



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE QUÍMICA

ANÁLISIS DE LA INTERCONVERSIÓN ENTRE
CURVAS DE DESTILACIÓN DE CRUDO,
MEDIANTE LA SIMULACIÓN DE COLUMNAS
ATMOSFÉRICAS

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO QUÍMICO

P R E S E N T A:

GUILLERMO MEZA HERNÁNDEZ



CIUDAD UNIVERSITARIA, Cd. Mx.

2016



Universidad Nacional
Autónoma de México



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: Profesor: Celestino Montiel Maldonado

VOCAL: Profesor: Néstor Noé López Castillo

SECRETARIO: Profesor: Martín Rivera Toledo

1er. SUPLENTE: Profesor: Carlos Álvarez Maciel

2° SUPLENTE: Profesor: Ileana Rodríguez Castañeda

SITIO DONDE SE DESARROLLÓ EL TEMA:

LABORATORIO DE SIMULACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE PROCESOS (LSYOP).

**CONJUNTO E DE LA FACULTAD DE QUÍMICA. CIRCUITO DE LA INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA,
CIUDAD UNIVERSITARIA. DELEGACIÓN COYOACÁN. CIUDAD DE MÉXICO.**

ASESOR DEL TEMA:

SUPERVISOR TÉCNICO:

CELESTINO MONTIEL MALDONADO

ILEANA RODRÍGUEZ CASTAÑEDA

SUSTENTANTE:

GUILLERMO MEZA HERNÁNDEZ

Índice general

Índice de figuras	VI
Índice de Tablas	IX
1. Introducción	1
1.1. Presentación	1
1.2. Planteamiento del problema	2
1.3. Objetivo General	2
1.4. Objetivos particulares	2
1.5. Estructura de la tesis	2
2. El petróleo en México y en el mundo.	4
2.1. Panorama de la Industria petrolera mundial	4
2.2. Actualidad de la Industria petrolera en México	6
2.3. Refinería Gral. Lázaro Cárdenas; Minatitlán, Veracruz.	8
2.3.1. Ubicación	9
3. Generalidades	11
3.1. Composición del petróleo crudo	11
3.2. Tipos de crudo	14
3.3. Fracciones del petróleo	16
3.3.1. Gas natural	17
3.3.2. Gas LP	17
3.3.3. Nafta Primaria	18
3.3.4. Nafta Pesada	18
3.3.5. Querosina	18
3.3.6. Diésel	18
3.3.7. Gasóleo atmosférico	18
3.3.8. Residuo atmosférico	19
4. Caracterización del crudo y sus productos	20
4.1. Residuo de Carbono	21
4.2. Densidad (Gravedad específica)	22
4.3. Contenido de hidrocarburos ligeros (Light Ends)	23
4.4. Metales	23

ÍNDICE GENERAL

4.5. Sales disueltas	24
4.6. Contenido de azufre	25
4.7. Viscosidad y punto de fluidez	25
4.8. Agua y sedimentos	26
4.9. Contenido de parafinas	26
5. Curvas de destilación de crudo	28
5.1. True Boiling Point (TBP)	29
5.2. Equilibrium Flash Vaporization (EFV)	30
5.3. ASTM D-86	32
5.4. ASTM D-1160	33
5.5. ASTM D-2887; Destilación Simulada.	34
6. Interconversión de curvas de destilación de crudo	37
6.1. Procedimiento A.1. Interconversión de las curvas ASTM D-86-TBP a presión atmosférica.	39
6.2. Procedimiento A.2. Interconversión entre curvas ASTM D-1160 y TBP a 10mmHg.	40
6.3. Procedimiento A.3. Conversión de la Destilación Simulada (ASTM D-2887) a ASTM D-86.	42
6.4. Conversión de curvas de Destilación a partir de la caracterización en Aspen HYSYS.	43
7. Unidad de Destilación Atmosférica, descripción del proceso	45
7.1. Sección de precalentamiento	48
7.2. Sección de desalado	48
7.3. Sección de despunte	48
7.4. Sección de calentamiento a fuego directo:	49
7.5. Sección de fraccionamiento	50
8. Simulación de la columna de destilación atmosférica	51
8.1. El simulador de procesos	51
8.2. La simulación	52
8.2.1. Crear un caso nuevo en Aspen HYSYS	52
8.2.2. Introducción de compuestos.	52
8.2.3. Selección de modelo termodinámico	53
8.2.4. Caracterización del crudo	53
8.2.5. Creación de la corriente Carga de crudo despuntado	54
8.2.6. Simulación de la columna V-1600	56
9. Resultados de la interconversión de curvas	62
10. Resultados de la simulación	65
11. Análisis de resultados y conclusiones	76

ÍNDICE GENERAL

12. Conclusiones	82
A. Descripción técnica de la carga para la Planta Primaria	83
B. Diagrama de flujo del proceso de la planta de destilación atmosférica	89
Bibliografía	91

Índice de figuras

2.1.	Evolución del precio en Dólares del crudo en la última década. OPEP.	5
2.2.	Reservas mundiales de petróleo. OPEP 2015.	5
2.3.	Infraestructura de PEMEX hasta 2012. Fuente: PEMEX, memoria de labores 2012.	7
2.4.	Ingresos de PEMEX vs grandes empresas en México. Valores expresados en miles de millones de dólares. Fuente: Expo-foro PEMEX, 2012.	8
2.5.	Ubicación de la refinería en el municipio de Minatitlán, Veracruz.	9
2.6.	Zona de influencia de la refinería Lázaro Cárdenas.	10
3.1.	Ejemplos de parafinas e isoparafinas. http://www.imp.mx/petroleo/?imp=comp	12
3.2.	Naftenos presentes en el petróleo. http://www.imp.mx/petroleo/?imp=comp	12
3.3.	Compuestos aromáticos presentes en el petróleo. http://www.imp.mx/petroleo/?imp=comp	12
3.4.	Olefinas: Hidrocarburos que presentan enlace doble. http://www.imp.mx/petroleo/?imp=comp	12
3.5.	Compuestos de nitrógeno, oxígeno y azufre presentes en el petróleo. http://www.imp.mx/petroleo/?imp=comp	14
3.6.	Fracciones del petróleo y rangos de ebullición.	17
4.1.	Equipo para la prueba Ramsbottom, Koehler Instrument.	22
4.2.	Cromatograma típico de los compuestos ligeros del petróleo.	23
4.3.	Ejemplos de parafinas lineales, ramificadas y cíclicas.	27
5.1.	Ejemplos de curvas de destilación de crudo.	28
5.2.	Equipo para obtención de la curva TBP de crudo.	30
5.3.	Gráfico de curvas EFV, ASTM D-86 y TBP.	31
5.4.	Matraz de destilación usado en el método ASTM D-86.	32
5.5.	Dispositivo central para medición de temperatura durante una destilación.	33
5.6.	Instrumento B/R 1100 DC Scientific, Inc para el método ASTM D-1160.	34
5.7.	Curva de destilación simulada y ASTM D-86.	35
5.8.	Curva de destilación simulada de Crudo extraído en la sonda de Campeche.	36
6.1.	Rutas para la conversión de curvas de destilación.	38

ÍNDICE DE FIGURAS

6.2.	Aplicación para interconversión de curvas contenida en el API Databook.	39
6.3.	Gráfica usada en la conversión TBP-ASTM D1160 a 10mmHg. Aplicación para interconversión de curvas contenida en el API Databook.	41
6.4.	Ejemplo de la conversión de datos dentro del simulador Aspen HYSYS.	44
7.1.	Principales productos en la destilación atmosférica.	46
7.2.	Diagrama de flujo de proceso y sus secciones.	47
7.3.	Sección de despunte. Primaria #3, Refinería General Lázaro Cárdenas.	49
7.4.	Configuración general de una Columna de destilación atmosférica.	50
8.1.	Simulador de procesos Aspen HYSYS versión 8.8	52
8.2.	Introducción de compuestos en Aspen HYSYS.	52
8.3.	Selección de modelo termodinámico.	53
8.4.	Introducción de propiedades de bulto.	54
8.5.	Introducción de compuestos ligeros determinados por cromatografía de gases.	54
8.6.	Introducción de la curva de destilación utilizada.	55
8.7.	Forma de instalar una corriente en el ambiente de simulación.	55
8.8.	Gráfica de la distribución de cortes en el crudo.	56
8.9.	Corrientes de vapor sobrecalentado.	56
8.10.	Elección del tipo de columna.	57
8.11.	Introducción de configuraciones generales de la columna V-1600.	58
8.12.	Instalación de bombas de calor.	59
8.13.	Selección de especificaciones para lograr convergencia de la columna V-1600.	60
8.14.	Esquema de simulación generado.	61
8.15.	Ambiente de simulación interno de la columna.	61
9.1.	Curva TBP de la Planta Primaria #3, Minatitlán, Veracruz.	63
9.2.	Curvas de destilación de crudo, resultado de interconversión.	64
10.1.	Resultados de las simulaciones para Nafta primaria.	66
10.2.	Resultados de las simulaciones para Nafta Pesada.	68
10.3.	Resultados de las simulaciones para Querosina.	70
10.4.	Resultados de las simulaciones para Diésel.	72
10.5.	Resultados de las simulaciones para Gasóleo primario.	74
10.6.	Flujo de productos en las diferentes simulaciones.	75
11.1.	Porcentajes de error obtenidos en la Curva de Destilación para Nafta Ligera.	77
11.2.	Porcentajes de error obtenidos en la Curva de Destilación para Nafta Pesada.	77

ÍNDICE DE FIGURAS

11.3. Porcentajes de error obtenidos en la Curva de Destilación para Querosina.	78
11.4. Porcentajes de error obtenidos en la Curva de Destilación para Diésel.	78
11.5. Porcentajes de error obtenidos en la Curva de Destilación para Gasóleo.	79
11.6. Distribution Plot generado para los cuatro diferentes casos de simulación.	81

Índice de Tablas

2.1. Capacidad de proceso de las refinerías mexicanas.	6
2.2. Productos obtenidos en la refinería Lázaro Cárdenas.	10
3.1. Composición porcentual del petróleo.	14
3.2. Clasificación de crudos respecto al API.	15
3.3. Características de los crudos Mexicanos, Fuente: http://www.pmi.com.mx/Paginas/Tip	
6.1. Valores de las constantes según el volumen destilado.	40
6.2. Diferencias entre las curvas experimental y estimada de ASTM D-86 y TBP.	40
6.3. Valor de las constantes que varían de acuerdo al porcentaje de líquido que se ha destilado.	42
6.4. Rangos de temperatura recomendados para conversión por Desti- lación Simulada.	43
6.5. Desviación de temperatura promedio respecto a cada punto de destilado.	43
7.1. Rendimiento de productos atmosféricos.	46
8.1. Corrientes de vapor de agotamiento.	57
8.2. Conexiones de los agotadores laterales	58
8.3. Características de los pump-around PA_1 y PA_2.	59
9.1. Datos de la curva TBP, Planta Primaria #3 de Minatitlán, Veracruz.	62
9.2. Resultado de la interconversión de curvas de destilación.	63
10.1. Resultados de las simulaciones para Nafta primaria.	65
10.2. Resultados de las simulaciones para Nafta pesada	67
10.3. Resultados de las simulaciones para Querosina.	69
10.4. Resultados de las simulaciones para Diésel.	71
10.5. Resultados de las simulaciones para Gasóleo primario.	73
10.6. Resultado de las simulaciones, flujo de productos.	75
11.1. Porcentaje de error en los flujos de productos de las diferentes simulaciones.	80

1.1. Presentación

La simulación de procesos en la industria de la refinación es muy importante, permite la realización de proyectos con los que se puede hacer más eficiente una planta o se pueden reducir los costos de operación, los resultados que se obtienen de la simulación proporcionan la precisión necesaria para operar óptimamente una refinería.

Una parte fundamental para la simulación y optimización de procesos en la industria petrolera es la caracterización del crudo y sus fracciones; ya que con esta es posible predecir las propiedades necesarias para realizar de manera adecuada la simulación de los procesos, teniendo resultados muy cercanos a la realidad.

Existen gran cantidad de estudios que pueden llevarse a cabo para describir las características físicas y químicas del petróleo, todas estas pruebas se realizan bajo los lineamientos de métodos estandarizados y especializados, obteniendo resultados confiables y muy útiles para un simulador de procesos.

Las curvas de destilación son gráficas de puntos que representan el volumen de una muestra que se ha evaporado en función de la temperatura. Recientemente han surgido nuevos métodos para la obtención de éstas curvas, los cuales tienen una incertidumbre menor durante la experimentación y ocupan equipos con gran precisión, con ello también se ha comenzado a discutir y comparar la utilidad y precisión con la que se realizan.

Los procedimientos para realizar la interconversión de curvas de destilación de crudo, pueden ser considerados un tanto empíricos y con algún porcentaje de error en ellos. Por tal motivo se busca analizar el comportamiento de la transformación de datos a través de la simulación de columnas atmosféricas.

En este trabajo de tesis se utilizaron datos reales correspondientes a la descripción técnica de la carga de la Planta Primaria #3 de la Refinería de Minatitlán, Veracruz, donde contiene la curva del tipo TBP por sus siglas en inglés (True Boiling Point) que caracteriza al crudo de alimentación y que sirve como punto de inicio para llevar a cabo la conversión, simulación y análisis de los diferentes

casos estudiados.

1.2. Planteamiento del problema

El problema principal consiste en realizar la interconversión de curvas de destilación de crudo, comenzando por una curva TBP obtenida de la descripción técnica de la carga para la Planta Primaria #3, para realizar ésto, se tiene la opción de utilizar una hoja de cálculo en la que se introducen las ecuaciones utilizadas para la conversión o también se propone utilizar la aplicación que se encuentra instalada en el libro electrónico del Instituto Americano del Petróleo. Para realizar el análisis de las interconversiones se propuso generar esquemas de simulación de columnas atmosféricas en el simulador Aspen HYSYS. Comparando los productos de ésta, con sus curvas ASTM D-86 obtenidas.

1.3. Objetivo General

Llevar a cabo el análisis de la interconversión entre curvas de destilación de crudo, a partir de la descripción técnica de la carga en la Planta Primaria #3 de la Refinería Gral. Lázaro Cárdenas, en Minatitlán, Veracruz.

1.4. Objetivos particulares

Simular la Columna de Destilación de la Planta Atmosférica #3 en HYSYS V8.8 en los cuatro siguientes casos:

- Caracterización a partir de la curva de destilación TBP.
- Caracterización a partir de la conversión de curvas TBP a ASTM D-86.
- Caracterización a partir de la conversión de curvas TBP a ASTM D-1160.
- Caracterización a partir de la conversión de curvas TBP a ASTM D-2887.

Para lograr los objetivos antes mencionados se emplearon herramientas de software y hardware utilizadas dentro del Laboratorio de Simulación y Optimización de Procesos de la Facultad de Química de la UNAM.

1.5. Estructura de la tesis

El presente trabajo se encuentra dividido en 11 capítulos.

En el capítulo 2 se presenta un panorama general de la industria del petróleo, tanto en México como a nivel mundial. Además se da una breve descripción de

la Refinería Gral. Lázaro Cárdenas, de la cual forma parte la Planta Primaria #3.

El capítulo 3 alberga información general acerca del petróleo, tales como su composición, clasificación y sus fracciones. En cada fracción se muestran sus características principales, así como algunos usos que pueden tener.

La caracterización del crudo es una de las actividades más importantes dentro de la simulación del proceso; sin una correcta descripción de la carga de entrada los resultados obtenidos estarían muy distantes de la realidad. Se incluyen los métodos por los que se pueden obtener los resultados de los análisis, todo esto se muestra en el capítulo 4.

Aunque las curvas de destilación son parte fundamental de la caracterización del petróleo, se decidió que éstas sean descritas en el capítulo 5, al ser parte fundamental para el desarrollo de la tesis deben estar un poco más detalladas que las propiedades descritas en el capítulo anterior.

Dentro del capítulo 6 se muestran los procedimientos necesarios para llevar a cabo la interconversión de curvas de destilación.

La unidad de destilación atmosférica utilizada como modelo para realizar el análisis objetivo de esta tesis, se describe en el capítulo 7, para que posteriormente en el capítulo 8 se detalle la manera en que se simuló la columna en cada uno de los casos planteados en los objetivos.

Los resultados de la conversión de las curvas, se muestran en el capítulo 9.

En el capítulo 10 se encuentran los resultados obtenidos en las cuatro simulaciones realizadas, se muestran las curvas ASTM D-86 de los productos, además de los flujos obtenidos.

El capítulo 11 contiene el análisis de resultados del trabajo de tesis que se presenta, además de las conclusiones y una propuesta de trabajo futuro a realizarse como consecuencia de esta tesis.

Además, se anexan dos apéndices que fueron necesarios durante el desarrollo de éste trabajo; La descripción técnica de la carga completa y un diagrama de flujo de proceso completo de la Planta Primaria #3, de la refinería Gral. Lázaro Cárdenas.

2 | El petróleo en México y en el mundo.

2.1. Panorama de la Industria petrolera mundial

La caída de la producción industrial de China y el inicio de un periodo de recesión en Europa significan una caída continua de la demanda de petróleo. Recientemente Argelia, Libia, Irak e Irán regresaron a la producción de crudo y es por ello que en el mundo hay una sobre-oferta de petróleo. Estados Unidos de Norteamérica ha avanzado de manera notable en la obtención de crudo por medio de fracturación hidráulica y es por esto que comienza a ser autosuficiente. Actualmente la oferta es mayor a la demanda y el precio del petróleo ha caído. Ver figura 2.1.

Cuando un mercado se encuentra sobresaturado, los precios tienden a bajar de manera drástica, hay algunos proveedores que se ven obligados a declararse en bancarrota para reducir la oferta al nivel de la demanda. En el caso del petróleo representa algo un tanto más complejo, ya que hacer cortes en la producción es muy costoso, no representa únicamente apagar y prender a voluntad las plantas de una refinería.

Arabia Saudita es el mayor productor de crudo que pertenece a la Organización de Países Exportadores de Petróleo. Siempre ha sido interés de Arabia Saudita mantener el precio del petróleo alto debido a que el país no ha logrado establecer otra industria que pueda sostener los niveles de gasto del gobierno.

En un mercado perfecto, sin obstáculos políticos ni intereses especiales, el único mediador entre la demanda y oferta del petróleo sería el precio.

2.1. PANORAMA DE LA INDUSTRIA PETROLERA MUNDIAL

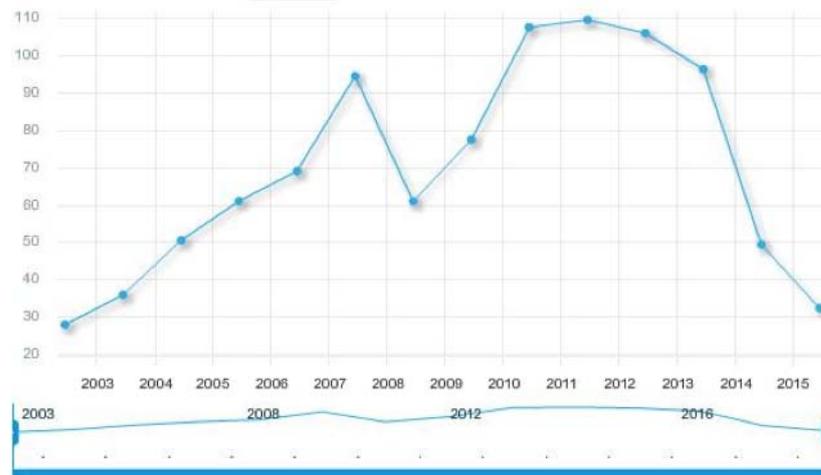


Figura 2.1: Evolución del precio en Dólares del crudo en la última década. OPEP.

El día de hoy las naciones que abastecen al mundo de petróleo necesario para llevar a cabo las actividades industriales, son también aquellas que cuentan con las mayores reservas y pueden garantizar el suministro por al menos un siglo más. Dentro de diez años, con más avances en exploración y explotación de nuevos yacimientos el panorama podría cambiar.

Estados Unidos es el segundo productor mundial de petróleo y está en vías de convertirse en el primero, superando a Arabia Saudita gracias a la revolución energética que está ocurriendo en Norteamérica con la perforación hidráulica. En medio oriente se siguen conservando las reservas más grandes de “Oro negro”, en conjunto, los depósitos en estos países superan los 800 mil millones de barriles, siendo aproximadamente el 50 % de las reservas mundiales.

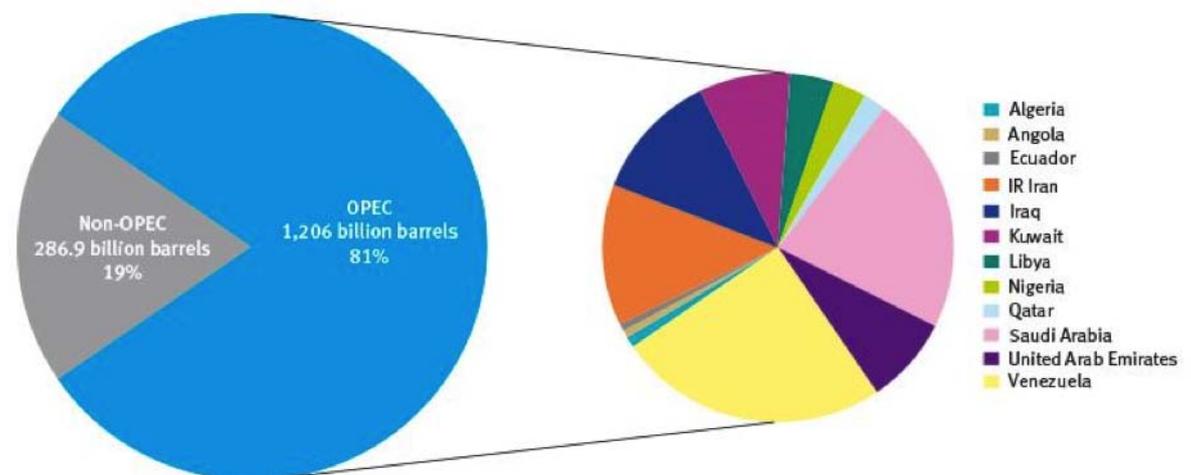


Figura 2.2: Reservas mundiales de petróleo. OPEP 2015.

2.2. Actualidad de la Industria petrolera en México

El petróleo es una de las fuentes más importantes de energía para México, ya que cerca del 88 % de la energía consumida en el país proviene de este recurso. Con más de 12 mil 350 millones de barriles de reservas, México se sitúa en el 14° lugar a nivel mundial.

Las ventas de crudo mexicano a otros países se mantenían en un promedio de 40 mil millones de dólares durante la segunda década del siglo XXI, siendo el año 2011 en el que se registraron en mayor número de exportaciones. Cerca del 85 % de las exportaciones se realiza a países americanos, siendo la región comercial más importante para el sector petrolero mexicano, seguido de Europa con el 10 % de las ventas.

PEMEX es la empresa paraestatal que lleva a cabo todas las etapas de la industria petrolera mexicana, desde la extracción del crudo hasta la comercialización de sus productos. Petróleos Mexicanos opera 6 refinerías en el país:

- Ing. Antonio Dovalí Jaime; Salina Cruz, Oaxaca.
- Miguel Hidalgo; Tula, Hidalgo.
- Gral. Lázaro Cárdenas; Minatitlán, Veracruz.
- Francisco I. Madero; Ciudad Madero, Tamaulipas.
- Ing. Héctor Lara Sosa; Cadereyta, Nuevo León.
- Ing. Antonio M. Amor; Salamanca, Guanajuato.

Actualmente PEMEX cuenta con una capacidad conjunta de refinación de 1555000 barriles diarios, distribuidos en sus 6 refinerías como lo muestra la tabla 2.1:

Refinería	Capacidad [BPD]
Cadereyta	270 000
Cd. Madero	195 000
Minatitlán	218 000
Salamanca	245 000
Salina Cruz	330 000
Tula	320 000

Tabla 2.1: Capacidad de proceso de las refinerías mexicanas.

2.2. ACTUALIDAD DE LA INDUSTRIA PETROLERA EN MÉXICO

Para la realización de sus funciones, PEMEX cuenta con cuatro organismos subsidiarios:

PEMEX-Exploración y producción: Realiza la exploración y aprovechamiento de las reservas de petróleo crudo y gas natural; transporte, almacenamiento y comercialización de primera mano.

PEMEX-Gas y petroquímica básica: Procesa el gas natural que recibe de PEMEX-Exploración y producción para obtener Gas L.P. y productos petroquímicos básicos.

PEMEX-Refinación: Realiza los procesos industriales de refinación, elaboración de productos petrolíferos y derivados del petróleo, también se encarga de su almacenamiento, distribución y venta de primera mano.

PEMEX-Petroquímica: Elabora, distribuye y comercializa productos petroquímicos no básicos derivados de la primera transformación del gas natural, tiene relación con empresas privadas que elaboran fertilizantes, plásticos, fibras y hules sintéticos.

PEMEX ha tenido una serie de reconfiguraciones a lo largo de su historia, constantemente ha estado en cambio, actualizándose para seguir vigente en el mercado internacional. Para el año 2012 Petróleos Mexicanos contaba con la infraestructura que se muestra en la imagen 2.3:

	2011	2012		2011	2012
Pemex-Exploración y Producción			Pemex-Gas y Petroquímica Básica		
Campos en producción	416	449	Complejos procesadores de gas	9	9
Plataformas marinas	238	232	Endulzadoras de gas	20	20
Pozos en explotación	8,271	9,476	Plantas criogénicas	20	21
Oleoductos (km)	4,852	4,992	Plantas fraccionadoras	9	9
Gasoductos (km)	7,656	8,295	Endulzadoras de condensados	6	6
Pemex-Refinación			Pemex-Petroquímica		
Refinerías	6	6	Recuperadoras de azufre	14	14
Destilación primaria	17	18	Terminales de distribución de gas LP	18	18
Destilación al vacío	17	18	Gasoductos (km)	10,307	9,038
Desintegración catalítica	10	11	Ductos de productos (km)	3,659	3,640
Reducción de viscosidad	2	2			
Reformadoras	13	13	Complejos petroquímicos	8	8
Alquilación e isomerización	14	14	Plantas de proceso	39	37
Hidrodesulfuradoras	40	40	Amoniaco	6	5
Coquizadoras	3	3	Etileno	4	4
Terminales almacenamiento y reparto	77	77	Polietilenos de alta y baja densidad	6	6
Ductos de crudo (km)	5,213	5,223	Óxido de etileno	3	2
Ductos de productos (km)	8,959	8,917	Cloruro de vinilo	2	2
Buquetanques propios	11	17	Reformadora BTX	1	1
Autotanques propios	1,360	1,360	Estireno	1	1
Estaciones de servicio (propias y terceros)	9,637	10,042	Otras	16	16

Figura 2.3: Infraestructura de PEMEX hasta 2012. Fuente: PEMEX, memoria de labores 2012.

2.3. REFINERÍA GRAL. LÁZARO CÁRDENAS; MINATITLÁN, VERACRUZ.

En cuanto a la importancia que tiene la industria petrolera en materia económica, a nivel nacional pueden compararse los ingresos de esta empresa paraestatal con empresas privadas que se dedican a otro tipo de negocios, superando a gigantes como América Móvil, Walmart y Femsa. La comparación se aprecia a continuación.

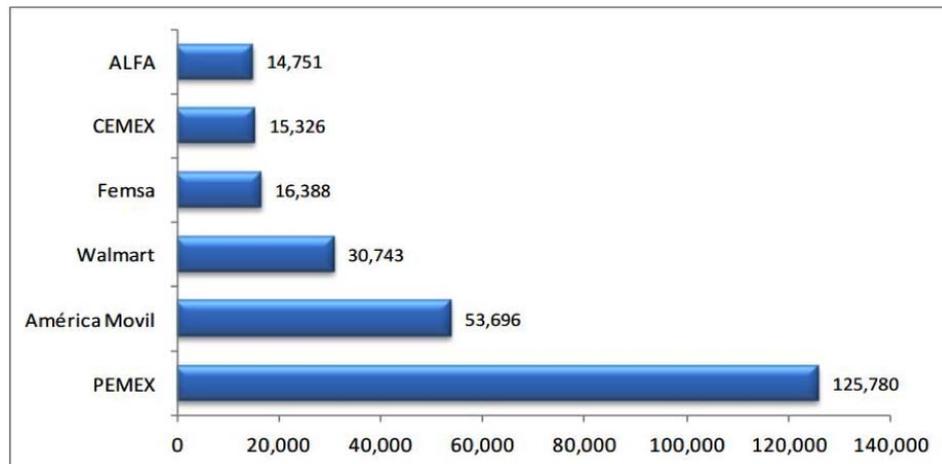


Figura 2.4: Ingresos de PEMEX vs grandes empresas en México. Valores expresados en miles de millones de dólares. Fuente: Expo-foro PEMEX, 2012.

PEMEX al ser la empresa más importante de nuestro país, crea una gran cantidad de empleos directos e indirectos, además contribuye con aproximadamente el 35 % de los ingresos del sector público del país.

2.3. Refinería Gral. Lázaro Cárdenas; Minatitlán, Veracruz.

La refinería General Lázaro Cárdenas del Río, fundada en 1906, bajo la administración de la compañía “El Águila” se erigió como la primer gran refinería en Latinoamérica; inició sus operaciones con la extracción de petróleo crudo en los campos de San Cristóbal, a unos 20 km de ésta. Hoy en día se encuentra en un proyecto completo de reconfiguración, el cual le permitirá afrontar los retos del siglo XXI.

La refinería cuenta con 27 plantas industriales, dedicadas a la producción de energéticos. Con una extensión de 800 hectáreas, se ubican las instalaciones necesarias para procesar alrededor de 218,000 BPD. Las cargas de petróleo crudo que ahí se procesan son del tipo Maya e Istmo.

Después de la expansión y reconfiguración de la refinería, se tienen las 27 plantas en operación, algunos ejemplos de éstas son:

2.3. REFINERÍA GRAL. LÁZARO CÁRDENAS; MINATITLÁN, VERACRUZ.

- 5 Plantas de Destilación primaria.
- 3 plantas preparadoras de carga.
- Plantas para hidrodesulfuración de Diésel, Querosina y Gasolina.
- Planta reformadora de BTX.
- Planta isomerizadora de pentanos-hexanos.
- Planta reformadora de naftas.
- Planta de desintegración catalítica

2.3.1. Ubicación

Esta Refinería se encuentra en el municipio de Minatitlán, en la parte sureste del estado de Veracruz, al margen del río Coatzacoalcos.



Figura 2.5: Ubicación de la refinería en el municipio de Minatitlán, Veracruz.

La Refinería Lázaro Cárdenas tiene una ubicación geográfica que le permite abastecer de combustibles al mercado sureste de la República Mexicana, principalmente los estados de: Puebla, Tabasco, Campeche, Yucatán, Veracruz y Quintana Roo.

La reconfiguración que se está llevando a cabo en la refinería, permitirá un mejor aprovechamiento de los recursos naturales que ahí se procesan, con nuevas plantas de tratamiento de residuales, será posible obtener productos con mayor valor comercial y que generen menos emisiones contaminantes al ambiente.

Actualmente de los procesos que se llevan a cabo, se obtienen 10 productos diferentes, 8 son energéticos utilizados como combustibles y los otros dos son

2.3. REFINERÍA GRAL. LÁZARO CÁRDENAS; MINATITLÁN, VERACRUZ.

petroquímicos básicos utilizados en la fabricación de materiales sintéticos. Éstos son presentados en la tabla 2.2.

Producto	Cantidad [BPD]
Gasolina Pemex Magna	60 000
Pemex Diésel	28 000
Diésel Desulfurado	20 000
Turbosina	5 000
Combustóleo	72 000
Gas LPG	30 000
Isobutano	7 000
Gas nafta	1 000
Ciclohexano	2 500
Azufre	65 [Ton]

Tabla 2.2: Productos obtenidos en la refinería Lázaro Cárdenas.

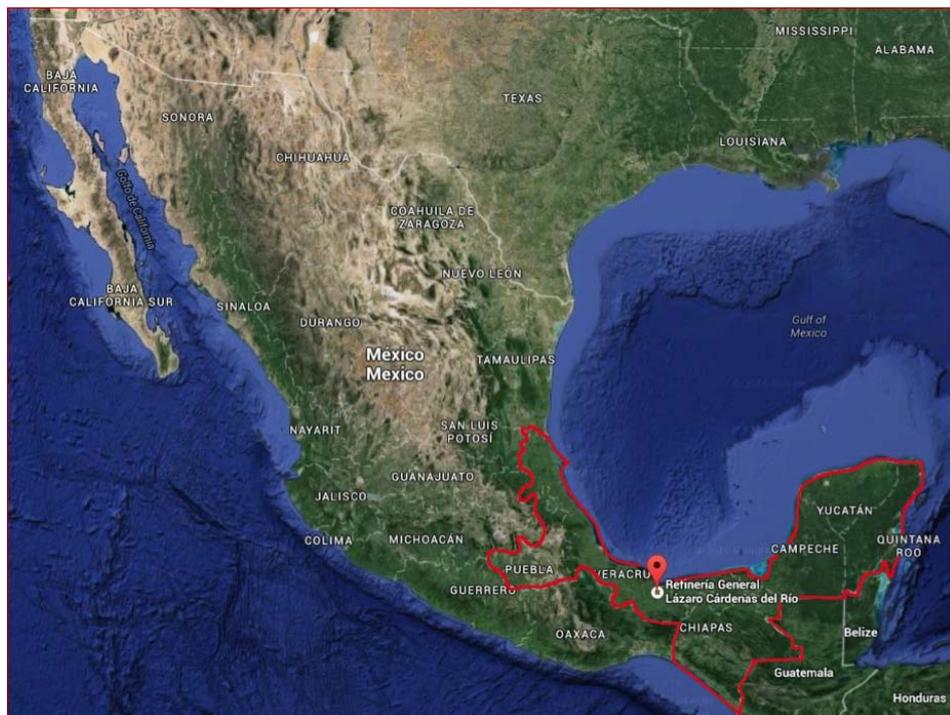


Figura 2.6: Zona de influencia de la refinería Lázaro Cárdenas.

3 | Generalidades

El petróleo crudo es una sustancia considerada fósil debido a su origen, está constituida por un gran número de compuestos de carbono, éstos pueden ser tan simples como el metano, que en su estructura tiene únicamente un átomo de carbono, hasta compuestos con que presentan más de 300 átomos en su cadena principal.

La naturaleza y composición del crudo, varía dependiendo de la región geográfica del que se extrae. Esto puede ser notorio en las gravedades específicas de los crudos de diversas partes del mundo.

En el crudo también existen impurezas que no necesariamente son hidrocarburos, ejemplos de ellas son el azufre, nitrógeno, oxígeno y metales. El azufre es el contaminante que se encuentra en mayor proporción, está presente en forma de sulfuros y tiofenos. Éstos se encuentran distribuidos a lo largo del rango de ebullición del petróleo. Las impurezas metálicas presentes generalmente son níquel, vanadio, hierro y sodio, los compuestos en los que están presentes no son muy volátiles por lo que se pueden encontrar en las fracciones más pesadas.

3.1. Composición del petróleo crudo

Dependiendo del número de átomos de carbono y de la estructura de los hidrocarburos que integran el petróleo, se tienen diferentes propiedades que los caracterizan y determinan su comportamiento como combustibles, ceras, lubricantes o solventes.

En el petróleo crudo se encuentra una interminable lista de compuestos, por lo que es prácticamente imposible identificar a todos. Existen grupos de hidrocarburos que lo conforman y se describen a continuación.

Parafinas: También pueden ser llamadas como Alcanos, son cadenas de hidrocarburos lineales o ramificados, que tienen como fórmula general de su estructura C_nH_{n+2} las cuales no presentan insaturaciones a lo largo de su estructura y su punto de ebullición aumenta con el número de carbonos de

3.1. COMPOSICIÓN DEL PETRÓLEO CRUDO

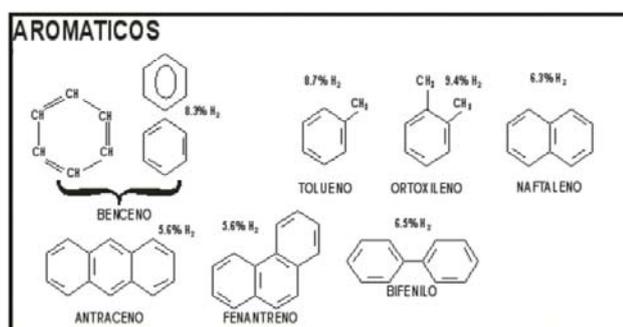


Figura 3.3: Compuestos aromáticos presentes en el petróleo.
<http://www.imp.mx/petroleo/?imp=comp>

Olefinas: Su fórmula general es C_nH_{2n} , son moléculas de carbono que en su estructura presentan insaturaciones o dobles enlaces entre dos carbonos, alquenos es otra forma de nombrarlos. Éste tipo de compuestos no están presentes en el crudo de forma natural, pero se forman durante su proceso. Las olefinas son productos indeseados, debido a que al poseer dobles enlaces son reactivos, debido a esto los productos se oxidan y polimerizan más fácil.

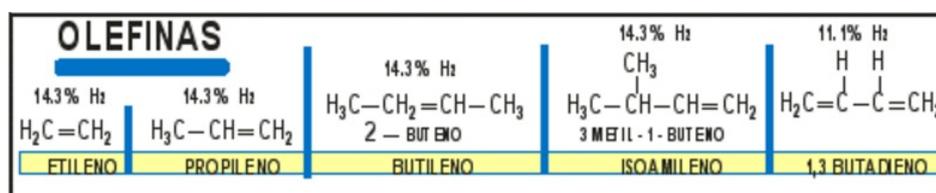


Figura 3.4: Olefinas: Hidrocarburos que presentan enlace doble.
<http://www.imp.mx/petroleo/?imp=comp>

Además hay hidrocarburos que tienen presencia de azufre, nitrógeno y oxígeno, con lo cual se forman familias de compuestos bien caracterizados. Al aumentar el peso molecular de los hidrocarburos las estructuras se hacen verdaderamente complejas y difíciles de identificar químicamente con precisión. Un ejemplo son los asfaltenos que forman parte del residuo de la destilación al vacío.

La composición elemental del crudo normalmente se encuentra en los siguientes intervalos:

3.2. TIPOS DE CRUDO

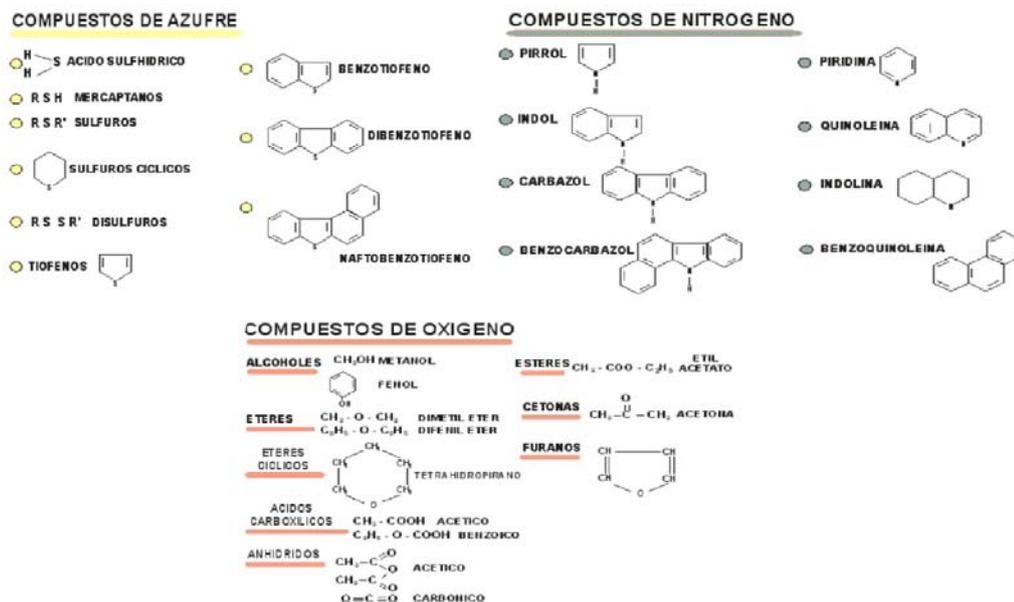


Figura 3.5: Compuestos de nitrógeno, oxígeno y azufre presentes en el petróleo.
<http://www.imp.mx/petroleo/?imp=comp>

Elemento	%peso
Carbón	83 - 87
Hidrógeno	10 - 14
Azufre	0.05 - 6
Nitrógeno	0.1 - 2
Oxígeno	0.05 - 1.5

Tabla 3.1: Composición porcentual del petróleo.

3.2. Tipos de crudo

La industria mundial de hidrocarburos clasifica al petróleo de acuerdo con su densidad API (parámetro utilizado por el Instituto Americano del Petróleo), ésta clasificación permite hacer una diferencia en las calidades de los crudos.

3.2. TIPOS DE CRUDO

Aceite crudo	Densidad [g/cm^3]	Densidad grados API
Extra pesado	>1.0	10.0
Pesado	1.0 - 0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 - 39.0
Súper ligero	<0.83	>39.0

Tabla 3.2: Clasificación de crudos respecto al API.

Este parámetro puede ser una de las propiedades más importantes del petróleo, ya que se encuentra asociado al contenido de cadenas largas de hidrocarburos, éstas suelen empaquetarse de tal manera que queden muy “compactas” y resulte una mezcla muy densa, es decir, que tenga una mayor cantidad de masa por unidad de volumen.

Un crudo entre más ligero, tendrá una mayor proporción de fracciones ligeras, con lo cual se obtendrán de manera más fácil productos como gasolinas, diésel y turbosina sin la necesidad de emplear procesos adicionales como desintegración catalítica.

La cantidad de azufre en el petróleo es otra característica importante para clasificarlo. Aquél que contenga una menor cantidad de azufre tendrá un precio superior. Dentro de esta clasificación se tiene que:

- Crudo que contenga menos de 0.5 % peso de azufre es Dulce.
- Crudo con más del 1.5 % peso de azufre es Amargo.

El azufre es un elemento altamente corrosivo y su emisión a la atmósfera causa lluvia ácida, es por ello que actualmente muchos países regulan el contenido de azufre en los combustibles.

La composición del petróleo no es constante y por lo tanto puede haber variaciones hasta en el mismo yacimiento de donde es extraído. En México se tiene una variedad de crudos que se muestra a continuación:

Petróleo súper ligero: Su extracción se lleva a cabo en yacimientos localizados en la región sur del país, concretamente en los estados de Tabasco y Chiapas, tiene una densidad API de 39.3 y su contenido de azufre de aproximadamente 0.7 % en peso, este tipo de crudo es llamado “Olmeca”.

Petróleo ligero: Es extraído en yacimientos pertenecientes a la Sonda de Campeche, representa un cuarto de la extracción total del país. Este tipo de crudo es llamado “Istmo”, cuenta con una densidad de 33.6 API y contiene 1.3 % de azufre en peso.

3.3. FRACCIONES DEL PETRÓLEO

Petróleo pesado: Denominado “Maya”, es un petróleo mexicano extraído en el Golfo de México, en la costa del estado de Campeche, tiene una densidad de 21 API y 4.5 % en peso de azufre. Este tipo de crudo brinda rendimientos de productos intermedios, como gasolina y diésel bajos y requiere de procesos adicionales para convertirlo en productos con más valor.

Tipo de crudo	Maya	Istmo	Olmeca
°API	21.0 - 22.0	32.0 - 33.0	15.0 - 16.5
Viscosidad [SSU 100 °F]	320	60	38
Agua y sedimentos [%Vol]	0.5	0.5	0.5
Azufre [%peso]	3.4 - 3.8	1.8	0.73 - 0.95
PVR [lb/p^2]	6.0	6.0	6.2
Punto de escurrimiento [°F]	-25	-35	-55

Tabla 3.3: Características de los crudos Mexicanos, Fuente:
<http://www.pmi.com.mx/Paginas/Tipoproducto.aspx?IdSec=14>

3.3. Fracciones del petróleo

El proceso de refinación de petróleo se inicia en una columna de destilación atmosférica, en la cual el crudo es sometido a ciertas condiciones de presión y temperatura para llevar a cabo su separación, tal como lo muestra la figura 3.6.

Las fracciones del petróleo son diferenciables entre sí gracias a su rango de temperaturas de ebullición, además de otras características como densidad, viscosidad, estado de agregación y composición. Los cortes que se obtienen a partir de la destilación primaria son: gases incondensables, nafta primaria, nafta pesada, querosina, diésel, gasóleo atmosférico y residuo atmosférico. A la temperatura que delimita dos fracciones de le denomina “Temperatura de Corte”, y éste es el valor máximo de ebullición que puede tener el corte más ligero de ambos.

3.3. FRACCIONES DEL PETRÓLEO

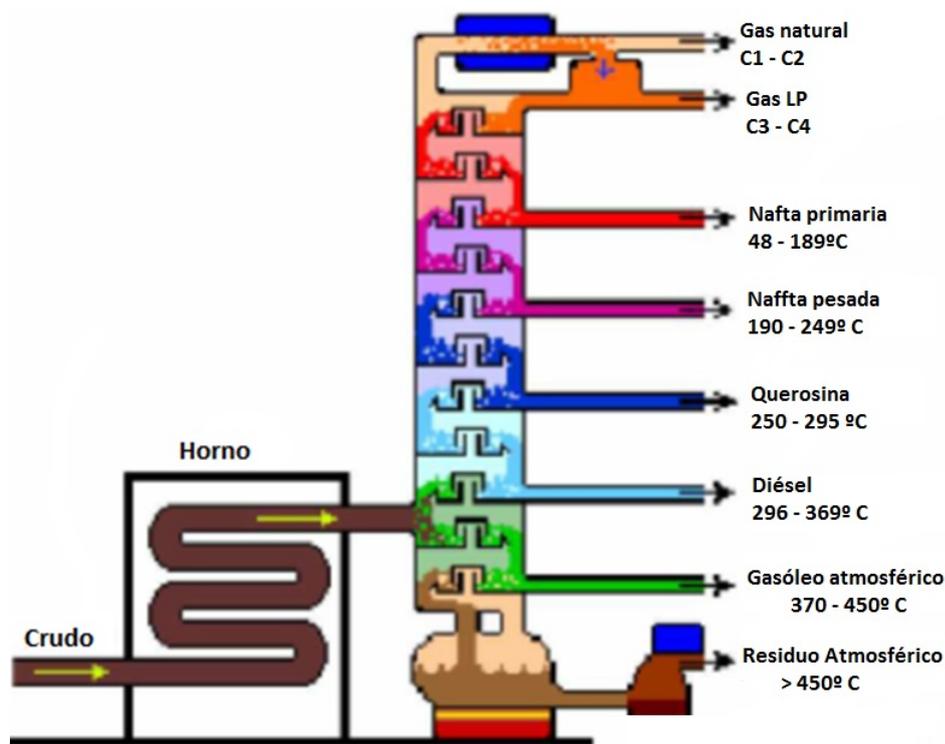


Figura 3.6: Fracciones del petróleo y rangos de ebullición.

3.3.1. Gas natural

El gas natural es la primera fracción de petróleo. Este combustible fósil no se obtiene a partir del fraccionamiento del crudo, éste es extraído del subsuelo junto con el petróleo. Es utilizado como combustible doméstico en ciudades que cuentan con la infraestructura necesaria para su distribución. Su composición es principalmente de metano y etano en mayor proporción por lo que es un gas liviano, más ligero que el aire que no es tóxico. Es el hidrocarburo que posee la menor relación hidrógeno-carbón, por ello su combustión es más limpia y la que menos contaminantes libera al ambiente.

3.3.2. Gas LP

El gas licuado de petróleo, comúnmente llamado gas L.P., es un hidrocarburo derivado del petróleo con uso doméstico, industrial y automotriz. Es obtenido durante el proceso de refinación junto con otros productos, como las gasolinas, querosinas y gasóleos. El gas licuado de petróleo es producido en forma de vapor y posteriormente convertido a líquido mediante procesos de enfriamiento y compresión, estado en el que es transportado y comercializado.

3.3. FRACCIONES DEL PETRÓLEO

3.3.3. Nafta Primaria

La nafta primaria es el segundo corte obtenido a partir de la destilación atmosférica, es una mezcla compleja de hidrocarburos que tienen un rango de ebullición entre 48 y 189 °C. Generalmente se encuentran moléculas que contienen de cuatro a ocho átomos de carbono, siendo las parafinas las que predominan en la fracción. En éste tipo de nafta el número de octano llega en promedio a 60.

3.3.4. Nafta Pesada

La nafta pesada o también llamada turbosina, es un líquido derivado del petróleo extremadamente inflamable utilizado como combustible de aviación para motores de turbina o a reacción, se constituye por moléculas que tienen en sus estructuras entre ocho y once átomos de carbono. Esta fracción del petróleo ebulle entre 190 y 249 °C.

3.3.5. Querosina

Es un destilado intermedio del petróleo que consiste en una mezcla homogénea de hidrocarburos, libre agua y ácidos orgánicos, compuestos alcalinos y cantidades excesivas de contaminantes. Tiene un rango de ebullición que se encuentra entre los 250 y 295 °C. Se compone de moléculas que poseen entre diez y catorce átomos de carbono. Sus principales usos son industriales como disolvente, limpieza mecánica y combustible en algunos quemadores.

3.3.6. Diésel

Combustible líquido obtenido de la destilación atmosférica del petróleo crudo, es parte de los productos intermedios con un rango de ebullición entre 296 y 369 °C. Posterior a su separación, el diésel es enviado a una planta hidrodesulfuradora. En el sistema de refinación nacional, PEMEX lo produce en las seis refinerías que administra. El diésel es utilizado como combustible automotriz e industrial y es por ello que debe cumplir con la normatividad ambiental respecto a la emisión de contaminantes.

3.3.7. Gasóleo atmosférico

También llamado gasóleo pesado, se puede considerar como un producto residual de la destilación atmosférica. Cuenta con un rango de ebullición que va desde los 370 hasta los 450 °C. Es utilizado como materia prima del proceso de Desintegración Catalítica. El gasóleo pesado es un fluido con un valor comercial bajo y a veces es utilizado como combustible para hornos y calderas.

3.3.8. Residuo atmosférico

El residuo atmosférico es la última fracción del petróleo que se extrae de la columna, es el producto del fondo de la torre y corresponde a la materia que no logró ser vaporizada debido a que tiene un punto de ebullición superior al de la descomposición térmica de éste. Está compuesto por hidrocarburos de alto peso molecular y para su aprovechamiento debe ser enviado a la unidad de destilación al vacío.

4 | Caracterización del crudo y sus productos

Dentro de la simulación de procesos, la caracterización de los flujos de entrada y salida es de vital importancia, ya que esta permite describir de manera detallada nuestras corrientes involucradas, obteniendo resultados correctos o que se apeguen un poco más a los datos reales durante la simulación de un proceso.

En este capítulo serán descritos algunos de los métodos utilizados para la caracterización del petróleo y sus derivados. Algunas propiedades básicas pueden ser obtenidas a partir de estudios realizados de manera experimental en laboratorios y algunas otras también se determinan mediante métodos de predicción.

Para la obtención de las características existen principalmente dos métodos generales, uno es para mezclas definidas y el otro para las indefinidas. Para el caso de las indefinidas, no se puede conocer su composición exacta, pero sí es posible saber las propiedades comúnmente llamadas como de “bulto”.

Residuo de carbono, densidad, contenido de sal, contenido de azufre, viscosidad, son algunas características atribuibles al petróleo y sus derivados. Para conocerlas existen métodos estandarizados, que La Asociación Americana para Pruebas y Materiales, ASTM por sus siglas en inglés, se encarga de regular.

El número de datos de laboratorio requeridos para llevar a cabo la caracterización, dependerá de la complejidad del fluido a describir o simplemente, del criterio de quien la está llevando a cabo. Cabe mencionar que entre más datos de laboratorio se incluyan en la caracterización, ésta será más detallada y seguramente también favorecerá una mejor simulación.

A continuación serán descritos los principales métodos para obtener las características típicas en el petróleo crudo y sus productos.

4.1. Residuo de Carbono

La determinación de residuo de carbono en petróleo o alguno de sus productos, es aplicable para muestras relativamente no volátiles que pueden descomponerse durante la destilación atmosférica.

Los residuos de carbono pueden servir como un indicador de que la muestra está propensa a formar depósitos de carbono debido a la exposición al calor. Para obtener datos sobre esto, principalmente existen tres métodos validados por la ASTM: la prueba Conradson para residuo de carbono descrita en el ASTM D-189; Ramsbottom en el ASTM D-524 y el Contenido de Asfaltenos, principalmente descrito en el ASTM D-3279 pero con variantes como ASTM D-2006, ASTM D-2007, ASTM D-893, todas éstas arrojarán resultados similares pero con una metodología diferente.

Cualquiera de los métodos que se mencionaron en el párrafo anterior, son un indicador muy importante acerca de la cantidad de coque que se va a formar durante el proceso térmico, también dará una idea sobre la cantidad de constituyentes con alto punto de ebullición en la muestra.

En la prueba Conradson, una masa determinada de muestra es sometida durante un periodo de tiempo a un calentamiento severo, al final de dicho periodo el residuo de carbono será enfriado para posteriormente pesarlo y reportarlo en porcentaje (%p/p) de la muestra inicial.

Para el residuo de carbono Ramsbottom, la muestra se coloca y mide su masa dentro de un bulbo de vidrio, el cual tiene un capilar de vidrio, abierto en la parte superior. Se coloca dentro de un horno a una temperatura de 550 °C. Se destilan las partes volátiles de la muestra y las no volátiles se quedarán en el bulbo, descomponiéndose y formando coque. La muestra también será enfriada, se medirá su masa y se reportará como un porcentaje de la muestra original.

El asfalto es la fracción del petróleo con el punto de ebullición más alto, también es la más compleja y difícil de caracterizar. El contenido de Asfaltenos determinado mediante el ASTM D-3279, se define por la insolubilidad en n-heptano, en una proporción de 100:1 y puesto en reflujo durante 1hr.



Figura 4.1: Equipo para la prueba Ramsbottom, Koehler Instrument.

4.2. Densidad (Gravedad específica)

La densidad es una de las propiedades más importantes del petróleo y sus productos, ya que usualmente el precio de éstos dependerá en gran parte de esta propiedad. La densidad se define como: Cantidad de masa contenida en un volumen determinado, en tanto que la densidad relativa se denomina como: La relación de la masa en un volumen dado.

Esta propiedad puede estar nombrada de distintas maneras: densidad, densidad específica, gravedad, gravedad específica y todas se refieren a la misma característica. De acuerdo al valor obtenido en esta propiedad, es como podemos clasificar al petróleo en: extra ligero, ligero, mediano, pesado y extra pesado, tal como lo muestra la tabla 3.2.

Existen diferentes métodos para obtener el valor de esta característica, la elección dependerá únicamente de la naturaleza de la muestra. Para obtener la gravedad específica en el petróleo y todos sus productos de una manera precisa, es conveniente realizar la prueba a 15.56 °C (60 °F). Es por esto que en las descripciones técnicas de los productos se muestra como API₆₀.

Relacionada con otras propiedades, la gravedad específica puede ser usada para aproximarse a la composición de los hidrocarburos y a su calor de combustión.

ASTM D-1298 es el método más usado para la determinación de los grados API en una muestra, ésta se lleva a la temperatura indicada por la técnica y se transfiere en un cilindro que está a la misma temperatura. Un hidrómetro adecuado es sumergido en la muestra, cuando llegan al equilibrio se toma lectura en la escala del hidrómetro.

En el método ASTM D-287 la gravedad específica es determinada usando un hidrómetro para petróleo, está basado en el principio que la gravedad de un líquido varía directamente con la profundidad de un cuerpo que se sumerge en él.

4.3. Contenido de hidrocarburos ligeros (Light Ends)

A partir de un procedimiento de destilación de crudo, se puede obtener cuantitativamente la cantidad de hidrocarburos ligeros presentes en la muestra bajo estudio, esta prueba se realiza e incluye como parte preliminar de un ensayo.

La determinación de los compuestos ligeros (metano a n-pentano) es llevada a cabo por medio de una cromatografía de gases (ASTM D-2427, ASTM D-1945).

Tanto el método ASTM D-2427 como el ASTM D-1945 tienen un procedimiento similar, la muestra es recolectada de la destilación del crudo estudiado, es la parte más ligera. La muestra se inyectará bajo las condiciones indicadas en los métodos, en un cromatógrafo de gases para separar los compuestos según su peso molecular, obteniendo una gráfica que posteriormente será integrada para conocer el área correspondiente a cada compuesto y con ello cuantificarlo.

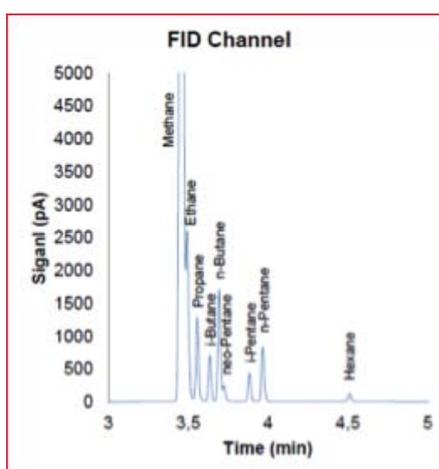


Figura 4.2: Cromatograma típico de los compuestos ligeros del petróleo.

4.4. Metales

El petróleo es extraído de los pozos y ya contiene metales, en otras ocasiones también los adquiere durante la transportación y almacenamiento. En pequeñas cantidades puede ser perjudicial en los procesos de refinación, especialmente cuando hay catalizadores en el proceso ya que inhiben la acción de éstos. Otro efecto adverso de los metales es la corrosión y el deterioro en la calidad de los productos.

Es importante tener pruebas para determinar la cantidad de metales, tanto en altas como en bajas concentraciones, principalmente se utiliza la espectrometría de absorción atómica, espectrometría de emisión atómica de plasma y espectros-

copía de fluorescencia de rayos X.

Hierro, níquel, sodio y vanadio, son los constituyentes metálicos que se encuentran en mayor cantidad en el petróleo crudo. La cantidad de éstos dependerá de la ubicación del pozo de dónde se extrae el aceite así como del tratamiento que se le dé a éste, antes y durante la refinación.

Los metales pueden ser cuantificados por los métodos ASTM D-5863 de absorción atómica, ASTM D-6376 con rayos X y ASTM D-7303 por emisión de plasma, las tres opciones son confiables y la elección de técnica dependerá de la preferencia de quien la requiera.

4.5. Sales disueltas

El contenido de sal en el crudo es variable y depende principalmente de las prácticas de producción utilizadas en campo, así como el manejo que tiene dentro de los tanques que lo transportan a las terminales. La sal que se encuentra en mayor proporción es el cloruro de sodio (NaCl), aunque también es posible encontrar sales de Magnesio (Mg) y sales de Potasio (K), generalmente se encuentran en forma de cloruros.

La mayor cantidad de sal presente en el crudo, se encuentra disuelta en agua y para su remoción deben pasar por una sección de desalado. En pequeñas concentraciones, la sal se acumula en los equipos como: calentadores, intercambiadores de calor y columnas de destilación, si esto pasa, requeriría de mantenimiento el cual puede ser muy caro. Más importante que esto, es la formación de ácido clorhídrico cuando la sal se hidroliza durante la vaporización del crudo de acuerdo a las siguientes reacciones:



Conocer la cantidad de sal presente en el crudo es muy importante para decidir si se requiere del proceso de desalado o si se exenta de éste.

El contenido de sal se determina por potenciometría en una solución no acuosa, en la cual la conductividad de una solución del aceite crudo en un solvente polar es comparada con soluciones estándar del mismo solvente. El método utilizado para esta prueba es: ASTM D-3230. También es posible conocer este dato mediante cromatografía de gases, espectrometría de emisión de plasma y absorción atómica.

4.6. Contenido de azufre

El azufre está presente en el petróleo en forma de sulfuros, tiofenos y benzotiofenos. En la mayoría de los casos, el azufre en los procesos de refinación actúa como un inhibidor de catalizadores, por lo cual sus compuestos son no deseados.

Determinar la cantidad de azufre en el crudo y sus derivados, es una característica que es importante conocer, se encuentra en cantidades entre 0.1 % p/p y 3 %p/p dependiendo del lugar de extracción. Los compuestos de azufre también son considerados indeseados debido a que favorecen la corrosión de las plantas y tuberías, así como ser causantes de contaminación atmosférica ya que al entrar en combustión forma óxidos, que posteriormente se traduce en lluvia ácida.

El azufre al estar combinado con compuestos orgánicos generalmente utiliza para su medición el método ASTM-D129, éste se aplica para muestras no tan volátiles, primero la muestra es oxidada por combustión en una bomba tipo Vessel para convertir los compuestos de azufre en sulfuro de bario y ser determinado mediante gravimetría.

Actualmente se están reemplazando los métodos clásicos para la determinación de azufre en crudo por técnicas más novedosas, que introducen el uso de rayos X y la espectroscopía de fluorescencia.

4.7. Viscosidad y punto de fluidez

La viscosidad es una medida de resistencia al esfuerzo cortante aplicado a un material, es decir, la facilidad con que éste pueda fluir. Existen distintos tipos de viscosidad, los cuales se describirán a continuación.

Viscosidad absoluta: Es la viscosidad dinámica de un fluido y la forma más sencilla de medirla es usando un tubo capilar, se determina el tiempo que tarda en fluir a través de él a una temperatura determinada, su unidad es el Poise.

Viscosidad cinemática: Característica propia de un fluido en el que son descartadas las fuerzas que generan su movimiento, ésta se determina mediante el cociente entre la viscosidad absoluta y la densidad. Su unidad es el Stoke.

$$\text{Viscosidad cinemática (cSt)} = \frac{\text{Viscosidad absoluta}}{\text{Densidad}} \quad (4.3)$$

Viscosidad universal Saybolt (SSU): Representa el tiempo en segundos que tarda un fluido en pasar por un orificio de un recipiente tubular debidamente calibrado y a una temperatura constante, el volumen del fluido es de 60 cm³. El método estandarizado para esta prueba es el ASTM D-244.

El punto de fluidez es un índice de la temperatura más baja a la que un material fluirá en condiciones especificadas. Esta característica puede ser usada para suplir alguna otra medida que tenga que ver con el comportamiento del material a una temperatura baja. Para el crudo se reporta la temperatura menor a la cual éste puede fluir y se utiliza el método ASTM D-97.

4.8. Agua y sedimentos

La importancia de cuantificar la cantidad de agua y sedimentos en la carga de crudo en una refinería es mayúscula, ya que la presencia de éstos puede acarrear problemas como corrosión, taponamiento en intercambiadores de calor, funcionamiento irregular en las unidades de destilación y otros efectos adversos en la calidad de los productos.

Generalmente la cantidad de sedimentos y agua presentes en las alimentaciones de crudo, tiene que ver con las prácticas de extracción y transportación como se describió en la parte de cantidad de sal disuelta.

El sedimento disperso en el petróleo crudo, puede contener minerales que comprometan la calidad de los productos y el correcto funcionamiento de las plantas en una refinería así como de los ductos y tanques de transporte o de almacenamiento.

El agua puede encontrarse en el crudo en forma de emulsión o de grandes gotas, pueden causar inundaciones en las unidades de destilación y también acumulación excesiva de lodos en los tanques.

Para la determinación de agua se emplean los métodos ASTM D-95 y ASTM D-4006, donde el agua se remueve por destilación. Para los sedimentos existen métodos como: ASTM D-96, de centrifugación y ASTM D-473 de extracción.

4.9. Contenido de parafinas

Las parafinas o alcanos, son hidrocarburos saturados que presentan muy poca reactividad química, su fórmula general es C_nH_{2n+2} ; están presentes en el crudo como moléculas lineales, ramificadas y cíclicas.

El petróleo crudo puede tener un alto contenido de parafinas, lo cual es perjudicial, ya que la presencia de ceras durante el bombeo, producción de destilados y aceites lubricantes genera un costo extra a su proceso.

4.9. CONTENIDO DE PARAFINAS

Los métodos estándar para la cuantificación de parafinas en el petróleo crudo implican la precipitación de la cera mediante disolventes como la acetona o cloruro de metileno, se realiza bajo condiciones de temperatura, presión y relación disolvente-cera. Un ejemplo es el método ASTM D-3117, que muestra el punto de aparición de las parafinas en una muestra y es determinado por enfriamiento con agitación.

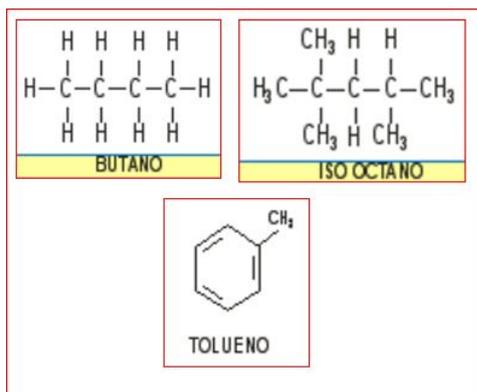


Figura 4.3: Ejemplos de parafinas lineales, ramificadas y cíclicas.

5 | Curvas de destilación de crudo

Los compuestos puros tienen solamente un valor para el punto de ebullición; para una mezcla como el petróleo, la vaporización ocurre a distintas temperaturas; primero se obtienen los compuestos o fracciones ligeras y posteriormente a una temperatura mucho más elevada los cortes pesados.

Para una fracción de petróleo, cuya composición es desconocida, el punto de ebullición estará definido mediante una curva de temperatura contra % volumen destilado. Las curvas indican la temperatura de ebullición para cada parte de la mezcla, la cual está basada en 100 unidades de volumen. El punto de ebullición del componente más ligero es llamado Punto de inicio de ebullición, IBP por sus siglas en inglés; y para la fracción más pesada es FBP, punto final de ebullición. La diferencia entre el IBP y el FBP es llamado Rango de punto de ebullición.

Algunos tipos de petróleo crudo pueden tener rangos de temperatura que superen los 550 °C, en estos casos será imposible llegar al punto final de ebullición. Crudo muy pesado y residuos suelen tener puntos finales de ebullición muy largos o infinitos para los métodos por los que se determinan.

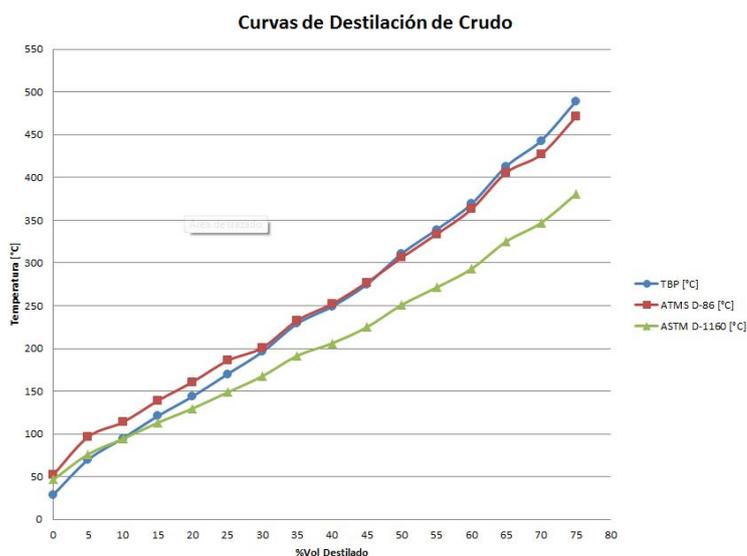


Figura 5.1: Ejemplos de curvas de destilación de crudo.

Las curvas de destilación de crudo y sus productos, se obtienen a partir de métodos estandarizados, los cuales se describen a continuación.

5.1. True Boiling Point (TBP)

Algunos investigadores afirman que el método ASTM D-86 no proporciona los puntos de ebullición reales en las fracciones del petróleo; es por ello que los ingenieros de proceso se interesan más por datos que consideran verdaderos durante la destilación de crudo. Debido a esto, se desarrolló el método True Boiling Point (Punto Verdadero de Ebullición) que a continuación se describe.

El método TBP se realiza a temperatura atmosférica, en el cual una mezcla de hidrocarburos es sometida a una destilación en una columna que puede tener de 15 a 100 platos teóricos. Con éste método es posible obtener un alto grado de fraccionamiento de los componentes que integran la mezcla.

La obtención de datos para el método TBP es un poco más complicada que el ASTM D-86, así mismo requiere de más tiempo y dinero. Para obtener una curva de destilación del tipo TBP no existía un método estándar, hasta que se introdujo el ASTM D-2892, en el que se detallan las condiciones bajo las cuales se debe realizar esta prueba.

El método ASTM D-2892 está indicado para petróleo crudo, se requieren de muestras que van de 1 a 30 litros, se utiliza una columna que tenga una eficiencia entre 14 y 18 platos teóricos y que esté operada con una relación de reflujo 5:1. El matraz utilizado debe ser por lo menos 50 % más grande que el volumen de muestra, se utiliza un medio de calentamiento capaz de alcanzar por lo menos 425°C, que cubra la totalidad de la muestra y en sus partes descubiertas cuente con un aislante térmico; se debe tener un mecanismo de agitación, y en éste caso se sugiere una barra de agitación magnética. La columna de fraccionamiento deberá ser de 25 a 70 milímetros de diámetro interno, se requiere que sea empacada y esté aislada en su totalidad. Para la parte del condensador es necesario contar con equipo que sea capaz de condensar vapores con hidrocarburos C4 y C5, que pueda dividir el condensado con una exactitud de al menos 90 %, la temperatura del refrigerante es de -20°C. Dentro del dispositivo se debe contar con un receptor de productos, es recomendable que sean de un volumen de 500mL. Si la muestra analizada contiene compuestos ligeros incondensables, también será imprescindible la instalación de un recolector de gas. A continuación se ilustra el equipo utilizado.

5.2. EQUILIBRIUM FLASH VAPORIZATION (EFV)

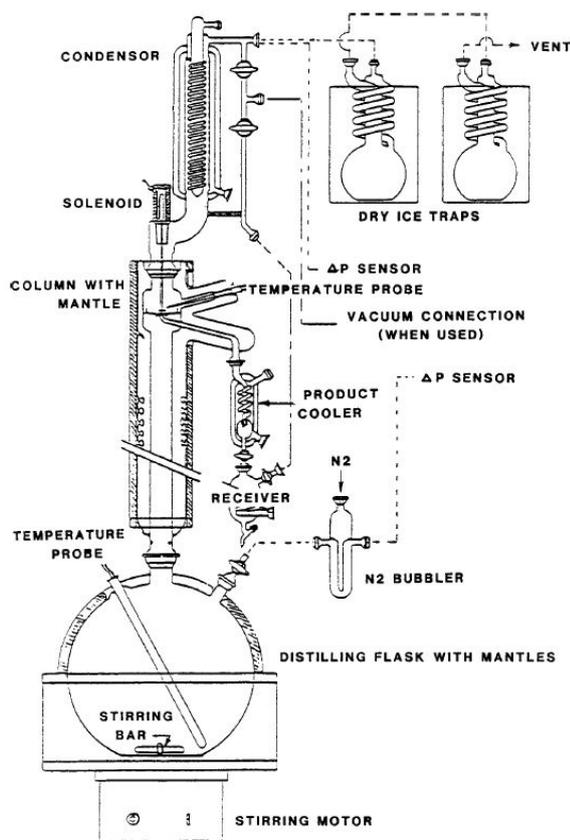


Figura 5.2: Equipo para obtención de la curva TBP de crudo.

Para llevar a cabo el análisis, la muestra se coloca en el matraz para destilación y para favorecer la ebullición se agregan pequeñas piedras de vidrio y porcelana; se comienzan a circular los fluidos refrigerantes. Después se inicia el calentamiento de la muestra con agitación incrementando la temperatura gradualmente hasta que aparezcan pequeñas burbujas en el cuello del condensador, la columna se opera a reflujo total durante una hora y posteriormente se comienzan a recolectar los productos, tomando la temperatura justo en el momento en que la primera gota de producto cae y midiéndola nuevamente en intervalos definidos según el porcentaje de volumen destilado.

5.2. Equilibrium Flash Vaporization (EFV)

La curva de vaporización flash o EFV por sus siglas en inglés, es el tipo de curva de destilación menos importante además de tener un alto grado de dificultad es su determinación. Se encuentra presentada en términos de temperatura vs %vol. vaporizado. Para su medición se requiere de una serie de experimentos practicados a presión atmosférica constante; el total del vapor deberá estar en equilibrio con la parte líquida que no se vaporizó. Es por esto que se requiere de

5.2. EQUILIBRIUM FLASH VAPORIZATION (EFV)

un experimento por cada punto de la curva que se requiera. Usualmente se forma la curva EFV con al menos 5 puntos con su respectiva temperatura.

Conocer las condiciones del equilibrio entre las fases Vapor-Líquido de las fracciones del petróleo es esencial para el diseño de muchos equipos utilizados en la industria de la refinación y de la petroquímica; un ejemplo de su utilidad es el diseño y operación de un condensador parcial de una columna de destilación.

Debido al costo y tiempo de proceso de muestras EFV, es más común realizar análisis ASTM o TBP y posteriormente se emplean correlaciones empíricas para estimar la curva EFV. También es necesario mencionar que las correlaciones utilizadas para llegar a la curva EFV no siempre son útiles, esto dependerá del rango de temperaturas y presiones.

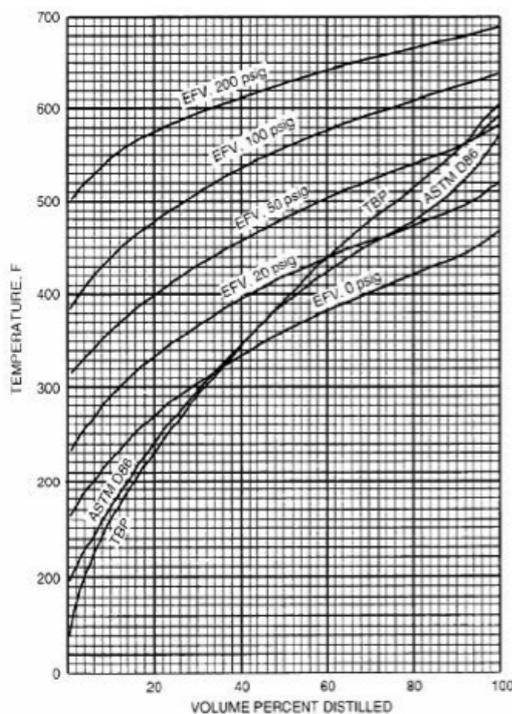


Figura 5.3: Gráfico de curvas EFV, ASTM D-86 y TBP.

5.3. ASTM D-86

La prueba ASTM D-86 es uno de los métodos más simples y viejos para determinar y reportar puntos de ebullición del petróleo y sus productos, tales como naftas, queroseno, gasóleos, etc. Este ensayo generalmente no es utilizado cuando las muestras contienen una gran cantidad de compuestos muy ligeros, y tampoco es recomendable utilizarlo con mezclas muy pesadas, ya que no será posible vaporizarlos en su totalidad.

El análisis se lleva a cabo a presión atmosférica (760mmHg) y se utiliza 100mL de muestra, los resultados forman la curva de destilación y se reportan en una tabla de porcentaje destilado contra temperatura. Se determina el punto de inicio de ebullición (IBP) y se reportan rangos de 5% de volumen destilado con su respectiva temperatura hasta llegar al punto final de ebullición (FBP). En muestras muy pesadas muchas veces no se puede vaporizar el total del volumen, es por esto que la curva de destilación llega hasta cierto porcentaje del volumen.

La prueba se realiza introduciendo 100mL de crudo en un matraz de vidrio a una temperatura entre 0 y 5 °C para evitar el posible escape de compuestos ligeros, se coloca en un medio de calentamiento manual o automático para realizar la destilación. La temperatura se incrementa gradualmente para realizar la separación de los distintos cortes.

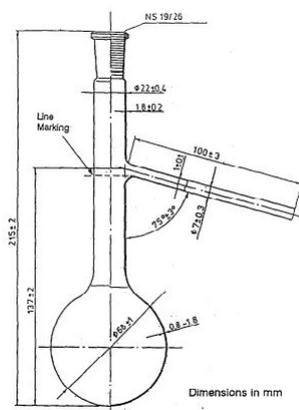


Figura 5.4: Matraz de destilación usado en el método ASTM D-86.

Una vez que se ha iniciado la vaporización de la muestra, se van leyendo las temperaturas según los intervalos de volumen destilado. Para esto se utiliza un termómetro de mercurio acoplado a un tapón y puesto en el cuello del matraz. La siguiente imagen sugiere la forma de colocar el termómetro en el tapón del matraz.

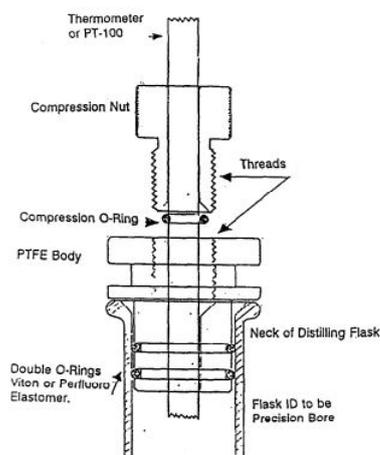


Figura 5.5: Dispositivo central para medición de temperatura durante una destilación.

Las distintas fracciones que se han destilado del crudo, salen por la parte lateral del matraz utilizado, pasando por un tubo de refrigeración para condensar los productos o enfriar los gases del corte más ligero. Es posible medir el volumen de cada fracción destilada y así conocer un porcentaje aproximado de los productos.

5.4. ASTM D-1160

Las curvas de destilación de crudo presentan los puntos de ebullición de productos resultado de la destilación en columnas atmosféricas. Para productos como gasóleos pesados y crudos extra pesados, pueden romperse sus moléculas cuando se vaporizan a presión atmosférica.

El procedimiento experimental utilizado se muestra en el método ASTM D-1160, generalmente está presentado a 1, 2, 10 o 50 mmHg. aunque también es posible que sea realizado el ensayo a 760 mmHg. Durante la práctica de éste protocolo la temperatura no debe exceder los 400°C.

El rango de ebullición está relacionado directamente con la viscosidad, presión de vapor, promedio de peso molecular y algunas otras propiedades físicas y químicas. Éste rango se obtiene a las condiciones que el operador del equipo lo requiera, los datos recabados durante éste ensayo, se aproximan de buena manera a un plato de destilación. Las curvas generadas suelen ser utilizadas en ingeniería para el diseño de equipo de destilación y para caracterización de mezclas que serán alimentadas a un proceso de refinación.

Como fue descrito anteriormente, el equipo para el método ASTM D-1160 es muy similar al equipo usado para el método ASTM D-2892, la única variación

5.5. ASTM D-2887; DESTILACIÓN SIMULADA.

que hay entre ambos, es el control de vacío incorporado al sistema. Mediante ésta válvula es posible realizar la prueba a diferentes presiones. La siguiente figura muestra las características generales del equipo utilizado.



Figura 5.6: Instrumento B/R 1100 DC Scientific, Inc para el método ASTM D-1160.

5.5. ASTM D-2887; Destilación Simulada.

A pesar que el método ASTM D-86 es un método muy simple y conveniente de usar, representa un método que no es muy consistente y puede llegar a tener una reproducibilidad muy baja, es por esto que los métodos basados en la cromatografía de gases han tomado relevancia para obtener datos de destilación.

Una curva de destilación producida por un cromatógrafo de gases es llamada Destilación Simulada (SIMDIS) y el método que la describe es el ASTM D-2887. A través de éste método es posible obtener resultados fácilmente, que sean coherentes, que sean reproducibles y que el rango del punto de ebullición en mezclas de hidrocarburos no tenga ninguna ambigüedad.

El método de destilación simulada es aplicable para el crudo y sus fracciones, exceptuando las gasolinas, ya que estas presentan una presión de vapor que permite su vaporización a temperatura ambiente y con esto se tienen problemas durante el muestreo.

5.5. ASTM D-2887; DESTILACIÓN SIMULADA.

Las curvas realizadas por cromatografía de gases, representan el punto de ebullición a presión atmosférica, se presenta en una gráfica de %peso o fracción de masa destilada contra temperatura como lo muestra la figura 5.7.

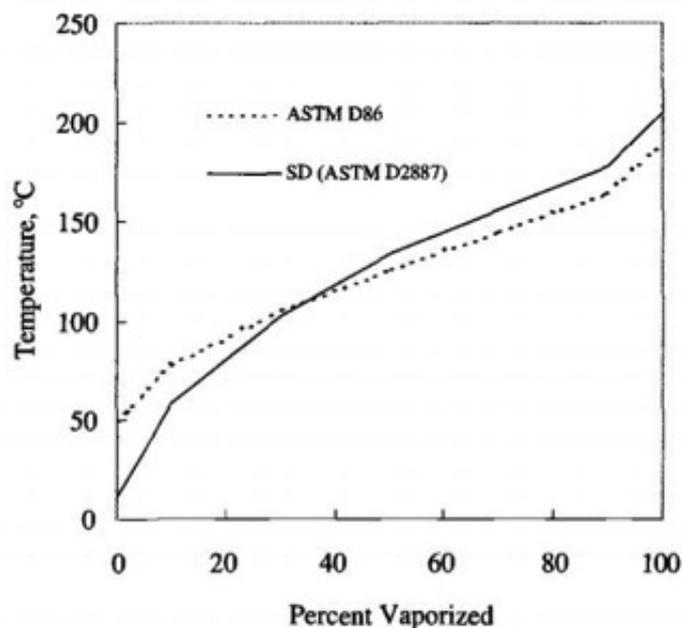


Figura 5.7: Curva de destilación simulada y ASTM D-86.

La cromatografía de gases es una técnica de separación basada en la volatilidad de los compuestos presentes en una mezcla. Es utilizada para analizar muestras gaseosas y líquidas. Durante el análisis la mezcla se separa en compuestos individuales. Recientes avances en la técnica, permiten la separación e identificación de compuestos que tienen un punto de ebullición superior a los 750°C.

El método ASTM D-2887 establece las condiciones necesarias para llevar a cabo éste estudio. A continuación será descrita brevemente la manera en que se lleva a cabo. Primero se toma una muestra homogénea de crudo, se miden exactamente 5 microlitros de la muestra, para posteriormente inyectarlos al cromatógrafo. Dentro del cromatógrafo y con el método cargado en el equipo, se comienza a realizar la vaporización de la mezcla, para esto se usa Helio, el cual funge como gas acarreador de los hidrocarburos. Como en los anteriores métodos descritos, los compuestos ligeros son los primeros en ser detectados. Los vapores pasan del inyector a una columna capilar en el interior del horno del cromatógrafo, el cual tiene una rampa de temperatura ascendente que permite separar los compuestos de la mezcla según su volatilidad. Después en la parte final del proceso, se cuenta con un detector del tipo FID (Flame Ionization Detector) el cual cuantifica los compuestos de la mezcla. La temperatura estará determinada por el tiempo de retención del compuesto. Integrando todos los datos se puede llegar a una curva

5.5. ASTM D-2887; DESTILACIÓN SIMULADA.

como la siguiente.

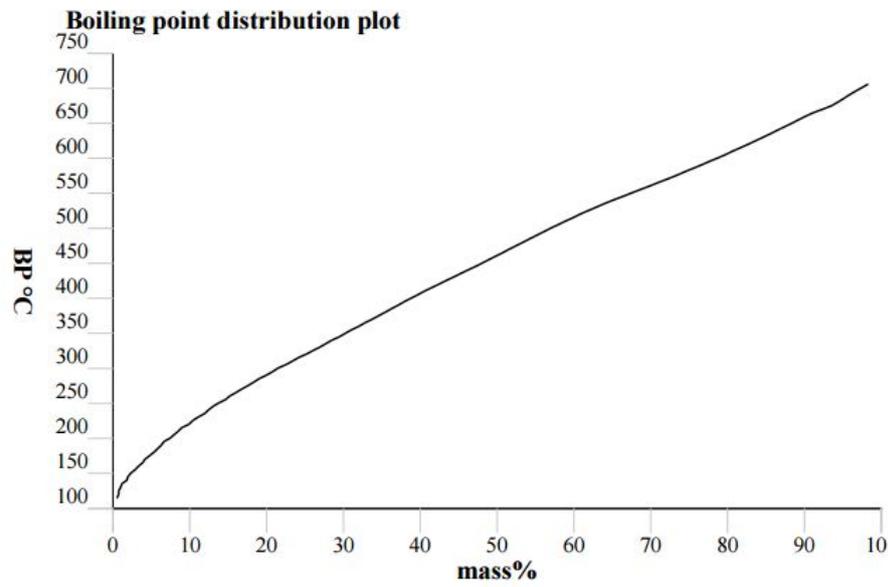


Figura 5.8: Curva de destilación simulada de Crudo extraído en la sonda de Campeche.

6 | Interconversión de curvas de destilación de crudo

La destilación ha sido uno de los temas más importantes que se llevan a cabo durante el diseño y operación de refinerías de petróleo y algunas otras industrias relacionadas. Los procedimientos de interconversión que se presentaron en las décadas de los 40s y 50s han evolucionado, los métodos actuales, son nuevas correlaciones analíticas para varios tipos de curvas de destilación de crudo. Los detalles sobre éstos procedimientos de interconversión, se detallan en este capítulo.

Los diferentes tipos de curvas de destilación, son usadas para definir la volatilidad del petróleo, sus fracciones y otras mezclas complejas. Los diferentes métodos para obtener este tipo de curvas fueron descritos en el capítulo anterior.

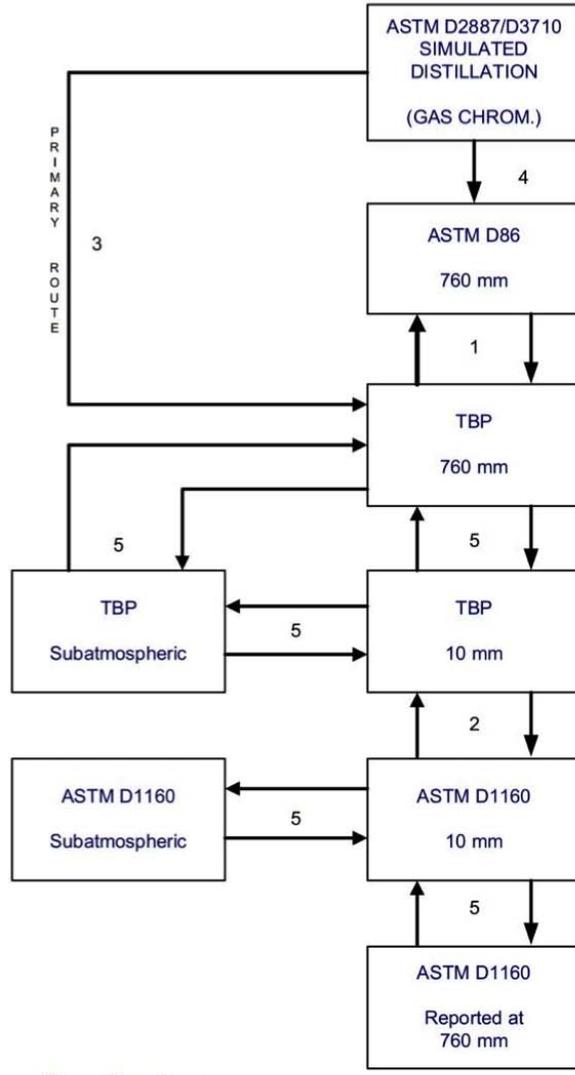
Los usuarios de las correlaciones que se presentan en éste capítulo, deben estar advertidos a cerca de los resultados que se pueden obtener a partir de la interconversión, ya que son métodos que no se han estandarizado y podrían presentar inconvenientes para su uso.

Los mecanismos que se describen en el presente capítulo fueron desarrollados a partir de datos experimentales para hidrocarburos y fracciones del crudo; se sugiere no utilizar las correlaciones para mezclas de hidrocarburos de pocos componentes y con compuestos con pequeña diferencia de puntos de ebullición.

Las correlaciones de interconversión se denominan empíricas y se organizan en pares de acuerdo a lo siguiente:

- Sección A 1 ASTM-TBP Atmosférica.
- Sección A 2 ASTM-TBP Subatmosférica.
- Sección A 3 Destilación simulada-TBP-ASTM Atmosférica.
- Sección A 4 Interconversión a presiones Subatmosféricas.

La figura 6.1 presenta un diagrama de las posibles rutas para convertir las diferentes curvas de destilación.



Step	Procedure
1	A1.1
2	A2.1
3	A3.1
4	A3.2

Figura 6.1: Rutas para la conversión de curvas de destilación.

El camino a seguir para realizar la conversión de las curvas, dependerá de los datos iniciales con los que se cuenten y el tipo de curva que se desea obtener. Es posible pasar de un tipo de curva a presión atmosférica a otra a presión Subatmosférica, por ejemplo iniciando con datos de una curva ASTM D-86 a 760mmHg, se desea pasar a otra del tipo ASTM D-1160 a 10mmHg., primero se deberá obtener la curva TBP a 760mmHg, posteriormente se pasa de la TBP 760mmHg. a la TBP a 10mmHg. y para concluir se realiza una última conversión, de TBP 10mmHg. a la ASTM D-1160 a 10mmHg.

6.1. PROCEDIMIENTO A.1. INTERCONVERSIÓN DE LAS CURVAS ASTM D-86-TBP A PRESIÓN ATMOSFÉRICA.

Es importante observar la dirección en que es posible llevar a cabo los procedimientos, ya que hay rutas que son unidireccionales o irreversibles, como en el caso de ASTM D-2887 de Destilación simulada a TBP. Para facilitar la conversión de los datos, en el libro electrónico API Databook se tiene una aplicación que permite realizar de manera directa los procedimientos.

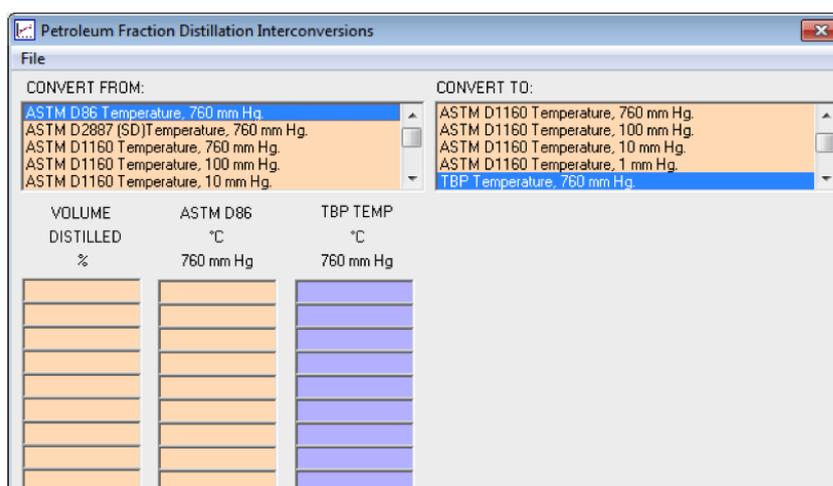


Figura 6.2: Aplicación para interconversión de curvas contenida en el API Databook.

6.1. Procedimiento A.1. Interconversión de las curvas ASTM D-86-TBP a presión atmosférica.

Las siguientes ecuaciones se utilizan para convertir las curvas del tipo ASTM D-86 a TBP, en donde ambas son reportadas a presión atmosférica.

$$TBP = a(ASM D86)^b \quad (6.1)$$

$$ASM D86 = a^{-\frac{1}{b}} TBP^{-\frac{1}{b}} \quad (6.2)$$

Donde:

a,b: Son constantes que varían dependiendo del porcentaje de líquido evaporado en la muestra, se utilizan según la tabla 6.1.

TBP: Temperatura del punto verdadero de ebullición, se expresa en grados Rankine.

ASTM D86: Temperatura correspondiente al porcentaje de volumen destilado, se utiliza en grados Rankine.

6.2. PROCEDIMIENTO A.2. INTERCONVERSIÓN ENTRE CURVAS ASTM D-1160 Y TBP A 10MMHG.

%Vol. destilado	a	b
0	0.9167	1.0019
10	0.5277	1.0900
30	0.7429	1.0425
50	0.8920	1.0176
70	0.8705	1.0226
90	0.9490	1.0110
95	0.8008	1.0355

Tabla 6.1: Valores de las constantes según el volumen destilado.

El propósito del procedimiento es predecir una curva de destilación TBP a partir de una curva ASTM D-86 o viceversa. Ocasionalmente se pueden presentar errores grandes al inicio de la curva en los porcentajes iniciales del volumen destilado, tal como lo muestra la tabla 6.2.

%Vol. destilado	Desviación [$^{\circ}F$]
0	21
10	11.1
30	7.6
50	6.1
70	6.6
90	7.9
95	11.0

Tabla 6.2: Diferencias entre las curvas experimental y estimada de ASTM D-86 y TBP.

6.2. Procedimiento A.2. Interconversión entre curvas ASTM D-1160 y TBP a 10mmHg.

Para este procedimiento no existe una evaluación cuantitativa de la correlación que pueda haber debido a la falta de datos. Las referencias originales indican que las temperaturas de este método estarán en un rango de $25^{\circ}F$ respecto a los valores experimentales.

Se asumirá que los valores de temperatura a un 50 % de volumen destilado, serán iguales para las curvas ASTM D-1160 y TBP a una presión absoluta de 10mmHg.

6.2. PROCEDIMIENTO A.2. INTERCONVERSIÓN ENTRE CURVAS ASTM D-1160 Y TBP A 10MMHG.

La forma para llevar a cabo la conversión de datos, está basada en la gráfica 6.3, y se realiza de la siguiente manera:

1. Determinar la diferencia de temperatura entre cada punto de la curva de destilación origen a 10mmHg.
2. Con la diferencia de temperatura obtenida, intersectar en la gráfica 6.3 la curva según su porcentaje de volumen destilado y leer la diferencia de temperatura en el otro eje (ΔT).
3. Para obtener el valor de temperatura de la curva de destilación final:

- a) Si el porcentaje de volumen destilado es menor que el 50 %:

$$TBP \text{ o } ASTM \text{ D1160} = T_{origen} - \Delta T_{obtenido \text{ en la grafica}} \quad (6.3)$$

- b) ii) Si el porcentaje de volumen destilado es igual al 50 %:

$$T_{TBP} = T_{ASTM \text{ D1160}} \quad (6.4)$$

- c) Si el porcentaje de volumen destilado es mayor que el 50 %:

$$TBP \text{ o } ASTM \text{ D1160} = T_{origen} + \Delta T_{obtenido \text{ en la grafica}} \quad (6.5)$$

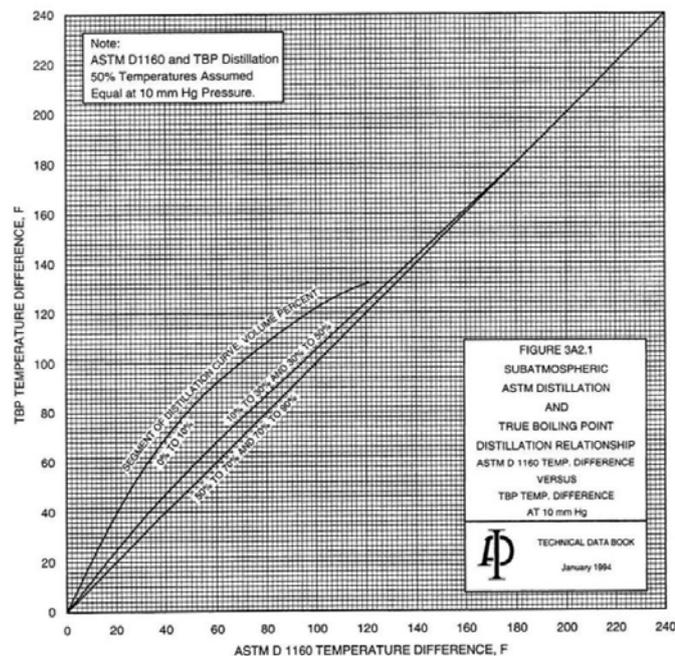


Figura 6.3: Gráfica usada en la conversión TBP-ASTM D1160 a 10mmHg. Aplicación para interconversión de curvas contenida en el API Databook.

6.3. Procedimiento A.3. Conversión de la Destilación Simulada (ASTM D-2887) a ASTM D-86.

La siguiente ecuación es utilizada para llevar a cabo la conversión de la curva de Destilación Simulada del tipo ASTM D-2887 a la curva ASTM D-86 de Destilación simple.

$$ASTM\ D86 = a(SD)^b F^c \quad (6.6)$$

Donde:

a,b,c: Son constantes que varían de acuerdo al porcentaje de líquido que se ha destilado. (Tabla 6.3)

ASTM D-86: Temperatura observada para el método ASTM D-86 en grados Rankine.

SD: Temperatura obtenida del análisis por Destilación Simulada, expresada en grados Rankine.

F: Parámetro dado por la ecuación:

$$F = 0,009524(SD\ 10\ \%)^{0,05434}(SD\ 50\ \%)^{0,6147} \quad (6.7)$$

SD 10 %: Temperatura al 10 % de destilado, Grados Rankine.

SD 50 %: Temperatura al 50 % de destilado, Grados Rankine.

%Vol. destilado	a	b	c
0	6.0154	0.7445	0.2879
10	4.2262	0.7944	0.2671
30	4.8882	0.7719	0.3450
50	24.1357	0.5425	0.7132
70	1.0835	0.9867	0.0486
90	1.0956	0.9834	0.0354
100	1.9073	0.9007	0.0625

Tabla 6.3: Valor de las constantes que varían de acuerdo al porcentaje de líquido que se ha destilado.

La ecuación de conversión a partir de Destilación Simulada, no es posible utilizar reversiblemente y se recomienda utilizar en rangos de temperatura que no sean muy altos, los valores de temperatura se recomiendan según la tabla 6.4.

6.4. CONVERSIÓN DE CURVAS DE DESTILACIÓN A PARTIR DE LA CARACTERIZACIÓN EN ASPEN HYSYS.

% Destilado	Rango de temperatura SD [$^{\circ}F$]
0	-50 - 390
10	74 - 442
30	93 - 493
50	131 - 545
70	147 - 581
90	179 - 655
100	207 - 762

Tabla 6.4: Rangos de temperatura recomendados para conversión por Destilación Simulada.

La diferencia que puede existir entre una curva estimada y otra obtenida experimentalmente, ambas del tipo ASTM D-86, se detalla en la tabla 6.5.

% Destilado	Desviación [$^{\circ}F$]
0	22.5
10	9.2
30	7.6
50	7.1
70	6.1
90	8.4
100	18.8

Tabla 6.5: Desviación de temperatura promedio respecto a cada punto de destilado.

6.4. Conversión de curvas de Destilación a partir de la caracterización en Aspen HYSYS.

Una manera alternativa para obtener las diferentes curvas de destilación a partir de una curva de origen, es mediante la caracterización del crudo a través de la herramienta “Oil Manager” que se encuentra dentro del ambiente de simulación en Aspen HYSYS.

Los pasos para realizar de esta forma la interconversión son los mismos que se utilizan para instalar una corriente mediante la opción “Output Blend”, los cuales serán descritos en el capítulo 8, donde se detallará la forma en que se llevó a cabo la simulación de la columna atmosférica.

Una vez que se tiene caracterizado el crudo o alguna de sus fracciones, se puede obtener un análisis de la corriente instalada, con la opción “crear Curva

6.4. CONVERSIÓN DE CURVAS DE DESTILACIÓN A PARTIR DE LA CARACTERIZACIÓN EN ASPEN HYSYS.

de Destilación”, de esta manera será posible obtener una tabla que contiene 6 diferentes curvas, a partir de la curva introducida durante la caracterización del crudo. Los resultados generados por el simulador no son exactamente iguales a los que se tienen al realizar la conversión con los procedimientos antes descritos, sin embargo al simular las columnas atmosféricas con estos datos, se obtienen porcentajes de error similares entre ambos métodos de interconversión.

Cut Point [%]	TBP [C]	ASTM D86 [C]	D86 Crack Reduced [C]	ASTM D1160 (Vac) [C]	ASTM D1160 (Atm) [C]	ASTM D2887 [C]
0.00	-70.16	-13.95	-13.95	-124.3	-62.84	-73.44
1.00	-16.32	23.99	23.99	-49.63	37.32	-34.22
2.00	36.39	61.15	61.15	-45.19	43.18	-18.74
3.50	44.38	67.78	67.78	-39.07	51.22	20.50
5.00	51.40	73.65	73.65	-33.68	58.28	27.08
7.50	61.01	81.81	81.81	-26.29	67.93	37.85
10.00	72.59	91.81	91.81	-17.36	79.56	47.67
12.50	83.77	101.6	101.6	-8.739	90.75	57.18
15.00	93.07	109.8	109.8	-1.551	100.0	66.88
17.50	101.6	117.3	117.3	5.054	108.5	76.87
20.00	114.8	129.1	129.1	15.19	121.6	87.16
25.00	158.1	168.0	168.0	48.49	163.9	112.7
30.00	176.7	184.3	184.3	62.56	181.6	147.5
35.00	192.3	197.5	197.5	74.28	196.2	179.0
40.00	207.2	210.1	210.1	85.41	210.1	198.4
45.00	221.8	222.4	222.4	95.90	223.1	215.1
50.00	236.2	234.7	234.7	106.6	236.2	232.5
55.00	250.7	247.4	247.4	118.2	250.5	248.4
60.00	265.2	260.3	257.1	130.3	265.2	262.5
65.00	280.4	273.9	269.8	142.8	280.4	276.0
70.00	296.3	288.6	283.3	156.0	296.3	289.9
75.00	313.3	304.9	297.8	170.1	313.3	305.8
80.00	332.7	323.9	314.1	186.4	332.7	325.2
85.00	355.1	345.5	331.6	205.3	355.1	348.6
90.00	383.3	371.2	351.0	229.3	383.3	380.8
92.50	400.8	386.2	361.3	244.5	400.8	401.8
95.00	424.3	404.1	372.9	264.8	424.3	428.8
96.50	445.5	417.8	381.1	283.3	445.5	452.2
98.00	467.4	429.1	387.5	302.6	467.4	475.3
99.00	475.8	432.4	389.3	310.1	475.8	483.5
100.00	484.2	435.6	391.1	317.5	484.2	490.1

Figura 6.4: Ejemplo de la conversión de datos dentro del simulador Aspen HYSYS.

7 | Unidad de Destilación Atmosférica, descripción del proceso

La importancia de la caracterización del crudo de alimentación en una planta, revela su importancia cuando se requiere preparar la carga para entrar al primer proceso de una refinería, la Destilación atmosférica. Conociendo la cantidad de sales disueltas, sedimentos y agua se determina si el crudo de entrada debe tener un proceso de desalado previo al de la columna de destilación, para llevar a cabo de manera eficiente la separación y cuidando los equipos involucrados.

Una planta de destilación atmosférica, como su nombre lo indica, opera a una presión ligeramente superior a 1atm, es un método de separación física que tiene como objetivo fraccionar el crudo en productos con mayor valor comercial y de diferentes características, tales como peso molecular, viscosidad, densidad, entre otras.

La separación en los diferentes productos, se lleva a cabo en el interior de la torre utilizando vapor sobrecalentado como medio de arrastre, su función es elevar la temperatura de las corrientes al interior de la unidad y así favorecer la separación de los productos.

Los productos primarios pueden contener algún tipo de impurezas, generalmente de compuestos de azufre y metales, por lo que deberán llevar un proceso adicional con el fin de reunir las características necesarias para su comercialización y/o utilización.

La planta primaria No. 3 de la Refinería General Lázaro Cárdenas en Minatitlán, tiene la capacidad de procesar 75 000 BPSD de una carga de Crudo Istmo-Maya. Los productos que se obtienen se presentan en la figura 7.1.

La planta de destilación atmosférica puede tener una carga de crudo con composición dinámica, y debido a esto, la distribución en la cantidad de productos puede variar. Según los datos de operación que se reportan en la tabla 7.1 , se muestran las cantidades aproximadas de productos en %volumen que se obtienen.

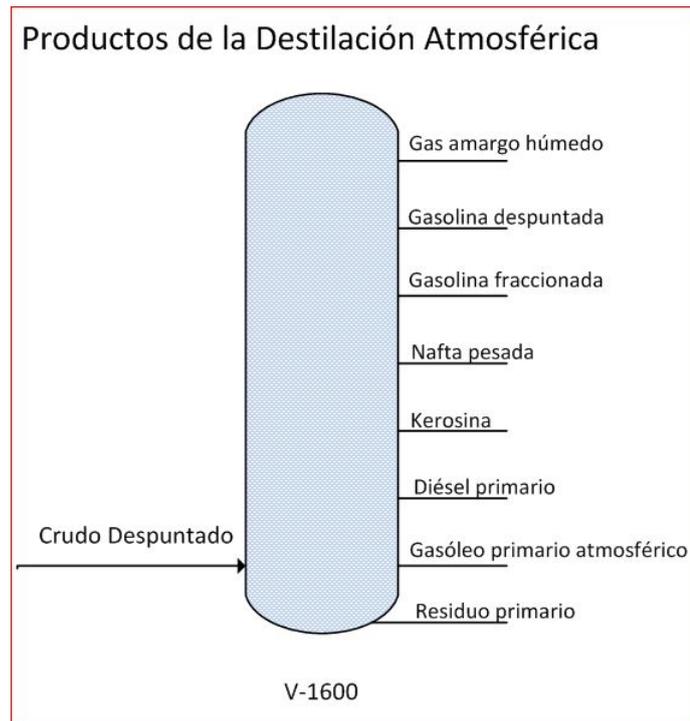


Figura 7.1: Principales productos en la destilación atmosférica.

Producto	% de volumen Líquido
Gas amargo húmedo	1.00
Gasolina despuntada	15.0
Gasolina fraccionada	10.0
Nafta pesada	5.00
Querosina	6.00
Diésel primario	15.0
Gasóleo pesado atmosférico	7.00
Residuo primario	41.0

Tabla 7.1: Rendimiento de productos atmosféricos.

La unidad de destilación atmosférica se puede dividir en 5 secciones importantes: Precalentamiento, desalado, despunte, calentamiento a fuego directo y fraccionamiento. La figura 7.2 muestra un diagrama de flujo de proceso de la Planta primaria 3.

Las etapas del proceso mostradas serán descritas a continuación.

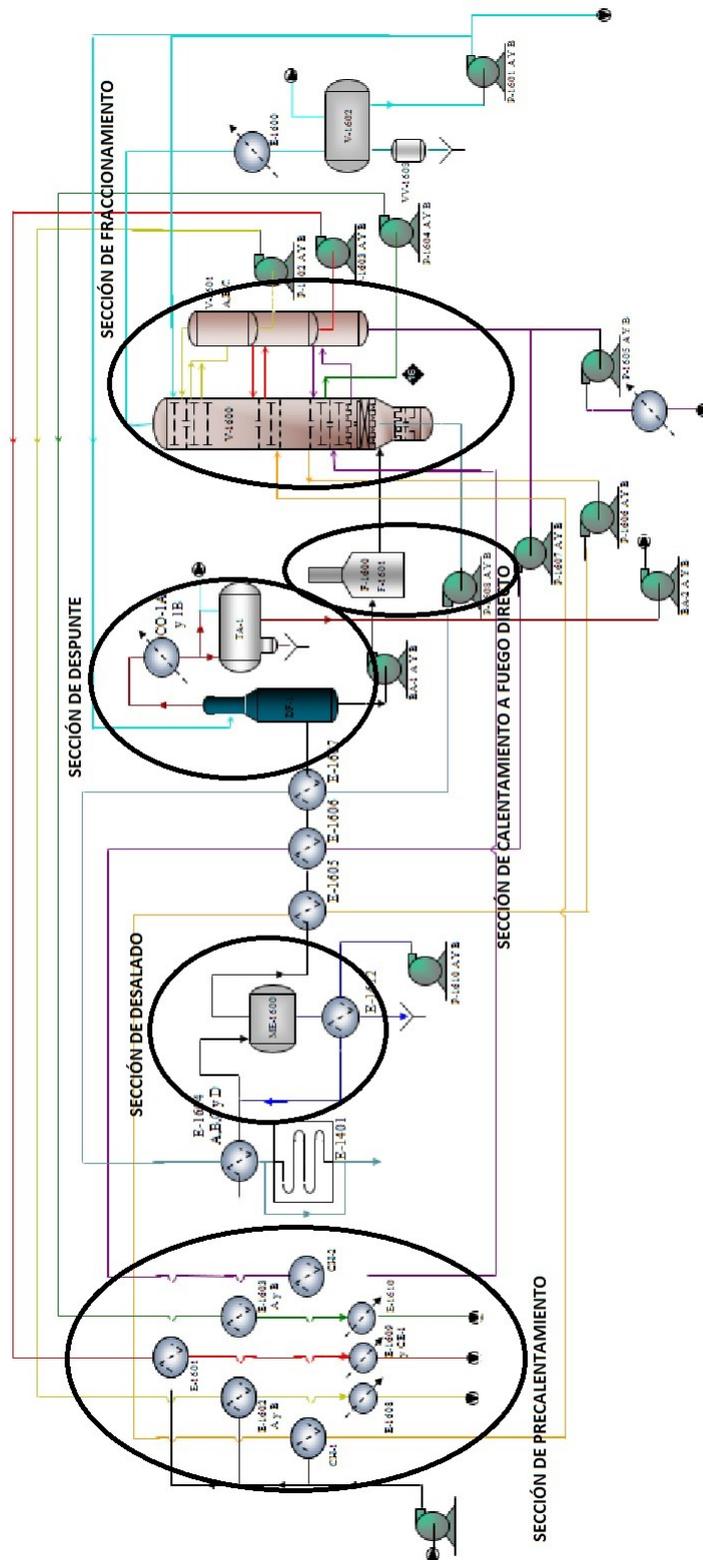


Figura 7.2: Diagrama de flujo de proceso y sus secciones.

7.1. Sección de precalentamiento

La sección de precalentamiento está compuesta por una serie de intercambiadores de calor, se lleva a cabo un intercambio de energía entre las corrientes de salida de la torre atmosférica y el crudo de entrada.

El petróleo se encuentra en tanques de almacenamiento donde es posible remover por gravedad algunos sedimentos y agua, posteriormente se bombea hacia la red de intercambio, donde alcanzará la temperatura requerida para entrar al equipo de desalado.

El tren de precalentamiento consta de 9 intercambiadores de calor, dentro de ellos, el crudo fluye a contracorriente con productos provenientes de la columna de destilación como la querosina, diésel, gasóleo y las corrientes de las bombas de calor “pumparound”.

7.2. Sección de desalado

Es un proceso importante de pretratamiento del crudo en una planta de destilación atmosférica, su objetivo principal es la eliminación de sales así como la remoción de otros contaminantes, por ejemplo: metales, ácidos, bases y algunos otros sólidos que se encuentren suspendidos en el fluido.

Cuando éste proceso tiene una eficiencia cercana al 100 %, se reduce el riesgo de presentar corrosión, abrasión o taponamiento. La corrosión se presenta a causa de la formación de ácidos, como el clorhídrico y el sulfhídrico. La abrasión es causada por sólidos presentes en las corrientes del proceso; metales y sólidos suspendidos pueden generar erosión en puntos de máxima velocidad y turbulencia. El taponamiento se genera por la deposición de sólidos y compuestos orgánicos a lo largo de las tuberías, accesorios y equipos.

7.3. Sección de despunte

Antes de entrar a la torre de despunte, el crudo desalado pasa a través de otra serie de intercambiadores de calor para llevarlo a una temperatura cercana a los 250°C. La torre despuntadora se utiliza antes del fraccionamiento principal con el objetivo de remover una cantidad importante de hidrocarburos, remanentes de agua y algunos compuestos derivados del azufre.

La torre despuntadora opera entre 2 y 3 atm de presión, el producto de domo se denomina gasolina de despunte, mientras que por la parte del fono, se extrae el crudo despuntado, el cual será enviado a un horno y después a la columna principal. La gasolina de despunte tendrá una separación adicional después del

7.4. SECCIÓN DE CALENTAMIENTO A FUEGO DIRECTO:

despunte, mediante un separador de tres fases se obtiene: gas amargo, agua amarga y gasolina despuntada. A continuación se muestra un diagrama de la sección descrita.

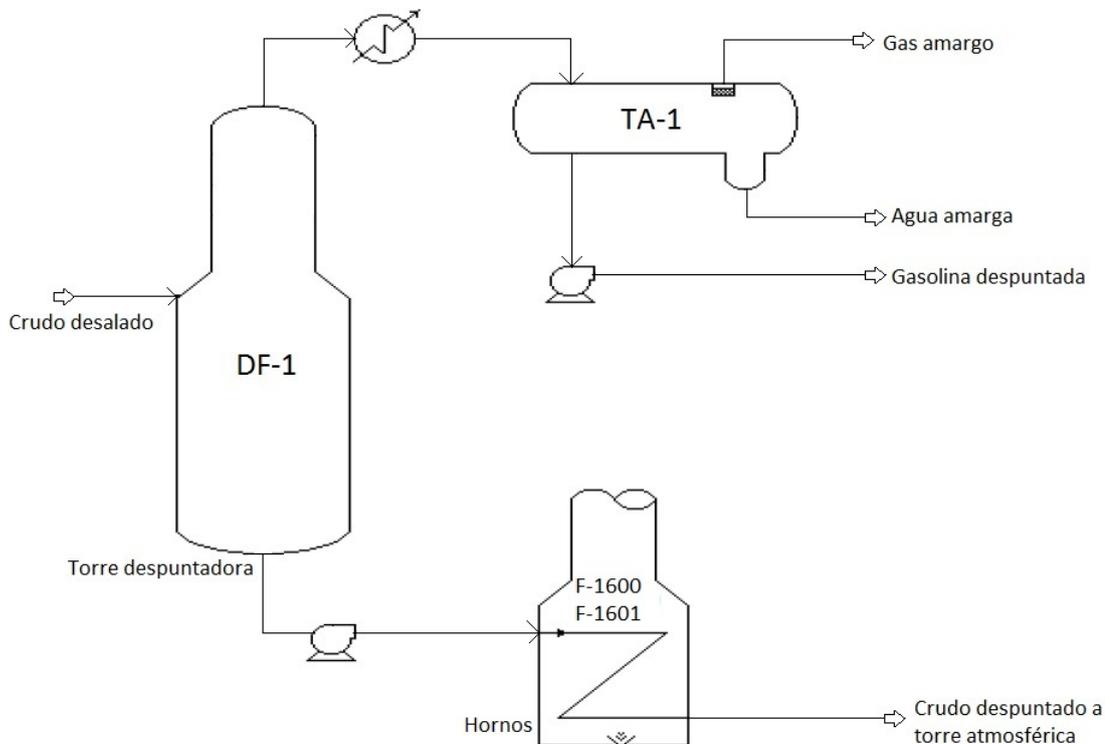


Figura 7.3: Sección de despunte. Primaria #3, Refinería General Lázaro Cárdenas.

7.4. Sección de calentamiento a fuego directo:

Después de haber pasado por la sección de despunte, el crudo debe ser calentado a una temperatura que oscila entre 350 y 390°C dependiendo de sus características, para ser parcialmente vaporizado y enviado a la columna de destilación.

Para llevar a cabo tal incremento de temperatura en la carga de la torre, el flujo es dividido y conducido a través de un par de calentadores a fuego directo, ahí alcanzará la temperatura de alimentación que permitirá su destilación.

7.5. Sección de fraccionamiento

En la sección de fraccionamiento o destilación, tiene lugar la separación física del crudo en diferentes cortes de hidrocarburos; por el domo se extrae nafta primaria; a través de las extracciones laterales se obtiene turbosina, querosina, diésel y gasóleo primario atmosférico. Algunas de estas extracciones no se realizan de manera directa; antes de salir pasan a través de un agotador, que tiene la finalidad de rectificar las características de los productos.

En la columna de destilación y sus agotadores, se utiliza vapor de agua de baja presión como medio de arrastre, en ambos casos, el vapor de agua se inyecta en el último plato con la finalidad de que recorra la torre arrastrando los compuestos platos arriba según su peso molecular y temperatura de ebullición.

Los agotadores laterales pueden ser descritos como pequeñas columnas de destilación, formadas por 3 a 5 platos, en los cuales, los productos alcanzan las especificaciones deseadas y también funcionan como una especie de reflujo en la parte central de la torre.

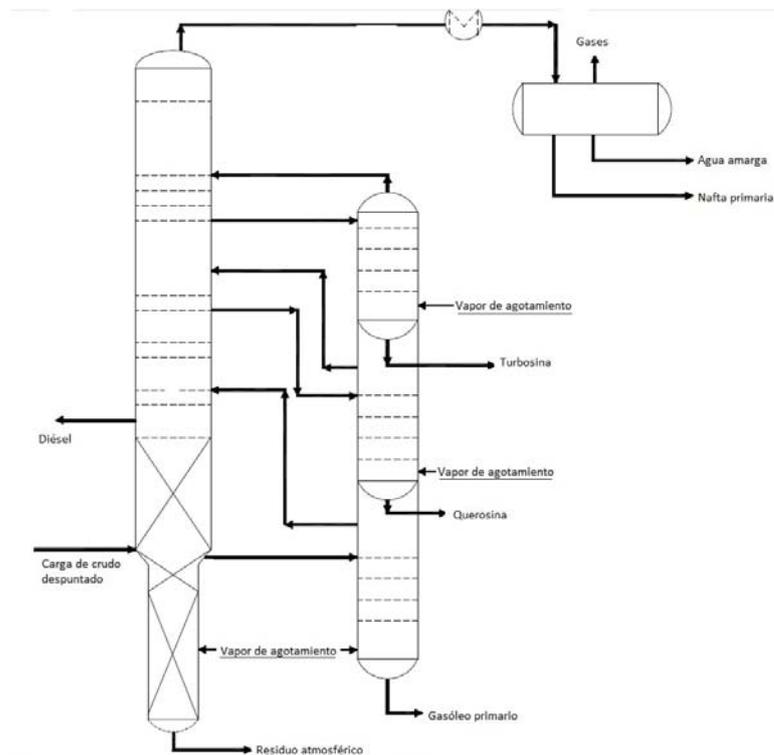


Figura 7.4: Configuración general de una Columna de destilación atmosférica.

8 | Simulación de la columna de destilación atmosférica

La simulación de la torre atmosférica V-1600 de la Refinería General Lázaro Cárdenas será detallada en este capítulo; cabe mencionar que se realizarán 5 simulaciones de la misma columna, con el objetivo de comparar los resultados obtenidos a partir de diferentes caracterizaciones, derivadas de la interconversión de las curvas de destilación.

Como el tema principal de este trabajo es el análisis de la conversión entre curvas, la simulación será exclusivamente de la columna, dejando de lado las secciones de precalentamiento, desalado, despunte y calentamiento a fuego directo.

En los cinco casos que se presentan, se mantuvieron las mismas condiciones y especificaciones de las columnas simuladas para tener igualdad de circunstancias y poder realizar un análisis objetivo.

8.1. El simulador de procesos

El simulador de procesos empleado para éste trabajo es Aspen HYSYS en su versión 8.8. Se utilizó gracias a que es una herramienta en la que se pueden modelar procesos de la industria petrolera, tales como los procesos involucrados en una refinería.

Aspen HYSYS integra operaciones unitarias, expresiones cinéticas y modelos termodinámicos especializados, hace predicciones de equilibrio de fases precisas, además que en su ambiente permite realizar simulaciones a régimen estacionario y dinámico.

8.2. LA SIMULACIÓN

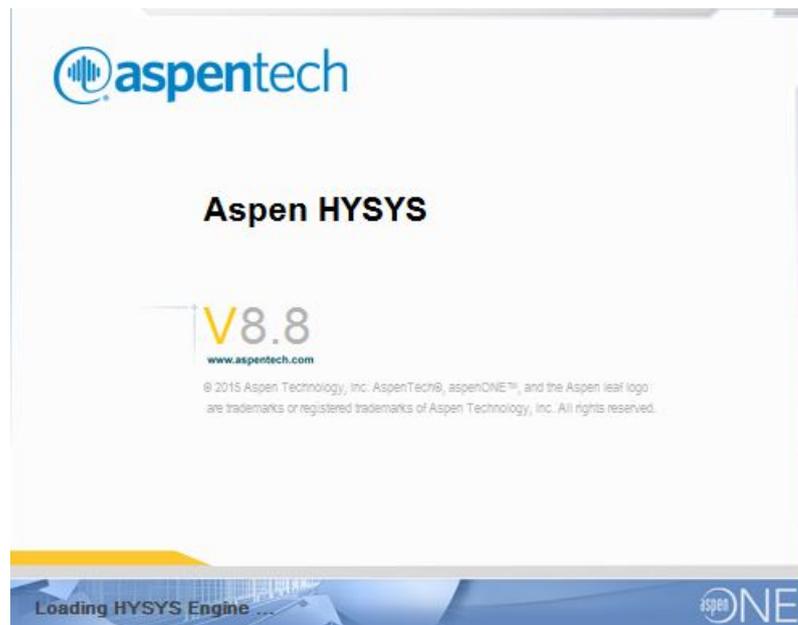


Figura 8.1: Simulador de procesos Aspen HYSYS versión 8.8

8.2. La simulación

8.2.1. Crear un caso nuevo en Aspen HYSYS

8.2.2. Introducción de compuestos.

En esta etapa se seleccionan los compuestos que se utilizan a lo largo de la simulación, para nuestro caso únicamente se agregan componentes ligeros del petróleo, es decir, hidrocarburos de hasta 5 átomos de carbono, además de agua, compuesto que se obtiene en el domo de nuestra columna.

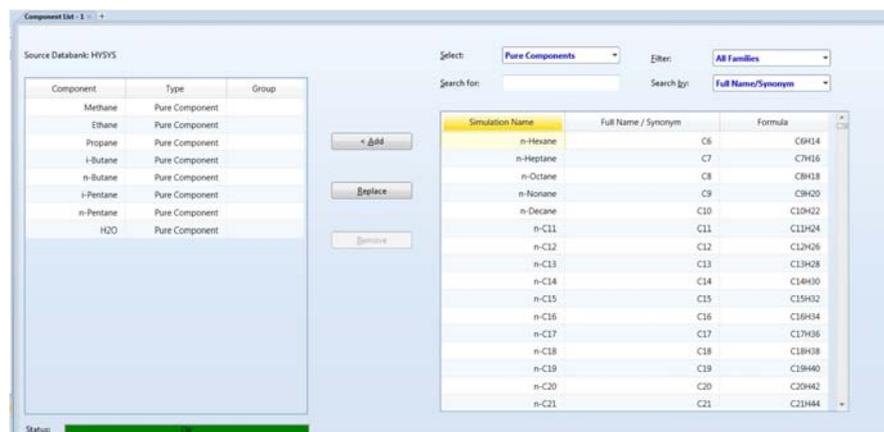


Figura 8.2: Introducción de compuestos en Aspen HYSYS.

8.2.3. Selección de modelo termodinámico

La selección de un modelo termodinámico adecuado para cada caso, permite obtener resultados más precisos del proceso simulado.

Tomando en cuenta que para el modelado de la destilación de crudo se necesita elegir una ecuación que prediga precisamente las propiedades del crudo, así que se decidió tomar el paquete de propiedades termodinámicas Peng-Robinson.

$$P = \frac{RT}{V - b} - \frac{aa}{V(V - b) + b(V - b)} \quad (8.1)$$

Algunos ejemplos de la aplicación de esta ecuación de estado son:

- Cálculo de equilibrio líquido-vapor y densidades de líquidos en sistemas de hidrocarburos.
- Correcta representación en condiciones de vacío y de componentes pesados.
- Distribución de componentes en aceites, mezclas con agua amarga y gas ácido.

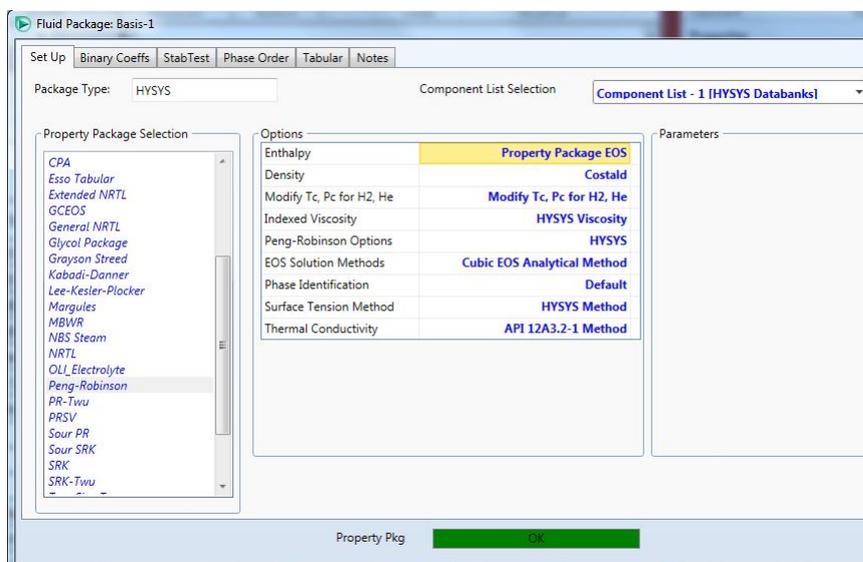


Figura 8.3: Selección de modelo termodinámico.

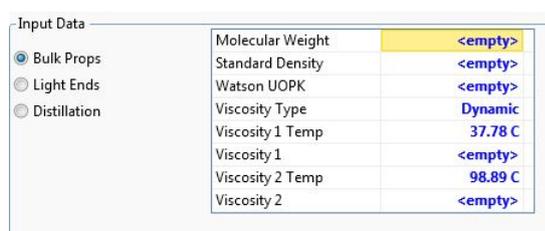
8.2.4. Caracterización del crudo

Dentro del simulador, la caracterización representa la transformación de datos de laboratorio en una serie de componentes hipotéticos o cortes, los cuales

8.2. LA SIMULACIÓN

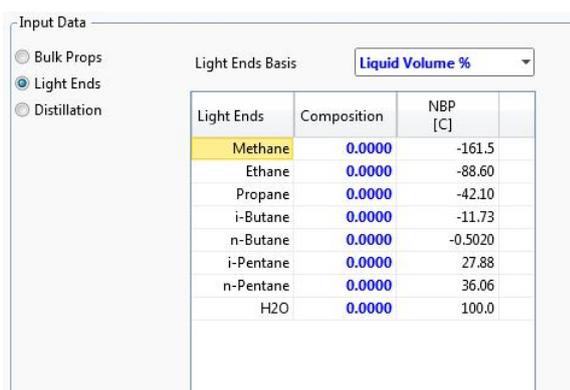
describen la materia prima del proceso.

Para introducir los datos experimentales se utiliza una herramienta del simulador llamada Oil Manager. Dentro de la interfaz de esta herramienta es posible insertar los resultados reportados del laboratorio tales como la curva de destilación, curva de densidades, curva de viscosidad, gravedad específica etc.



Property	Value
Molecular Weight	<empty>
Standard Density	<empty>
Watson UOPK	<empty>
Viscosity Type	Dynamic
Viscosity 1 Temp	37.78 C
Viscosity 1	<empty>
Viscosity 2 Temp	98.89 C
Viscosity 2	<empty>

Figura 8.4: Introducción de propiedades de bulto.



Light Ends	Composition	NBP [C]
Methane	0.0000	-161.5
Ethane	0.0000	-88.60
Propane	0.0000	-42.10
i-Butane	0.0000	-11.73
n-Butane	0.0000	-0.5020
i-Pentane	0.0000	27.88
n-Pentane	0.0000	36.06
H2O	0.0000	100.0

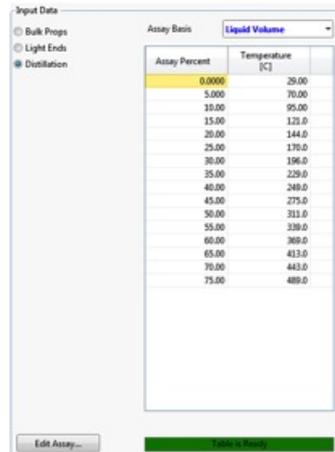
Figura 8.5: Introducción de compuestos ligeros determinados por cromatografía de gases.

En la introducción de la curva de destilación de crudo radica la variación entre las distintas simulaciones que se realizaron. De la descripción técnica de la carga se tiene una curva de destilación obtenida por el método TBP por lo que es nuestra curva primaria y de ella derivan las demás curvas, obtenidas a través de los procedimientos de interconversión.

8.2.5. Creación de la corriente Carga de crudo despuntado

Para usar una corriente que contenga las propiedades obtenidas de oil manager, es necesario utilizar la opción Output blend, ahí se define el volumen de crudo de entrada a la columna y se le asigna un nombre, en este caso se llama "Carga_crudo_Despuntado", posteriormente se instala en el ambiente de simulación.

8.2. LA SIMULACIÓN



Input Data

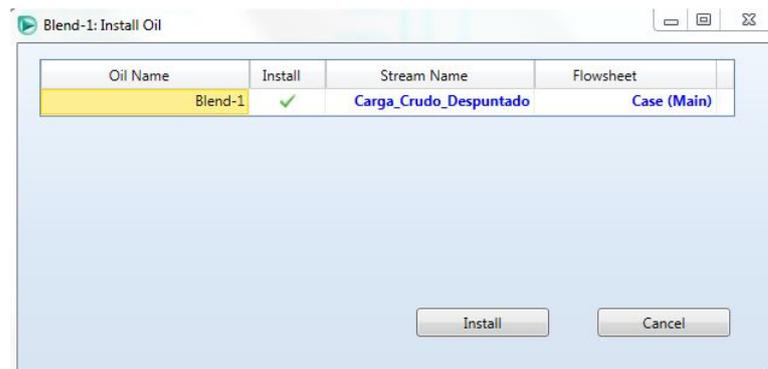
Bulk Props
 Light Ends
 Distillation

Assay Basis: **Liquid Volume**

Assay Percent	Temperature [C]
0.000	25.00
5.000	70.00
10.00	95.00
15.00	121.0
20.00	144.0
25.00	170.0
30.00	196.0
35.00	229.0
40.00	249.0
45.00	275.0
50.00	311.0
55.00	339.0
60.00	369.0
65.00	413.0
70.00	443.0
75.00	489.0

Edit Assay... **Apply to Model**

Figura 8.6: Introducción de la curva de destilación utilizada.



Blend-1: Install Oil

Oil Name	Install	Stream Name	Flowsheet
Blend-1	✓	Carga_Crudo_Despuntado	Case (Main)

Install Cancel

Figura 8.7: Forma de instalar una corriente en el ambiente de simulación.

8.2. LA SIMULACIÓN

También dentro de la opción Output blend, se tiene una pestaña llamada Distribution Plot, en ella se muestra una gráfica de barras con la distribución de los cortes calculados, ahí se muestra aproximadamente cuanto se obtiene de cada producto. Es posible definir las temperaturas de corte para cada fracción o dejar que el simulador las defina.

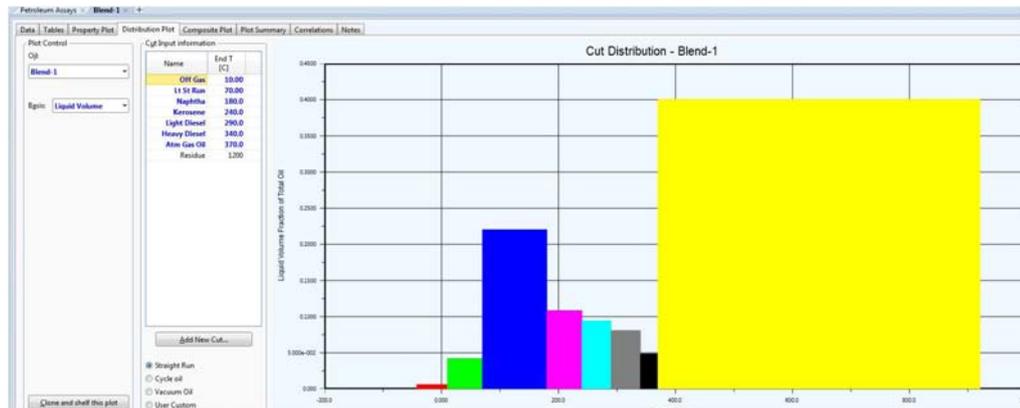


Figura 8.8: Gráfica de la distribución de cortes en el crudo.

8.2.6. Simulación de la columna V-1600

Para la simulación de la columna de fraccionamiento, primero se necesitan instalar 4 corrientes de vapor de agua sobrecalentado, una será para inyectar el vapor de arrastre en la columna principal, y las otras tres para inyectarlas en los agotadores.

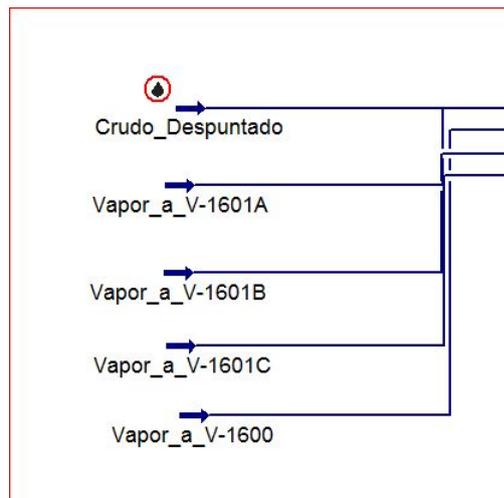


Figura 8.9: Corrientes de vapor sobrecalentado.

8.2. LA SIMULACIÓN

En la siguiente tabla se detallan las corrientes de vapor.

Corriente de vapor	Temperatura[°C]	Presión[Kg/cm ²]	Flujo[kg/h]
Vapor a V-1600	350	33.5	9689
Vapor a V-1601A	350	3.5	1442
Vapor a V-1601B	350	3.5	1632
Vapor a V-1601C	350	3.5	9797

Tabla 8.1: Corrientes de vapor de agotamiento.

El paso que sigue para la simulación es la elección del tipo de columna, para este caso se usó una Columna de absorción con reflujo, situada en HYSYS dentro de la paleta de equipos en la sección de columnas.

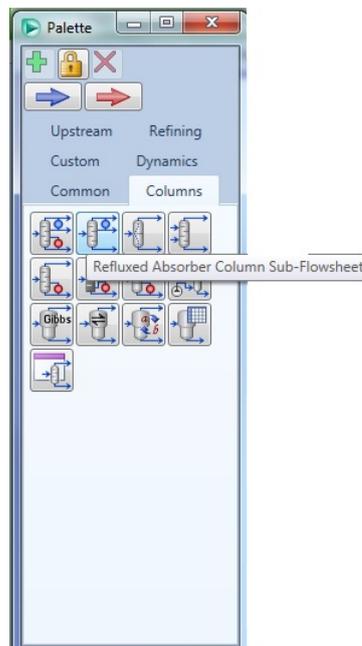


Figura 8.10: Elección del tipo de columna.

Para las configuraciones generales se considera que la fraccionadora está compuesta por 33 platos numerados de abajo hacia arriba; con un condensador parcial con salida de agua amarga; alimentación de crudo en el plato número 5; alimentación de vapor en el fondo de la torre y salida lateral de diésel en el plato número 12. La figura 8.11 muestra cómo se realizaron las configuraciones.

Después de haber instalado las corrientes principales del proceso, se definen los valores estimados de la presión el domo y fondo de la torre, esto ayuda al

8.2. LA SIMULACIÓN

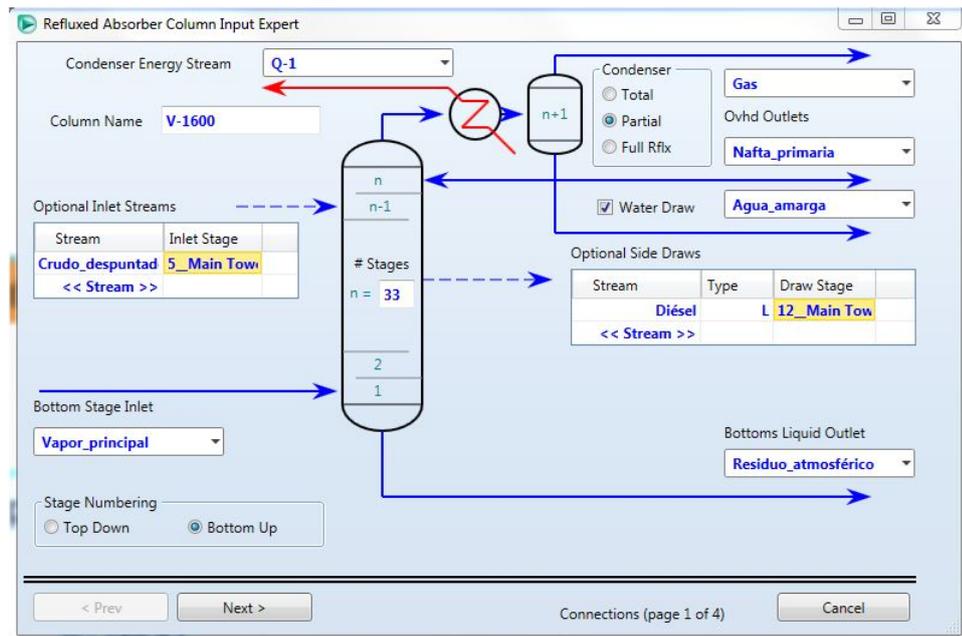


Figura 8.11: Introducción de configuraciones generales de la columna V-1600.

simulador a crear un perfil de presiones a lo largo de la columna. De igual manera se introducen los estimados de la temperatura para facilitar la convergencia.

La siguiente etapa de la simulación es la instalación de agotadores laterales y bombas de calor (Pump-around). Para el primer caso se eligen agotadores laterales con vapor, introduciendo el plato de salida y plato de retorno a la torre, así como el número de etapas en éste y su respectiva conexión a una fuente de vapor.

La torre V-1600 cuenta con tres agotadores laterales, sus características se encuentran en la tabla 8.2.

Agotador lateral	Número de etapas	Plato de salida	Plato de retorno
V-1601 A	4	25	28
V-1601 B	4	19	22
V-1601 C	4	5	14

Tabla 8.2: Conexiones de los agotadores laterales

Para las bombas de calor únicamente se requiere introducir el plato de salida de la torre así como su plato de retorno. El objetivo de los pump-around o bombas de calor es eliminar calor de la corriente que sale de la columna, mejorando así la separación de la mezcla.

8.2. LA SIMULACIÓN

La imagen de la figura 8.12 muestra la forma en que se adicionan las bombas de calor en la simulación, y la tabla 8.3 muestra sus atributos.

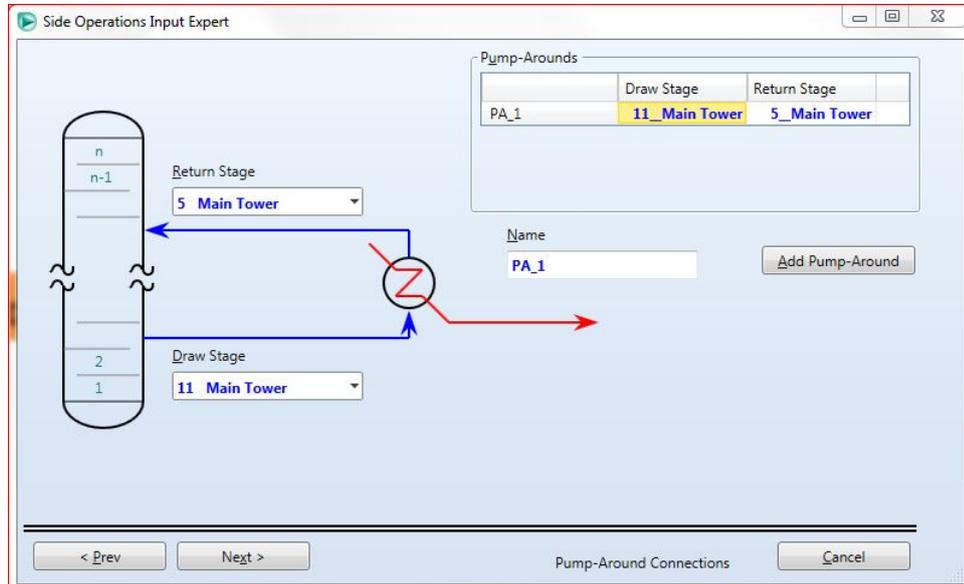


Figura 8.12: Instalación de bombas de calor.

Pump-around	Plato de salida	Plato de retorno
PA_1	13	18
PA_2	5	11

Tabla 8.3: Características de los pump-around PA_1 y PA_2.

Ya que se tiene completa la columna se necesita que converja, por ello es necesario fijar especificaciones a la columna. Podemos elegir las entre una amplia gama de características, como lo son:

- TBP 95% o ASTM-D 86 de los productos.
- Energía removida en las bombas de calor.
- Flujo de los productos.
- Temperatura en los platos de salida de los productos.

8.2. LA SIMULACIÓN

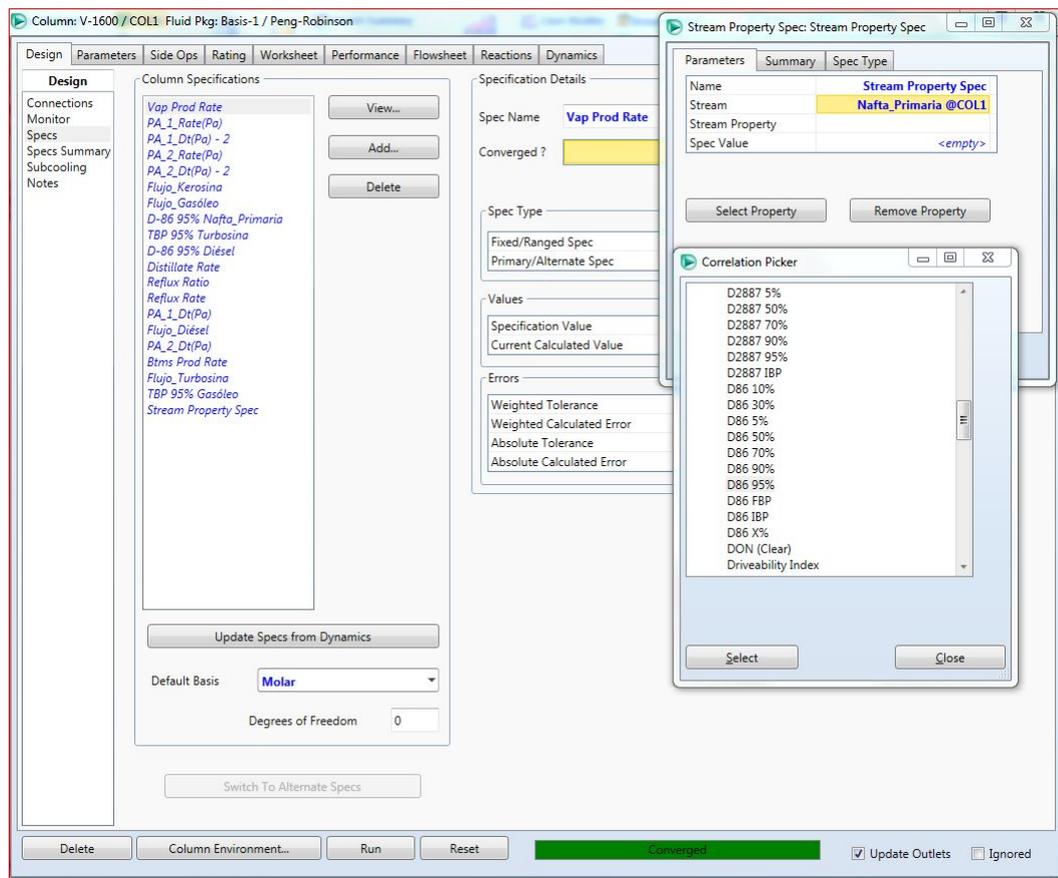


Figura 8.13: Selección de especificaciones para lograr convergencia de la columna V-1600.

Al finalizar la conexión, especificación y convergencia de la columna, se obtiene un esquema de simulación como el que se muestra en las figuras 8.14 y 8.15.

Los cinco esquemas de simulación que se generaron son iguales, lo que cambia en ellos es la caracterización de la carga, ya que fueron utilizadas cinco curvas distintas, cuatro derivadas de la interconversión.

8.2. LA SIMULACIÓN

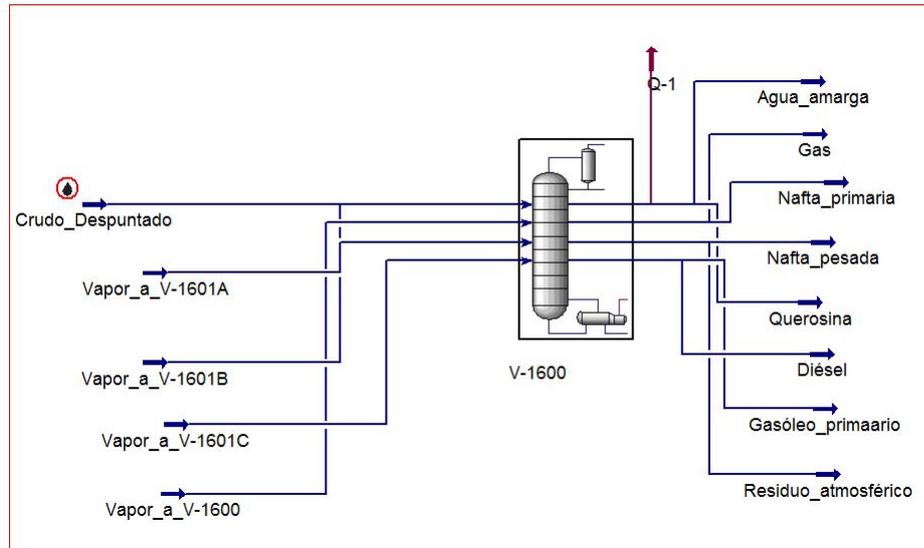


Figura 8.14: Esquema de simulación generado.

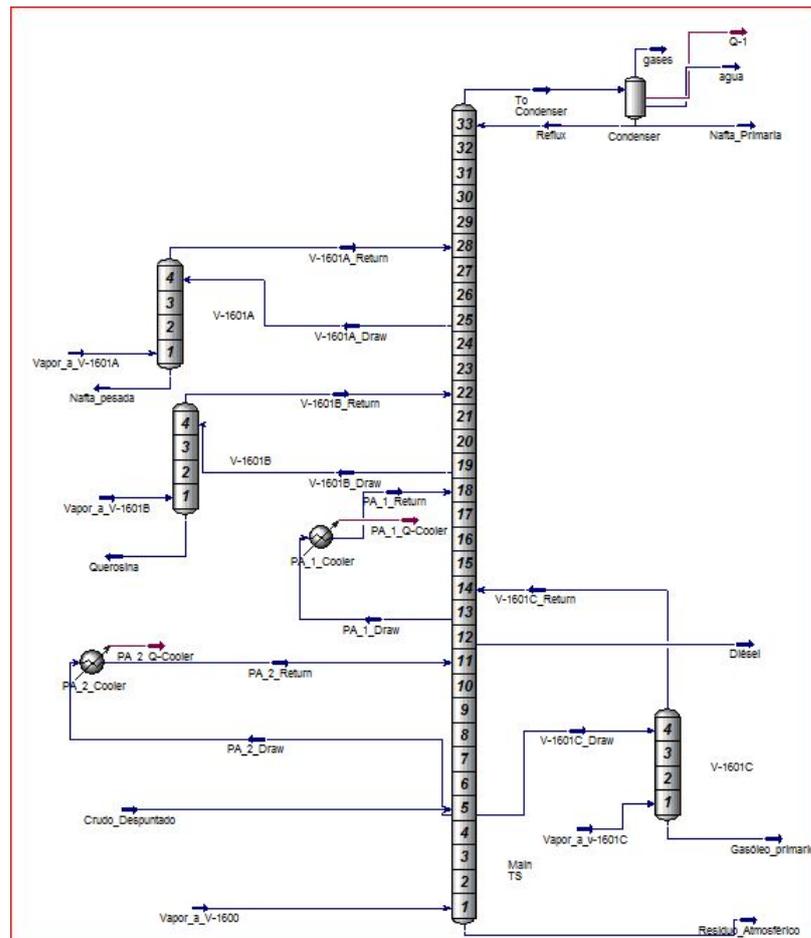


Figura 8.15: Ambiente de simulación interno de la columna.

9 | Resultados de la interconversión de curvas

En este capítulo se muestran los resultados obtenidos de la interconversión de curvas de destilación, los cuales fueron obtenidos mediante el uso de los procedimientos descritos en el capítulo 7, recordando que el punto de partida fueron datos de una curva TBP reportada en la descripción técnica de la carga para la Planta Primaria #3 en Minatitlán.

% Vol destilado	TBP [°C]
0	29
5	70
10	95
15	121
20	144
25	170
30	196
35	229
40	249
45	275
50	311
55	339
60	369
65	413
70	443
75	489

Tabla 9.1: Datos de la curva TBP, Planta Primaria #3 de Minatitlán, Veracruz.

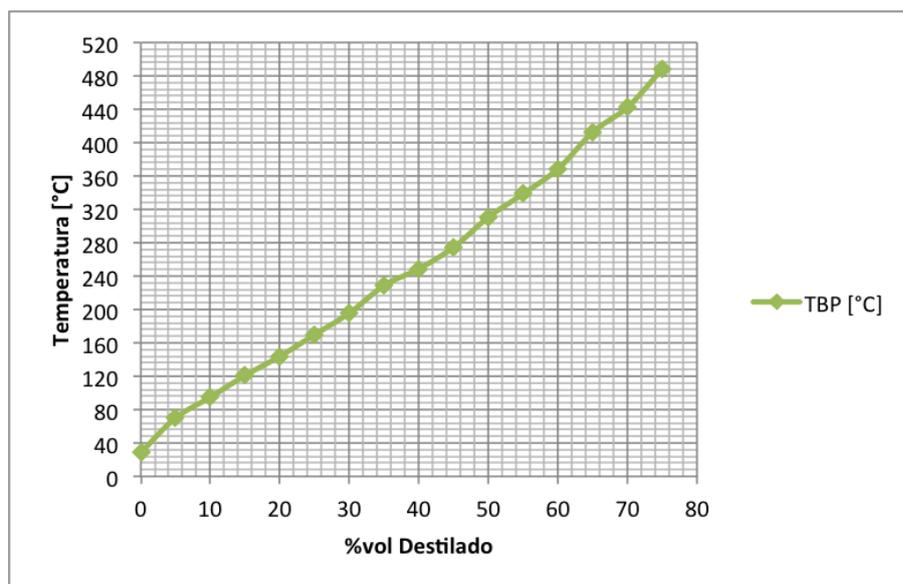


Figura 9.1: Curva TBP de la Planta Primaria #3, Minatitlán, Veracruz.

%vol destilado	TBP [°C]	ASTM D-86 [°C]	ASTM D-1160 a 760mmHg [°C]	ASTM D-2887 [°C]
0	29	52.5	46.7	-50.8
5	70	96.6	76.3	39.5
10	95	113.9	94.4	64.2
15	121	138.9	113.2	85.9
20	144	160.9	129.9	110.2
25	170	185.7	148.7	133.3
30	196	200.9	167.6	159.8
35	229	232.8	191.5	188.6
40	249	252.1	206.0	218.6
45	275	277.2	224.9	250.8
50	311	306.3	251.0	287.7
55	339	333.6	271.3	323.7
60	369	362.8	293.1	352.0
65	413	405.6	325.1	379.1
70	443	427.0	346.9	408.8
75	489	470.9	380.4	444.1

Tabla 9.2: Resultado de la interconversión de curvas de destilación.

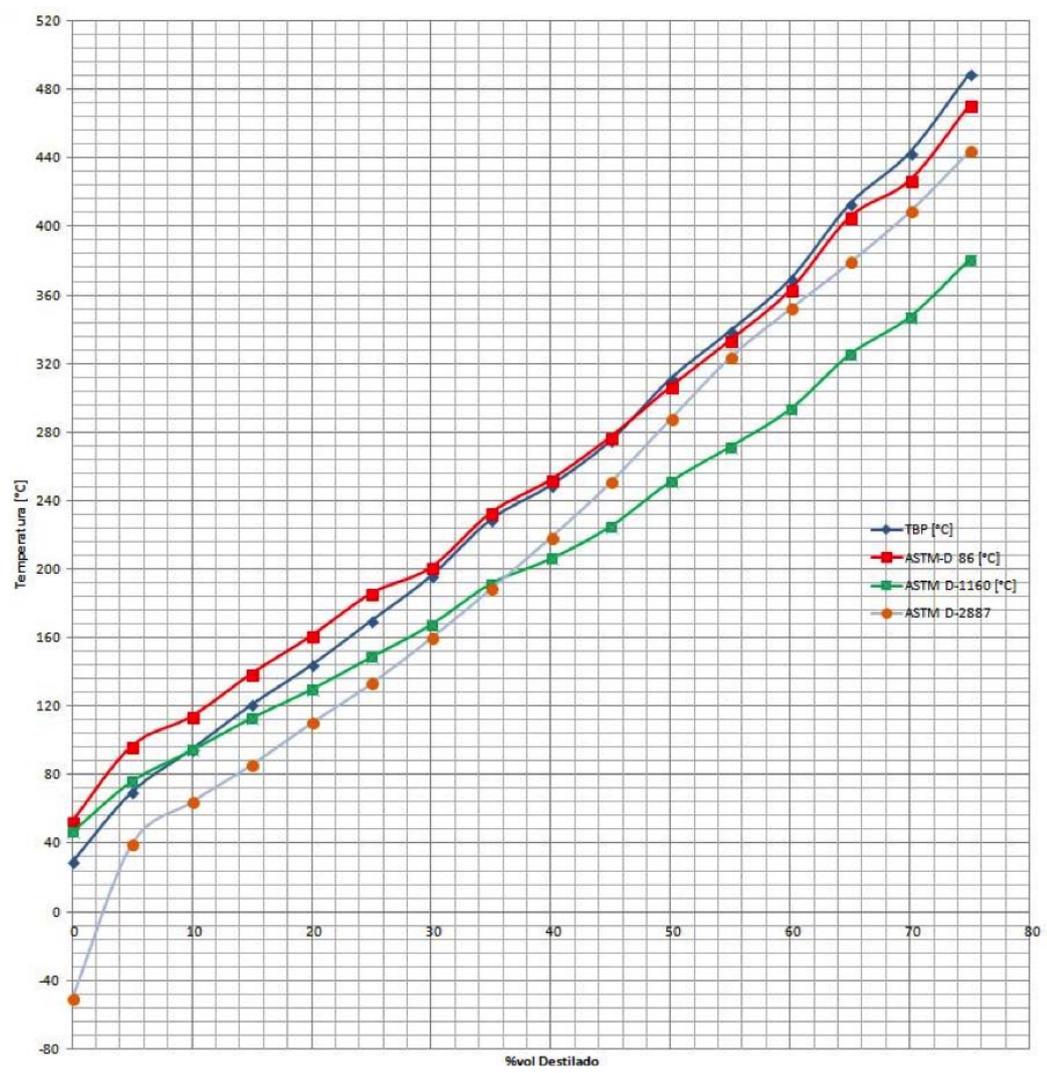


Figura 9.2: Curvas de destilación de crudo, resultado de interconversión.

10 | Resultados de la simulación

Después de haber realizado la simulación de los cuatro casos planteados para este trabajo, se muestran a continuación los resultados obtenidos. Se presentan en forma de tablas para cada producto con su respectiva curva de destilación ASTM D-86 obtenida de la caracterización del simulador.

Curva ASTM D-86. Nafta primaria					
%vol destilado	Reportados de planta [°C]	TBP [°C]	ASTM D-86 [°C]	ASTM D-1160 [°C]	ASTM D-2887 [°C]
0	48	52.7	47.6	50.3	52.7
5	68	84.3	83.9	85.3	84.3
10	79	94.7	94.2	100.6	94.7
15	88	105.0	105.3	111.6	105.0
20	93	116.1	116.6	119.9	116.1
25	97	123.0	125.2	127.0	123.0
30	103	128.5	131.9	133.0	128.5
35	109	133.9	137.2	138.2	133.9
40	116	138.8	141.5	142.7	138.8
45	122	143.3	145.9	146.8	143.3
50	126	147.5	149.8	150.7	147.5
55	131	151.4	153.5	154.3	151.4
60	135	155.1	156.8	157.7	155.1
65	138	158.5	160.0	160.7	158.5
70	145	162.0	163.1	163.6	162.0
75	150	165.5	166.4	166.5	165.5
80	154	169.4	170.2	169.8	169.4
85	160	174.2	174.7	173.8	174.2
90	166	178.8	179.0	180.5	178.8
95	174	182.7	182.6	185.8	182.7
100	189	184.7	184.3	187.8	184.7

Tabla 10.1: Resultados de las simulaciones para Nafta primaria.

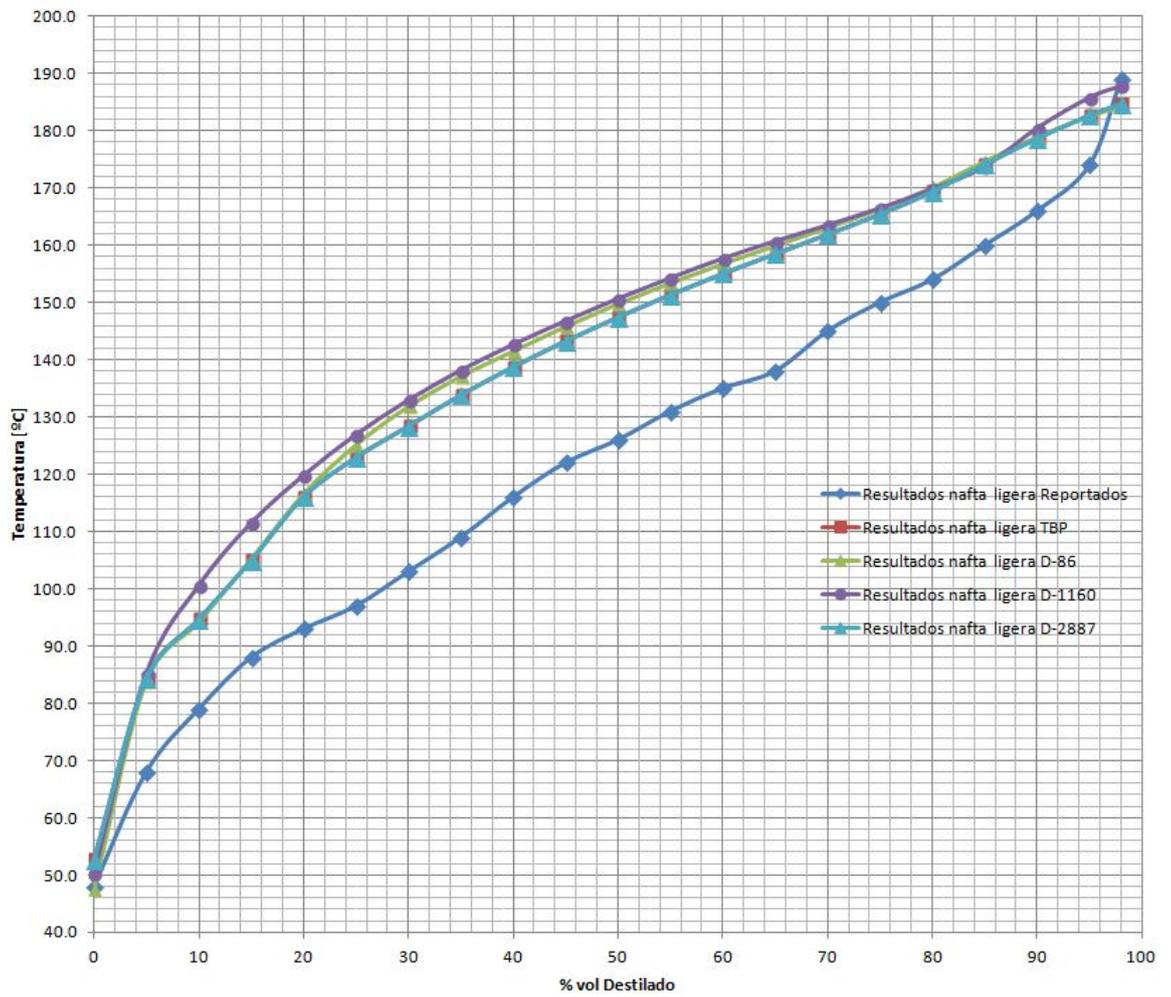


Figura 10.1: Resultados de las simulaciones para Nafta primaria.

Curva ASTM D-86. Nafta Pesada					
%vol destilado	Reportados de planta [°C]	TBP [°C]	ASTM D-86 [°C]	ASTM D-1160 [°C]	ASTM D-2887 [°C]
0	190.0	192.8	187.6	187.5	187.0
5	192.0	200.5	194.3	196.4	195.4
10	198.0	203.8	198.0	199.5	199.0
15	201.0	207.2	200.6	202.4	202.2
20	203.0	209.1	202.5	204.6	203.8
25	205.0	211.6	203.9	206.5	205.2
30	206.0	214.0	205.8	208.4	207.1
35	208.0	216.6	207.8	210.7	208.9
40	210.0	219.4	209.9	213.3	210.8
45	212.0	222.2	212.1	216.0	212.8
50	214.0	224.9	214.5	218.9	215.0
55	216.0	227.1	217.0	222.0	217.2
60	218.0	229.3	219.6	225.2	219.7
65	220.0	231.4	222.3	228.5	222.1
70	223.0	233.5	225.1	231.8	224.8
75	226.0	235.9	228.2	235.4	227.8
80	229.0	238.2	231.9	239.3	231.3
85	234.0	239.6	234.5	242.3	235.3
90	242.0	244.1	239.4	247.3	238.6
95	248.0	250.2	247.7	255.8	247.2
100	251.0	253.8	252.6	260.0	252.3

Tabla 10.2: Resultados de las simulaciones para Nafta pesada

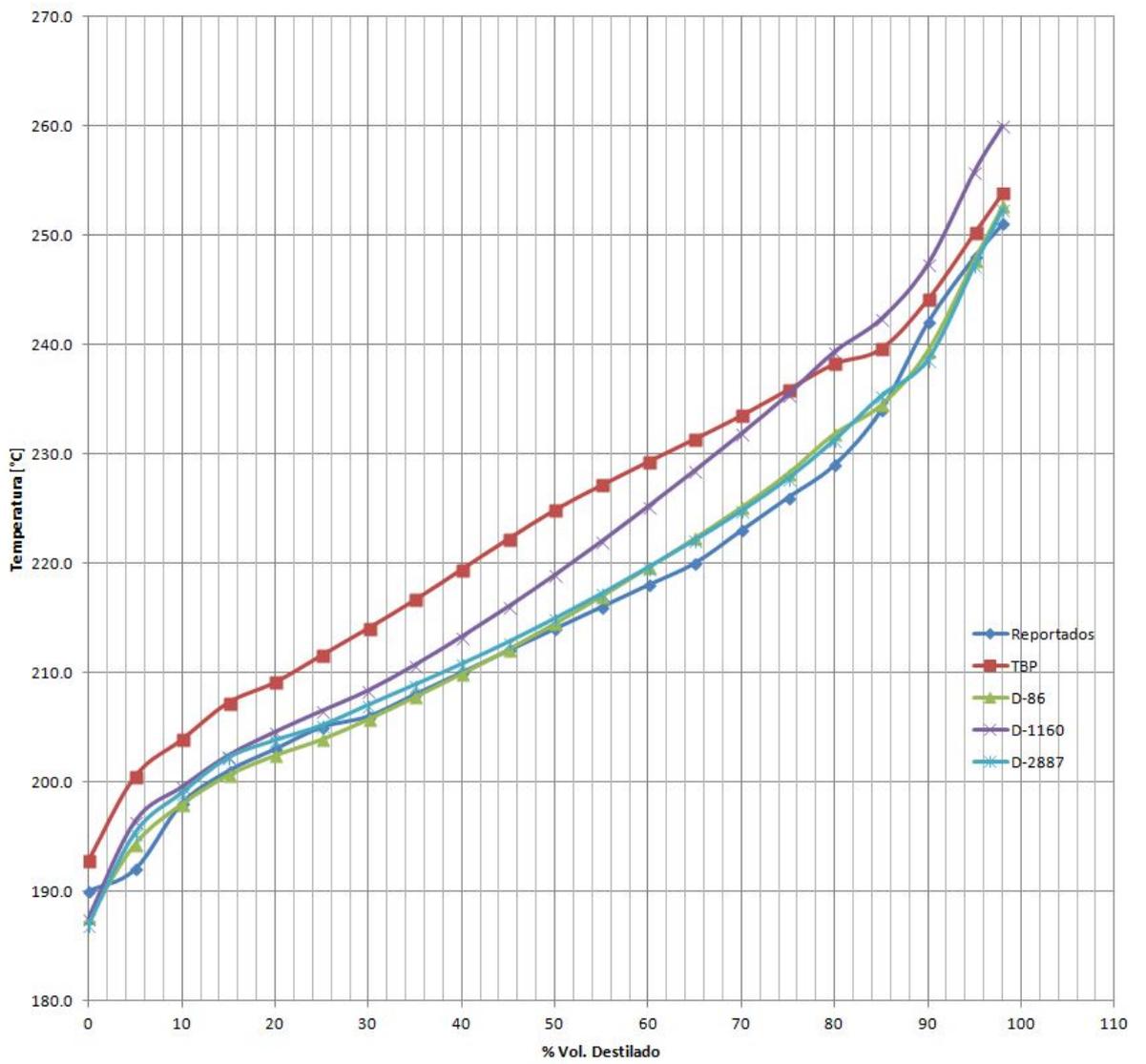


Figura 10.2: Resultados de la simulaciones para Nafta Pesada.

Curva ASTM D-86. Querosina					
%vol destilado	Reportados de planta [°C]	TBP [°C]	ASTM D-86 [°C]	ASTM D-1160 [°C]	ASTM D-2887 [°C]
0	237.0	230.9	230.7	234.6	248.7
5	241.0	243.9	246.5	251.1	257.6
10	243.0	251.6	254.1	258.6	261.4
15	246.0	255.2	257.6	262.5	263.0
20	248.0	258.5	261.2	265.0	264.6
25	250.0	263.7	266.1	267.5	267.0
30	252.0	265.6	267.9	273.1	267.7
35	254.0	267.9	270.4	274.2	268.9
40	256.0	270.4	272.8	275.0	270.1
45	258.0	272.8	275.1	276.8	271.4
50	260.0	275.2	277.3	278.6	272.6
55	263.0	277.6	279.5	280.4	273.9
60	265.0	280.1	282.0	282.4	275.4
65	267.0	283.1	284.7	284.5	277.3
70	269.0	284.8	286.0	286.9	279.1
75	272.0	287.7	288.8	289.7	279.6
80	276.0	291.2	292.2	293.4	282.1
85	280.0	295.8	296.6	297.2	285.6
90	286.0	301.6	301.9	301.0	289.8
95	293.0	306.7	306.4	306.5	293.5
100	301.0	312.4	311.8	314.2	298.4

Tabla 10.3: Resultados de las simulaciones para Querosina.

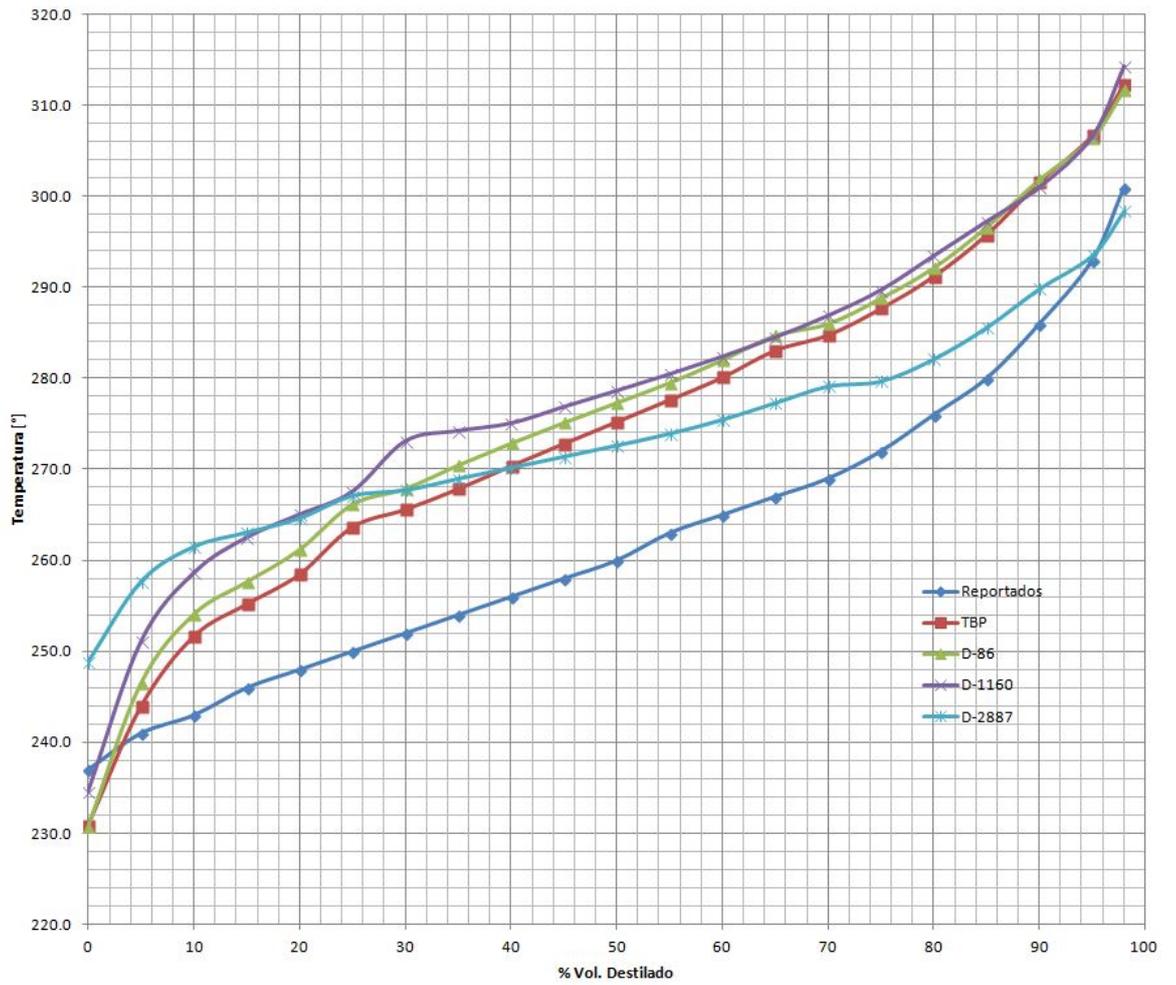


Figura 10.3: Resultados de las simulaciones para Querosina.

Curva ASTM D-86. Diésel					
%vol destilado	Reportados de planta [°C]	TBP [°C]	ASTM D-86 [°C]	ASTM D-1160 [°C]	ASTM D-2887 [°C]
0	290	210.7	207.7	200.9	203.7
5	297	284.8	284.3	283.0	284.5
10	301	288.8	288.0	286.7	288.4
15	303	290.8	289.7	289.3	290.4
20	305	292.7	291.4	291.7	293.6
25	307	294.6	293.1	293.5	294.1
30	309	296.0	294.5	295.1	295.5
35	311	297.3	295.8	296.5	296.8
40	313	298.5	296.9	297.7	297.9
45	315	299.6	298.0	298.9	299.1
50	317	300.7	299.2	300.3	300.2
55	319	301.8	300.3	301.8	301.3
60	320	303.3	301.6	302.2	302.8
65	322	304.9	303.3	303.7	304.4
70	325	306.5	305.0	305.5	306.0
75	329	308.1	306.7	307.7	307.7
80	334	308.1	308.4	311.1	307.8
85	337	311.8	309.8	314.4	311.8
90	343	317.1	315.8	316.7	317.3
95	355	324.7	323.8	328.0	326.2
100	368	337.0	338.0	343.0	343.1

Tabla 10.4: Resultados de las simulaciones para Diésel.

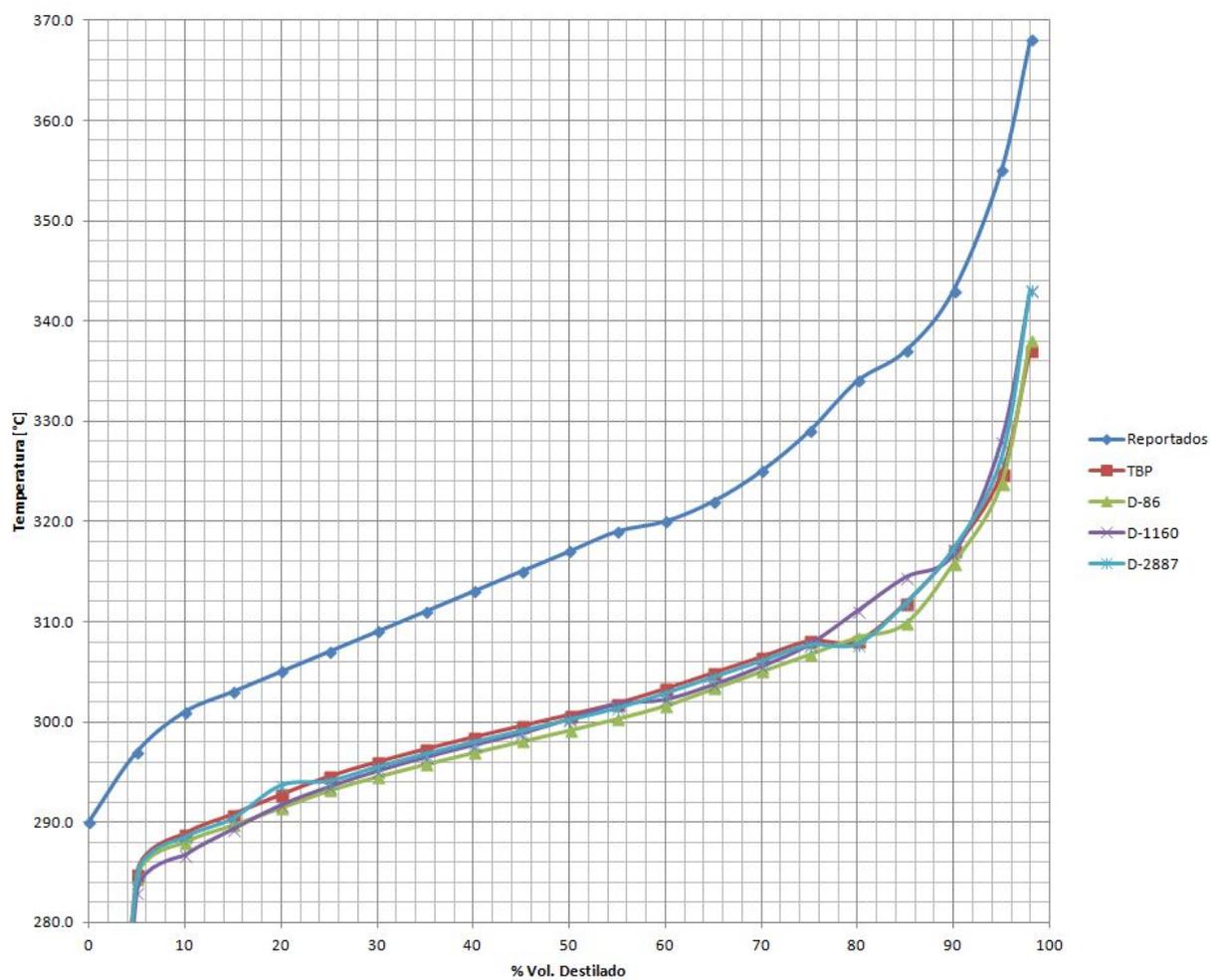


Figura 10.4: Resultados de las simulaciones para Diésel.

Curva ASTM D-86. Gasóleo primario					
%vol destilado	Reportados de planta [°C]	TBP [°C]	ASTM D-86 [°C]	ASTM D-1160 [°C]	ASTM D-2887 [°C]
0	313.0	321.6	321.9	322.9	324.8
5	339.0	326.2	327.1	332.5	330.4
10	348.0	329.8	331.0	337.8	335.2
15	354.0	332.7	334.3	339.9	338.6
20	358.0	335.1	337.0	342.7	341.6
25	361.0	337.3	339.8	345.3	344.8
30	364.0	339.8	342.7	348.0	348.0
35	367.0	342.4	345.7	350.9	351.3
40	372.0	345.2	348.8	353.9	354.6
45	375.0	348.2	352.1	357.0	357.9
50	379.0	351.6	355.6	360.3	361.4
55	383.0	355.6	359.2	363.8	364.9
60	385.0	360.3	363.1	367.5	368.6
65	389.0	365.6	367.3	371.5	372.4
70	393.0	371.6	371.9	375.8	376.6
75	396.0	378.3	376.9	380.5	381.0
80	401.0	385.4	382.5	385.8	386.1
85	410.0	392.2	389.4	390.6	391.0
90	421.0	400.8	396.8	398.9	399.2
95	436.0	412.3	412.2	412.2	412.1
100	450.0	420.2	423.5	421.3	421.0

Tabla 10.5: Resultados de las simulaciones para Gasóleo primario.

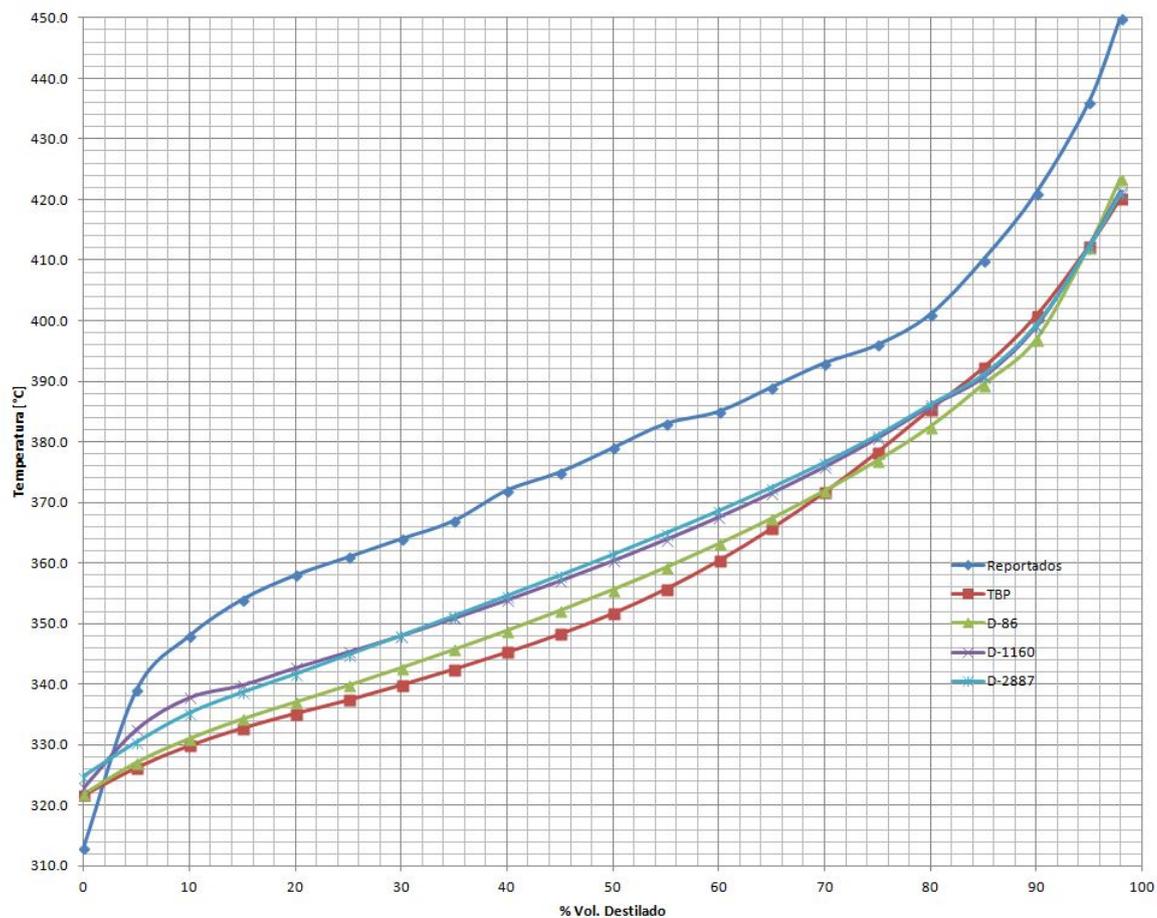


Figura 10.5: Resultados de las simulaciones para Gasóleo primario.

Flujo de productos					
Producto	Reportados de planta [BPD]	TBP [BPD]	ASTM D-86 [BPD]	ASTM D-1160 [BPD]	ASTM D-2887 [BPD]
Nafta Primaria	7500	7497	7500	7499	7503
Nafta pesada	3 750	3257	3239	4367	3450
Querosina	4 500	4500	4500	4500	4500
Diésel primario	11 250	13015	12415	12772	12158
Gasóleo primario	5 250	5625	5625	5625	5625

Tabla 10.6: Resultado de las simulaciones, flujo de productos.

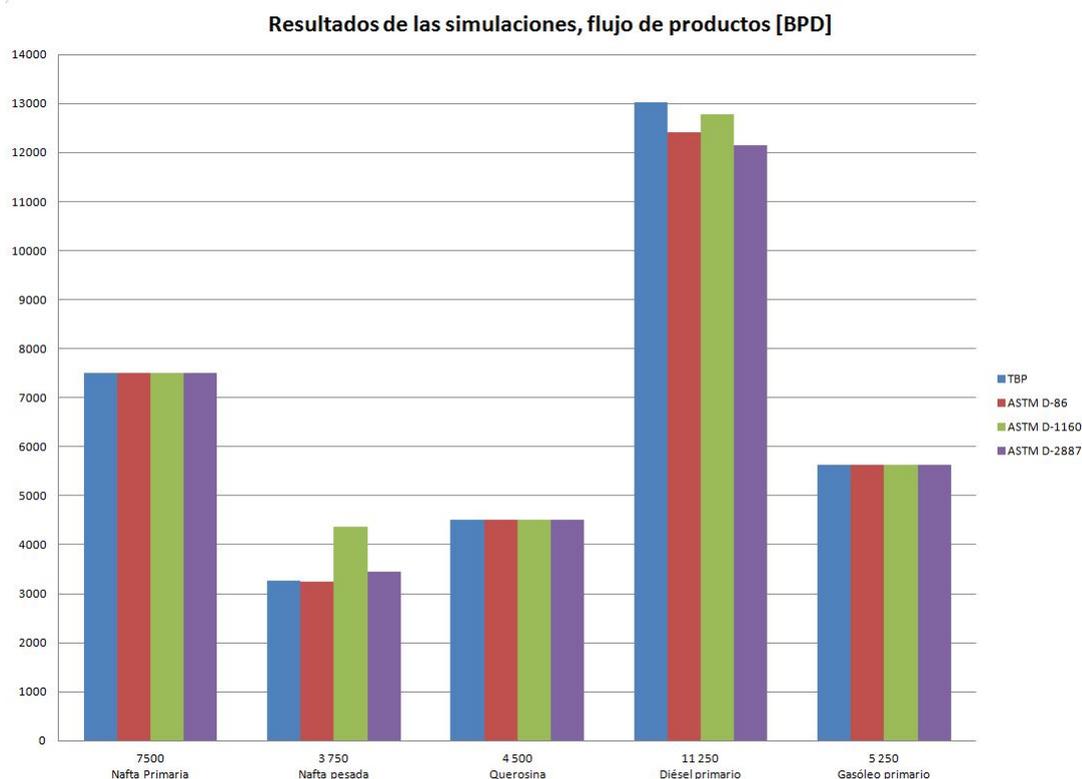


Figura 10.6: Flujo de productos en las diferentes simulaciones.

11 | Análisis de resultados y conclusiones

En la mayoría de los casos, cuando es simulada una refinería, y específicamente una columna de destilación atmosférica, algunos de los parámetros más importantes para tomar en cuenta son las curvas de destilación de los productos, los cuales se proporcionan en la descripción técnica de la carga y las que se obtienen del simulador.

En el capítulo anterior se muestran las tablas y gráficas que se obtuvieron de los cuatro casos de simulación de la Planta Primaria #3 de la Refinería Gral. Lázaro Cárdenas. Se organizaron de tal forma que sea fácil comparar los valores, tanto de la descripción técnica o reportada y los de las simulaciones realizadas.

Otro aspecto importante para tomar en cuenta son los resultados de los flujos obtenidos de cada producto, ya que para llevar a cabo una simulación aceptable, es necesario que los datos se ajusten de buena a los reportados durante la operación real de la planta.

Para realizar el análisis de los resultados obtenidos, se obtiene el porcentaje de error para los datos que arroja el simulador, para esto se utiliza la ecuación 11.1.

$$\%error = \frac{|Valor_{diseno} - Valor_{simulador}|}{Valor_{diseno}} \times 100 \quad (11.1)$$

Esta ecuación se utilizó para obtener el porcentaje de error en los valores de temperatura y el flujo volumétrico de los productos.

Las gráficas que se muestran a continuación, representan el porcentaje de error para las curvas de destilación de los productos, en general los resultados tienen errores menores al 10 %, a excepción de las temperaturas de la curva de destilación de nafta ligera, en las que se obtuvieron errores de hasta 30 %.

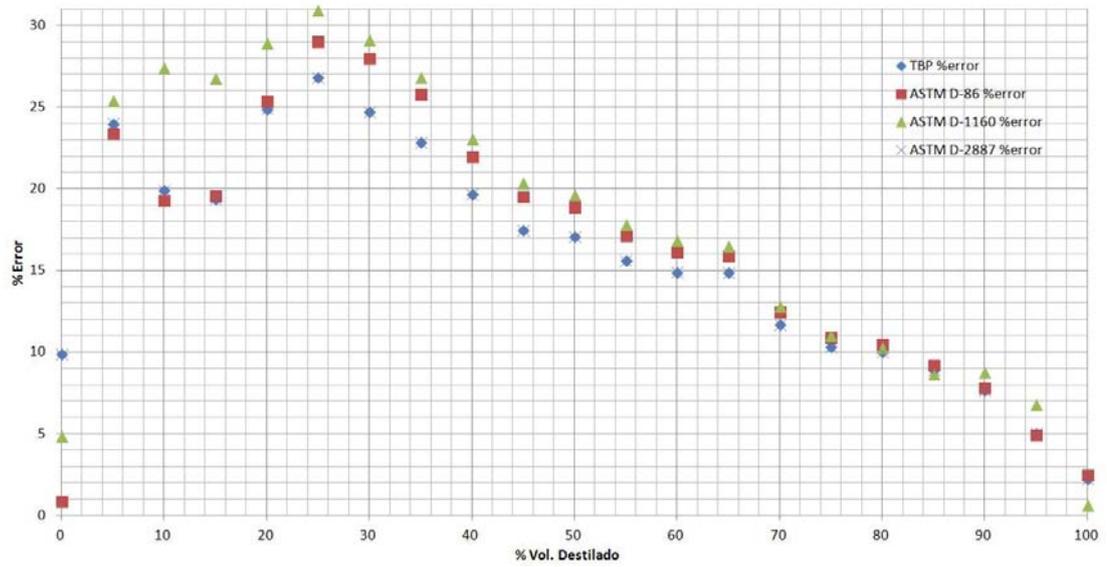


Figura 11.1: Porcentajes de error obtenidos en la Curva de Destilación para Nafta Ligera.

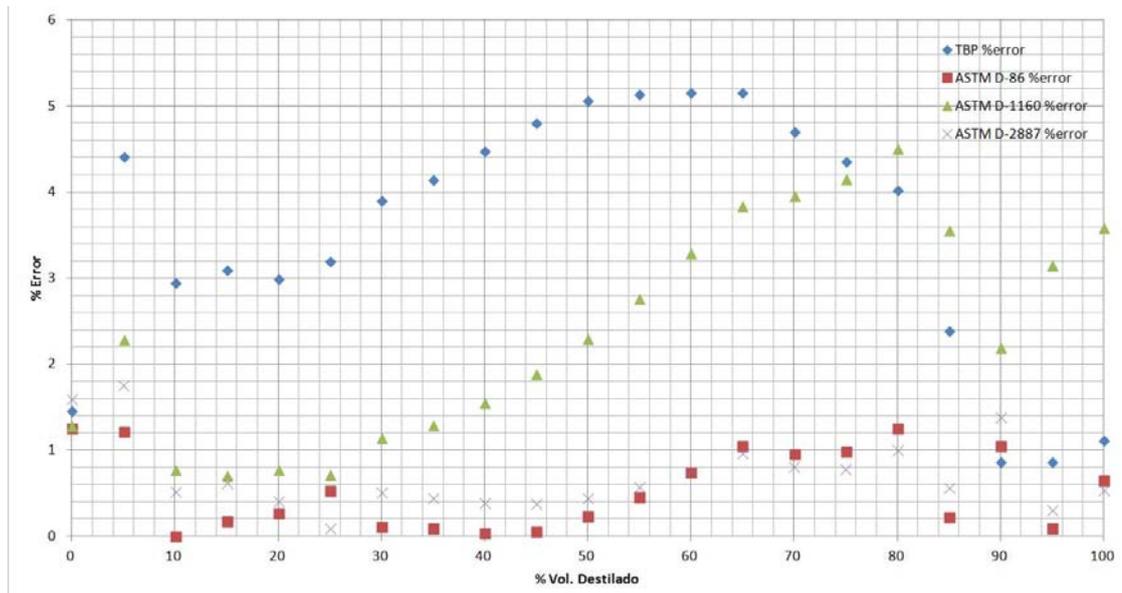


Figura 11.2: Porcentajes de error obtenidos en la Curva de Destilación para Nafta Pesada.

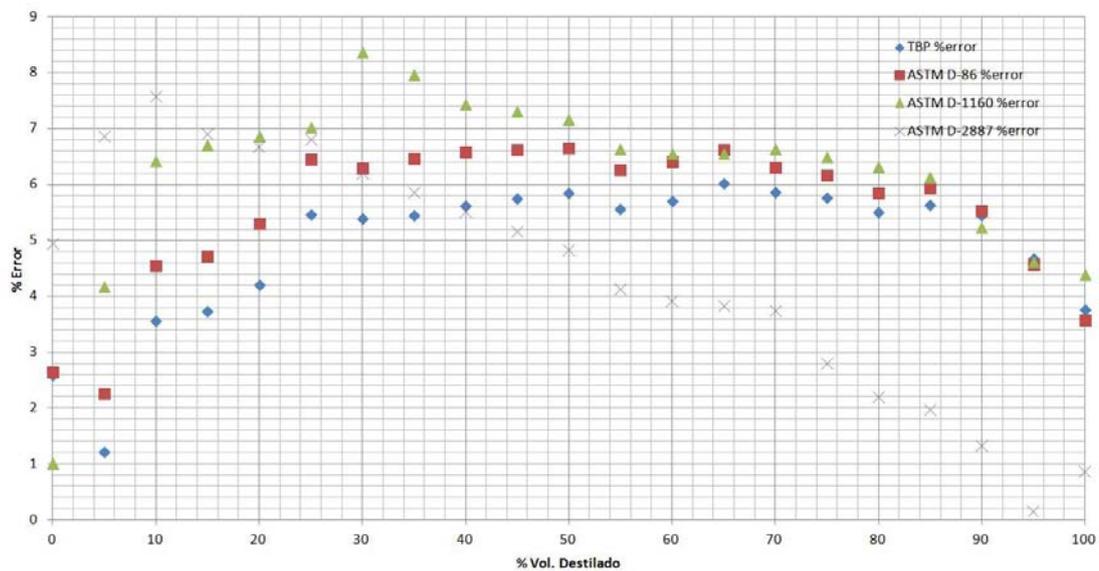


Figura 11.3: Porcentajes de error obtenidos en la Curva de Destilación para Querosina.

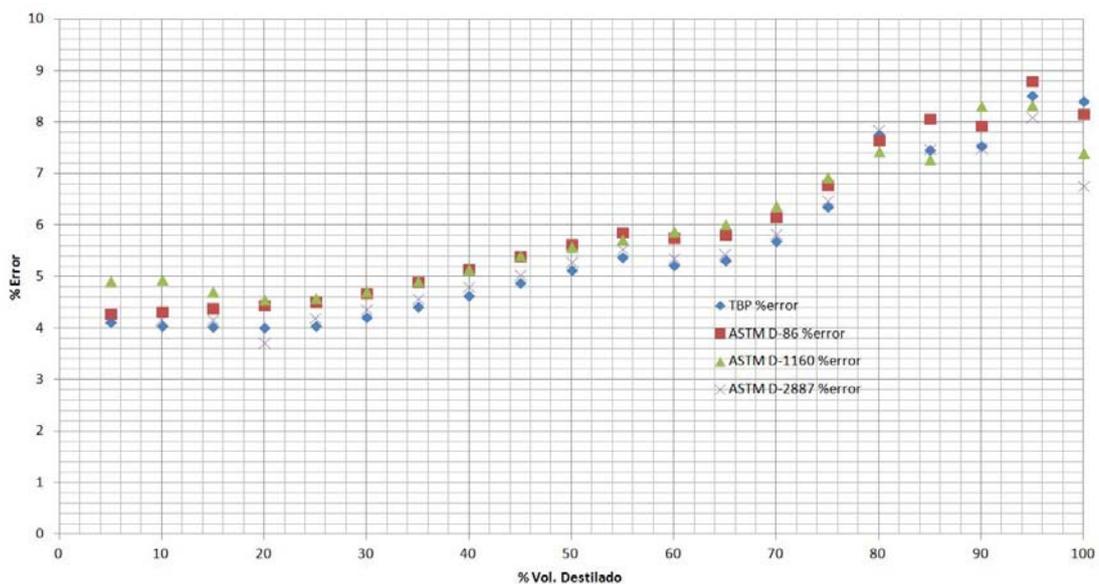


Figura 11.4: Porcentajes de error obtenidos en la Curva de Destilación para Diésel.

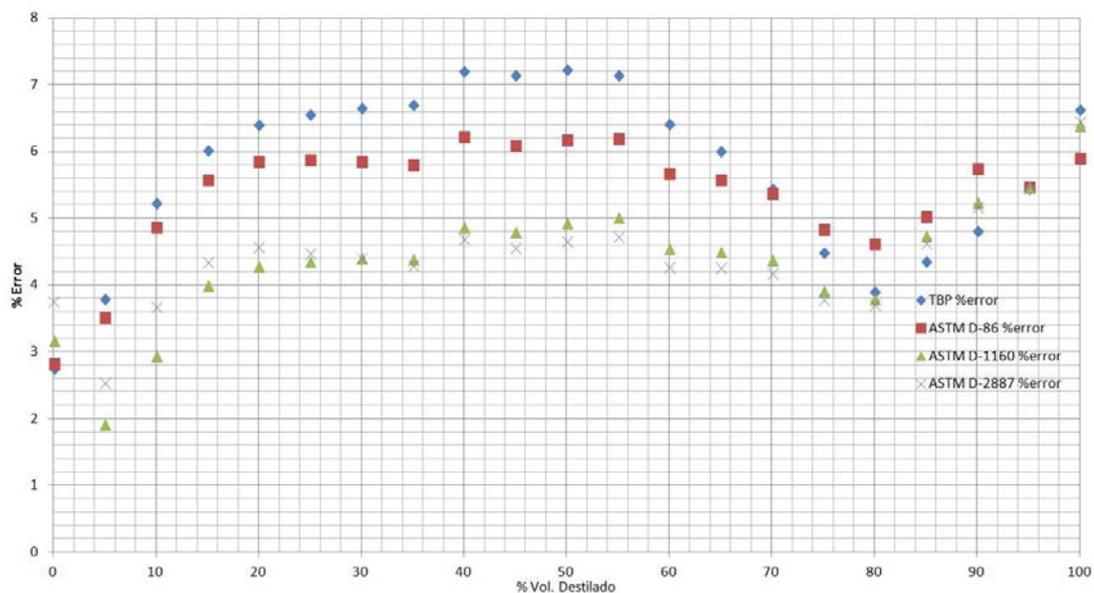


Figura 11.5: Porcentajes de error obtenidos en la Curva de Destilación para Gasóleo.

La forma que tienen las gráficas que se presentaron, no tienen ninguna relevancia, lo único destacable es que muestran el rango de error que tuvieron los resultados de este trabajo. La divergencia entre los datos de diseño de la planta y los obtenidos en el simulador es pequeña y aceptable.

Es posible observar que el valor de la temperatura final de ebullición para cada uno de los productos es muy cercana al valor de la temperatura de diseño, esto fue posible ya que fueron datos que se especificaron a la columna.

El error obtenido en los flujos para nafta primaria y querosina es de 0 % debido a que se definió como una especificación de la columna. Para Nafta Pesada y Diésel se obtuvieron valores en el flujo volumétrico con errores que no superaron el 15 % respecto a los datos de diseño de la planta.

Producto	TBP %error	ASTM D-86 %error	ASTM D-1160 %error	ASTM D-2887 %error
Nafta Primaria	0.0	0.0	0.0	0.0
Turbosina	13.1	13.6	10.2	8.0
Querosina	0.0	0.0	0.0	0.0
Diésel	15.7	10.3	13.5	8.0
Gasóleo primario	7.1	7.1	7.1	7.1

Tabla 11.1: Porcentaje de error en los flujos de productos de las diferentes simulaciones.

Los resultados presentados, tanto de flujo de productos como de las curvas de destilación de los mismos, muestran que no hay gran diferencia entre ellos, por lo que se puede decir que la interconversión de curvas de destilación es confiable y se puede utilizar obteniendo errores que en promedio no superen el 10 % de error.

Una parte importante del trabajo fue la caracterización de la carga que se introduce a la columna de destilación atmosférica, dentro del simulador con la herramienta “Oil Manager”, con la cual fue posible introducir valores como gravedad API, viscosidad, peso molecular, fracciones de los componentes ligeros; éstas características sirven como complemento a las curvas de destilación durante la formación de los pseudocomponentes.

Durante el proceso de caracterización del crudo de entrada en los diferentes casos estudiados, se puede tener un primer indicio de los resultados probables de la interconversión entre las curvas de destilación. Durante la instalación de la corriente de crudo despuntado, existe una pestaña en el simulador que muestra la probable distribución de los productos, si bien no son gráficas idénticas, se puede observar que tienen una gran similitud entre ellas.

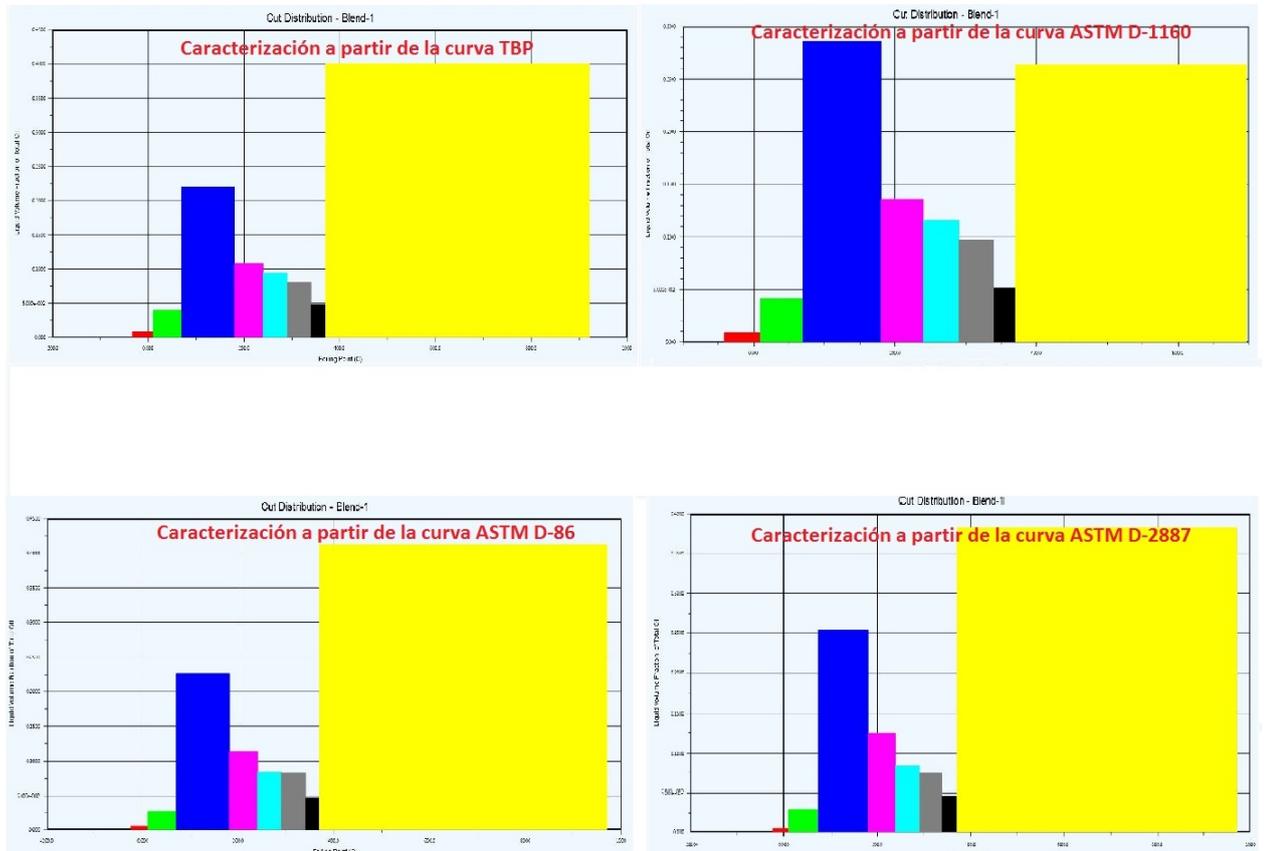


Figura 11.6: Distribution Plot generado para los cuatro diferentes casos de simulación.

12 | Conclusiones

Se realizó de forma adecuada la interconversión de la curva de destilación del tipo TBP, que describe la carga de crudo que alimenta la Planta Primaria No. 3 en la Refinería Gral. Lázaro Cárdenas, en Minatitlán, Veracruz, a las curvas ASTM D-86, D-1160 y D-2887. Se utilizó el procedimiento descrito por el A.P.I., la aplicación que se encuentra en el libro electrónico del A.P.I. y la conversión de curvas que se obtiene dentro del simulador Aspen HYSYS.

Las caracterizaciones que se llevaron a cabo corresponden únicamente para la hoja de datos proporcionada con fecha 23 de marzo de 2012, ya que la composición del crudo que entra a la planta varía constantemente.

Después de haber realizado las interconversiones entre las curvas de destilación, se realizó el esquema de simulación para la Columna de Destilación Atmosférica, en donde se obtuvieron resultados aceptables para las curvas de destilación y flujo volumétrico de los productos.

De los resultados obtenidos, se puede concluir que los procedimientos de interconversión de las curvas de destilación de crudo son adecuados al obtener errores por debajo del 10 %, por lo que en caso de no contar con los instrumentos necesarios para determinado método, se puede recurrir a dichos procedimientos.

La simulación de procesos es una de las herramientas más útiles durante el diseño y evaluación de procesos, en especial de los que se involucran en el ámbito de la refinación del petróleo. Su uso facilita el análisis de los procesos bajo estudio, permite realizarlo de manera rápida, completa y económica.

A partir de la realización de este trabajo se sugiere la actualización de los procedimientos para la conversión de curvas de destilación para disminuir el porcentaje de error e incluir los nuevos métodos utilizados, por ejemplo, el ASTM D-7169 de destilación simulada, el cual es uno de los más novedosos, económicos y completos que existen actualmente.

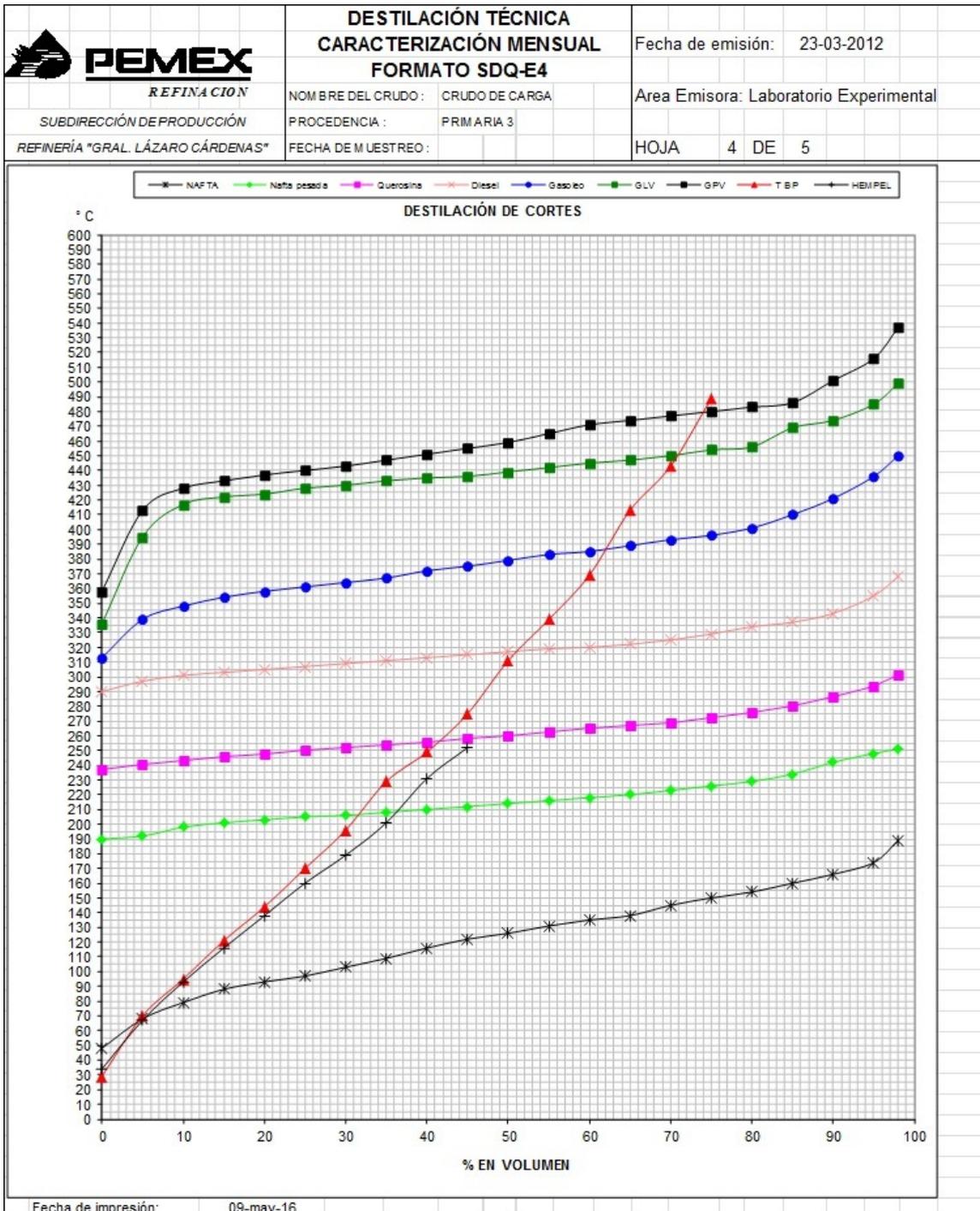
A | Descripción técnica de la carga para la Planta Primaria

Anexo 1 Descripción técnica de la carga para la Planta Primaria #3, Refinería
Lázaro Cárdenas. 15-marzo-2016

 PEMEX REFINACION SUBDIRECCIÓN DE PRODUCCIÓN REFINERÍA "GRAL. LÁZARO CÁRDENAS"		DESTILACIÓN TÉCNICA CARACTERIZACIÓN MENSUAL FORMATO SDQ-E4			Fecha de emisión: 23-03-2012 Area Emisora: Laboratorio Experimental HOJA 1 DE 5		
NOMBRE DEL CRUDO : CRUDO DE CARGA PROCEDENCIA : PRIMARIA 3 FECHA DE MUESTREO : 15/03/2012							
TABLA No. 1 CARACTERÍSTICAS DEL CRUDO				DESTILACIÓN DEL CRUDO			
P r u e b a s	Unidades	Métodos	Resultados	% DEST	T B P	HEMPEL	
Gravedad específica 20/4 °C	-----	ASTM D-1298	0.8572	0	29	34	
Gravedad a 60 °F ó API	-----	ASTM D-287	32.8	5	70	67	
Visc. Saybolt Universal a 21.1 °C	Seg.	ASTM D-445	120	10	95	93	
Visc. Saybolt Universal a 37.8 °C	Seg.	ASTM D-445	52	15	121	116	
Agua y Sedimento	% Vol.	ASTM D-4007	0.15	20	144	138	
Agua por Destilación	% Vol.	ASTM D-4006	0.075	25	170	160	
Sedimento por Extracción	% Vol.	ASTM D-473	0.020	30	196	179	
NaCl	Lb/1000 Bis.	ASTM D-3230	26	35	229	201	
Azúfre	% Peso	ASTM D-4294	1.85	40	249	231	
Cenizas	% Peso	ASTM D-482	0.10	45	275	252	
Carbón Ramsbottom	% Peso	ASTM D-524	7.9	50	311	293	
Presión Vapor Reid	Lb/Pulg ²	ASTM D-323	6.4	55	339	305	
Temp. de Escurrimiento	°C	ASTM D-97	-36	60	369	320	
Poder Calorífico Bruto	BTU/Lb	ASTM D-4868	19248	65	413	-	
Asfaltenos en n-Heptano	% Peso	ASTM D-3279	3.02	70	443	-	
Factor de Caracterización	K	UOP- 375	11.9	75	489	-	
Fierro	ppm	ASTM D-5863	1.32	80		-	
Cobre	ppm	ASTM D-5863	0.36	85		-	
Níquel	ppm	ASTM D-5863	22.56	90		-	
Vanadio	ppm	ASTM D-5863	134.52	95		-	
Sodio	ppm	ASTM D-5863	7.38	TFE		-	
Calcio	ppm	ASTM D-5863	0.25			-	
Magnesio	ppm	ASTM D-5863	0.20	DESTILADO A		*****	
Potasio	ppm	ASTM D-5863	0.30	A 538 °C	78.0%	*****	
Plomo	ppm	ASTM D-5863	0.00	DEST. HEMPEL VOLAT % V			
Acidez	mg KOH/g	ASTM D-664	0.06				
Ácidos Nafténicos	ppm	UOP-565	-	185°C		32	
Cloruros Orgánicos (1)	ppm	ASTM D-4929	-	205°C		36	
H ₂ S	ppm	UOP-163	94.0	260°C		47	
Pentanos	% Vol Liq	ASTM D-2427	8.8	300°C		53	
Nitrógeno Total	ppm	ASTM D 4629	1332	320°C		60	
(1) BASE CRUDO							

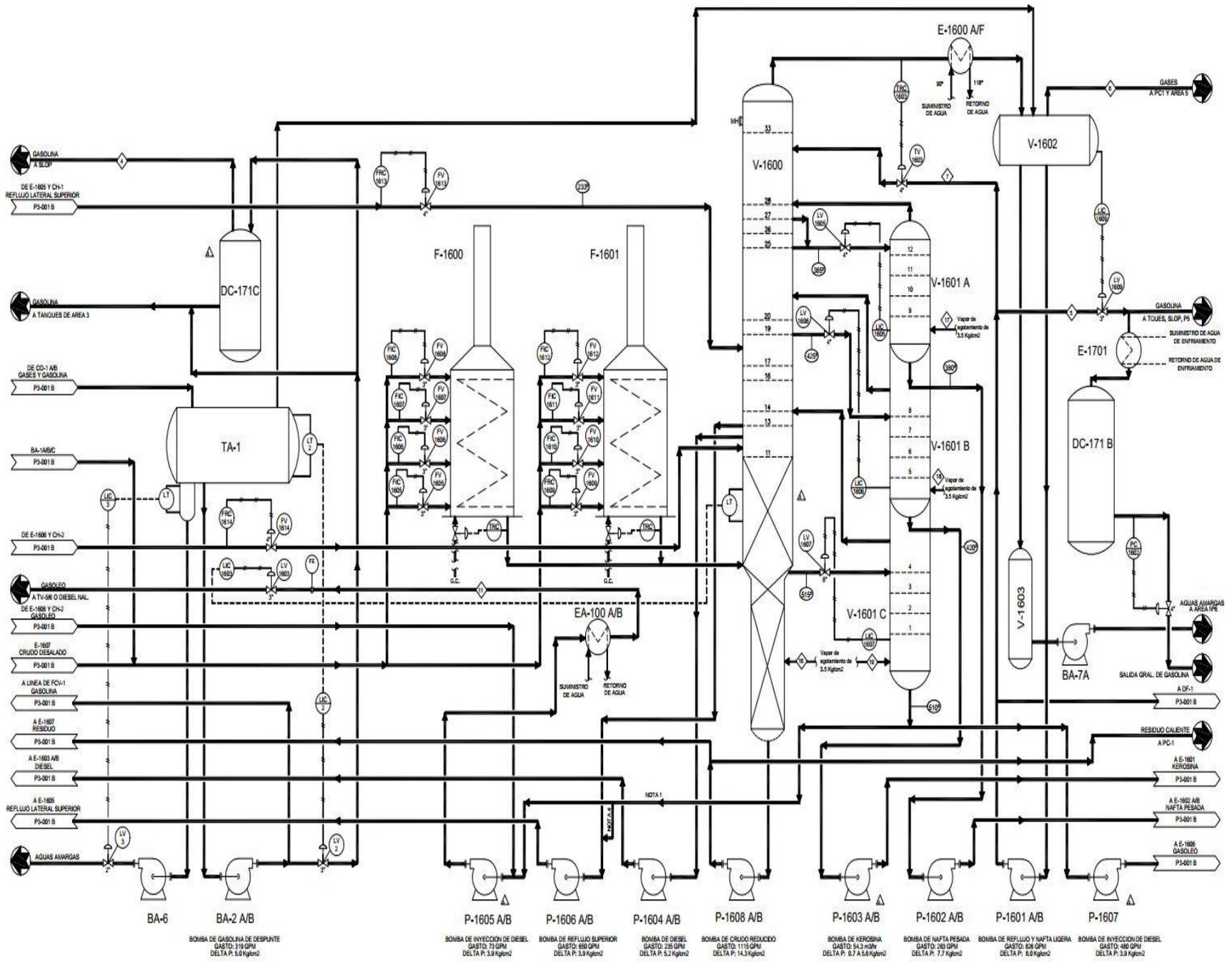
 PEMEX REFINACIÓN SUBDIRECCIÓN DE PRODUCCIÓN REFINERÍA "GRAL. LÁZARO CÁRDENAS"	DESTILACIÓN TÉCNICA CARACTERIZACIÓN MENSUAL FORMATO SDQ-E4			Fecha de emisión: 23-03-2012 Area Emisora: Laboratorio Experimental						
				HOJA 2 DE 5						
NOMBRE DEL CRUDO : CRUDO DE CARGA PROCEDENCIA : PRIMARIA 3 FECHA DE MUESTREO : 15/03/2012										
TABLA No. 2										
PLAN DE DESTILACIÓN			TEMPERATURAS ° C		RENDIMIENTO					
CORTE	TFE ASTM °C	TBP CORTE	A S T M	%						
GAS LICUADO	HASTA BUTANOS	-	-	1						
NAFTA PRIMARIA	195	191	189	29						
NAFTA PESADA	250	250	251	10						
QUÉROSINA	282	296	301	10						
DIÉSEL	T-90 %=345	369	T.90%=343	11						
GASÓLEO PRIMARIO	450	450	450	11						
GLEO. LIG DE VAC.	532	499	499	5						
GLEO. PES. DE VAC.	565	538	537	2						
RESIDUO	TBP 538 °C+	---	---	21						
ANÁLISIS CROMATOGRAFICO										
ANÁLISIS	MÉTODO	INCONDEN.			GAS LICUADO		NAFTA PRIMARIA			
		% MOL	% P	% VL	% V. LIQ	% PESO	% MOL	% V. LIQ	% PESO	% MOL
C ₁		3.5	1.3	2.1	---	---	---	---	---	---
C ₂		23.0	15.8	21.8	---	---	---	---	---	---
C ₃		48.5	48.8	47.5	15.9	12.5	13.7	0.1	---	---
iC ₄		8.0	10.6	9.3	76.2	79.1	78.3	2.1	1.3	1.1
nC ₄		11.6	15.4	13.0	7.1	7.4	7.0	10.2	6.1	5.3
iC ₅		2.4	3.9	3.1	0.5	0.6	0.6	9.4	7.0	6.5
nC ₅		2.0	3.3	2.6	0.3	0.4	0.3	20.8	15.4	14.6
2,2DMC ₄		---	---	---	---	---	---	---	---	---
2MC ₅		---	---	---	---	---	---	---	---	---
3MC ₅		---	---	---	---	---	---	---	---	---
nC ₆		---	---	---	---	---	---	---	---	---
MCC ₅		---	---	---	---	---	---	---	---	---
H ₂ S		---	---	---	---	---	---	---	---	---
CO ₂		1.0	1.0	0.6	---	---	---	---	---	---
N ₂		---	---	---	---	---	---	---	---	---
C ₆ + PES		---	---	---	---	---	---	57.4	70.2	72.5
C ₄ +PES		---	---	---	---	---	---	---	---	---
		100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

 PEMEX <small>REFINACIÓN</small> SUBDIRECCIÓN DE PRODUCCIÓN REFINERÍA "GRAL. LÁZARO CÁRDENAS"	DESTILACIÓN TÉCNICA CARACTERIZACIÓN MENSUAL FORMATO SDQ-E4					Fecha de emisión: 23-03-2012 Area Emisora: Laboratorio Experimental					
						HOJA 3 DE 5					
NOMBRE DEL CRUDO : CRUDO DE CARGA PROCEDENCIA : PRIMARIA 3 FECHA DE MUESTREO : 15/03/2012											
T A B L A # 3 CARACTERÍSTICAS DE LOS PRODUCTOS											
PRUEBAS		MÉTODO	NAFTA	QUEROSINA		GASOLEO PRIM		GLEO. DE VACÍO		RESIDUO	
ANALÍTICAS			PRIMARIA	Nafta pesada	Querosina	Diesel	Gasoleo	GLV	GPV		
Peso Esp. a 20/4°C		D-1298	0.7281	0.8036	0.8292	0.8632	0.9034	0.9173	0.9352	1.018	
Gravedad API a 60°F		D-287	61.70	43.70	38.30	31.70	24.50	22.10	19.00		
Destilación											
0	%	ó TIE °C	(1)	48	190	237	290	313	336	358	409
5	%	°C	(1)	68	192	241	297	339	395	413	482
10	%	°C	(1)	79	198	243	301	348	417	428	499
15	%	°C	(1)	88	201	246	303	354	422	433	510
20	%	°C	(1)	93	203	248	305	358	424	437	525
25	%	°C	(1)	97	205	250	307	361	428	440	---
30	%	°C	(1)	103	206	252	309	364	430	443	---
35	%	°C	(1)	109	208	254	311	367	433	447	---
40	%	°C	(1)	116	210	256	313	372	435	451	---
45	%	°C	(1)	122	212	258	315	375	436	455	---
50	%	°C	(1)	126	214	260	317	379	439	459	---
55	%	°C	(1)	131	216	263	319	383	442	465	---
60	%	°C	(1)	135	218	265	320	385	445	471	---
65	%	°C	(1)	138	220	267	322	389	447	474	---
70	%	°C	(1)	145	223	269	325	393	450	477	---
75	%	°C	(1)	150	226	272	329	396	454	480	---
80	%	°C	(1)	154	229	276	334	401	456	483	---
85	%	°C	(1)	160	234	280	337	410	469	486	---
90	%	°C	(1)	166	242	286	343	421	474	501	---
95	%	°C	(1)	174	248	293	355	436	485	516	---
98	%	ó TFE °C	(1)	189	251	301	368	450	499	537	---
Color Saybolt		D-156	+30	+28	+26	---	---	---	---	---	
Color ASTM		D-1500	---	---	---	1.0	2.0	4.0	5.5	---	
Temp. Ecurrim., °C		D-97	---	---	---	-7	+12	+26	+34	---	
Temp. Congelación, °C		D-2366	---	-45	-38	---	---	---	---	---	
Factor de Carácter, K		UOP-375	---	11.9	12	12.3	11.7	11.6	11.6	---	
Vol. a 1000 °F		D-1160	---	---	---	---	---	---	---	24%	
Visc.S.S.U. a 37.8°C		D-445	27	32	37	43	96	342	---	---	
Visc.S.S.U. a 98.9°C		D-445	---	---	---	---	---	---	70	---	
Visc.S.S.F. a 100°C		D-88	---	---	---	---	---	---	---	1320	
Penetración a 25°C		D-1321	---	---	---	---	---	---	---	105	



 PEMEX REFINACIÓN SUBDIRECCIÓN DE PRODUCCIÓN REFINERÍA "GRAL. LÁZARO CÁRDENAS"	DESTILACIÓN TÉCNICA CARACTERIZACIÓN MENSUAL FORMATO SDQ-E4		Fecha de emisión: 23-03-2012
			Area Emisora: Laboratorio Experimental
			HOJA 5 DE 5
NOMBRE DEL CRUDO : CRUDO DE CARGA PROCEDENCIA : PRIMARIA 3 FECHA DE MUESTREO : 15/03/2012			
PREPARACIÓN DE COMBUSTÓLEO			
RESIDUO DE VACÍO			
Pe 20/4 °C	1.018		
VISC SSF a 100 °C	1.320		
AZUFRE % P	5.30		
KEROSINA			
Pe 20/4 °C	0.8234		
VISC SSU a 37.8 °C	34		
AZUFRE % P	0.89		
TEMP DE INFL. °C	-		
DILUENTE NECESARIO PARA PREPARAR 100 BLS DE COMBUSTÓLEO DE 500 SSF A 50 °C EN %.			
% DILUENTE	25.0%		
% RESIDUO DE VACÍO	75.0%		
COMBUSTÓLEO PREPARADO BASE CRUDO			
% COMBUSTÓLEO	28		
VISC SSU a 50 °C	508		
AZUFRE % P	2.62		
DILUENTE EMPLEADO EN REFINERÍA			
Pe 20/4 °C	0.9350		
VISC SSU a 37.8 °C	542		
AZUFRE % P	2.24		
TEMP DE INFL. °C	-		
DILUENTE DE REFINERÍA NECESARIO PARA PREPARAR 100 BLS DE COMBUSTÓLEO DE 500 SSF A 50 °C EN %.			
% DILUENTE DE REFINERÍA	30.0%		
% RESIDUO DE VACÍO	70.0%		
COMBUSTÓLEO PREPARADO BASE CRUDO CON DILUENTE DE LA REFINERÍA			
% COMBUSTÓLEO	30.0%		
VISC SSU a 50 °C	542		
AZUFRE % P	3.54		

B | Diagrama de flujo del proceso de la planta de destilación atmosférica



Bibliografía

- [1] Rao, S. S., *Engineering Optimization, Theory and Practice (4th. ed.)*, Wiley-Interscience, New Jersey, U.S.A., 2009
- [2] Nadkarni, R. K., *Guide to ASTM, Test Methods for the Analysis of Petroleum Products and Lubricants (2nd. ed.)*, STM International, Pennsylvania, U.S.A., 2007
- [3] *Koehler Instrument. (s.f.)*, Recuperado el 5 de Marzo de 2016, de <http://www.koehlerinstrument.com/products/K27100.html>
- [4] Chang, A.-F., Pashikanti, K., & Y. A., L., *Refinery Engineering, Integrated Process Modeling and Optimization*, Wiley-VCH., Virginia, U.S.A., 2012.
- [5] Riazi, M. , *Characterization and Properties of Petroleum Fractions (1st ed.)*, ASTM International, Philadelphia, U.S.A., 2005
- [6] Speigth, J. G., *Handbook of Petroleum Analysis (1st. ed.)*, Wiley-Interscience, New Jersey, U.S.A., 2002
- [7] Vogelpohl, A., *Distillation, The Theory (1st. ed.)*, De Gruyter, Berlin, 2015.
- [8] ASTM, *Standard Test Method for Distillation of Petroleum Products and Liquid Fuels at Atmospheric Pressure*, ASTM International, Pennsylvania, U.S.A., 2015.
- [9] ASTM, *Standard Test Method for Distillation of Crude Petroleum*, ASTM International, Pennsylvania, U.S.A., 2015.
- [10] ASTM, *Standard Test Method for Boiling Point Distribution Samples with Residues Such as Crude Oils and Atmospheric and Vacuum Residues by High Temperature Gas Chromatography*, ASTM International, Pennsylvania, U.S.A., 2016.
- [11] ASTM, *Standard Test Method for Distillation of Petroleum Products at Reduced Pressure*, ASTM International, Pennsylvania, U.S.A., 2015.
- [12] *Instituto Mexicano del Petróleo. (s.f.)*, Recuperado el 5 de Marzo de 2016, de <http://www.imp.mx/petroleo/?imp=comp>

BIBLIOGRAFÍA

- [13] *PMI, Comercio Internacional S.A. de C.V. (s.f.)*, Recuperado el 25 de Junio de 2016, de <http://www.pmi.com.mx/Paginas/Tipoproducto.aspx?IdSec=14>
- [14] *Asociación Mexicana de Gas Natural. (s.f.)*, Recuperado el 15 de Marzo de 2016, de <http://www.amgn.org.mx/elgas.html>
- [15] *Organization of the Petroleum Exporting Countries. (s.f.)*, Recuperado el 25 de Marzo de 2016, de http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/330.html
- [16] *Pemex Refinación. (s.f.)*, Recuperado el 28 de Febrero de 2016, de <http://www.ref.pemex.com/files/content/03transparencia/RC/REF01.pdf>
- [17] Kopka, H., Daly P.W., *A Guide to LaTeX*, Addison-Wesley, Reading, MA, 1999.