



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE QUÍMICA

**DISEÑO DE TORRE DE ESTABILIZACIÓN EN BATERÍA DE
SEPARACIÓN**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO QUÍMICO

PRESENTA

DANIEL FRANCISCO DÍAZ DE LA VEGA GARCÍA

TUTOR

CELESTINO MONTIEL MALDONADO

FACULTAD DE QUÍMICA

MÉXICO, D.F.

2013



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.



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: CELESTINO MONTIEL MALDONADO

VOCAL: MARTÍN RIVERA TOLEDO

SECRETARIO: NESTOR NOÉ LÓPEZ CASTILO

1er. SUPLENTE: GEOVANNY EMMANUEL PAN ECHEVARRÍA

2° SUPLENTE: JOSÉ MANUEL GARCÍA ANAYA

SITIO DONDE SE DESARROLLÓ EL TEMA: FACULTAD DE QUÍMICA DE LA UNAM, MÉXICO, DF.

ASESOR DEL TEMA: I.Q. CELESTINO MONTIEL MALDONADO

SUPERVISOR TÉCNICO: I.Q. MANUEL CASTAÑEDA PEÑA

SUSTENTANTE: DANIEL FRANCISCO DÍAZ DE LA VEGA GARCÍA

Tabla de contenido

INTRODUCCIÓN	4
OBJETIVOS	5
ALCANCE	5
CAPÍTULO 1 GENERALIDADES	6
1.1 Instalaciones en la Superficie según los Pozos Productores.....	6
1.2 Instalaciones de Separación Aceite y Gas.....	7
1.3 Instalaciones de Almacenamiento y Bombeo	10
1.4 Tratamiento del Petróleo Crudo y Gas.....	12
CAPÍTULO 2 SEPARACIÓN DE FLUIDOS.....	14
2.1 Separación en la Industria Petrolera.....	14
2.2 Equipos de Separación.....	14
2.3 Controladores de un Separador.....	20
2.4 Fundamentos de la Separación	21
CAPÍTULO 3 ESTABILIZACIÓN DE CRUDO	22
3.1 Fundamentos de la Estabilización	22
3.2 Estabilización en la Industria Petroquímica	25
3.3 Torres de Estabilización.....	29
3.4 Diseño de Torres de Estabilización	38
CAPÍTULO 4 ALMACENAMIENTO DE CRUDO.....	39
4.1 Generalidades	39
4.2 Tanques de Almacenamiento	39
4.3 Diseño de Tanques de Almacenamiento	40
4.4 Mantenimiento	41
CAPÍTULO 5 SIMULACIÓN	42
5.1 Diseño de la Simulación	42
CAPÍTULO 6 RESULTADOS	57
6.1 Resultados de la Simulación.....	57
6.2 Análisis de Resultados.....	60
CAPÍTULO 7 CONCLUSIONES.....	62
REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA.....	64

Introducción

El objetivo central de una planta de producción de hidrocarburos es separar el producto extraído del pozo en tres componentes principales; petróleo, gas y agua, y transformar estas tres fases en productos de valor comercial o desecharlos de una manera ambientalmente amigable. Para lograrlo se utilizan equipos “separadores” los cuales, como su nombre lo indica, separan el gas y el agua del petróleo, dejando dos o tres fases aisladas, dependiendo del tipo de equipo que se utilice. Es necesario “estabilizar” el petróleo una vez que éste está libre de gas y, en algunas ocasiones, de agua.

Se conoce como estabilización al proceso de aumentar la concentración de los componentes intermediarios (C3 a C5) y pesados (C6 o mayor) de la mezcla del petróleo. En otras palabras eliminar la mayor parte posible de los componentes más ligeros (C1 y C2) de la mezcla para evitar la volatilización de éstos y así obtener una mezcla más segura y más fácil de almacenar y manipular.

En este trabajo de tesis se realiza la simulación de una Torre de Estabilización utilizando como herramienta el programa de simulación Aspen Hysys v 7.3 para observar el comportamiento de ésta y obtener información que coadyuve al diseño de torres de estabilización para proyectos futuros. Utilizando datos proporcionados por la empresa Inelectra Internacional a TigerCompany® del proyecto de PEMEX (Licitación Pública Internacional No. 18575106-510-12) de “Construcción de Infraestructura de Separación y Obras Complementarias para la Batería De Separación Guaricho”, localizada en el municipio de Huimanguillo en el estado de Tabasco, específicamente de la torre de estabilización (DA-200) para la correcta realización de la simulación.

Objetivos:

Los objetivos de este trabajo de tesis se describen a continuación:

- Realizar la simulación de una Torre de Estabilización a partir de datos obtenidos del proyecto: Licitación Pública Internacional No. 18575106-510-12 de “Construcción de Infraestructura de Separación Y Obras Complementarias para la Bateria De Separación Guaricho”, utilizando el simulador de procesos HYSYS v 7.3.
- Estudiar el funcionamiento de una Torre de Estabilización para conocer los factores que afectan en su comportamiento.
- Obtener en la simulación un líquido (crudo) estable de acuerdo a la especificación de Presión de Vapor Reid y Verdadera establecidos por el proyecto.

Alcance:

- La simulación de la Torre de Estabilización está limitada por los datos proporcionados, no se contempla realizar otra simulación variando la información proporcionada.
- El simulador permite realizar una torre con rehervidor, con reflujo y con ambos sistemas, no así la simulación de una torre de platos sin estos sistemas que no involucre un fluido de arrastre (absorción).
- Por ser comúnmente utilizada, se decidió realizar la simulación con una torre con rehervidor en el fondo.

Capítulo 1

Generalidades

1.1 Instalaciones en la Superficie Según los Pozos Productores

Los hidrocarburos presentes en los yacimientos exhiben diferentes composiciones y condiciones de presión y temperatura, estas propiedades son las que indican si un yacimiento es de aceite negro, aceite volátil, de gas y condensado o de gas seco. El manejo en la superficie de los hidrocarburos que se producen en cada pozo productor depende del tipo de yacimiento que se tenga. [1]

Los yacimientos de aceite se dividen en dos grandes grupos: los de aceite negro y los de aceite volátil. Los hidrocarburos producidos a partir de un yacimiento de aceite volátil requieren un tratamiento diferente al de los producidos por un yacimiento de aceite negro, estos procedimientos extras requeridos incluyen la incorporación de sistemas que estabilicen el aceite y el gas y un buen manejo de los condensados.

Como se puede observar en la figura 1 , en un sistema de producción para aceite volátil la mezcla se recibe en un cabezal o múltiple de recolección para de ahí enviarse al sistema de separación gas-aceite, una vez separado el aceite pasa a estabilización y desalado quedando listo para bombearse a una refinería o a una terminal para ser vendido. Por otro lado el gas pasa a rectificación, recuperación de condensado, deshidratación y endulzamiento, para poder ser enviado a las plantas petroquímicas, directo a lugares de consumo o a su venta. Los condensados (butanos y gasolinas), se deshidratan y endulzan antes de ser enviados a la refinería. [1]

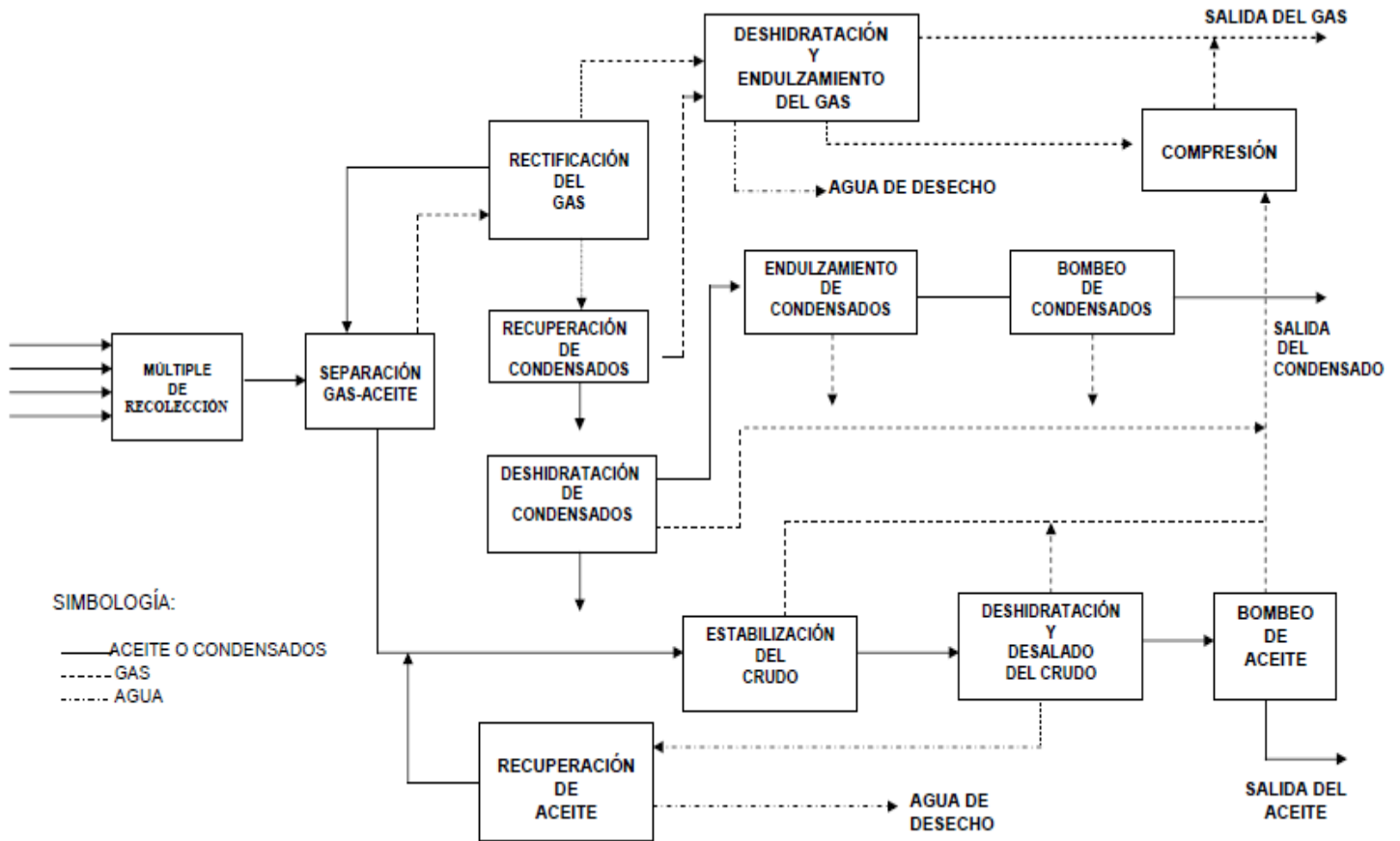


Fig. 1. Diagrama típico de un sistema de producción para aceite volátil.
 Fuente: Gómez Cabrera, José A. (1984). *Apuntes de Clase "Manejo de la Producción en la Superficie"*, capítulo I. México: Facultad de Ingeniería. UNAM.

1.2 Instalaciones de Separación de Aceite y Gas

El separador es el equipo utilizado para separar los hidrocarburos que provienen de los yacimientos de aceite. Los separadores pueden ser de dos tipos: de dos o de tres fases. Los primeros separan el líquido del gas y los segundos además de separar las fases líquida y gaseosa, segregan el líquido en aceite y agua que no está emulsionada en el aceite, aunque se ha visto que los equipos conocidos como eliminadores de agua son más eficaces para separar el agua del aceite. [1]

De acuerdo a la forma de los separadores de dos fases, estos se clasifican en tres diferentes tipos: horizontales, verticales y esféricos. La selección del tipo de separador a utilizar está en función de los fluidos que se estén manejando, cada uno de estos tipos presenta ventajas y desventajas según las condiciones de

operación. Algunas de estas ventajas y desventajas son tratadas en el capítulo dos de este documento.

Condiciones para la Separación

Se deben considerar las siguientes variables de control, de acuerdo con las características de los fluidos a producir, ya que la adecuada combinación de estas variables permite realizar la separación que se requiera con el costo mínimo [1]:

- Tipo de separador, qué tamaño y los dispositivos internos.
- Tiempo de residencia tiene el aceite.
- Número de etapas de separación.
- Presión y temperatura de operación.
- Lugar de instalación de los separadores.

Se deben establecer los objetivos de producción para poder seleccionar las condiciones óptimas de la separación requerida. De forma general los objetivos que se persiguen son: una eficiencia alta en la separación del aceite y el gas, un mayor ritmo de producción, mayor recuperación de hidrocarburos líquidos, reducir costos y obtener un aceite y gas estabilizados.

En el diseño de un sistema de separación de gas y aceite se debe considerar primeramente la presión de vapor máxima fijada en las bases de diseño, así como la composición de los fluidos que se producirán y temperatura a la cual llegarán a la central de recolección.

Se recomienda el uso de equipos especiales para la estabilización de los crudos, como los son las Torres Estabilizadores o los Calentadores, ya que el uso de estos equipos asegura conseguir la presión de vapor Reid que se requiere, aportando ventajas adicionales y reduciendo pérdidas de producto. La estabilización del aceite ayuda a incrementar el número de hidrocarburos líquidos producidos (a condiciones estándar) que se pueden recuperar, remueve H₂S y puede contribuir en la reducción de costos por compresión.

El uso de estabilizadores de aceite, se presenta generalmente cuando aceites volátiles o condensados son producidos. La manera más sencilla de estabilizar un aceite volátil es mediante el uso de un simple cambiador de calor. Con el cambiador el volumen del aceite es reducido debido al desprendimiento de gas agregado en el separador gracias al aumento de su temperatura. Aunado a esto se observa un incremento en el volumen de gas natural, de gas propano licuado y de gasolinas, permitiendo así alcanzar un mayor rendimiento económico por barril de aceite que se extrae. [1]

Se conoce como estabilizador a una columna fraccionadora (ver figura 2) en la cual se evaporan los componentes más ligeros, para así obtener en el fondo el aceite o condensado ya estabilizado (componentes pesados). El uso de estos equipos permite obtener producciones de líquidos equiparables en volumen y en propiedades con las que se podrían recuperar usando de cuatro a seis trenes de separación (etapas). [1]

Hay reportes de casos en donde empleo de torres estabilizadores han producido volúmenes de líquidos en el tanque de almacenamiento, de 10 a 15% mayores a los obtenidos por el uso de separadores convencionales.

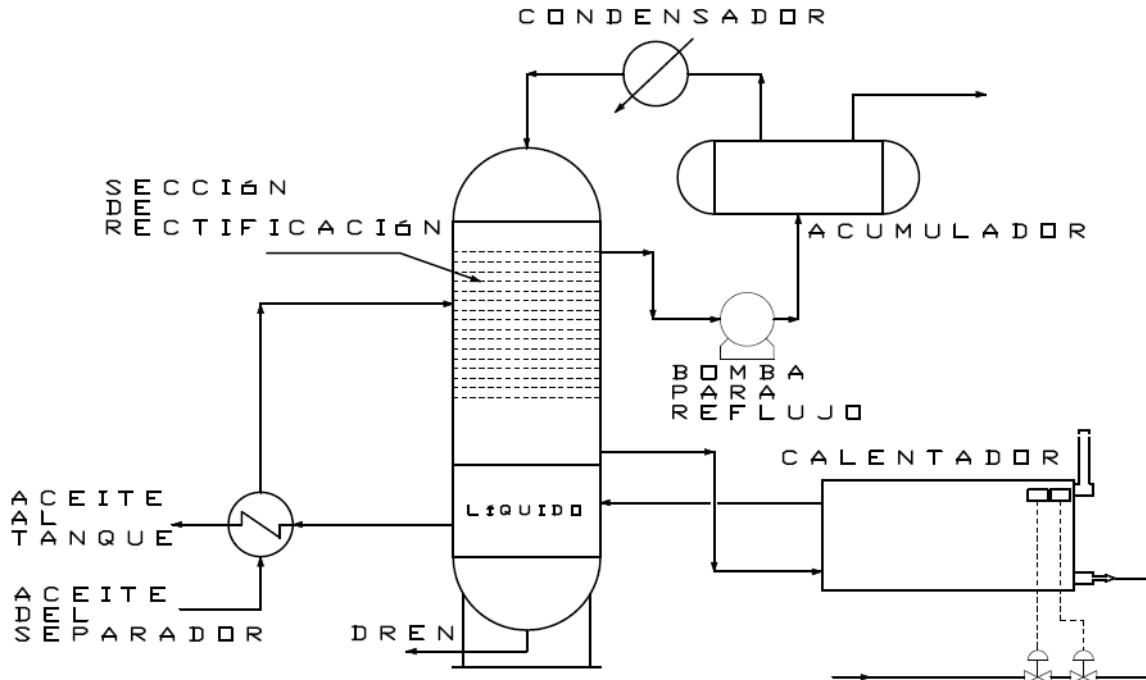


Fig.2. Diagrama típico de un sistema de estabilización.

Fuente: Gómez Cabrera, José A. (1984). *Apuntes de Clase "Manejo de la Producción en la Superficie"*, capítulo I. México: Facultad de Ingeniería, UNAM.

1.3 Instalaciones de Almacenamiento y Bombeo

El aceite crudo proveniente del yacimiento sube hasta la boca del pozo pasando por una tubería de descarga hacia la Central de Recolección o Batería donde pasa por diferentes procesos de separación y medición que culminan con su almacenaje y posterior bombeo (por medio de un oleoducto) hasta una refinería donde se procesará o será enviado para su venta. Las Baterías más sencillas están conformadas únicamente por tanques de almacenamiento. Estas instalaciones son típicas cuando el aceite crudo contiene una concentración mínima de gas la cual no requiere ser separada y en los casos en que el terreno permite al crudo descender por medio de gravedad a lo largo de un oleoducto hasta la refinería o el punto de venta. Esto no siempre sucede, por lo que se requiere instalar bombas que impulsen el crudo de los tanques hasta el oleoducto

principal, y a su vez se acopla equipo de separación entre los pozos y los tanques de almacenamiento.

Según la producción diaria que se maneje en cada Batería es el número de tanques de almacenamiento a instalar siempre considerando que puede haber pozos nuevos en un futuro, así que se deja un margen de seguridad; la capacidad que tengan estos tanques debe ser, generalmente, igual a tres o cuatro veces el volumen que se produzca diario de aceite crudo. [1]

Los primeros “tanques de almacenamiento” consistían en “presas de tierra”, pero debido a las grandes pérdidas por evaporación y la falta de seguridad se dejó de usar este tipo de almacenamiento y se sustituyó su uso por los tanques de madera, pero la falta de hermeticidad los hicieron poco prácticos, lo cual llevó a utilizar tanques de concreto reforzado los cuales resultaron ser muy caros y poco prácticos. Hoy en día se utilizan tanques hechos de acero inoxidable, teniendo pérdidas por evaporación máximas menores al 2% y aunado a esto cumplen con las especificaciones API para cualquier presión de trabajo. [1]

La ubicación de cada uno de los tanques de almacenamiento es de suma importancia en una central de almacenamiento de hidrocarburos. Se le debe dar prioridad a la conformación del terreno, así como la adecuada determinación de la capacidad que se requiera para satisfacer la producción.

Se entiende que las centrales de almacenamiento reciben hidrocarburos, los almacenan para después distribuirlos. A pesar de lo simple que suena, se deben considerar muchos aspectos para poder llevar a cabo dicha tarea satisfactoriamente, principalmente la gran volatilidad de los componentes presentes en las mezclas, la cual debe controlarse (estabilizar la mezcla) utilizando los equipos y el control adecuados para así poder disminuir las pérdidas por evaporación que se presentan en el llenado, vaciado y estancia de los hidrocarburos en los tanques de almacenamiento. De esto anterior depende la cantidad y la calidad del volumen que se entrega respecto al volumen que se recibe.

1.4 Tratamientos del Petróleo Crudo y Gas

Derivado de los procesos productivos que se llevan a cabo en los pozos petroleros, es necesario utilizar procesos de deshidratación de crudo. El volumen de impurezas presentes en el aceite (agua, sales y otros residuos) afecta al precio del crudo que se desea exportar.

Dada sus distintas propiedades, el agua y el aceite forman emulsiones estando en contacto bajo condiciones de turbulencia. La separación del agua dispersa en el aceite se debe tratar antes de su refinación o venta, por lo que es indispensable tener un conocimiento amplio de los mecanismos de emulsificación y los efectos físicos y químicos debido al rompimiento de estas emulsiones para el adecuado tratamiento de éstas. Actualmente el tratamiento de las emulsiones o mejor conocido como la deshidratación de los crudos se practica mucho en la industria petrolera. [1]

El crudo proveniente de los yacimientos contiene muchas impurezas o materiales contaminantes, principalmente: agua y las sales solubles (particularmente de sodio, calcio, magnesio, cloruros y rara vez sulfatos) y sales insolubles asociadas a ésta.

Estas impurezas o contaminantes perjudican la refinación del crudo. Algunos de los problemas que éstos pueden ocasionar son:

- Corrosión.
- Abrasión.
- Taponamiento.

El que se depositen sólidos en las tuberías y equipos, afecta directamente la eficiencia de la transmisión de calor, la capacidad de fraccionado del crudo y el gasto de éste, requiriendo así de constantes limpiezas de tuberías y equipo, aumentando los costos generales.

No es objetivo de este trabajo de tesis abundar en estos procedimientos, solo se mencionan de manera general. Se invita a revisar la siguiente referencia con el fin de conocer más sobre el tema. [2]

Capítulo 2

Separación de Fluidos

2.1 Separación en la Industria Petrolera

En la industria petrolera se presentan mezclas de líquido y gas. Hay diferentes razones por las que estas mezclas se presentan, como lo son: a) la mayoría de las veces los pozos producen estas mismas mezclas en un solo flujo, b) en las tuberías se presentan cambios de presión y temperatura los cuales dan origen a vaporizaciones de líquidos o condensaciones de gases y c) los flujos de gas pueden llegar a arrastrar líquidos de los equipos por donde pasan en el proceso.

Si estas mezclas no son separadas se pueden perder cantidades apreciables de producto que tienen un valor comercial alto, como lo son los aceites ligeros que son más volátiles y si no son separados se pueden perder con el gas y quemarse, desperdiciando producto. Aunado a lo anterior el no separar el líquido del gas puede traer consigo diferentes problemas en los equipos y en las tuberías como corrosión y abrasión, los cuales impactan directamente en el proceso, tanto en la producción y el mantenimiento (costo) de los equipos. Otros líquidos de proceso pueden ser arrastrados por el gas, como el glicol, el cual tiene un valor comercial considerable y se busca desperdiciar lo menos posible.

2.2 Equipos de Separación

Para separar mezclas de líquido y gas en la industria se utilizan equipos separadores. Los más comunes utilizados en la industria son:

- Separadores
- Separadores a Baja Temperatura
- Eliminadores
- Depuradores

En este trabajo de tesis se hablarás particularmente de los primeros; los separadores.

Descripción General de Separadores

Un separador está constituido por diferentes secciones como:

- a) Sección de separación primaria: la separación se lleva a cabo por un cambio de dirección del flujo. Hay diferentes formas de llevar a cabo este cambio de dirección, pero con la que sea efectuada se induce una fuerza centrífuga al flujo, lo cual lleva a separar grandes cantidades de líquido.
- b) Sección de separación secundaria: la gravedad es parte importante del proceso y se debe tener una turbulencia mínima. En esta parte es donde se separa la mayor cantidad de gotas de líquido del gas, la longitud juega un papel importante para lograr esto.
- c) Sección de extracción de niebla: se separan del gas las gotas de líquido más pequeñas que no fueron separadas en las etapas anteriores. Los mecanismos utilizados en esta etapa son el efecto de choque y/o la fuerza centrífuga.
- d) Sección de almacenamiento de líquido: como su nombre lo indica, es donde se almacena el líquido separado del gas para poder descargarse. [3]

El diseño de los separadores y de cada sección en particular está en función del tipo y cantidad de flujo que el gas y el líquido que se van a manejar y de otros factores, pero se busca que el diseño sea lo más simple posible para su mejor mantenimiento y limpieza.

Tipos y Clasificación de Separadores

Existen dos grandes grupos de estos Separadores; de dos fases (líquido y gas) y de tres fases (aceite, agua y gas), los cuales pueden presentar diferentes formas, las tres más comunes son: horizontal, vertical y esférica.

Separadores de Dos Fases

En la tabla 1 se hace un comparativo de las ventajas y desventajas de las diferentes formas de los separadores de dos fases. [3]

Tabla 1. Ventajas y desventajas de las distintas formas de los separadores de dos fases.

Forma	Horizontal	Vertical	Esféricos
Ventajas	Alta Capacidad par manejar gas.	Son fáciles de limpiar, por lo que se pueden utilizar con flujos que contengan sólidos (lodos o arena).	Más económicos que los dos anteriores.
	Económicos.	El control de nivel no es crítico y es fácil de mantener.	Recomendados para uso en costa fuera, por ser más compactos.
	Fáciles de instalar.	Permiten movimiento del nivel del líquido, recomendados para flujos que provienen de bombeos neumáticos.	Más fáciles de limpiar que los verticales.
	Adecuados para manejar aceite con alto contenido de espuma.	La revaporización de líquidos es menos probable.	Pueden ser de diferentes tamaños lo que los hacen el tipo más económico para instalaciones de pozos de alta presión.
Desventajas	No recomendables para flujos que contengan sólidos (lodos o arena), difícil de limpiar.	Costosos.	Su espacio de separación es muy limitado
		De difícil instalación.	
	El control de nivel es muy crítico.	Mayor diámetro para manejar la misma cantidad de gas que un horizontal.	

- 1 PLACA DESVIADORA DE ENTRADA
- 2 EXTRACTOR DE NIEBLA
- 3 VÁLVULA DE DESCARGA DE LÍQUIDOS
- 4 FLOTADOR

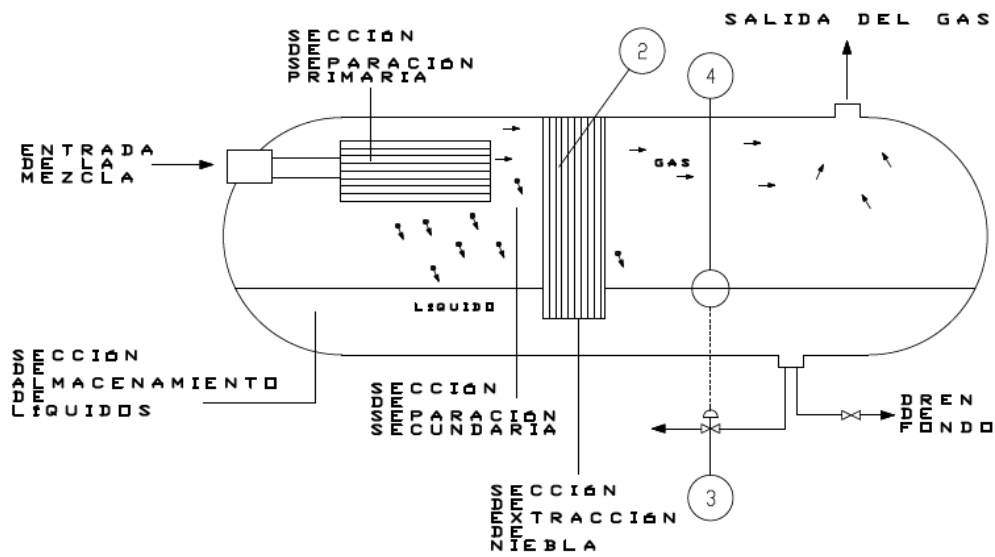


Fig.3. Diagrama típico de un separador horizontal.

Fuente: Gómez Cabrera, José A. (1984). *Apuntes de Clase "Manejo de la Producción en la Superficie"*, capítulo III. México: Facultad de Ingeniería, UNAM.

Separadores de Tres Fases

Como se ya se menciona anteriormente, estos separadores separan el líquido en aceite y agua que no está emulsificada. Dicha separación se logra debido a la diferencia de densidades, por lo cual estos separadores necesitan proporcionar al líquido un alto tiempo de residencia en un espacio de poca turbulencia.

Al igual que los separadores de dos fases, los de tres fases pueden ser horizontales, verticales y esféricos.

Los separadores de tres fases cuentan, además de las secciones de los separadores de dos fases, otras secciones y aditamentos especiales para lograr su cometido, como lo son: a) una alta capacidad de líquidos para poder dar un tiempo alto de residencia que permita la separación del aceite y el agua, b) un sistema que permita controlar la interfase aceite-agua y c) mecanismos distintos de descarga de aceite y de agua. [3]

2.3 Controladores de un Separador

Todo separador tiene esencialmente dos sistemas de control: a) control de nivel del líquido y b) control de presión. [3]

Un separador debe mantener el nivel del líquido constante, por lo que utiliza un control de nivel. La función de este control es básicamente abrir la válvula de control cuando el nivel sube para que el líquido pueda salir del recipiente, y en caso contrario cuando el nivel baja, cerrar esta válvula para que menos líquido salga del separador. Es de suma importancia este sistema de control ya que el separador tiene un nivel de líquido a operación normal.

La presión de un separador debe ser controlada por un regulador de flujo de gas que sale del contenedor, éste incluye un controlador y una válvula de control, lo que hace es mandar una señal neumática a la válvula para que ésta abra o cierre, dependiendo de la medición de la presión que el controlador detectó. Con este

sistema se mantiene la presión en el punto de operación normal para que el separador funcione.

2.4 Fundamentos de la Separación

En la separación de mezclas de líquido y gas, actúan principalmente tres fuerzas: la gravedad, la fuerza centrífuga y de choque.

Factores que Afectan la Separación

Hay diferentes factores que afectan la separación de mezclas de gas y líquido, los principales son:

- a) El tamaño de las partículas del líquido.
- b) El volumen de líquido que entra al separador y la distribución de las partículas del líquido.
- c) La velocidad del gas.
- d) La presión de separación.
- e) La temperatura de separación
- f) Las densidades del líquido y del gas.
- g) La viscosidad del gas.

Capítulo 3

Estabilización de Crudo

3.1 Fundamentos de la Estabilización

Para hablar de estabilización primero debemos hablar de los principios que gobiernan este tipo de proceso. Algunos fundamentos principales que se deben de entender para poder abarcar la estabilización como un proceso en la industria petroquímica, estos son:

- Presión de Vapor (PV)
- Presión de Vapor Reid (PVR)
- Equilibrio de fases

Presión de Vapor

La propiedad física principal que tiene relación con la estabilización es la presión de vapor, misma que está relacionada con el movimiento de las moléculas en un gas. La presión de vapor en una mezcla de hidrocarburos en equilibrio es la suma de las presiones de vapor de cada componente puro multiplicado por la fracción molar del componente en la mezcla. [4]

$$P_m = \sum_0^i (P_i) X_i \dots \dots \dots \text{Ecuación 3.1}$$

Donde:

P_m = presión de vapor de la mezcla

P_i = presión de vapor del componente i puro

X_i = fracción molar del componente i en la mezcla

Generalmente el crudo es enviado a tanques de almacenamiento atmosféricos y si la mezcla de crudo contiene componentes volátiles estos pueden evaporarse, convirtiendo el tanque en una posible fuente de explosión o incendio y perdiendo producto debido a la evaporación del mismo. Una manera de saber si algunos

hidrocarburos ligeros vaporizarán en el tanque de almacenamiento es la presión de vapor de la mezcla de aceite crudo.

En un tanque bajo condiciones atmosféricas (a presión atmosférica) la evaporación tendrá lugar si la presión de vapor es igual a la atmosférica e inversamente no habrá evaporación si la presión de vapor es menor.

La presión de vapor aumenta conforme se aumenta la temperatura, por lo que se tiene que tener mucho cuidado al almacenar el crudo ya que ésta puede tener una presión de vapor menor que la atmosférica en un principio, pero por el calor del ambiente (sol) ésta puede elevarse hasta tener evaporación y los problemas que esto conlleva.

Presión de Vapor Reid (PVR)

La presión de vapor Reid es la presión de vapor que debe tener el crudo para ser almacenado en tanques atmosféricos. La prueba para determinar esta presión de vapor Reid ayuda a saber si el crudo líquido que se desea almacenar vaporizará o no si su temperatura es elevada a 100°C (temperatura estimada que pueda alcanzar un tanque con el calentamiento del sol). [5]

La presión de vapor Reid dicta la especificación de los productos que se obtendrán en una estabilización para que éstos puedan ser correctamente almacenados y tratados posteriormente.

Equilibrio de Fases

Como se ha mencionado en capítulos anteriores, casi todos los procesos que involucren mezclas de hidrocarburos conllevan un equilibrio de fases líquida y gaseosa. En la figura 5 se presenta un diagrama típico de equilibrio de fases para mezclas de hidrocarburos que involucren varios componentes.

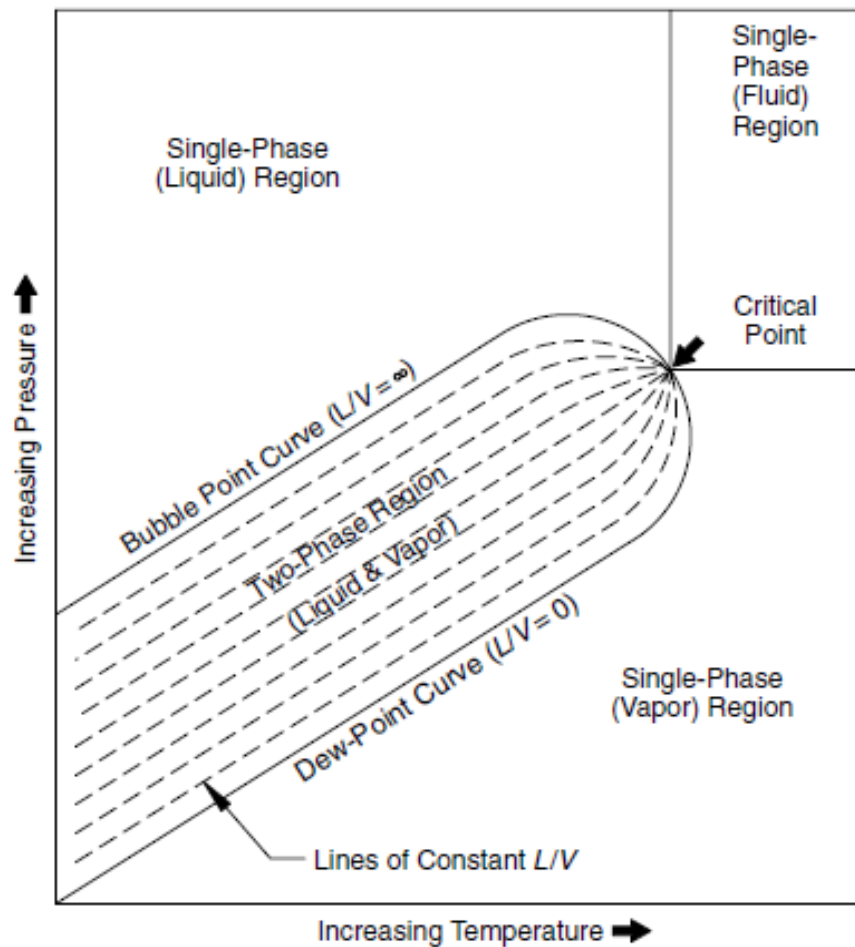


Fig. 5. Diagrama típico de equilibrio de fases para mezclas de hidrocarburos.
Fuente: Arnold, K. y Stewart, M. (2008). *Surface Production Operations Vol. 1*, capítulo 8, (3ª ed).
Burlington, Massachusetts: Elsevier.

La curva del punto de burbuja (bubble point) representa el punto en donde la primera burbuja de vapor se forma en la fase líquida, así como la curva de punto de rocío (dew point) que representa la primera gota de líquido que se forma en la fase vapor. [6] Como se observa en la figura 5 en la región de alta presión y baja temperatura la mezcla de hidrocarburos será una sola fase líquida y al contrario en la zona de alta temperatura y baja presión, la mezcla de hidrocarburos será una sola fase de vapor.

En el punto crítico convergen el de rocío con el de burbuja (presión y temperatura críticas). En los puntos por encima del punto crítico la mezcla de hidrocarburos existe como una sola fase en donde la fase vapor y líquida son indistinguibles.

La zona que nos interesa para la separación es donde el vapor y el líquido conviven en equilibrio entre el punto de burbuja y el de rocío. Los cálculos en el equilibrio son generalmente llamados cálculos “flash” y se fundamentan en diferentes combinaciones de equilibrio vapor líquido y en ecuaciones de balance de materia. Estos cálculos “flash” permiten determinar la cantidad de vapor y líquido presentes en cualquier punto del sistema (véase figura 5).

La fracción molar de cualquier componente en la fase vapor del equilibrio, depende no sólo de la presión y temperatura, sino también de la presión parcial de ese componente específico. Así mismo la fracción de cualquier componente que vaporice en cualquier etapa del proceso es una función de la temperatura, la presión y la composición del fluido en esa etapa. Sin embargo la cantidad de vapor depende del total de composición del fluido, ya que la fracción molar de cualquier componente en la fase vapor es una función de todos los otros componentes en esa misma fase. [6]

3.2 Estabilización en la Industria Petroquímica

Toda vez que en los Como se ha mencionado en capítulos anteriores, los pozos de hidrocarburos generalmente contienen mezclas de líquido (aceite y agua) y gas, los cuales pasan por tratamientos para ser separados y para su posterior uso y/o venta. Cabe mencionar que estos líquidos pueden pasar directamente a un tanque de almacenamiento o ser estabilizados de alguna manera. Estos líquidos contienen gran cantidad de hidrocarburos ligeros, los cuales al ser introducidos en un tanque, es muy probable que se vaporicen, creando una posible fuente de accidente (incendio o explosión) y haciendo que se pierdan cantidades considerables de producto.

A grandes rasgos, la estabilización lo que busca es reducir la cantidad de hidrocarburos ligeros (C_1 y C_2) y aumentar considerablemente la presencia de hidrocarburos intermediarios y pesados (C_3 en adelante). Puede haber de dos tipos dependiendo si proviene de una mezcla mayormente de aceite o si proviene

de una mezcla mayormente gaseosa, estabilización de crudo y estabilización de condensados respectivamente. [6]

Diferentes Métodos de Estabilización

Existen diferentes tipos de tratamientos que ayudan a estabilizar el crudo y/o condensados:

- Múltiples etapas de separación.
- Tratamiento con calor después de la separación.
- Estabilizador (torres).

La implementación de un sistema de estabilización y el método a utilizar, dependen principalmente de los alcances que tenga el proyecto y de la parte económica. Algunos factores que favorecen la implementación de un sistema de estabilización son:

- La especificación que requiera un crudo de baja presión de vapor y el cual no puede ser obtenido con la separación por etapas.
- Un crudo ácido que limite el contenido de H₂S a menos de 60 ppm.
- Una producción de condensados con 50° API o más y con flujos de más de 5,000 bpd (m³/h).

Múltiples Etapas de Separación

El método más usado en la industria para la estabilización de crudo son las múltiples etapas de separación. Este método consiste en hacer pasar al crudo por varias etapas distintas de separación sucesivas para así alcanzar la presión deseada en el tanque de almacenamiento. Las etapas se llevan a cabo en tanques de separación, como los descritos en el capítulo anterior, y se llevan a cabo de dos a cuatro etapas (ver figura 6). [6]

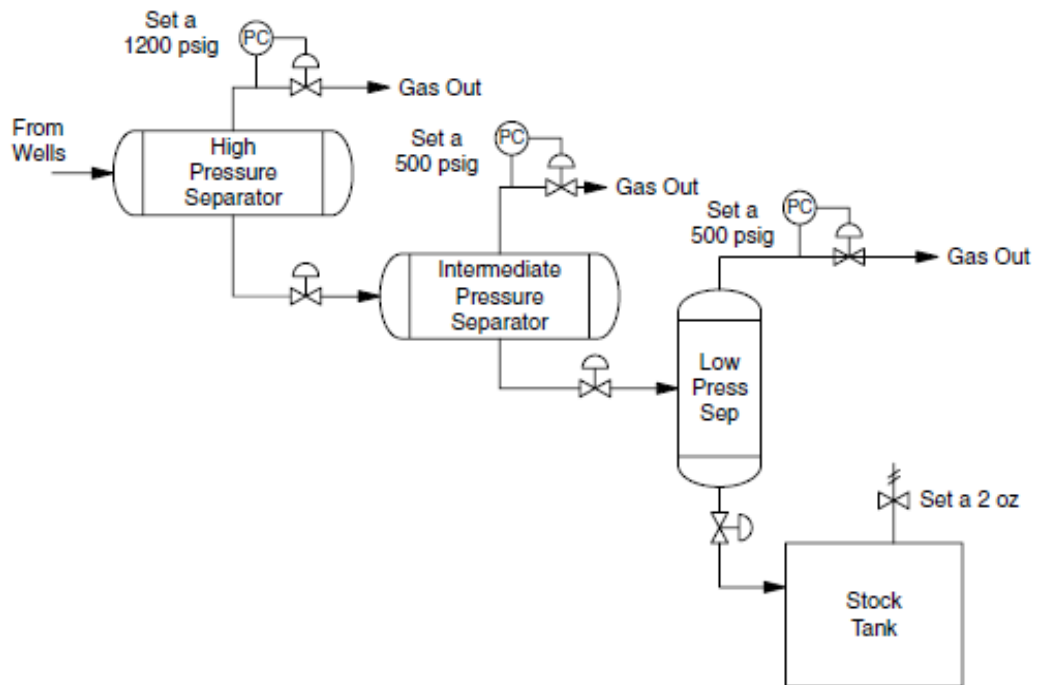


Fig. 6. Diseño típico de un tratamiento de múltiples etapas de separación.

Fuente: Arnold, K. y Stewart, M. (2008). *Surface Production Operations Vol. 1*, capítulo 8, (3ª ed). Burlington, Massachusetts: Elsevier.

Tratamiento con Calor Después de la Separación

Un método muy común para separar el agua del aceite, a parte de los separadores trifásicos, es el calentamiento de la mezcla para separar la emulsión, el calentar la mezcla no sólo ayuda a romper la emulsión y separar el agua, sino que también evapora los componentes ligeros estabilizando el crudo antes de ser enviado a un tanque de almacenamiento. La desventaja de este método es que un mal uso puede hacer que gran cantidad de los componentes intermedios (C_3 a C_5) puedan vaporizarse al entrar calientes al tanque de almacenamiento, resultando en pérdidas considerables de producto. Se puede ver la manera de enfriar la corriente de crudo que va hacia el tanque de almacenamiento para evitar estas pérdidas, pero generalmente el crudo no se enfría antes de pasar a almacenamiento por lo que la temperatura de este tratamiento o método se debe mantener lo más baja posible. [6]

Estabilizador

Un estabilizador se basa en los mismos principios del método de múltiples etapas de separación, con la diferencia de que cada etapa se lleva a cabo en una misma columna que opera a una presión constante, pero variando la temperatura. De ahí que comúnmente se les conoce como torres de estabilización o torres estabilizadoras. [6]

Generalmente este método es combinado con algunas etapas de separación previas (separadores) sustituyendo con una torre de estabilización alguna o algunas etapas de separación, complementando la separación y haciendo del resultado un crudo estable para su mejor almacenamiento y/o transporte.

3.3 Torres de Estabilización

Una torre de estabilización es una torre vertical de fraccionamiento, generalmente de platos, pero también puede ser empacada. En una torre de estabilización se agrega calor en la parte inferior lo que hace que se formen vapores en los platos inferiores. Estos vapores suben al plato siguiente y pasan a través del líquido lo que hace que éste se caliente y con ello se vaporice parte de los hidrocarburos líquidos, principalmente los componentes ligeros. Al mismo tiempo los vapores calientes se enfrían con el líquido, condensándolos de nuevo. El proceso de evaporación y condensación se va repitiendo a lo largo de la torre en los diferentes platos, dejando la mayor parte de los hidrocarburos pesados condensados en el fondo y llevándose casi todos los hidrocarburos ligeros en la parte superior en forma de gas.

Los platos o el empaque en las torres son utilizados para crear un área de contacto entre la fase vapor y la fase líquida del crudo, permitiendo así el intercambio de masa y calor de una fase a otra. Los líquidos que son alimentados a la torre (arriba o en medio según el tipo de torre) van cayendo por la bajada de líquidos a través de los platos, por encima de la presa y hacia el siguiente plato. La temperatura en cada plato se incrementa conforme los líquidos pasan de plato a

plato, esto hace que vapores calientes suban de plato en plato pasando por el líquido a menor temperatura, permitiendo la condensación de los componentes pesados y evaporando los componentes ligeros. El gas se vuelve menos pesado cada vez, pues va dejando los componentes pesados que se van condensando en el líquido que a su vez contienen menos componentes ligeros. Las torres de estabilización operan a presiones de entre 100 y 200 psig (700 a 1,400 kPa), normalmente. [6]

Ajustando la presión de la columna y la temperatura del fondo se puede tener un control de la presión de vapor del líquido que sale por el fondo de la torre. Si se tiene una presión constante, la presión de vapor aumenta si se disminuye la temperatura del fondo de la torre y viceversa. Se puede decir que la torre estabilizadora es selectiva, pues al controlar estos parámetros clave se puede tener un control de la separación.

En el fondo de la torre se cuenta con un rehervidor el cual proporciona la temperatura adecuada para llevar a cabo la separación y estabilización de la mezcla, el rango de temperatura normal de un rehervidor es de 200 a 400°F (90 a 200°C). [6] Este rehervidor puede ser de fuego directo, de fuego indirecto o un intercambiador de calor.

Los hidrocarburos que salen por el fondo de la torre deben alcanzar una presión de vapor específica y debido a que están en equilibrio con los vapores del fondo deben ser enfriados antes de pasar al tanque de almacenamiento o al oleoducto para evitar que los componentes intermediarios se vaporicen al entrar en el tanque y se pierda producto.

Si se presenta agua en cualquier parte del proceso dentro de la columna, ésta se debe coleccionar por otro plato para evitar que se mezcle con los líquidos del fondo o con los gases del tope de la torre. El calor agregado en la torre de estabilización ayuda a romper la emulsión de agua que pueda estar presente y generalmente ya no es necesaria una etapa de deshidratación de la mezcla posterior a la separación.

Tipos y Clasificación

Se consideran dos variantes de operación para una torre de estabilización:

- a) Torres sin sistema de reflujo
- b) Torres con un sistema de reflujo.

Torres Sin Sistema de Reflujo

A pesar de que la separación de los componentes ligeros y pesados en este tipo de columnas no es la más eficiente, es comúnmente utilizada por su simplicidad y menor costo.

En este tipo de torres la alimentación debe ser en la parte superior y debe proporcionar todo el líquido de enfriamiento que la torre necesita, por lo que convencionalmente se hace pasar al líquido por un enfriador antes de ingresar a la torre. Se debe tener un buen control de la temperatura de los líquidos ya que si se baja mucho la temperatura a la entrada se tendrá que aumentar el consumo del rehervidor, teniendo un gasto mayor de energía en el proceso. Ver figura 7.

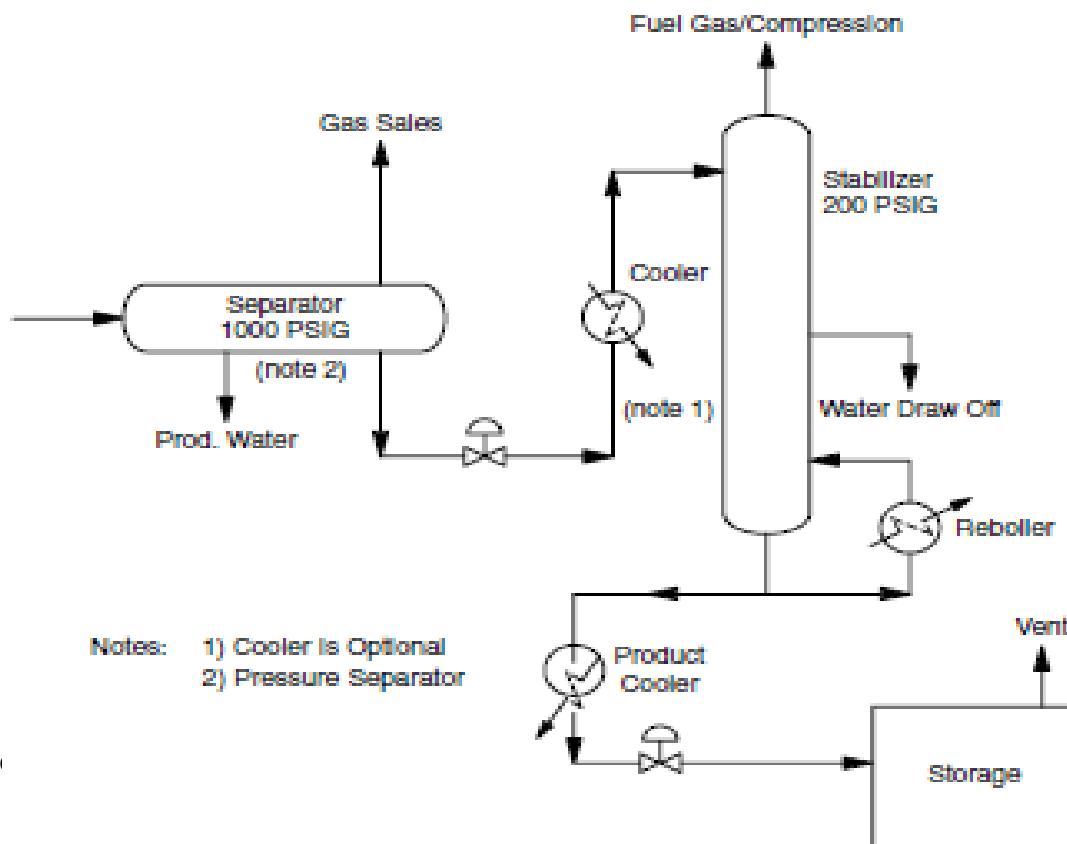


Fig. 7. Diseño típico de un sistema de estabilización sin reflujo.

Fuente: Arnold, K. y Stewart, M. (2008). *Surface Production Operations Vol. 1*, capítulo 8, (3ª ed). Burlington, Massachusetts: Elsevier.

Este tipo de torres logran una mejor separación con un menor tamaño de torre, pero se necesita incluir equipo y accesorios adicionales los cuales incrementan los costos de instalación y operación. En la figura 8 se muestra un esquema de un sistema de estabilización con reflujo.

La alimentación en este tipo de torres se hace por abajo del último plato, donde la temperatura de la torre es igual a la temperatura de la corriente de entrada. La temperatura del tope de la torre es controlada con el enfriamiento y condensación de los vapores de los hidrocarburos que salen de la torre, esto permite un mejor control de la producción en la parte alta y por lo tanto una mayor recuperación de los componentes pesados que en la configuración sin un reflujo. Esto hace también que se tengan menores etapas de fraccionamiento por lo tanto menos

platos y, como ya se dijo, una columna de mayor tamaño, lo que puede compensar los gastos de instalación iniciales.

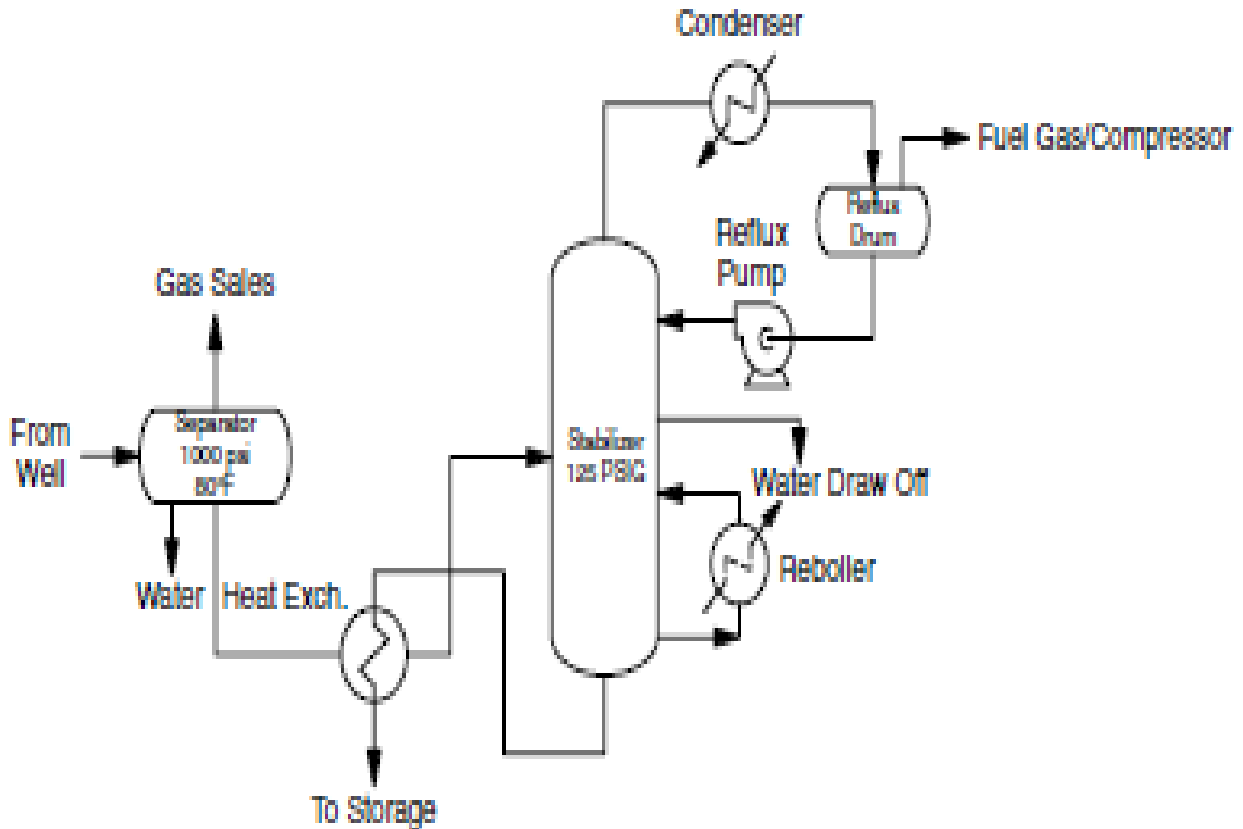


Fig. 8. Diseño típico de un sistema de estabilización con reflujo.

Fuente: Arnold, K. y Stewart, M. (2008). *Surface Production Operations Vol. 1*, capítulo 8, (3ª ed). Burlington, Massachusetts: Elsevier.

El principio que utiliza esta torre es el mismo que la torre sin reflujo o cualquier torre de estabilización; el líquido pasa por cada plato y a medida que desciende se va incrementado la presencia de componentes pesados, dejando los componentes livianos en la parte superior de la columna.

Se conoce como reflujo al líquido que contiene los componentes intermedios que se llegan a vaporizar y se reenvían a la torre. El separador bifásico o condensador que separa estos componentes del gas se llama tanque o tambor de reflujo. El

reflujo hace las mismas funciones que el líquido enfriado en la entrada de una torre sin reflujo.

El calor necesario en el rehervidor depende del enfriamiento que se lleve a cabo en el condensador, mientras más enfríe el condensador más puro será el producto y mucho mayor porcentaje de componentes intermedios podrán ser recuperados.

Es importante tener en cuenta las siguientes relaciones: a mayor temperatura en el fondo, mayor cantidad de componentes ligeros serán eliminados como gas en el tope de la torre; a mayor cantidad de componentes ligeros liberados, menor será la presión de vapor de los líquidos del fondo.

Lo que hace el uso de estas columnas más ventajoso es que se puede tener una especificación para los productos tanto del fondo como del tope de la columna, a diferencia de las columnas sin reflujo que solo se pueden especificar uno u otro. Dejando a un lado la desventaja económica, que como ya se observó puede ser fácilmente justificada, este tipo de columnas necesitan altas presiones de operación generando altas temperaturas en el fondo ya que está limitado el uso de refrigerantes.

Otros Procesos

El proceso Gas-Boot, consta de una torre fraccionador a de platos sin rehervidor y sin sistema de reflujo. Este proceso mantiene en la torre una columna de líquido a un nivel determinado para poder lograr la adecuada separación y estabilización del crudo.

La principal ventaja del proceso de Gas-Boot es que se requiere menor cantidad de equipo adicional y no necesita instalación de servicios auxiliares, lo cual se ve reflejado directamente en el costo del proceso. A pesar de su sencillez y menor costo, no es recomendable para procesos donde las especificaciones de PVR y de niveles de H₂S son muy estrictas, ya que no son parámetros que se puedan controlar, como en otros procesos. [7]

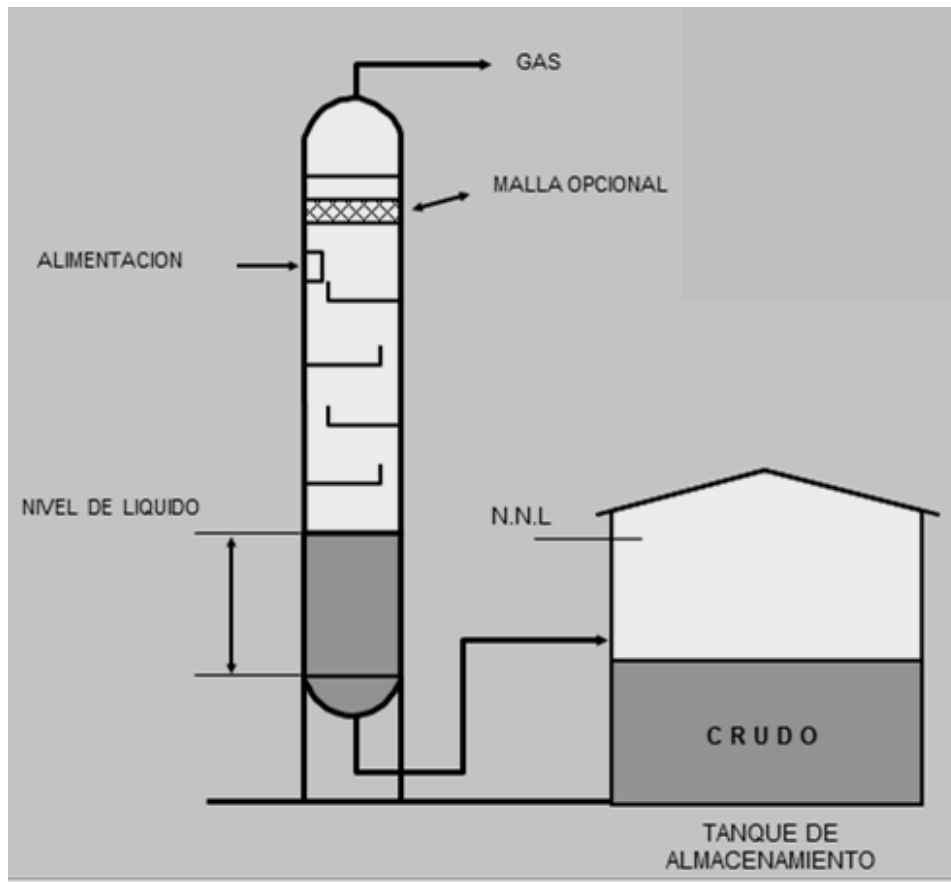


Fig. 9. Diseño típico de un sistema de estabilización Gas-Boot.
Fuente: Instituto Mexicano del Petroleo (IMP).

Equipo Adicional

Rehervidor

La única fuente de calor que genera los vapores en una torre de estabilización es el rehervidor. El punto de ebullición del producto del fondo se controla con la cantidad de calor que se induce con el rehervidor, esta acción junto con la presión de operación de la torre dictan la presión de vapor del producto que sale por debajo de la torre. El rango típico de temperatura para un rehervidor es de 200 a 400°F (90 a 200°C) [6], dependiendo, claro de la presión de operación de la torre, la composición de los fondos y de la presión de vapor que se requiera obtener. Es

recomendable que esta temperatura se mantenga en el mínimo posible para ahorrar en el gasto de energía, evitar problemas de formación de sales y prevenir en lo posible los problemas asociados con la corrosión.

Dependiendo de la presión de operación de la torre se decide la fuente de calor del rehervidor, a bajas presiones de operación (a bajo de 200 psig o 1,400 kPa) se puede utilizar un medio de agua con glicol, a mayores temperaturas el uso de vapor o calentadores a base de hidrocarburos es necesario. Estos ajustes y consideraciones deben ser tomados en cuenta en el diseño de la torre y dependen de la presión a la que trabajará la torre y el medio en que se encuentre.

Enfriadores

En un sistema de estabilización hay dos enfriadores (dependiendo del sistema que se use).

Uno se puede ubicar en la entrada de la torre el cual sirve para enfriar la mezcla que será alimentada a la torre, donde no se cuenta con un sistema de reflujo. Se debe calcular la temperatura deseada para la alimentación así como el servicio del intercambiador para lograr esta temperatura. Generalmente se utiliza un intercambiador de coraza y tubos utilizando un refrigerante para enfriar la corriente de alimentación lo necesario.

Otro se usa para remover el calor del producto del fondo antes de ser almacenado o enviado a otro tratamiento. La especificación de la temperatura de este producto debe de estar indicada en el diseño y con base en la disminución de pérdida de producto en un tanque de almacenamiento. Como se muestra en la figura 7, para las torres que contengan un sistema de reflujo, los fondos pueden intercambiar calor con la misma alimentación antes de ser enviados al tanque de almacenamiento.

Sistema de Reflujo

Reiterando, incluir un sistema de reflujo conlleva el uso de equipos y accesorios adicionales, que requieren de espacio, energía, recursos y más. Dentro de ese equipo necesario están: un condensador (intercambiador), acumulador (separador de dos fases) y bombas de reflujo. Este sistema debe de diseñarse para operar a la temperatura que se requiera para condensar una porción de los vapores que salen por el tope de la torre. Esta temperatura o rango de temperaturas se obtiene calculando el punto de rocío del vapor en la parte alta de la torre.

Dependiendo del reflujo que se necesite es como se determina el servicio de calor que se necesita en el intercambiador, al igual que el tipo de intercambiador que se ocupará dependerá de la temperatura que el vapor requiera para condensar. A menor presión de operación de la torre menor será la temperatura que se requiera para condensar los vapores.

El acumulador de reflujo no es más que un separador de dos fases que cuenta con un alto tiempo de retención lo que permite la separación del líquido de los vapores. Normalmente éste se ubica abajo del condensador (ver figura 7) creando una pendiente del condensador al acumulador, así como por encima de las bombas de reflujo para que éstas puedan trabajar de manera adecuada. El tamaño del acumulador es dictado por la cantidad de reflujo que se requiera y el total de vapores que salen de la torre.

Las bombas de reflujo deben ser calculadas para que puedan bombear el reflujo requerido por la torre, de regreso a la torre desde el acumulador. Generalmente estas bombas están diseñadas con una caída de presión de 50 psi (340 kPa), dependiendo del ritmo de circulación del reflujo se pueden instalar dos bombas al 100% o tres al 50%, lo que permite tener un reemplazo de 100% o de 50%, respectivamente. [6]

3.4 Diseño de Torres de Estabilización

El diseño de una torre de estabilización, cualquiera que sea, involucra una serie de cálculos e iteraciones para los cuales se recomienda utilizar programas que permitan simular el proceso y hacer todos los cálculos minimizando el error humano. Estos programas o simulaciones ayudan a optimizar el diseño de cualquier torre de estabilización si se conocen las propiedades de la corriente de alimentación y la presión de vapor deseada en el producto de los fondos.

Normalmente el valor máximo de la presión de vapor Reid (PVR) es dado en las especificaciones de cada proyecto, es menester considerar la diferencia con la presión de vapor verdadera (PVV) en el diseño de un sistema de estabilización. Con este valor de PVR deseado se puede aproximar la temperatura que se necesita en el fondo de la torre. Conociendo presiones de vapor de cada componente presente en la mezcla (con la volatilidad) se puede estimar la composición deseada del líquido de los fondos, la presión de vapor calculada tiene que ser la misma que la PVR deseada. La temperatura del fondo puede determinarse si se calcula el punto burbuja en el líquido de los fondos a la presión de operación de la torre seleccionada. El rango común en que se encuentra esta temperatura oscila entre 200 y 400°F, dependiendo de la presión de operación, la composición del líquido y la presión de vapor requerida. [6] Se recomienda mantener la temperatura al mínimo, por los problemas que pudieran ocurrir, previamente comentados.

Como parte del diseño de la torre de estabilización se debe incluir un balance de energía, el calor saldrá de la torre en forma de vapor y los líquidos del fondo deben de balancearse con el calor que se introduce en la alimentación y en el rehervidor. De igual manera si la columna cuenta con un sistema de reflujo, la cantidad de calor debe de sumarse al balance en la columna.

Se utilizará el programa de simulación Aspen Hysys v. 7.3, para la realización de la simulación de una torre de estabilización y determinar los parámetros mencionados.

Capítulo 4

Almacenamiento de Crudo

4.1 Generalidades

Una vez estabilizado el crudo, éste es almacenado para su posterior envío a refinación u otro tratamiento o para ser vendido (ya sea en tierra o fuera de ella el crudo puede ser almacenado de diferentes maneras). Existen gran variedad de tanques dependiendo qué sea lo que se necesite, cuánto se requiere almacenar, dónde se va a instalar, entre otros factores que intervienen.

El almacenamiento se puede llevar a cabo en tres diferentes tipos de instalación; a) superficialmente, b) subterráneamente o c) en buques tanque (instalaciones en el mar).

4.2 Tanques de Almacenamiento

Los tanques de almacenamiento de hidrocarburos líquidos permiten tener el producto en un lugar seguro hasta que éste se necesite transportar por las razones que ya se han mencionado. Se requiere un buen control del producto mientras está en almacenamiento para tener instalaciones seguras y evitar la pérdida de crudo que se refleja en pérdidas económicas.

Hay diferentes materiales que se han usado a través del tiempo para almacenar crudo; madera, concreto, plástico, aluminio y acero inoxidable. Hoy en día el más utilizado por sus propiedades y el costo-beneficio que ofrece, es el acero inoxidable. [8] Aunque existen variantes en cuanto a la forma de los tanques el que más se usa es la forma cilíndrica, debido a su gran capacidad para manejar grandes volúmenes.

Para la construcción de tanques de almacenamiento de crudo líquido se debe considerar que existen normas establecidas por el Instituto Americano del Petróleo (A.P.I., por sus siglas en inglés). Los materiales que se utilizan deben contener ciertas características aprobadas por este instituto. [9] Petróleos Mexicanos

(PEMEX) también tiene normas aplicables a la construcción de tanques de almacenamiento las cuales están basadas en normas internacionales y nacionales. [10]

Tipos y Clasificación

Los tanques de almacenamiento de hidrocarburos líquidos se pueden dividir en dos grandes grupos:

- Tanques de almacenamiento atmosféricos.
- Tanques de almacenamiento a baja presión.

El tipo de tanque y su capacidad dependen de la cantidad y el tipo de fluido que se va a almacenar, de la volatilidad y de la presión del vapor del mismo.

4.3 Diseño de Tanques de Almacenamiento

En el diseño de los tanques se consideran condiciones extremas de presión y vacío, ya que es muy importante mantener el producto en las mejores condiciones para su posterior transportación. Los tanques tienen que ser perfectamente herméticos para el seguro resguardo del producto.

Debe considerarse dentro del tanque el volumen del líquido y el de los vapores que puedan formarse, el cual no debe exceder el 20% del volumen total del tanque. De igual manera se considera un nivel de líquido máximo de llenado y mínimo de vaciado y tener un buen control y medición de éstos. Para poder contener los vapores que se puedan formar ya sea por agitación o temperatura del líquido y no perder producto, debe considerarse cierta tolerancia en cuanto a la presión en el espacio destinado a los vapores y la presión de alivio de las válvulas. La presión máxima en este espacio para vapores no debe exceder las 15 lb/pg² manométricas. Los elementos que se encuentren por debajo del nivel líquido deben diseñarse para operar a condiciones extremas o más severas, ya que éstos

son afectados directamente por la carga hidrostática del fluido y por los cambios de presión dados por el efecto de llenado y vaciado del tanque.

Los siguientes factores son los que rigen el diseño de tanques de almacenamiento:

- La presión interna de llenado como de vaciado.
- El peso total del tanque y del contenido, vacío y lleno, con y sin la presión máxima.
- El sistema de soporte dependiendo de las características y propiedades del material.
- Equipos adicionales (plataformas, escaleras, conexiones de tubería, etc.).
- Las cargas de empuje causadas por el viento.
- Cargas que pudieran ocasionar terremotos.
- Si lleva aislamiento o algún tipo de forro.
- Los esfuerzos a la tensión y a la compresión.
- Los esfuerzos de corte.

4.4 Mantenimiento

Como cualquier equipo, los tanques de almacenamiento deben someterse a tratamientos de mantenimiento. Su óptimo funcionamiento será consecuencia del buen monitoreo de los tanques. Se considera inspeccionar los tanques periódicamente para observar el estado físico de éstos, determinar el efecto de la corrosión y observar posibles deterioros o fugas. Al dar un buen seguimiento y mantenimiento del equipo se reducen los posibles accidentes como incendios o derrames, arreglando los posibles deterioros a tiempo.

Capítulo 5

Simulación

5.1 Diseño de la Simulación

A continuación se describe la simulación de la Torre de Estabilización (DA-200) en el programa Aspen HYSYS v7.3. El esquema de simulación se hizo con base en el Diagrama de Flujo de Proceso A-210 1 DE 2_REV_0A 8-ABR-2011-Model.pdf y A-210 2 DE 2_REV_0A 11-ABR-11-Model, proporcionados por la empresa Inelectra Internacional.*

***Por motivos de secrecía y confidencialidad que la empresa brinda al cliente, no se pueden mostrar los documentos anteriormente citados ni los mencionados de aquí en adelante en este trabajo de tesis.**

Selección de componentes.

Se ingresaron los siguientes componentes:

Tabla 2. Componentes de la alimentación, con sus fracciones mol y % molar.

Componente	Referencia	Composición Ligeros (Light Ends) % Mol.
Nitrógeno	N2	0.0725
Dióxido de Carbono	CO2	0.0153
Ácido Sulfhídrico	H2S	0.0
Metano	C1	6.1971
Etano	C2	0.3795
Propano	C3	0.2080
I-Butano	I-C4	0.0398
N-Butano	N-C4	0.0523
I-Pentano	I-C5	0.0108
N-Pentano	N-C5	9.0045×10^{-4}
N-Hexano	N-C6	4.2510×10^{-3}
N-Hexano + pesados*	N-C6 + pesados*	4.2510×10^{-3}
Aceite Crudo**	Oil**	31.18
Agua	H2O	61.84

*Se considera la composición de C6+pesados en la composición de C6.

**Se caracterizó el aceite en el “oil manager” del simulador con datos proporcionados por Inelectra Internacional (EPI-A-011_DA-200 REV. 2 (27-ABR-12)).

La figura 10 muestra los componentes ya seleccionados en el simulador.

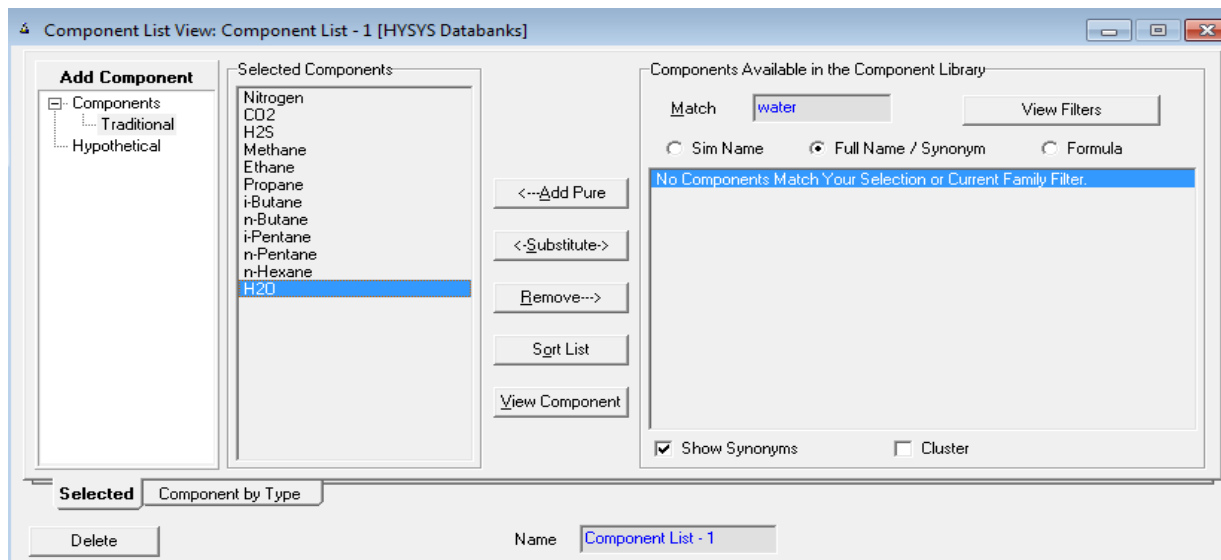


Fig. 10. Vista de la ventana de selección de componentes en el simulador Aspen HYSYS v.7.3.

Selección de paquete termodinámico.

Se utilizó el paquete termodinámico **PENG-ROBINSON** ya que esta opción describe correctamente el comportamiento fisicoquímico del proceso y es el paquete que mejor ajusta los datos proporcionados.

La figura 11 muestra el paquete termodinámico seleccionado para la simulación.

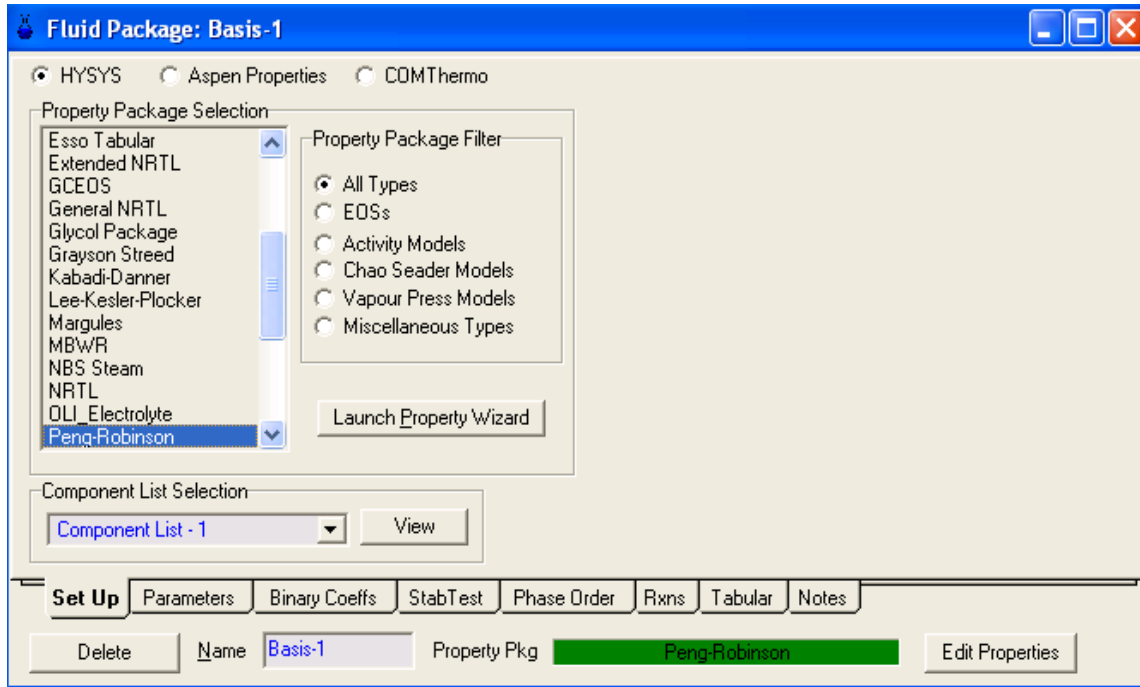


Fig. 11. Vista de la ventana de selección de paquetes termodinámicos en el simulador Aspen HYSYS v.7.3.

Caracterización del Aceite Crudo (oil).

El simulador Aspen HYSYS cuenta con una opción para poder caracterizar un aceite a partir de ciertos datos experimentales de la mezcla aceitosa. Los datos fueron proporcionados por la empresa Inelectra Internacional para su utilización en esta simulación.

Los datos utilizados se presentan en la figura 12.

INFORME DE ANALISIS PARA CARACTERIZACIÓN DE ACEITE CRUDO					
NO. DE INFORME:		39140-LIC-IR03-068-05			
FECHA DE EMISION:		28 DE FEBRERO DE 2006			
DESTINATARIOS:		ING. SERGIO GOMEZ GARCIA COORD. DE OP. DE EXPLOTACION ACTIVO 5 PRESIDENTES			
DATOS DE LA MUESTRA					
NO. DE REGISTRO.		01591			
DESCRIPCION DE LA MUESTRA:		GUARICHO			
FECHA DE MUESTRO:		27-JAN-06			
FECHA DE RECEPCION:		27-JAN-06			
PERIODO DE ANALISIS:		DEL 27-JAN-06 AL 28-FEB-06			
INSTALACIÓN: BATERIA RABASA					
PUNTO DE MUESTREO: ACEITE DEL POZO RABASA NO. 101					
PROPIEDADES FISICAS	METODO	UNIDAD	RESULTADO	DESTILACIÓN ENGLER (ASTM-D-86)	
PESO ESPECÍFICO (60/60°F)	ASTM D 1298-90		0.844		
GRAVEDAD API (60/60°F)	ASTM D 287-92		36.15		
VISCOSIDAD SAYBOLT A 37.8°C (100 °F)	ASTM D 88-94	SSU	51.09		
VISCOSIDAD CINEMÁTICA A 37.8°C(100 °F)	ASTM D 445-95	CTS	7.037	DESTILADO %VOLUMEN	TEMPERATURA (°C)
VISCOSIDAD DINÁMICA A 37.8°C (100 °F)	ASTM D 445-95	CP	5.827		
TEMPERATURA DE INFLAMACIÓN	ASTM D 92-90	°C	-6.0	T.I.E.	96.4
TEMPERATURA DE CONGELACIÓN	ASTM D 97-93	°C	-3.0	5	112.1
AGUA Y SEDIMENTO POR CENTRIFUGACIÓN	ASTM D 4007-95	, % VOL	0.10	10	126.2
SALINIDAD	U.O.P.-22-58	LIBRAS/1000BLS	836.25	20	164.5
ASFALTENOS EN HEPTANOS	ASTM D 3279-90	%PESO	1.1022	30	206.3
PARAFINA TOTAL	U.O.P.-46-64	% PESO	8.790	40	241.0
AZUFRE TOTAL	ASTM D-4294-95	%PESO	0.9207	50	290.1
CARBÓN RAMSBOTTON	ASTM D-524-95	%PESO	N/D	60	325.8
PESO MOLECULAR			221.03	70	349.4
PUNTO DE ANILINA	ASTM D-611-93	°F	N/D	80	358.4
FACTOR DE CARACTERIZACIÓN	U.O.P.-375-86		11.83	90	358.7

Fig. 12. Datos para la caracterización del Aceite Crudo (oil) de la hoja EPI-A-011_DA-200 REV. 2 (27-ABR-12).

Para poder caracterizar el Aceite Crudo (oil) en el simulador se deber ir a la pestaña “Administrador de Aceite” (Oil Manager) en la ventana del “Administrador Básico de Simulación” (Simulation Basis Manager).

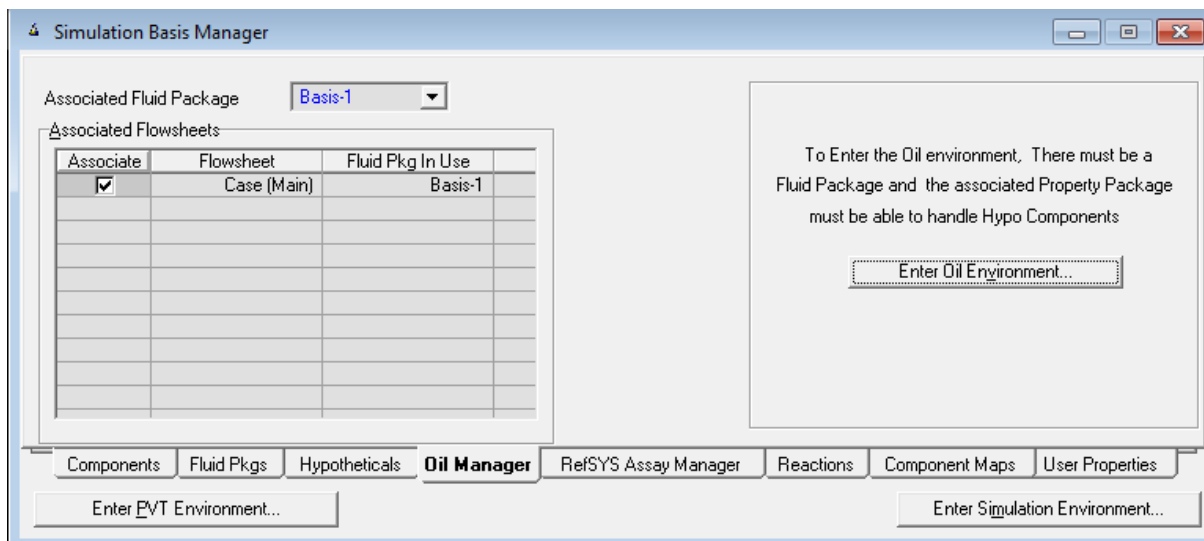


Fig. 13. Vista de la pestaña de Administrador de Aceite en el simulador Aspen HYSYS.

Una vez en esta pestaña se entra al “Ambiente de Aceite” dando click en el botón que indica entrar a este ambiente (“Enter Oil Environment”). Lo anterior permite entrar a la pestaña de “Caracterización de Aceite” (Oil Characterization), como se muestra en la figura 14. Aquí se debe “Agregar” (Add) una nueva “Prueba” (Assay).

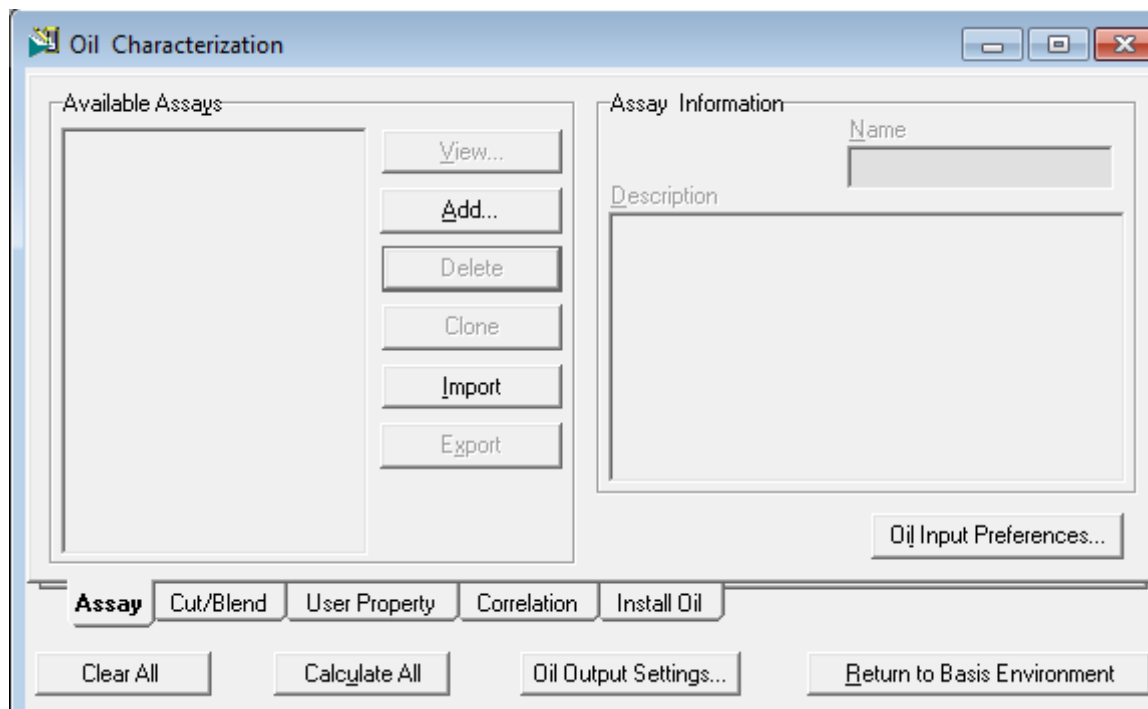


Fig. 14. Vista de la ventana de Pruebas (Assays) para la caracterización del aceite.

Al agregar una nueva “Prueba” (Assay) el simulador refiere a otra ventana donde se colocaran los datos del aceite a utilizar, en este caso los datos mostrados en la figura 3. El simulador cuenta con diferentes apartados dependiendo de los datos que se tengan del aceite. Se utilizaran los apartados de “Propiedades Generales” (Bulk Properties), en el “Tipo de Ensayo” (Assay Data Type) se selecciona la opción ASTM-D-86 como lo reportando en los datos y por último se le indica al simulador que la “Composición de los Componentes Ligeros” (Light Ends) se pondrá manualmente. Los datos de curvas de viscosidad, peso molecular y densidad se dejaran “Sin Usar” (Not Used). La figura 15 muestra la ventana con el aceite ya caracterizado, una vez que se introdujeron los datos en el lugar correspondiente y se da click en el botón de “Calcular” (Calculate). El simulador nos indica que se ha hecho correctamente con la barra en verde (Assay Was Calculated). **Nota: los datos de la composición de los componentes ligeros se tomaron del balance de materia proporcionado por Inelectra Internacional (BME-A-001) y mostrados en la tabla 2.**

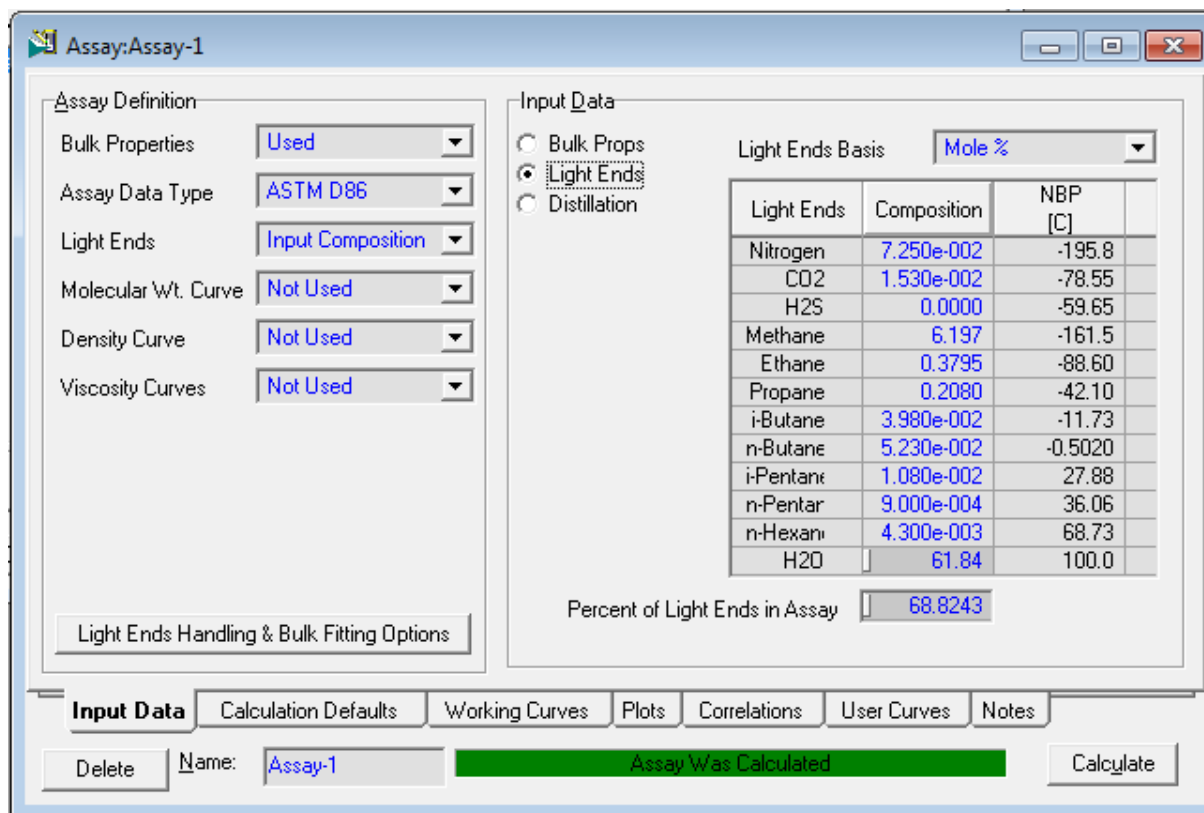


Fig. 15. Vista de la ventana de Pruebas (Assays) para la caracterización del aceite, con éste especificado.

Una vez caracterizado el aceite crudo, se cierra la ventana y se debe introducir esta como la corriente de alimentación. Para realizar esta tarea se va a la pestaña de “Cortar/Mezclar” (Cut/Blend) y se agrega una nueva prueba. Al dar click en “Agregar” (Add) se abre una nueva ventana donde se muestra la prueba ya caracterizada de lado izquierdo, se vuelve a dar click en “Agregar” (Add) y se muestra como la prueba pasa de lado izquierdo, donde se le indica el flujo. En la figura 16 se muestra la prueba ya agregada con el flujo correspondiente.

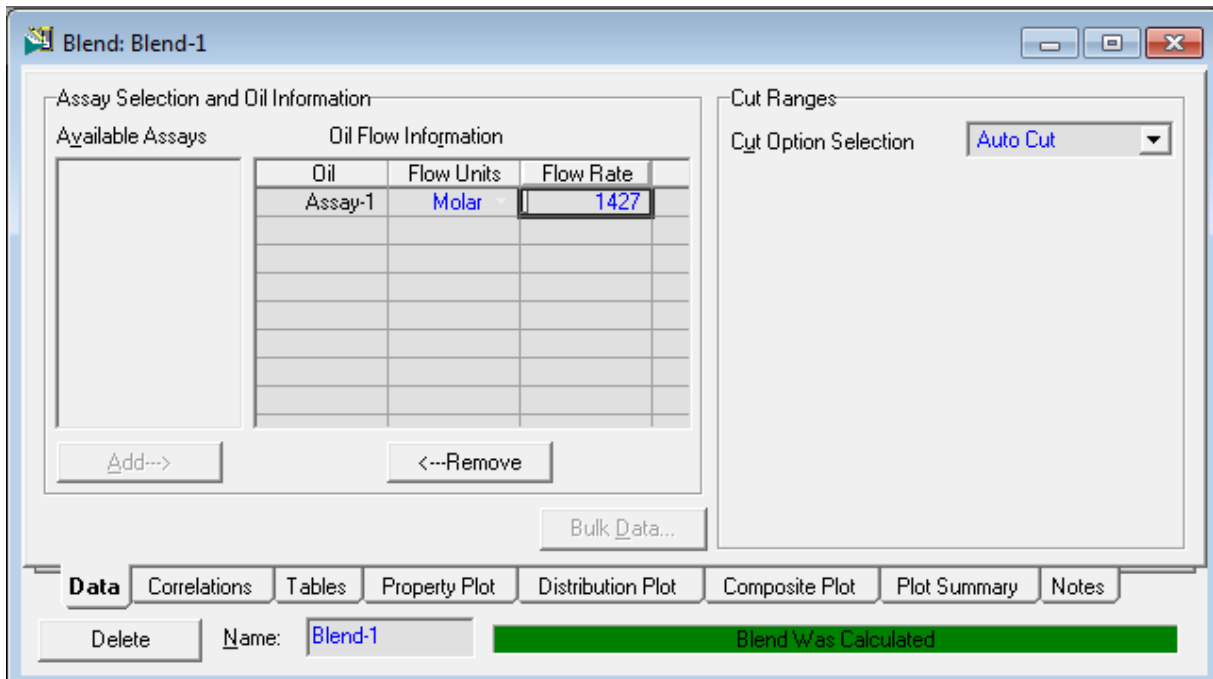


Fig. 16. Vista de la ventana de Mezclas (Blends) con la prueba ya agregada y su flujo especificado.

Por último se cierra esta ventana, regresando a la pestaña de “Cortar/Mezclar” (Cut/Blend) donde ya se muestra la prueba agregada. Se debe ir a la pestaña de “Instalar Crudo” (Install Oil) para ingresar el nombre de la corriente que se instalará por default en el “Caso Principal” (Case (Main)). En este caso se llama a la corriente “Alimentación”, la figura 8 muestra la ventana ya con el nombre de la corriente indicada.

Condiciones de alimentación

Tabla 3. Condiciones de la alimentación (EPI-A-011_DA-200 REV. 2 (27-ABR-12)).

	Máxima	Normal	Mínima
Temperatura (°c)	60	40	30
Presión (kg/cm ² man.)	2.0	1.5	0.2
Flujo másico (bpd)	20000	20000	5000
Estado físico	Mezcla líquido-vapor		

***Nota: los cálculos para la simulación se harán en condiciones normales.**

En el simulador se indica la temperatura y la presión de la corriente, una vez que está bien especificada la corriente de alimentación, se puede poner la torre de estabilización.

Debido a que las condiciones de la corriente de alimentación consideran la presión hidrostática que es necesario vencer para poder ser alimentada a la torre de estabilización a la presión de operación de ésta (0.5 kg/cm²_man), se ajusta la presión a la entrada poniendo una válvula para así poder representar en el simulador dicha caída de presión debido a la hidráulica del sistema.

Torre de estabilización

El simulador no maneja como tal una torre de estabilización, pero si hay varias opciones para torres de destilación o fraccionarias. Ya que la mezcla que se tiene está constituida por tres fases (agua, aceite y gas) se utiliza la opción del simulador de destilación en tres etapas (Three Phase Distillation).

Una vez escogida esta opción, el simulador pregunta qué tipo de torre es y hay que indicarlo. En este caso se simulará una torre con reflujo únicamente (Reboiler Absorber), como se indica en la figura 18.

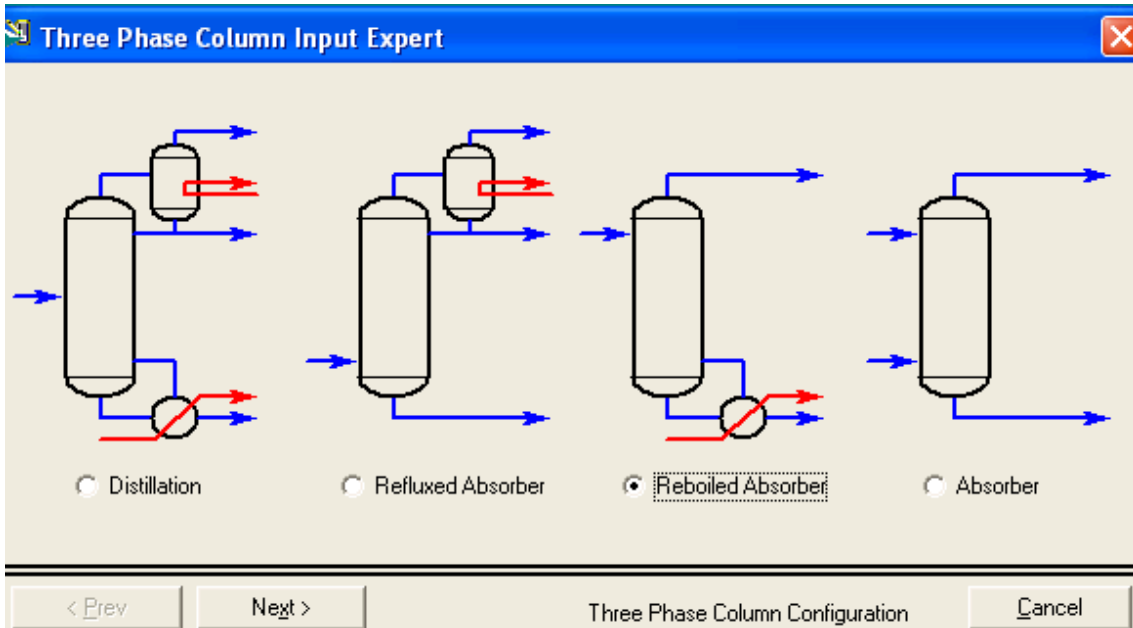


Fig. 18. Vista de la ventana donde se selecciona el tipo de columna que se simulará.

Una vez indicado el tipo de columna a simular, se debe especificar ésta correctamente. Para este ejemplo específico, se utilizaron los datos de la columna dadas por el proveedor. En este caso es una torre de 11 platos (stages) y alimentándose en el plato superior. Se seleccionan 10 etapas de separación (platos) en el simulador ya que el rehervidor se considera como una etapa más ($n+1$). En la figura 19 se puede observar la columna en el simulador ya especificada con salida del vapor (V) en la parte superior y del líquido (L) en la parte inferior, así como la corriente de energía del rehervidor (q_r).

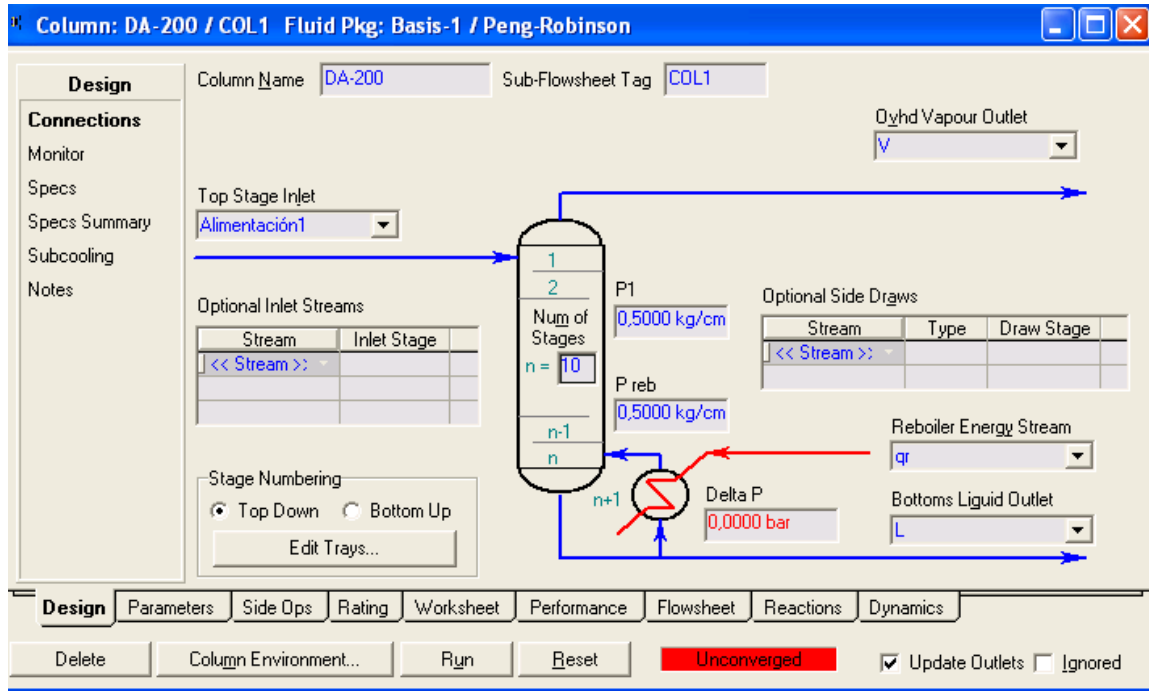


Fig. 19. La columna DA-200 de 11 platos teóricos con las corrientes indicadas.

Se le da click el botón siguiente (Next) y el simulador pide que se le indique cierta información adicional, como la presión en la torre (arriba y abajo), la temperatura y la razón del destilado. En este caso sólo se indica la presión en la torre la cual se pretende se mantenga igual (0.5 kg/cm²_man). Una vez indicado eso se da siguiente hasta que se presenta la opción de listo (done) y ahora el simulador nos muestra la ventana del monitor de la torre, lista para ser corrida la simulación.

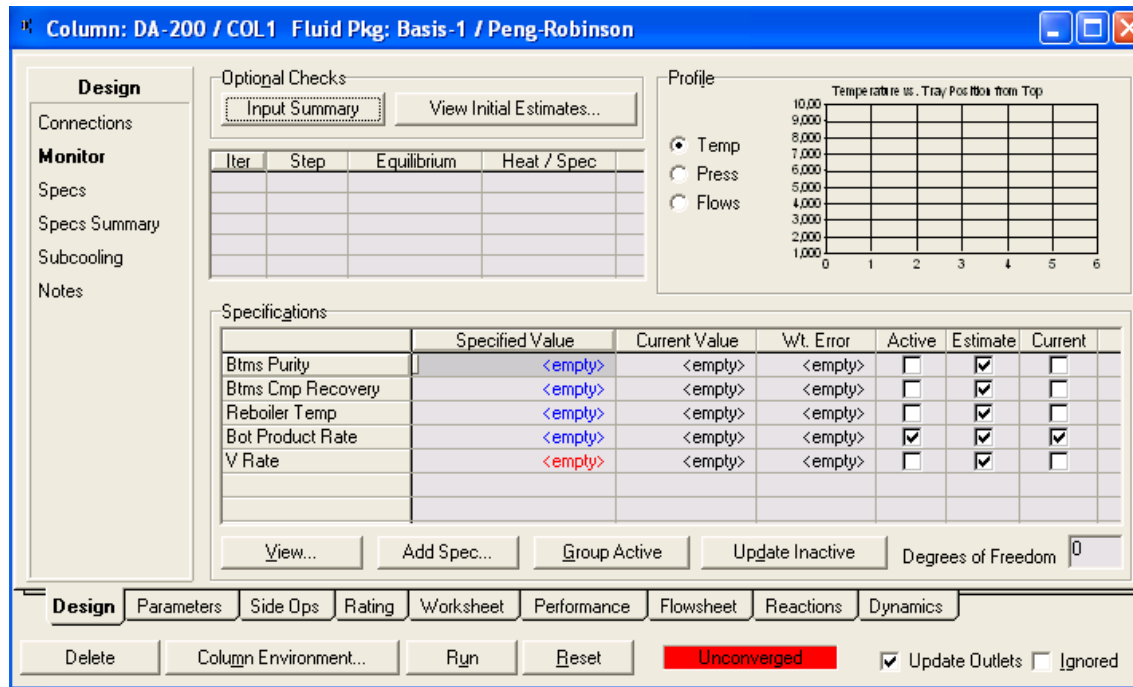


Fig.20. Monitor donde se corre la simulación.

En este monitor se ingresan las especificaciones de la torre para poder correr la simulación. Se debe introducir las especificaciones correspondientes y seleccionar la caja para que estén activas. Los grados de libertad que nos indica el monitor deben indicar cero para poder correr la simulación (Run).

En este caso se le especifica la temperatura del rebolector para inicializar la simulación. Se considera el valor menor de temperatura especificado en la teoría para este tipo de torres, que es de 90°C (194°F), (ver 3.3.2 Equipo adicional, rebolector). Se da correr (Run) para comenzar la simulación y al terminar debe aparecer la barra inferior de color verde con la palabra ok.

Una vez que el simulador convergió el cálculo, el DFP (Diagrama de Flujo de Proceso) de la Torre de Estabilización DA-200 se observa como en la figura 21.

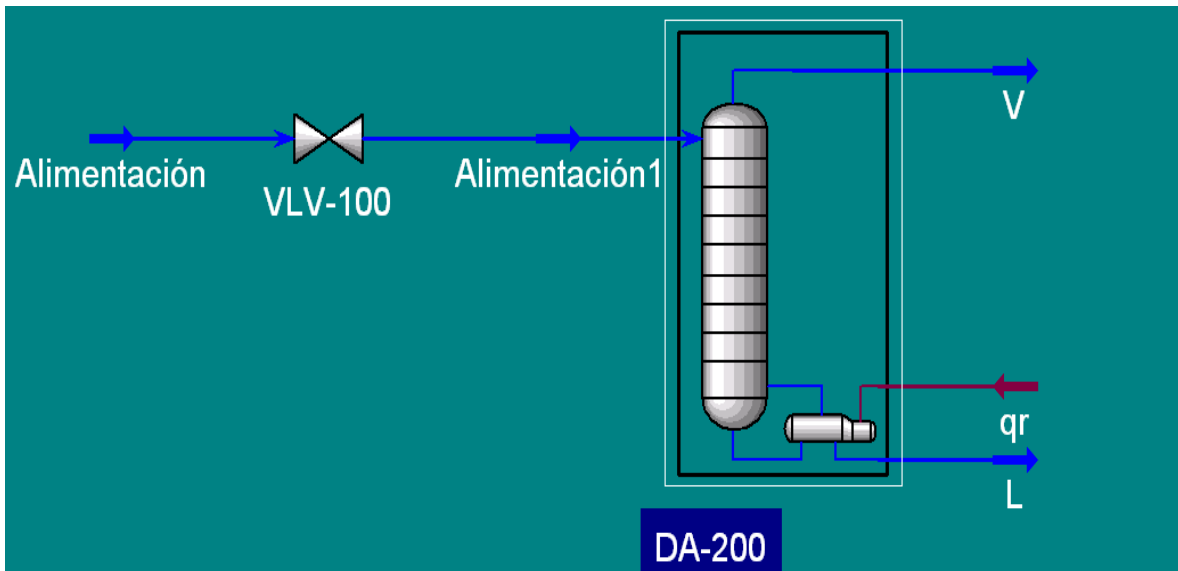


Fig.21. DFP de la Torre de Estabilización DA-200.

Capítulo 6

Resultados

6.1 Resultados de la Simulación

A continuación se presentan las condiciones y propiedades más importantes obtenidas para la Torre de Estabilización en la simulación. Es importante observar el cambio en las corrientes de entrada y salida para determinar si se ha conseguido estabilizar el crudo, se presentan en la tabla 4 únicamente los parámetros más significativos en el diseño de la Torre de Estabilización, los cuales son: la fracción fase vapor, la temperatura, la presión, el flujo molar, la presión de vapor Reid y verdadera. La presión de vapor es la propiedad clave para saber si el líquido a la salida, en el fondo de la torre, se encuentra estabilizado y por lo tanto pueda ser transportado y almacenado sin riesgos. En la tabla 5 se incluyen las composiciones de las corrientes del proceso en fracción mol, con el fin de observar el cambio que presenta la composición a la entrada y a la salida de la torre en el líquido y en el gas.

En el capítulo 7 se abundará más en el significado de los resultados mostrados a continuación.

Tabla 4. Comparación de condiciones y propiedades a la entrada y salida de la torre estabilizadora DA-200.

Condiciones	Entrada (Alimentación1)	Salida Vapor (V)	Salida Líquido (L)	Corriente de Energía (qr)
Fracción Fase Vapor	0.071	1.0	0.0	---
Temperatura (°C) [°F]	39.8 [103.6]	39.8 [103.6]	90.0 [194.0]	---
Presión (kg/cm ² _man) [psig]	0.5 [7.11]	0.5 [7.11]	0.5 [7.11]	---
Flujo Molar (kgmol/h) [lbmol/h]	1427.0 [3146.0]	103.0 [226.0]	1324.0 [2920.0]	---
Calor suministrado kcal/h [BTU/h]	---	---	---	7.208x10 ⁶ [2.858x10 ⁷]
Propiedades				
Presión de Vapor Reid @ 37.8 °C (kg/cm ² _man) [psig]	---	---	-0.986 [-14.03]	---
Presión de Vapor Verdadera @ 37.8 °C (kg/cm ² _man) [psia]	48.76 [708.2]	---	-0.446 [8.35]	---

Tabla 5. Composición en fracción mol, de las corrientes de proceso.

Componente/Corriente	Alimentación1	V	L
Nitrógeno	0.0007	0.0101	0.0000
CO ₂	0.0002	0.0020	0.0000
H ₂ S	0.0000	0.0000	0.0000
Metano	0.0620	0.8553	0.0005
Etano	0.0038	0.0474	0.0004
Propano	0.0021	0.0202	0.0007
ji-Butano	0.0004	0.0026	0.0002
n-Butano	0.0005	0.0029	0.0003
i-Pentano	0.0001	0.0003	0.0001
n-Pentano	0.0000	0.0000	0.0000
n-Hexano	0.0000	0.0000	0.0000
H ₂ O	0.6184	0.0483	0.6625
NBP111*	0.0274	0.0052	0.0291
NBP119*	0.0241	0.0033	0.0257
NBP134*	0.0140	0.0011	0.0150
NBP149*	0.0161	0.0006	0.0173
NBP163*	0.0146	0.0003	0.0157
NBP177*	0.0136	0.0002	0.0146
NBP191*	0.0129	0.0001	0.0139
NBP205*	0.0142	0.0000	0.0153
NBP218*	0.0147	0.0000	0.0159
NBP232*	0.0129	0.0000	0.0139
NBP246*	0.0098	0.0000	0.0105
NBP260*	0.0084	0.0000	0.0091
NBP274*	0.0081	0.0000	0.0087
NBP288*	0.0083	0.0000	0.0089
NBP302*	0.0096	0.0000	0.0103
NBP316*	0.0105	0.0000	0.0113
NBP330*	0.0107	0.0000	0.0115
NBP344*	0.0107	0.0000	0.0115
NBP359*	0.0148	0.0000	0.0159
NBP373*	0.0433	0.0000	0.0467
NBP383*	0.0130	0.0000	0.0141
Total	1.0000	1.0000	1.0000

6.2 Análisis de Resultados

“La torre estabilizadora deberá estar diseñada para mantener una presión de 0.5 kg/cm² man en la torre estabilizadora de crudo, asegurando una **PVR del crudo a la salida de la torre menor o igual a 6.5 psig y una presión de vapor verdadera PVV menor a 14.7 psia.**”

La premisa anterior está establecida en el documento **EPI-A-011_DA-200 REV. 2 (27-ABR-12)**, “**ESPECIFICACIÓN Y HOJA DE DATOS DE LA TORRE ESTABILIZADORA DE CRUDO DA-200**”, parte del proyecto “Construcción de Infraestructura de Separación Y Obras Complementarias para la Batería De Separación Guaricho”, el cual da lugar a este trabajo de tesis. El parámetro más importante para poder decir si un líquido (crudo) es estable, es la presión de vapor. En este caso la especificación de la torre nos da unos valores para ésta fijos, los cuales se deben cumplir.

Como se observa en la tabla 4 la presión de vapor Reid y la presión de vapor verdadera, disminuyen considerablemente de la entrada a la salida. Con el valor obtenido de presión de vapor en la corriente L de líquido a la salida de la Torre, se cumple con la especificación que se pide para que el crudo sea estable y se pueda transportar y almacenar con menores riesgos de pérdida por evaporación y de crear las condiciones de una posible explosión. Se anexan los resultados de la simulación completa para un mayor detalle en cada corriente de proceso.

Otro de los parámetros importantes en el proceso es la presión. En este caso se estableció un proceso en el cual la presión se mantiene constante (0.5 psig) a lo largo de la torre, cumpliendo también con lo establecido. Esto da lugar a que la variable a modificar fue la temperatura.

Debido a la adición de un rehervidor en el fondo de la torre, se registra un aumento considerable en la temperatura de la mezcla líquida en la corriente L. El calor suministrado por el rehervidor, según la simulación realizada, es de 7.208×10^6 kcal/h [2.858×10^7 BTU/h], (ver tabla 4, corriente qr). Para poder llegar a

la separación deseada y por consecuencia a los valores de presión de vapor requeridos es necesario suministrar este calor y así poder enviar, por medio de evaporación, a los componentes más ligeros a los domos de la torre y que en el fondo se puedan recuperar los más pesados con menos riesgos de evaporarse al ser almacenados o transportados.

En la tabla 5 del capítulo anterior se puede observar como varía la composición en la entrada de la torre y a la salida de ésta. Se puede constatar que los componentes más volátiles se encuentran en la corriente V (gas) y los componentes más pesados están ubicados en la corriente L (líquido), en el domo y fondo de la torre. Este comportamiento es el esperado, pues el principio de la estabilización es asegurar que el crudo a ser almacenado y transportado contenga los menos componentes volátiles para evitar crear condiciones donde se pueda perder producto y/o provocar un accidente.

Capítulo 7

Conclusiones

Gracias a las herramientas de simulación de procesos se pueden predecir comportamientos, propiedades, composiciones y condiciones de corrientes involucrada en un proceso. Utilizando el simulador de procesos HYSYS v 7.3 se pudo observar y analizar el comportamiento de la torre de estabilización descrita en este trabajo de tesis.

De acuerdo a la “Especificación y Hoja de Datos de la Torre Estabilizadora de crudo da-200” (EPI-A-011), la torre estabilizadora deberá estar diseñada para mantener una presión de 0.5 kg/cm²_man en la torre estabilizadora de crudo, asegurando una presión de vapor Reid (PVR) del crudo a la salida de la torre menor o igual a 6.5 psig y una presión de vapor verdadera (PVV) menor a 14.7 psia.

Con base en los resultados obtenidos se observa que se logra, bajo las condiciones indicadas en el simulador, una estabilización del crudo manejado. El parámetro que se utiliza, en este caso, para cumplir con el criterio de crudo estable es la presión de vapor Reid (PVR). El valor de al PVR, como se observa, es de -0.986 kg/cm²_man (-14.03 psig). Este valor cae dentro del rango especificado por PEMEX Exploración y Producción (PEP) quienes son los responsables por la convocatoria de este proyecto.

A las condiciones a las que el crudo sale de la torre se puede decir que es un producto estable, listo para ser almacenado y/o transportado para, incluso, su venta final. Se puede observar que únicamente con la colocación de un rehervidor a la torre estabilizadora (ver 3.3.2 Equipo adicional) el cual calienta la mezcla para la evaporación de los gases más ligeros y así poder estabilizar la presión de vapor de ésta y que la fracción ligera salga de la torre por la parte superior (domos), dejando así en el inferior (fondos) un líquido más pesado y por ende más estable para su manejo.

Cabe mencionar que la torre de estabilización a elegir dependerá de la composición, las condiciones y propiedades de la mezcla que se requiera estabilizar. En este caso en particular no se consideró necesaria la adición de más equipo, como un sistema de recirculación, simplemente con la adecuación de un rehervidor es suficiente para lograr la separación de los componentes más volátiles.

Como se muestra en el los resultados, la simulación de una torre más simple como el proceso Gas-Boot (ver 3.3.1 Tipos y clasificación, otros) no fue posible con la herramienta HYSYS ya que no hay un modelo en el simulador que logre adecuar este proceso. Se hizo el intento aproximando el valor del calor añadido en el rehervido a 0 kJ/h (BTU/h) pero el simulador no arrojó ningún resultado, e incluso marcó un error, por lo que no se hace ninguna otra mención de esto. Con lo visto en los resultados de la simulación y en la teoría, no es posible especificar una presión de vapor Reid o verdadera para ese tipo de torres, por lo tanto no es conveniente utilizarlos en proyectos donde se necesite cumplir con valores específicos para estos parámetros, como el caso mostrado en este trabajo.

Se puede concluir que considerando el caso particular que se simuló, una torre fraccionadora de 11 etapas (platos teóricos) con un rehervidor es suficiente para lograr la estabilización de la mezcla dentro de los parámetros especificados. Logrando una temperatura de 90°C (194°F) en el rehervidor y la corriente de salida del crudo (L). Se simuló para menores temperaturas en el rehervidor y se logró ver que el crudo seguía cumpliendo con la especificación hasta los 75°C (167°F), aproximadamente. Se decidió reportar la temperatura de 90°C (194°F), ya que es la menor indicada en los rangos manejados por la teoría (ver 3.3.2 Equipo adicional, Rehervidor).

Referencias

- [1] Gómez Cabrera, José A. (1984). *Apuntes de Clase “Manejo de la Producción en la Superficie”*, capítulo I. México: Facultad de Ingeniería, UNAM.
- [2] Téllez I., José. (Octubre 1978). *Selección del Proceso y Equipo para Deshidratar y Desalar Crudos*. Revista Ingeniería Petrolera: Asociación de Ingenieros Petroleros de México A.C., AIPMAC.
- [3] Gómez Cabrera, José A. (1984). *Apuntes de Clase “Manejo de la Producción en la Superficie”*, capítulo III. México: Facultad de Ingeniería, UNAM.
- [4] Henley, E.J. y Seader, J.D. (2000). *Operaciones de Separación por Etapas de Equilibrio en Ingeniería Química*, capítulo 3. Madrid: Reverte.
- [5] Clemente Celis, Meredith, A. (2003). *Diseño de una batería de separación de hidrocarburos a baja presión a partir de la presión intermedia*, capítulo III. Puebla: Universidad de las Américas Puebla, UDLAP.
- [6] Arnold, K. y Stewart, M. (2008). *Surface Production Operations Vol. 1*, capítulo 8, (3ª Ed). Burlington, Massachusetts: Elsevier.
- [7] Apuntes Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) de la “Estabilización de Crudo”.
- [8] Gómez Cabrera, José A. (1984). *Apuntes de Clase “Manejo de la Producción en la Superficie”*, capítulo IV. México: Facultad de Ingeniería, UNAM.
- [9] API ESTÁNDAR 650, (2013). *Welded tanks for oil storage*. Washington: American Petroleum Institute, API (autor).
- [10] Norma de Referencia. NRF-113-PEMEX-2007. *Diseño de tanques atmosféricos*. México: Petróleos Mexicanos, PEMEX (autor).
- [11] Norma de Referencia. NRF-015-PEMEX-2008. *Protección de áreas y tanques de almacenamiento de productos inflamables y combustibles*. México: Petróleos Mexicanos, PEMEX (autor).
- [12] Norma de Referencia. NRF-028-PEMEX-2010. *Diseño y Construcción de Recipientes a Presión*. México: Petróleos Mexicanos, PEMEX (autor).

[13] API ESTÁNDAR 650, (2013). *Pressure Vessel Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration*. Washington: American Petroleum Institute, API (autor).

[14] (2005). *HYSYS Operations Guide*. Massachusetts: AspenTech, Inc (autor).

Bibliografía

- Arnold, K. y Stewart, M. (2008). *Surface Production Operations Vol. 1*, (3ª Ed). Burlington, Massachusetts: Elsevier.
- Arnold, K. y Stewart, M. (1999). *Surface Production Operations Vol. 2*, (2ª Ed). Burlington, Massachusetts: Elsevier.
- Clemente Celis, Meredith, A. (2003). *Diseño de una batería de separación de hidrocarburos a baja presión a partir de la presión intermedia*. Puebla: Universidad de las Américas Puebla, UDLAP.
- Gómez Cabrera, José A. (1984). *Apuntes de Clase "Manejo de la Producción en la Superficie"*. México: Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Henley, E.J. y Seader, J.D. (2000). *Operaciones de Separación por Etapas de Equilibrio en Ingeniería Química*. Madrid: Reverte.
- Moctezuma Berthier, A. Eduardo y Almanza Méndez, V. Manuel (1985). *Proceso de Estabilización de Aceite Crudo y Condensado*. México: Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Treybal, Robert E. (1988). *Operaciones de Transferencia de Masa*, (2ª Ed). Madrid: Mc. Graw-Hill.
- (2005). *HYSYS Operations Guide*. Massachusetts: AspenTech, Inc (autor).