAS:

AJUSTE	Hace el cálculo de ajuste del mejor polinomio según el método de los mínimos cuadrados
ASTMTBP	Convierte una curva ASTM en TBP.
ASTMD1160	Convierte una curva ASTMD1160 en TBP.
EFVAC	Convierte una curva EFV subatmosférica en TBP.

SUBROUTINE MeABP (DELTA, SGf, TBP, IN, NOBS, NPSE, NCHOOSE, NPROP, NDEG).**FUNCIÓN:**

Calcula la temperatura de ebullición promedio, así como las propiedades de los cortes.

ARGUMENTOS:

DIMENSION VX(20), TBP(20), B(21), Tb(90), VVV(90), DEN(90), PM(90), X(90), MeABPXX(90), SGXX(90)

	VARIABLE	DESCRIPCIÓN
ENTRADA	TBP	Temperatura de la curva TBP
	VX	Volumen de la curva TBP
	SGf	Gravedad específica
	NPSE	Número de cortes
	NCHOOSE	Tipo de correlaciones para el cálculo de propiedades
SALIDA	MeABP	Temperatura de ebullición promedio
	PM	Peso Molecular
	X	Fracción mol
	K	Factor de caracterización

RUTINAS SUBORDINADAS:

AJUSTE	Hace el cálculo de ajuste del mejor polinomio según el método de los mínimos cuadrados
INTEGRAL	Hace la integral numérica de la curva TBP
MOLWT	Calcula el peso molecular del corte
PRINCIPAL	Calcula las propiedades termodinámicas de los cortes con los mejores modelos encontrados
API	Calcula las propiedades termodinámicas de los cortes con los modelos del API Technical Data Book
LEE	Calcula las propiedades termodinámicas de los cortes con los modelos de Lee-Kesler
RIAZI	Calcula las propiedades termodinámicas de los cortes con los modelos de Riazi

SUBROUTINE PRINCIPAL (DELTA, TAVG, SG, K).**FUNCIÓN:**

Calcula las propiedades termodinámicas de cada corte con los modelos que mejor se ajustan a los resultados de ASPEN PLUS.

ARGUMENTOS:

DIMENSION A(3,3)

	VARIABLE	DESCRIPCIÓN
ENTRADA	TAVG	Temperatura de ebullición promedio
	SG	Gravedad específica
	K	Factor de caracterización
SALIDA	TCK	Temperatura crítica
	PCSI	Presión crítica
	MW	Peso molecular
	OMEGA	Factor acéntrico
	A1, A2, A3	Coefficientes del polinomio de capacidad calorífica

RUTINAS SUBORDINADAS:

VAPRES Calcula la presión de vapor del corte

SUBROUTINE AJUSTE (NOBS, NDEG, VX, TY, B).**FUNCIÓN:**

Ajusta el mejor polinomio según la cantidad de datos que se ingresen.

ARGUMENTOS:

DIMENSION VX(20), TY(20), STAT(20), SSPOLY(20), B(21)

	VARIABLE	DESCRIPCIÓN
ENTRADA	VX	% en volumen destilado (x)
	TY	Temperatura de ebullición (y)
SALIDA	B1, B2, B3, etc.	Coefficientes del polinomio que mejor ajuste a la curva

RUTINAS SUBORDINADAS:

DRCURV Librería de FORTRAN que nos ayuda a calcular los coeficientes del polinomio par la curva dada

SUBROUTINE INTEGRAL (B, VVV, Tb, SIGMASS, I, NDEG).**FUNCIÓN:**

Hace la integral de la ecuación de la curva TBP.

ARGUMENTOS:

DIMENSION B(21), VVV(90), Tb(90)

	VARIABLE	DESCRIPCIÓN
ENTRADA	B	Coefficientes del polinomio que mejor ajuste a la curva
	VVV	Volumen de corte TBP
SALIDA	SIGMASS	Integral de la curva
	Tb	Temperatura de corte TBP

SUBROUTINE MOLWT (TAVG, K, MW).**FUNCIÓN:**

Calcula el peso molecular del corte.

ARGUMENTOS:

DIMENSION A(3,3)

	VARIABLE	DESCRIPCIÓN
ENTRADA	TAVG	Temperatura de corte TBP
	K	Factor de caracterización
SALIDA	MW	Peso molecular

SUBROUTINE VAPRES (TAVG, K, Tc, PV).**FUNCIÓN:**

Calcula la presión de vapor del corte.

	VARIABLE	DESCRIPCIÓN
ENTRADA	TAVG	Temperatura de corte TBP
	K	Factor de caracterización
	Tc	Temperatura crítica
SALIDA	PV	Presión de vapor

SUBROUTINE RIAZI (TAVG, SG).

FUNCIÓN:

Calcula las propiedades termodinámicas con los modelos de Riazi.

	VARIABLE	DESCRIPCIÓN
ENTRADA	TAVG	Temperatura de corte TBP
	SG	Gravedad específica
SALIDA	TCK	Temperatura crítica
	PCSI	Presión crítica
	MW	Peso molecular

SUBROUTINE API (TAVG, SG, K).

FUNCIÓN:

Calcula las propiedades termodinámicas con los modelos del API Technical Data Book.

	VARIABLE	DESCRIPCIÓN
ENTRADA	TAVG	Temperatura de corte TBP
	SG	Gravedad específica
	K	Factor de caracterización
SALIDA	TCK	Temperatura crítica
	PCSI	Presión crítica
	MW	Peso molecular
	OMEGA	Factor acéntrico
	PV	Presión de vapor
	A1, A2, A3	Coefficientes del polinomio de capacidad calorífica

SUBROUTINE LEE (TAVG, SG, K).**FUNCIÓN:**

Calcula las propiedades termodinámicas con los modelos de Lee-Kesler.

	VARIABLE	DESCRIPCIÓN
ENTRADA	TAVG	Temperatura de corte TBP
	SG	Gravedad específica
	K	Factor de caracterización
SALIDA	TCK	Temperatura crítica
	PCSI	Presión crítica
	MW	Peso molecular
	OMEGA	Factor acéntrico

RUTINAS SUBORDINADAS:

VAPRES Calcula la presión de vapor del corte

SUBROUTINE HARIU (TAVG, SG, K).**FUNCIÓN:**

Calcula las propiedades termodinámicas con los modelos de Hariu.

	VARIABLE	DESCRIPCIÓN
ENTRADA	TAVG	Temperatura de corte TBP
	SG	Gravedad específica
	K	Factor de caracterización
SALIDA	TCK	Temperatura crítica
	PCSI	Presión crítica
	MW	Peso molecular
	OMEGA	Factor acéntrico

RUTINAS SUBORDINADAS:

VAPRES Calcula la presión de vapor del corte

MOLWT Calcula el peso molecular del corte

SUBROUTINE EFVTBP (B, SGf).**FUNCIÓN:**

Convierte una curva EFV en TBP, pasando primero por ASTM.

ARGUMENTOS:

DIMENSION A(20), BR(20), C(20), B(21), VOL(20), TASTM(20)

	VARIABLE	DESCRIPCIÓN
ENTRADA	B	Coefficientes del polinomio que mejor ajuste a la curva
	SG	Gravedad específica
SALIDA	TASTM	Temperaturas de la curva ASTM

RUTINAS SUBORDINADAS:

AJUSTE	Hace el cálculo de ajuste del mejor polinomio según el método de los mínimos cuadrados
ASTMTBP	Convierte una curva ASTM en TBP

SUBROUTINE TBPASTM (B).**FUNCIÓN:**

Convierte una curva TBP en ASTM.

ARGUMENTOS:

DIMENSION AA(20), BB(20), B(21), VOL(20)

	VARIABLE	DESCRIPCIÓN
ENTRADA	B	Coefficientes del polinomio que mejor ajuste a la curva
SALIDA	VOL	Volumen de corte
	TASTM	Temperaturas de la curva ASTM

SUBROUTINE ASTMTBP (SGf, B, TBP).**FUNCIÓN:**

Convierte una curva ASTM en TBP.

ARGUMENTOS:

DIMENSION A(20), B(21), BR(20), TBP(20), VOL(20)

	VARIABLE	DESCRIPCIÓN
ENTRADA	B	Coefficientes del polinomio que mejor ajuste a la curva
	SG	Gravedad específica
SALIDA	TBP	Temperaturas de la curva TBP

SUBROUTINE ASTMD1160 (B, SG).**FUNCIÓN:**

Convierte una curva ASTMD1160 en TBP.

ARGUMENTOS:

DIMENSION B(21), VOL(20), TF(20)

	VARIABLE	DESCRIPCIÓN
ENTRADA	B	Coefficientes del polinomio que mejor ajuste a la curva
	SG	Gravedad específica
SALIDA	TF	Temperaturas de la curva TBP

RUTINAS SUBORDINADAS:

ASTMTBP	Convierte una curva ASTM en TBP.
AJUSTE	Hace el cálculo de ajuste del mejor polinomio según el método de los mínimos cuadrados

SUBROUTINE ASTMEFV (B, SG).**FUNCIÓN:**

Convierte una curva ASTM en EFV.

ARGUMENTOS:

DIMENSION A(20), B(21), C(20), BR(20), VOL(20)

	VARIABLE	DESCRIPCIÓN
ENTRADA	B	Coefficientes del polinomio que mejor ajuste a la curva
	SG	Gravedad específica
SALIDA	TEFV	Temperaturas de la curva EFV

RUTINAS SUBORDINADAS:

ASTMTBP Convierte una curva ASTM en TBP.

AJUSTE Hace el cálculo de ajuste del mejor polinomio según el método de los mínimos cuadrados

SUBROUTINE EFVAC (B, SG).**FUNCIÓN:**

Convierte una curva EFV subatmosférica a TBP.

ARGUMENTOS:

DIMENSION B(21), TF(20), VOL(20)

	VARIABLE	DESCRIPCIÓN
ENTRADA	B	Coefficientes del polinomio que mejor ajuste a la curva
	SG	Gravedad específica
SALIDA	VOL	Volumen de corte
	TF	Temperaturas de la curva EFV

RUTINAS SUBORDINADAS:

AJUSTE Hace el cálculo de ajuste del mejor polinomio según el método de los mínimos cuadrados

BIBLIOGRAFÍA

- 1.- Peng, D. Y., Robinson, D. B.; *Ind. Eng. Chem. Fund.*, 15, (1976)
- 2.- Soave, G.; *Chem. Eng. Sci.*, 27, (1972)
- 3.- Watson, K. M., Nelson, E. F.; *Ind. Eng. Chem.*, 25, 880, (1933)
- 4.- Hill, J. B., Coates, H. B.; *Ind. Eng. Chem.*, 20, 641, (1928)
- 5.- Smith, R. L., Watson, K. M.; *Ind. Eng. Chem.*, 29, 1908, (1937)
- 6.- Katz, D. L., Brown, G. G.; *Ind. Eng. Chem.*, 25, 1373, (1933)
- 7.- Nelson, W. L., Souders, M.; *Petr. Engr.*, 3, 1, 131, (1931)
- 8.- Obryodchokoff, S. N.; *Ind. Eng. Chem.*, 24, 1155, (1932)
- 9.- Packie, J. W.; *Trans. Am. Inst. Chem. Eng.*, 37, 51, (1941)
- 10.- Piroomov, R. S., Beiswenger, G. A.; *Proc. Am. Pet. Inst.*, 10, 2, 52, (1929)
- 11.- Regatz, E. G., McCartney, E. R.; *Ind. Eng. Chem.*, 25, 975, (1933)
- 12.- Nelson, W.L.
Petroleum Refinery Engineering
Mc Graw Hill, N.Y., 1984
- 13.- American Petroleum Institute.
API Technical Data Book. Petroleum Refining
Washington, 1980
- 14.- Perry, R. H.
Chemical Engineer's Handbook
7th. Edition
Mc Graw Hill, N.Y., 1994

-
- 15.- American Society for Testing Materials. IPS Standards
Standard methods for distillation of petroleum products
 - 16.- Bell, H. S.
American Petroleum Refining.
Van Nostrad Co. Inc., N.Y. 1979
 - 17.- Gary, J. H.
Refinación del Petróleo.
Ed. Reverté, Barcelona, 1980
 - 18.- Watkins, R. N.
Petroleum Refinery Distillation.
John Wiley & Sons, N.Y., 1978
 - 19.- Lee, B. K. & Kesler, M. G.; *Hyd. Proc.*, 55, 3, 153, (1978)
 - 20.- Riazi, M. R.
Prediction of thermophysical properties of petroleum fractions.
Ph. D. Thesis, University of Pennsylvania, 1979
 - 21.- Riazi, M. R. , Daubert, T. E.; *IEC Process Des. Dev.*, 29, 2, (1980)
 - 22.- Watson, K. M., Nelson, E. F., Murphy, G. B.; *Ind. Eng. Chem.*, 27, 12, (1935)
 - 23.- Edmister, W. C., Pollock, D. H.; *Chem. Eng. Prog.*, 44, 12, 905, (1948)
 - 24.- Kirk-Othmer Enciclopedia of Chemical Technology.
3rd Edition
John Wiley & Sons, N.Y., 1978
 - 25.- Smith & Van Ness
Introduction to Chemical Engineering Thermodynamics
3rd Edition
Mc Graw Hill, N.Y., 1979
 - 26.- Instituto Mexicano del Petróleo
Evaluación de diferentes cortes de crudo y sus fracciones, 1997

-
- 27.- ASPEN PLUS User's Guide
Volume 1 & 2
Houston, TX.
- 28.- Carnahan, B:
Applied Numerical Methods.
John Wiley & Sons, N.Y., 1980
- 29.- Gandbhir, S.S: & Virk, P.S.; *Oil & Gas Journal*, (1971)
- 30.- Hackman, E. J.; *Chem. Eng. Sci.*, 24, 113, (1969)
- 31.- Twu, C. H.; *Chem. Eng. Prog.*, 16, 137, (1984)
- 32.- Brule, M. R. & Lee, L. L.; *Am. Inst. Chem. Eng. J.*, 28, 616, (1984)
- 33.- Mathur, B. C., Ibrahim, S. H.; *Chem. Eng.*, 76, 182, (1982)
- 34.- Pedersen, K. S.; *Ind. Eng. Chem.*, 24, 498, (1986)
- 35.- Arnold, V. E.; *Oil & Gas Journal*, (1985)
- 36.- Bowman & Edmister; *Ind. Eng. Chem.*, 43, 11, (1951)
- 37.- Lee & Kesler; *Hyd. Proc.*, 59, 7, 163, (1980)
- 38.- Shea, R. C.; *Pet. Ref.*, 39, 4, 169, (1960)
- 39.- Bergman, D.
Predicting the phase behavior of natural gas pipe lines.
Ph. D. Thesis, University of Michigan, U.S.A., 1976.
- 40.- Cavett, R. H.
Physical data for distillation calculations vapor-liquid equilibria.
API Div. of Ref. (42), 351, 1952.
- 41.- Huang, P. K.
Characterization and thermodynamic correlations for undefined hydrocarbon mixtures.
Ph. D. Thesis, University of Pennsylvania, U.S.A., 1977.

-
- 42.- Anon, M. M.; *Chem. Eng. Edu.*, 62, (1985)
- 43.- Hopke, S. W. & Lin, C. J.; *Hyd. Proc.*, 53, 6, 136, (1974)
- 44.- Hariu, R. & Sage, J.M.; *Hyd. Proc.*, 153, (1969)
- 45.- Winn, S.; *Pet. Ref.*; 36, 3, 157, (1957)
- 46.- Anon, M.M.
Penn State Report API 378
April 4th 1978
- 47.- Anon, M.M.
Penn State/ API Documentation Report on Critical Properties
July 1976.
- 48.- Petróleos Mexicanos
Folletos informativos de las refinerías de Tula, Minatitlán y Salina Cruz.