



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO**

**“DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA  
DEL SEPARADOR EN FLUJO BACHE”**

TESIS PARA OBTENER EL GRADO DE:  
MAESTRÍA EN INGENIERA PETROLERA

PRESENTA  
**CINTHYA ADRIANA REDONDA GODOY**

DIRECTOR DE TESIS:  
M. EN I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA



MEXICO D.F. CD. UNIVERSITARIA, 2013



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA  
INGENIERÍA PETROLERA Y GAS NATURAL – PRODUCCIÓN

DETERMINACIÓN DE LA EFICIENCIA DEL SEPARADOR EN FLUJO BACHE

MODALIDAD DE GRADUACIÓN: TESIS  
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:  
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:  
CINTHYA ADRIANA REDONDA GODOY

TUTOR PRINCIPAL  
M. EN I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

MÉXICO, D. F. 2013

**JURADO ASIGNADO:**

Presidente: M.I. Santamaría Guevara Noel E.  
Secretario: M.I. Bautista Fragoso Saúl  
Vocal: M.I. Gómez Cabrera José Ángel  
1<sup>er</sup>. Suplente: M.I. Clavel Lopez Juan de la Cruz  
2<sup>d o</sup>. Suplente: Ing. Arellano Gil Javier

Lugar donde se realizó la tesis: México, D.F.

**TUTOR DE TESIS:**

M.I. Gómez Cabrera José Ángel

-----  
**FIRMA**

# CONTENIDO

CONTENIDO	.....i
LISTA DE FIGURAS	.....ii
LISTA DE TABLAS	.....iv
RESUMEN	.....1
CAPÍTULOS	
I. INTRODUCCIÓN	.....2
II. CARACTERIZACIÓN DEL FLUJO BACHE ANTES DEL SEPARADOR	...6
2.1 Tipos de bache	.....7
2.2 Descripción de la formación del bache	.....9
2.3 Caracterización del flujo bache	.....11
2.4 Daño que ocasiona el flujo bache	.....13
2.5 Soluciones para el flujo bache	.....15
III. CAPACIDADES Y MECANISMO SEPARACION DE GAS-LÍQUIDO DE LOS SEPARADORES HORIZONTALES	.....16
3.1 Descripción del separador	.....16
3.2 Métodos para el cálculo de capacidad de manejo de líquidos y gas en el separador horizontal	.....19
3.2.1 Método API 12J	.....19
3.2.2 Método Nolasco	.....20
3.2.3 Método Ken Arnold	.....21
3.2.4 Método gráfico	.....22
3.3 Principales factores que afectan la eficiencia de separación.....	25
3.4 Descripción del separador de alta eficiencia.....	24
3.5 Comparación cualitativa de los métodos de diseño de separadores.....	28
IV. ANÁLISIS DEL SEPARADOR Y SUS INTERNOS BAJO CONDICIONES DE FLUJO BACHE MEDIANTE SIMULADOR	.....29
4.1 Filosofía de operación de un separador	.....29
4.2 Aplicación a un caso extremo de flujo bache.....	31
V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	.....41
NOMENCLATURA	.....43
BIBLIOGRAFÍA	.....45

## LISTA DE FIGURAS

Figura II.1 Porcentaje de volumen de fluidos para la aparición de flujo niebla, flujo bache y flujo burbuja .....	6
Figura II.2 Bache formado por tres fases .....	7
Figura II.3 Bacheo normal .....	8
Figura II.4 Bacheo severo .....	8
Figura II.5 Bacheo por terreno sinuoso .....	9
Figura II.6 Formación del flujo bacheo .....	10
Figura II.7 Bache unitario, principales elementos y parámetros .....	13
Figura II.8 Variación de la presión de llegada durante una hora .....	14
Figura III.1 Esquemático de los componentes de un separador horizontal convencional .....	17
Figura III.2 Valores de K .....	21
Figura III.3 Capacidad de gas de un separador horizontal .....	23
Figura III.4 Capacidad de líquido de un separador horizontal .....	24
Figura III.5 Componentes de un separador horizontal de alta eficiencia .....	26
Figura III.6 Tubo ciclónico o vortex .....	26
Figura III.7 Placa perforada .....	27
Figura III.8 Extractor tipo veleta o vane .....	27
Figura III.9 Gráfica del método Ken Arnold para separador Horizontal.....	28
Figura IV.1 Filosofía de operación de un separador .....	31
Figura IV.2 Geometría del separador .....	32
Figura IV.3 Mallado del distribuidor de tubos ciclónicos .....	32
Figura IV.4 Mallado del separador .....	33
Figura IV.5 Mallado del extractor .....	33
Figura IV.6 Mapa de patrones de flujo Mandhane et al .....	35

---

Figura IV.7 Nivel de líquido	.....	36
Figura IV.8 Avance del bache de gas (Escala fracción volumen de gas).....		37
Figura IV.9 Avance del bache de gas (Escala fracción volumen de gas).....		37
Figura IV.10 Líneas de flujo	.....	37
Figura IV.11 Líneas de flujo en el extractor	.....	38
Figura IV.12 Gotas de aceite atrapadas por el extractor.....		38
Figura IV.13 Avance de aceite (Escala fracción de volumen de aceite).....		39

---

## LISTA DE TABLAS

Tabla III.1 Factor K para determinar la máxima velocidad permisible.....	19
Tabla III.2 Tiempo de residencia de líquido en separadores de dos fases.....	20
Tabla IV.1 Datos del Datos del fluido (segunda etapa de separación) .....	34
Tabla IV.2 Datos de diseño del separador .....	34
Tabla IV.3 Caracterización del flujo .....	35
Tabla IV.4 Datos de entrada .....	35
Tabla IV.5 Resultados de porcentajes en cada salida del separador.....	40



## RESUMEN

En la industria petrolera es importante efectuar una separación adecuada de líquido y gas, ya que en el gas se arrastra una cantidad considerable de aceite, con el potencial de ocasionar daños a los equipos de compresión y en consecuencia grandes pérdidas al no manejar el total de gas producido. Aunque el gas se transporte a una distancia considerable para tratarlo, es conveniente eliminarle también la mayor cantidad de líquido, ya que este ocasiona problemas, tales como: corrosión y abrasión del equipo de transporte. Los hidrocarburos líquidos aumentan las caídas de presión y reducen la capacidad de transporte de los ductos.

Este trabajo se enfoca en obtener por medio de una simulación la eficiencia de un separador no convencional tipo horizontal bajo condiciones de flujo bache, las condiciones estables (ideales) de eficiencia volumétrica de este tipo de separador es de 4 gal/mm<sup>23</sup> para gotas de 100 micras en la salida de gas.

El capítulo dos versa sobre la caracterización del flujo bache en una tubería horizontal, entendiéndose que es necesario esta información para conocer el comportamiento del flujo a la entrada del separador, ya que es un insumo para la simulación.

El capítulo tres se indica los fundamentos teóricos de un separador horizontal, así como los diferentes métodos para calcular la capacidad de manejo de líquido y de gas, lo anterior debido a que es importante conocer los parámetros necesarios para poder diseñar de un separador. El objetivo principal de este capítulo es conocer que factores que influyen en la eficiencia del separador, así como comparar los diferentes métodos de manera cualitativa, para el cálculo de la capacidad de manejo de líquido y gas del separador que se analizó en este trabajo.

El capítulo cuatro se describe el software utilizado para evaluar los beneficios de esta herramienta, así como para analizar el comportamiento de los internos del separador horizontal no convencional bajo el patrón de flujo bache. Se presenta la simulación a la máxima velocidad superficial de gas y de aceite a la cual se genera el flujo bache. Es de relevancia mencionar que el tiempo de residencia es un factor decisivo y muy importante para el proceso, ya que en plataformas marinas la filosofía de operación de los separadores se basa en una automatización para controlar la presión de separación y el nivel del separador.

# CAPÍTULO I

## INTRODUCCIÓN

En instalaciones de producción costa afuera, el crudo llega por un riser, que es un oleogasoducto ascendente que llega a la plataforma hacia los cabezales de grupo, que se encuentran ubicados en el piso de producción, siguiendo una trayectoria que se dirige a una o más etapas de separación (separadores instalados en las plataformas de perforación y producción).

Debido a que el crudo, en su forma natural, se encuentra en el pozo acompañado de gas, agua, sedimentos e impurezas que deben de ser separadas en cada uno de estos elementos para satisfacer especificaciones de venta/transporte/reinyección, además de cumplir con todas las regulaciones de seguridad y ambientales.

El crudo de acuerdo con su densidad API se clasifica mundialmente como sigue (IMP)<sup>22</sup>:

<b>Aceite crudo</b>	<b>Densidad ( g/ cm<sup>3</sup> )</b>	<b>Densidad grados API</b>
Extrapesado	>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
Superligero	<0.83	>39

Mientras que en México para su exportación se tienen:

- Itsmo: Ligero con densidad de 32-33.6 grados API y 1.3% de azufre en peso.
- Maya: Pesado con densidad de 21-22 grados API y 3.3% de azufre en peso.
- Olmeca: Superligero con densidad de 38-39.3 grados API y 0.73-0.95% de azufre en peso.
- Altamira: Extrapesado de 15-16.5 grados API y 5.5-6% de azufre en peso

Los separadores son unas vasijas donde la mezcla entra por la parte superior y debido a la gravedad, a la fuerza de choque y a la fuerza centrífuga se va separando las fases líquida y gaseosa, esto ocurre principalmente por las diferencias físicas que presentan las fases. Los sedimentos se van al fondo, el agua se queda en la parte media entre los sedimentos y el crudo y el gas en la parte superior.

Un separador es eficiente cuando se alcanzan los siguientes objetivos<sup>24</sup>:

- Una buena separación del aceite y gas; esto es consiguiendo que en la salida de líquido la corriente tenga un 90% de esta fase y la salida de gas un 90% de la fase gaseosa.
- Incremento de producción del crudo; esto se alcanza disminuyendo la contrapresión de los pozos en la superficie, instalando los separadores más cerca a los pozos (a boca de pozo) y la presión de operación sea mínima pero la necesaria para mantener y estabilizar el flujo hacia la siguiente etapa de separación y bombeo.
- Mayor recuperación de hidrocarburo líquido; puesto que en esta etapa del proceso, frecuentemente la eficiencia de separación está relacionada con la recuperación de hidrocarburos licuables de la corriente de gas (obtener un gas con menos humedad).
- Para que no exista perdidas de vapores durante su almacenamiento, el aceite y el gas son estabilizados acondicionados para su venta, transporte y manejo seguro. La presión de vapor del aceite<sup>23</sup> debe de ser menor o igual a 6.5 lb/pg<sup>2</sup> (manométrica) y a la temperatura máxima del medio ambiente. Un gas estabilizado no debe de formar condensados cuando se le someta a cambios de presión y temperatura durante su transporte.
- Incremento en la eficiencia de los equipos de compresión, al manejar un gas seco, minimizando los problemas con la operación de los compresores y en consecuencia disminuyendo los costos de mantenimiento y paradas de equipos por problemas de proceso.

El diseño del separador depende del diámetro y la longitud del separador, la presión y la temperatura de operación, la composición del fluido, el nivel del líquido en el separador, el tiempo de retención y de sus dispositivos internos<sup>12</sup>. Conociendo estos parámetros se puede calcular la capacidad del separador y lo más importante su eficiencia.

El líquido y el gas se transportan frecuentemente en dos fases con diferentes patrones de flujo, los cuales son clasificados mundialmente en flujo estratificado, ondulado, anular, tapón, niebla y bache. El tipo de flujo bache afecta de manera considerable la eficiencia del separador, provocando vibraciones en el equipo y reduciendo la capacidad de manejo de la producción.

No existen muchos estudios acerca del patrón de flujo bache en la actualidad, ya que es un fenómeno difícil predecir matemáticamente. Se han hecho diferentes tesis sobre el estudio de flujo bache, así como la publicación de artículos.

La tesis “Soluciones al problema de flujo bache” escrita por Noel Santamaría Guevara<sup>5</sup> en el año de 1985, muestra un procedimiento para estudiar el flujo de los fluidos en un sistema de producción, para detectar el flujo bache mediante un programa de cómputo y darle solución a los problemas que ocasiona este patrón de flujo, atacándolo de dos formas modificando la tubería horizontal o el riser en instalaciones costa afuera.

En el año 2004 se publicó un artículo “Bacheo en riser: Un modelo matemático y las consecuencias” por Svein Ivar Sagatun<sup>10</sup>, se presenta un método para calcular la acumulación de tiempo del bacheo (período del bache). El modelo desarrollado es útil para explicar las maneras tradicionales para reducir el efecto del bacheo en el riser. Se realizó un experimento a gran escala y se comprobó con datos de campo, siendo su comparación un éxito. Se observó que aumentando el gasto de líquido de pozos con baja RGA, ampliando el estrangulador de la llegada del riser logrando que el bache se reduzca.

Recientemente Manuel Cruz Sánchez<sup>6</sup> (2005) realizó su tesis “Estudio del patrón de flujo bache en tubería de gran diámetro que transporta mezcla trifásica de gas, aceite y agua”; en este trabajo se desarrolló un modelo basado en el balance de momentos de las interfases gas-líquido y líquido-líquido para una mezcla gas-aceite-agua con el fin de predecir parámetros como la velocidad del bache y de la burbuja de gas que puedan ayudar a la planeación o diseño de las instalaciones superficiales, una de las adversidades que reconocen es la validación con datos reales, pero aun así contribuye mucho en el análisis de bache, ya que muestra varias ecuaciones para obtener las diferentes variables que rigen al bache como las velocidades, sus frecuencias, sus colgamientos, etc.

Mehrdad P. Fard, John-Morten Godhavn y Svein Ivar Sagatun<sup>8</sup> (2006) publicaron el artículo “Modelo de Bacheo severo y su control con OLGA”, desarrollaron un modelo de proceso físico que genera el flujo bache, fue verificado con datos experimentales, haciendo la simulación con OLGA, con ayuda de este software se demostró, que por medio de controladores de la retroalimentación del circuito puede ser estabilizado el flujo con ayuda del comportamiento respecto a la presión.

Recientemente se hizo un “Estudio del flujo bache normal con inyección de gas en la base del riser, en un sistema de producción costa afuera” por Jorge Vázquez Morín<sup>7</sup> (2008) llevó a cabo un experimento realizado en un circuito de tubería horizontal-riser-separador con tubería PVC, el cual permite la inyección de gas en la base del riser y en este trabajo se presentan por primera vez los resultados de un flujo bache normal con longitudes de tapón de líquido mayores a la altura del riser, donde se observó que esta inyección disminuye la amplitud de las variaciones de gas y presiones a la entrada del separador, también identificó que uno de los parámetros que controla el bacheo normal depende de la relación gas/líquido (RGL).

En el año 2009, Yaojun Lu y John Greene<sup>13</sup> publicaron un artículo llamado “Caracterización con CFD del arrastre de líquido en un separador Gas-Líquido por la coalescencia de las gotas debido a los internos de la vasija”, hicieron un análisis con el Fluent, caracterizando el comportamiento del arrastre del líquido por el gas, este trabajo se acerca en parte al presente trabajo, con la diferencia que en éste se tiene resultados tanto para la salida de gas como para la salida de líquido a condiciones de flujo bache. Los autores obtienen la cantidad de líquido que está surgiendo por la salida de gas, siendo su aporte una mejora del separador agregando otros internos para reducir la cantidad de líquido en la salida del gas.

En el mismo año J. Marquez<sup>14</sup> et al. publicaron un artículo sobre, “Diseño conceptual de un Slug Catcher para aceites pesado”, este trabajo presentó una mejora en la metodología de dimensionamiento para el Slug Catcher, puesto que este equipo se ocupa en campos de gas y aceites ligeros para absorber los efectos del bache (minimiza el arrastre de líquidos en el gas), pero esta propuesta cambió el enfoque para ser utilizados en pesado (Campo en Orinoco Belt), también hacen una comparación económica basada en el peso del separador y demostraron que el nuevo diseño tiene un 23 % menos de costo respecto al separador convencional.

La mayoría de la bibliografía revisada solo refiere al comportamiento del flujo bache en tuberías, tratando de reducir los problemas que causa en los ductos y equipos, así como hacer mejoras en el diseño de los separadores para lograr un menor arrastre de líquido en la corriente de gas, pero no hay antecedentes de haberse estudiado la eficiencia de los separadores durante un flujo bache.

Para realizar un buen diseño de los equipos e instalaciones es necesario conocer la velocidad de los frentes, tanto del de gas como del bache líquido, los colgamientos en las diferentes secciones del bache, la longitud, volumen y su frecuencia.

## CAPÍTULO II

### CARACTERIZACIÓN DE FLUJO BACHE ANTES DEL SEPARADOR

La caracterización del flujo bache a través de un tubo horizontal es fundamental para este trabajo, puesto que es necesario conocer el comportamiento de este patrón a la entrada del separador, ya que los parámetros calculados son utilizados para alimentar el simulador y así representar este comportamiento.

Una mezcla de hidrocarburo se define como un flujo en dos fases, las variaciones en las producciones de gas y líquido puede hacer que cambie considerablemente el flujo a varios patrones. Los factores que influyen son la desviación del pozo, la proporción de cada fase, las propiedades de cada fase, la velocidad de cada fase, los cambios de diámetros y elevaciones.

El “Triangulo de Composición Multifásica”, se puede utilizar para indicar en qué tipo de flujo se encuentra la mezcla, considerando la cantidad de volumen petróleo, agua y gas. En los vértices del triangulo se encuentra solo una fase, petróleo agua y gas, muestra los porcentajes y tres tipos de flujo. Observando el triangulo se determina que un flujo bache aparece cuando existe el 40% a un 97% de gas y cuando se tiene de un 50% a un 80% de la fase líquida.

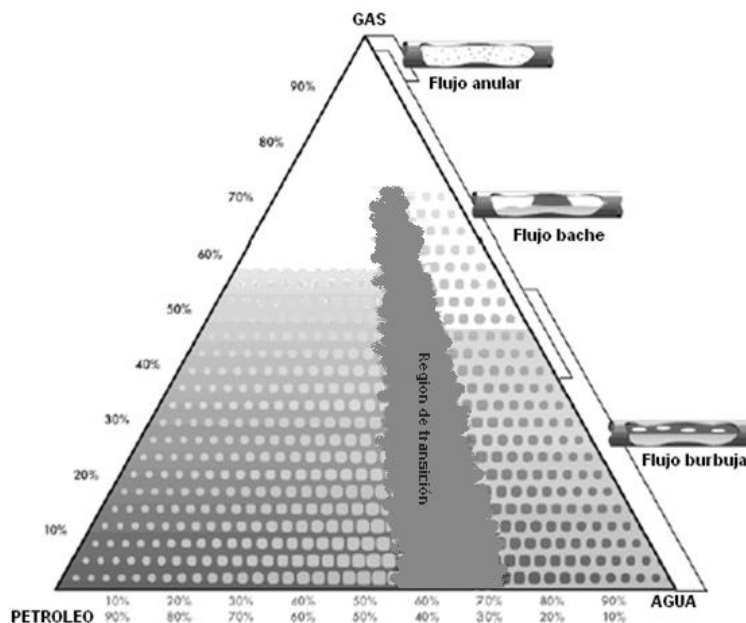


Figura II.1 Porcentaje de volumen de fluidos para la aparición de flujo niebla, flujo bache y flujo burbuja<sup>15</sup>

A continuación se muestra una serie de imágenes tomadas al momento de pasar un bache a través de una tubería:

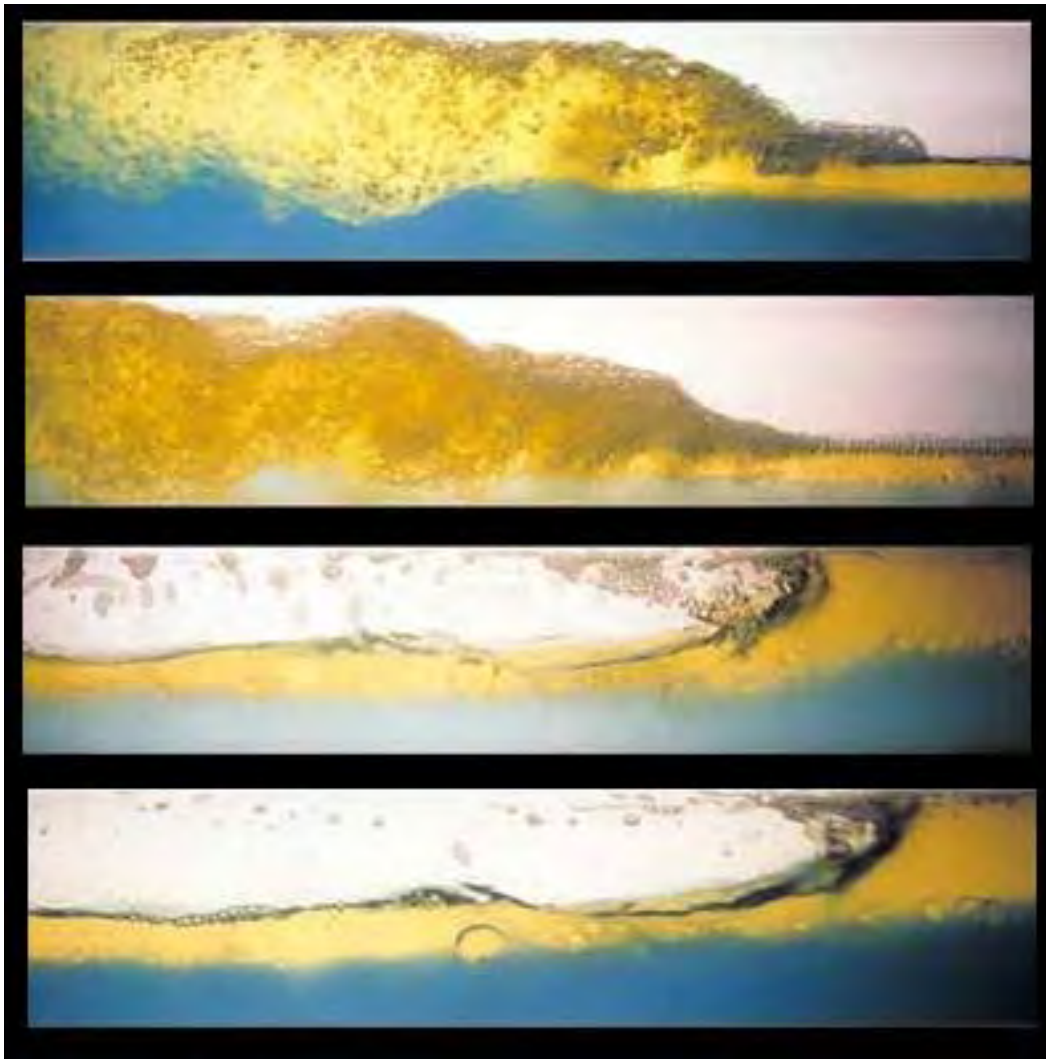


Figura II.2 Bache formado por tres fases<sup>22</sup>

### 2.1 Tipos de bache

El flujo bache básicamente es una serie de tapones de líquido y burbujas de gas. Existen tres tipos de bache, el hidrodinámico o normal, éste se presenta en tuberías horizontales es donde la velocidad del gas y del líquido son diferentes, son cortos con alta frecuencia en la entrada del separador, se maneja este bacheo con menos dificultad porque la cantidad de líquido es pequeña comparada con el volumen del separador.

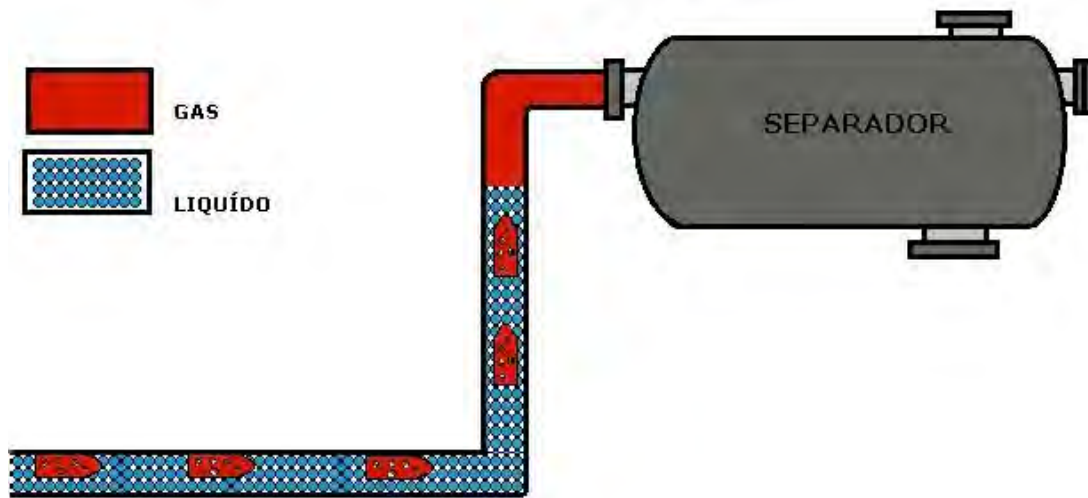


Figura II.3 Bacheo normal

El bacheo severo por lo contrario maneja mucho líquido y se presenta en bajas producciones y presiones, casi al final de la vida de los pozos. El líquido se va acumulando en secciones de tuberías obstruyendo el paso del gas y formando un gran tapón de líquido y cuando la corriente de gas alcance un valor que exceda la fuerza de oposición logra moverlo hacia el separador.

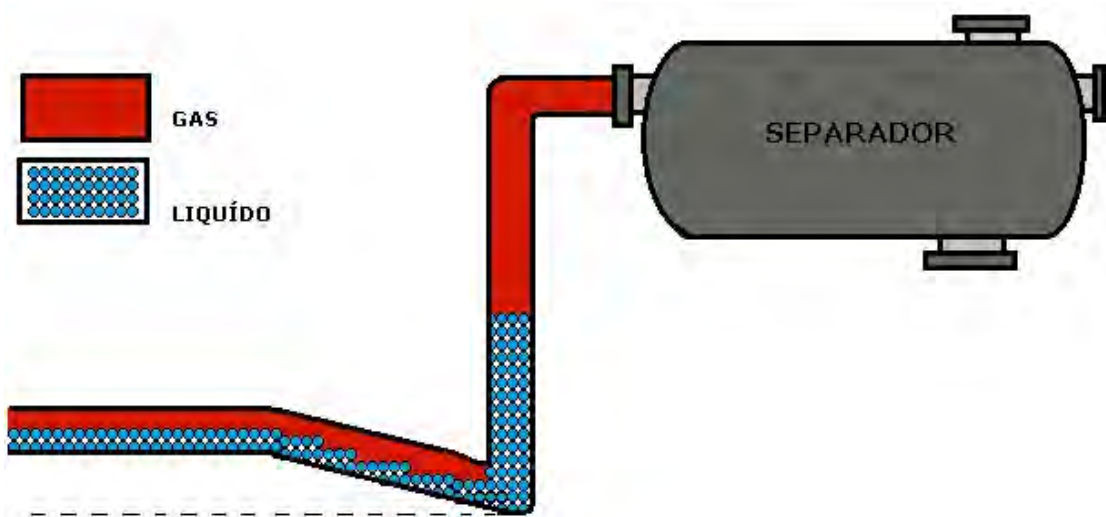


Figura II.4 Bacheo severo

El bacheo provocado por terreno sinuoso es cuando la trayectoria de la tubería es irregular, con esto se quiere decir que hay cambios bruscos de elevación, de diámetros, de longitudes y de inclinaciones en las tuberías con gastos bajos de líquido y de gas, esto es dominado por efectos gravitacionales.



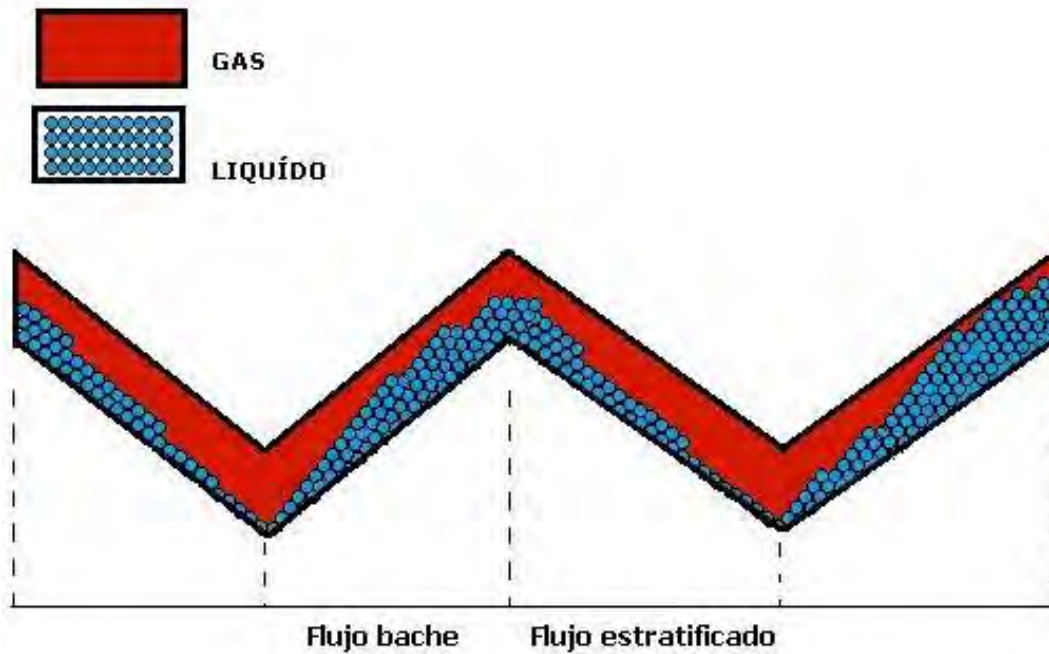


Figura II.5 Bacheo por terreno sinuoso

La formación del flujo bache está influenciado por variaciones de la presión en el ducto, provocado por cierres de pozos, por salida de equipos de bombeo y/o compresión, ya sea por mantenimiento o por paro de emergencia, por la topografía del terreno, por un cambio de área transversal del ducto, por del ritmo de producción que provoca variaciones en las velocidades de los fluidos inducidos, ya sea por el estrangulamiento o taponamiento de los ductos.

## 2.2 Descripción de la formación del bache<sup>6</sup>

La formación del bache comienza con una desaceleración del líquido provocando su aumento y al mismo tiempo se van formando olas acrecentando más el nivel del fluido obstruyendo el paso del gas.

Puesto que el gas lleva una mayor velocidad que la del líquido provoca que este se acelere, obstruyendo la sección transversal del ducto, incrementando así el volumen de la capa del líquido para incorporarlo al cuerpo del bache, adquiriendo cierta velocidad que hace que se incremente el volumen y se forme el bache de líquido.

Conforme avanza el bache va derramando líquido en la parte posterior, cayendo para formar una nueva capa con superficie libre, esta se va desacelerando, principalmente por los esfuerzos cortantes del gas, la fricción interfacial y la fricción con la tubería.

El bache que se va formando va barriendo el líquido que se ha derramado del bache anterior, haciendo que el nuevo bache adquiera un volumen similar al que va adquiriendo en el frente, es así como el bache va alcanzando su longitud, haciendo que su gasto de entrada y de salida del líquido al cuerpo del bache sea prácticamente el mismo

La capa de líquido que le precede penetra cierta longitud en el frente del bache induciendo un remolino llamado vórtice de mezcla, debido a que la energía cinética del bache es mayor a la de la capa de líquido. Conforme el gasto de gas aumenta el grado de aireación del bache incrementa.



Figura II.6 Formación del flujo bacheo<sup>6</sup>

### 2.3 Caracterización del flujo bache

Con la descripción anterior de cómo se va formando el bache, podemos decir que lo necesario para caracterizar el bache es conocer el colgamiento, las velocidades de las fases, la frecuencia del bache, las longitudes, tiempo y gastos.

#### Colgamiento

Debemos conocer el colgamiento del líquido, tanto en el tapón ( $H_s$ ) como en el área de burbuja (en la película,  $H_f$ ), podemos obtener este parámetro con la correlación de Gregory<sup>7</sup> como se muestra:

$$H_s = \frac{1}{1 + \left(\frac{v_s}{28.4}\right)^{1.39}} \quad \text{II.1}$$

$$H_f = \frac{1}{6} H_s \quad \text{II.2}$$

#### Velocidad

Durante el flujo en bache podemos encontrar diferentes velocidades, la ecuación escrita abajo se refiere a la **velocidad de la mezcla**:

$$v_m = v_{sl} + v_{sg} \quad \text{II.3}$$

**Velocidad del frente de burbuja**  $v_{bf}$ , está definida por la siguiente ecuación (Nicholson, Aziz y Gregory en 1978)<sup>6</sup>:

$$v_{bf} = 1.2 v_s + v_D \quad \text{II.4}$$

Donde  $v_D$ , es la diferencia entre la velocidad máxima del frente de la burbuja y la velocidad máxima del frente del bache, la  $v_D$  está en función del número de Eötvös, varios investigadores mencionan que este factor puede ser despreciable para flujo horizontal:

$$v_D = (0.54 - 1.76 E_{OD}^{-0.56}) \sqrt{g d} \quad \text{II.5}$$

$$E_{OD} = \frac{\rho_l g d^2}{\sigma} \quad \text{II.6}$$

Scott y Kouba<sup>7</sup> obtuvieron la expresión para la **velocidad del frente del bache**, la cual depende de los colgamientos y las velocidades del cuerpo del bache.

$$v_{sf} = \frac{H_s v_s - H_f v_f}{H_s - H_f} \quad \text{II.7}$$

La **velocidad de la película** se obtiene:

$$v_f = \frac{0.3 v_{sl}}{H_s} \quad \text{II.8}$$

### Longitud

Necesitamos conocer la **longitud del bache** y la **longitud de la burbuja**, que las podemos obtener con las siguientes expresiones hechas por Dukler y Hubbard<sup>3</sup>:

$$L_s = \frac{v_{sl}}{f_s} \quad \text{II.9}$$

$$L_b = \frac{v_{sg}}{f_s} \quad \text{II.10}$$

### Frecuencia

Para el cálculo de la frecuencia desarrollaron Grescovich y Shrier<sup>6</sup> (1972) la siguiente correlación para tuberías horizontales.

$$f_s = 0.0226 \left[ \lambda \left( \frac{79.5276}{d} + \frac{v_m^2}{g d} \right) \right]^{1.2} \quad \text{II.11}$$

$$\lambda = \frac{v_{sl}}{v_{sl} + v_{sg}} \quad \text{II.12}$$

### Tiempo de residencia

Este factor es la suma del tiempo de residencia de la burbuja de gas y del bache de líquido, Brill<sup>5</sup> et al (1981) desarrollaron las siguientes expresiones:

$$\text{Para líquido: } t_L = \frac{L_s}{v_{bf}} \quad \text{II.13}$$

$$\text{Para burbuja: } t_b = \frac{v_{sg} t_s (v_{sf} - v_f)}{v_{sf}(v_m - v_f)} \quad \text{II.14}$$

$$t_s = t_L + t_b \quad \text{II.15}$$

### Gastos

Para obtener los gastos, Schmidt<sup>5</sup> (1976) obtuvo:

$$\text{Para líquido: } q_L = L_s A f_s \quad \text{II.16}$$

$$\text{Para gas: } q_g = L_b A f_s \quad \text{II.17}$$

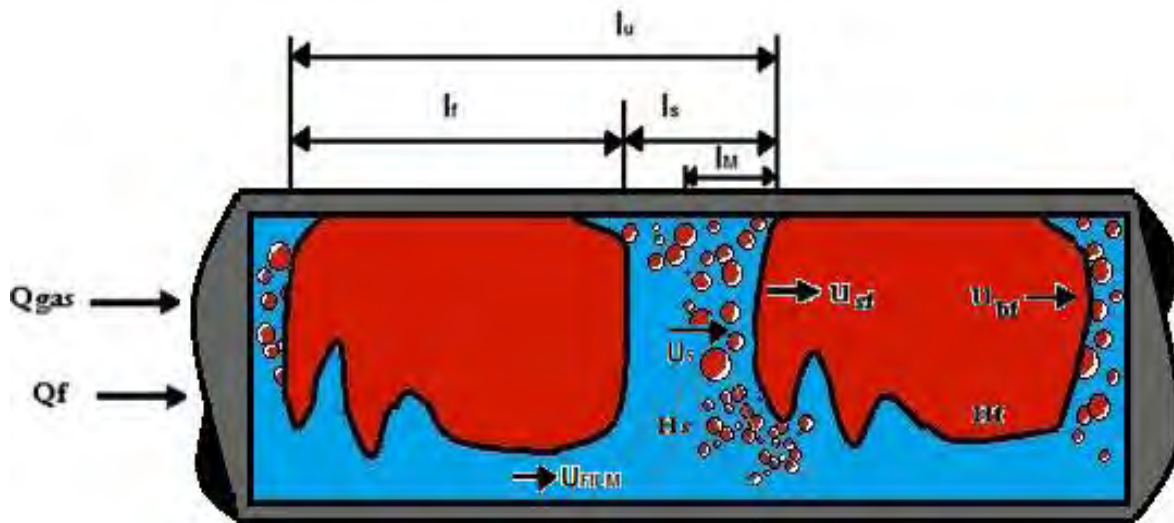


Figura II.7 Bache unitario, principales elementos y parámetros

#### 2.4 Daño que ocasiona el flujo bache

El flujo bache es un patrón muy inestable que afecta al yacimiento induciéndolo a que los flujos de agua y/o gas se anticipen provocando la conificación de estos, provocando que las instalaciones superficiales de producción sean sometidas a grandes esfuerzos y pueden ser dañados reduciendo su vida operativa y su capacidad, porque operan a otras condiciones fuera de su diseño.

Algunos de las complicaciones que ocasiona el flujo bache son:

1. El impacto repentino del flujo de líquido llamado **golpe de ariete** daña accesorios como válvulas, tuberías, instrumentación y los internos del separador.
2. Este flujo provoca **desgaste de material** en accesorios, tuberías, instrumentación e instalaciones.
3. También provoca grandes caídas de presión ya que **aumenta las pérdidas por fricción**.
4. La acumulación de agua en las partes bajas de las líneas de descarga provoca la **corrosión**, el agua reacciona con compuestos de azufre acelerando este proceso.
5. La llegada del bache al separador provoca un **flujo excesivo de líquido**, el nivel del líquido aumenta haciendo que se inunde la vasija y aumente el ritmo de desalojo de los fluidos al que el separador fue diseñado ocasionando una mala separación, haciendo que en la salida de gas se arrastre parte del crudo.

6. El paso del bache de gas de gran tamaño en el separador provoca **altas presiones**, ocasionando variaciones en el proceso y equipos dinámicos, reduciendo los rangos de operación y en ocasiones alcanzando los puntos de alarma de los sistemas de seguridad.
7. También a causa del punto anterior se provoca un **flujo excesivo de gas a los compresores**, porque requieren que el flujo de gas sea constante y en el flujo bache hay flujo alternado de gas con flujo casi nulo, además por la velocidad del gas hace que arrastre líquidos a estos equipos en cantidades apreciables haciendo que se activen las protecciones y salgan de operación.
8. Las **oscilaciones de flujo** reducen la capacidad de producción de los pozos, provocándoles contrapresión lo que impide que su comportamiento sea estable.

La siguiente figura muestra el comportamiento del flujo bache en función de la presión de llegada del riser en una plataforma, variando de 5 hasta 8.5 Kg/cm<sup>2</sup>.

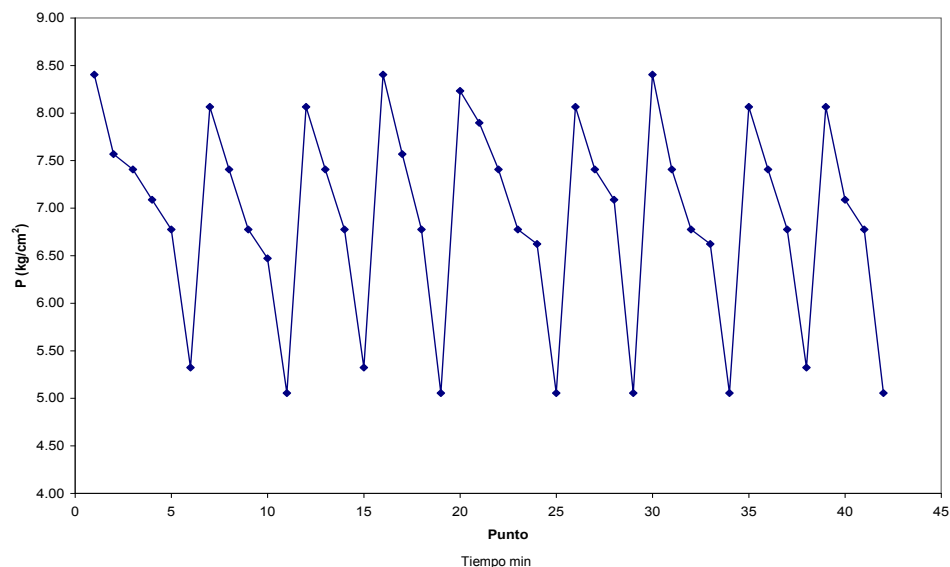


Figura II.8 Variación de la presión de llegada durante una hora.

## 2.5 Soluciones para el flujo bache

Se tiene conocimiento de técnicas operativas y de diseño para evitar, eliminar o disminuir los efectos del flujo bache esto es como resultado de la experiencia. Existen varios autores que estudiaron el fenómeno y propusieron cambios en tuberías, estrangulamiento, inyección de gas, etc.

Uno de los primeros en dar alternativas para cambiar el patrón bache fue Yocum<sup>5</sup> (1973):

- Aumento de la contrapresión en la tubería, ya sea aumentando la presión de separación o estrangulando la línea de descarga al separador.
- Antes de llegar a la base del riser reducir el diámetro de la tubería para acelerar los fluidos y cambiar el flujo bache por flujo espuma.
- Colocar un riser doble o múltiple, ya sea en forma paralela con menor diámetro para distribuir la producción o de forma concéntrica, haciendo que aumente la velocidad de los fluidos
- Inyección de gas en la base del riser para provocar que se aligere la columna hidrostática y aumente la velocidad del gas para facilitar la remoción de líquidos.
- Instalación de equipos mecánicos que remezclen las fases antes de entrar al riser, como hélices, agitadores y mezclador de impacto.
- Incrementar el área efectiva del gasto para reducir las velocidades.

Schmidt, Brill y Beggs<sup>5</sup> (1979) propusieron eliminar el flujo bache estrangulando adecuadamente en la cima del riser, con poco o ningún cambio en el gasto o la presión, convirtiendo el flujo bache a flujo burbuja.

En la actualidad, se han hecho exhaustivas revisiones de los métodos ya empleados y se han hecho propuestas, una es de Oystein Tengedal<sup>16</sup> (2002) propuso una alternativa llamada auto-levantamiento (Self-lifting), es la inyección del gas y de presión tomada del propio sistema de flujo proveniente de la tubería horizontal para ser inyectado en el riser.

---

## CAPÍTULO III

# CAPACIDADES Y MECANISMO SEPARACIÓN DE GAS-LÍQUIDO DE LOS SEPARADORES HORIZONTALES

Los equipos de separación que se utilizan en la industria petrolera para separar mezclas de hidrocarburos, así como para disminuir la contrapresión en la cabeza mejorando su afluencia y disminuyendo las variaciones de flujo. Las mezclas de líquido y gas se presentan en la producción de los campos petroleros principalmente por las siguientes causas<sup>12</sup>:

- a) Por lo general los pozos producen líquidos y gas mezclados en un solo flujo.
- b) Hay tuberías en las que aparentemente se maneja sólo líquido o gas; pero debido a los cambios de presión y temperatura que se producen a través de la tubería, se presenta la vaporización de líquido o condensación de gas, dando lugar al flujo de dos fases.
- c) Ocasionalmente, el flujo de gas arrastra líquidos a los compresores y equipos de procesamiento.
- d) El tipo de sistema artificial que se esté utilizando, ya que en la Región Marina Noreste, la mayoría de los pozos cuenta con Bombeo Neumático, haciendo que exista gas extra en la corriente.

Las principales razones por las que es importante efectuar una separación adecuada de líquido y gas son: el gas que se quema arrastra una cantidad considerable de aceite que también es quemado, ocasionando pérdidas económicas. Aunque el gas se transporte a una cierta distancia para tratarlo, es conveniente eliminarle la mayor cantidad de líquido, ya que este ocasiona problemas, tales como: corrosión y abrasión del equipo de transporte. Los hidrocarburos líquidos aumentan las caídas de presión y la reducción en la capacidad de transporte de las líneas.

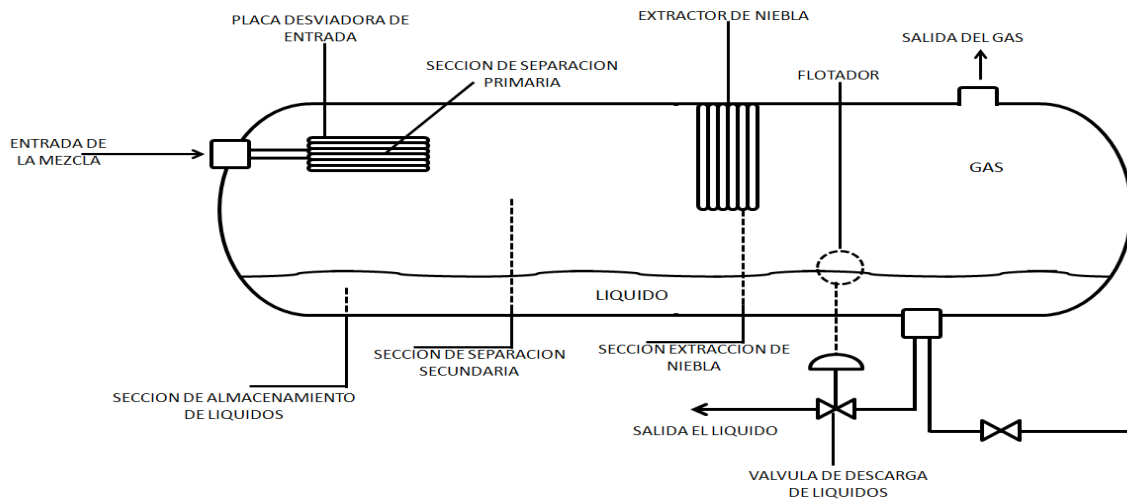
### 3.1 Descripción del separador

Un separador es una vasija acondicionada con elementos mecánicos internos, utilizada en el campo para eliminar de la corriente líquida los componentes de gas, puede ser bifásico o trifásico. Los separadores bifásicos separan el total del líquido del gas, mientras que los trifásicos separan el agua de los hidrocarburos líquidos. La separación del gas y el líquido ocurre principalmente por las diferencias de densidades que presentan cada una de las fases.



El separador está conformado por cuatro secciones fundamentales:

- Sección de separación primaria
- Sección de separación secundaria
- Sección de almacenamiento de líquidos
- Sección de extracción de niebla



Figuras III.1 Esquemático de los componentes de un separador horizontal convencional<sup>12</sup>

La separación **primaria** se realiza mediante un cambio de dirección de flujo, puede efectuarse con una entrada tangencial de los fluidos al separador; o bien, instalando adecuadamente una placa desviadora a la entrada. Con cualquiera de estas formas se le induce una fuerza centrífuga al flujo, con la que se separan un volumen considerable de líquido<sup>12</sup>.

La sección **secundaria** separa la mayor cantidad de gotas de líquido de la corriente de gas, principalmente por el efecto de la gravedad, la turbulencia del flujo debe de ser mínima, también es importante que la longitud del separador sea la suficiente para darle espacio y tiempo a que suceda este fenómeno y mantener un área conveniente de la interfase para que el gas se separe del aceite.

En algunos diseños se utilizan veletas o aspas alineadas para reducir aun más la turbulencia, sirviendo al mismo tiempo como superficies colectoras de gotas de líquido.

La eficiencia de separación en esta sección, depende principalmente de las propiedades físicas del gas y del líquido, del tamaño de las gotas de líquido suspendidas en el flujo de gas y del grado de turbulencia. La velocidad de asentamiento se obtiene con la Ley de Stokes:

$$v_t = \frac{d_p^2 g (\rho_L - \rho_g)}{18 \mu_g} \quad \text{III.1}$$

En la sección de **almacenamiento** de líquidos se acumula y se descarga el líquido separado de la corriente de gas y debe de estar situado de forma que la corriente de gas no arrastre el líquido. Esta parte del separador debe tener la capacidad suficiente para manejar los baches que se formen tras el paso del tiempo de la vida del pozo. Cuando se conocen los tipos de flujo de la mezcla de gas y líquido que va al separador, tal como la frecuencia de los baches de líquido generados por la explotación de pozos con sistema artificial de bombeo neumática, se deben hacer cambios en el diseño y tamaño de las partes del separador.

Sin embargo es recomendable que el separador se diseñe de la forma más simple posible, para facilitar su limpieza y mantenimiento. Adicionalmente, el separador debe tener dispositivos de seguridad tales como: una válvula de seguridad, un tubo desviador de seguridad y controles de contra presión adecuados.

El último mecanismo es la **extracción de niebla**, donde se separan las pequeñas gotas de líquido de la corriente de gas que no pudieron ser separadas en la sección primaria y secundaria porque la velocidad del gas es mayor a la velocidad de asentamiento de las gotas. La principal fuerza que trabaja aquí es la centrífuga, lograda por dispositivos como un conjunto de veletas, alambre entretejido o por tubos ciclónicos.

El diseño de separadores se hace a partir de conocer la composición de la alimentación, de la presión, de la temperatura y el gasto, estas propiedades van cambiando con el tiempo de manera que es difícil de predecir, esto hace que se omitan equipos vitales.

También deben de reunir los siguientes requisitos<sup>19</sup>:

- a. La velocidad del gas debe ser disminuida para permitir la precipitación de las partículas líquidas.
- b. El agua y el aceite deben ser desviados a una sección sin turbulencia del separador.
- c. Los líquidos deben ser retenidos en el separador un tiempo grande para permitir la separación.
- d. El contacto agua – aceite debe ser mantenido.
- e. El agua y el aceite deben ser retirados del separador por sus respectivas salidas.

### 3.2 Métodos para el cálculo de capacidad de manejo de líquidos y gas en el separador horizontal

#### 3.2.1 Método API 12J<sup>19</sup>

La capacidad de líquido de un separador depende principalmente del tiempo de residencia del líquido en el separador, para que se logre una buena separación se requiere tiempo suficiente para alcanzar las condiciones de equilibrio entre la fase líquida y gaseosa a la temperatura y presión de separación.

En este parámetro está incluido el nivel del líquido que es un factor muy importante porque de él depende si los mecanismos trabajan en óptimas condiciones para poder realizar la separación de los fluidos. La capacidad de líquido puede ser determinada con la siguiente ecuación:

$$W = \frac{1440 V}{t} \quad \text{III.2}$$

La capacidad de gas del separador está relacionada con la velocidad de las partículas en suspensión. La velocidad hacia arriba del flujo de gas requerido para la suspensión de la partícula es determinada por la resistencia de la partícula al movimiento del gas y a las fuerzas sobre la partícula debido a la gravedad. Souders y Brown propusieron la siguiente ecuación:

$$V_a = k \sqrt{\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g}} \quad \text{III.3}$$

Donde K es conocido como valor de Souders y Brown o Factor K definido como:

$$K = \sqrt{\frac{4gd_p}{3C_D}} \quad \text{III.4}$$

Tipo de separador	Altura o longitud (ft)	Rango del factor K
Vertical	5	0.12 a 0.24
	10	0.18 a 0.35
Horizontal	10	0.40 a 0.50
	Otras longitudes	0.40 a 0.50 x (L/10) <sup>0.56</sup>
Esférico	Todos	0.2 a 0.35

Tabla III.1 Factor K para determinar la máxima velocidad permisible

El tiempo de residencia es muy importante, ya que si no se deja el tiempo suficiente baja la eficiencia del separador, porque la corriente de gas lleva suspendidas las gotas de líquido, con menor tiempo evita que se colisionen y se separen del gas, si se excede reducimos la capacidad de líquido porque al aumentar el tiempo disminuimos la producción de líquido y gas separado.

Densidad del aceite	Minutos
Mayor a 35° API	1
20 – 30° API	1 a 2
10 – 20° API	2 a 4

Tabla III.2 Tiempo de residencia de líquido en separadores de dos fases

### 3.2.2 Método Nolasco<sup>1</sup>

Para calcular la capacidad de manejo de líquido un separador horizontal se deben considerar el diámetro del separador, el nivel del líquido arriba de la salida del aceite en el separador, el factor de volumen del aceite a las condiciones de operación del separador y el tiempo de retención o residencia del líquido.

Se recomienda que el nivel máximo de líquido sea menor que la mitad del diámetro interior del separador. El volumen disponible para manejo de líquido en un separador horizontal, el gasto de líquido y el gasto de gas son:

$$V_{Lh} = \left( \frac{\pi d_{sep}^2}{4} - A_f \right) L \quad \text{III.5}$$

Capacidad de manejo de líquido:

$$q_{sL} = 256.474 \frac{\left( \frac{\pi d_{sep}^2}{4} - A_f \right) L}{Bo t} \quad \text{III.6}$$

Capacidad de manejo de gas:

$$q_{sg} = 7.725 \times 10^6 \frac{P_{op}}{z T_{op}} \frac{d_p^2 (\rho_p - \rho_g)}{\mu_g} A_f \quad \text{III.7}$$

$$A_f = \frac{\pi d_{sep}^2}{4} \left[ 1 - \frac{\text{ang} \cos \left( 1 - \frac{2h}{d_{sep}} \right)}{180} \right] + (d_{sep} h - h^2)^{\frac{1}{2}} \left( \frac{d_{sep}}{2} - h \right) \quad \text{III.8}$$

### 3.2.3 Método Ken Arnold<sup>11</sup>

Para dimensionar un separador horizontal es necesario seleccionar un diámetro y la longitud de tapa a tapa de la vasija. Esta elección debe satisfacer las condiciones para capacidad de gas que permita que las gotas de líquido pasen del volumen de gas al volumen de líquido mientras el gas atraviesa la longitud efectiva de la vasija. El diseño debe proporcionar el suficiente tiempo de residencia para permitir que el líquido alcance el equilibrio para una separación de gotas de líquido del tamaño de 100 micras en una vasija al 50% de capacidad del líquido.

Capacidad de gas:

$$D_i L_{eff} = 42 k \left( \frac{T_{op} Z q_g}{P_{op}} \right) \quad \text{III.9}$$

Para una separación de gotas con tamaño de 100 micras,  $k$  puede ser aproximada utilizando la siguiente figura:

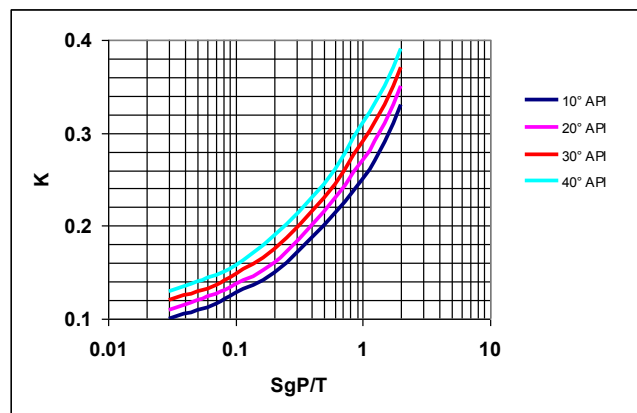


Figura III.2 Valores de K

Capacidad de líquido:

$$D_i^2 L_{eff} = \frac{t q_l}{0.7} \quad \text{III.10}$$

La longitud de tapa a tapa:

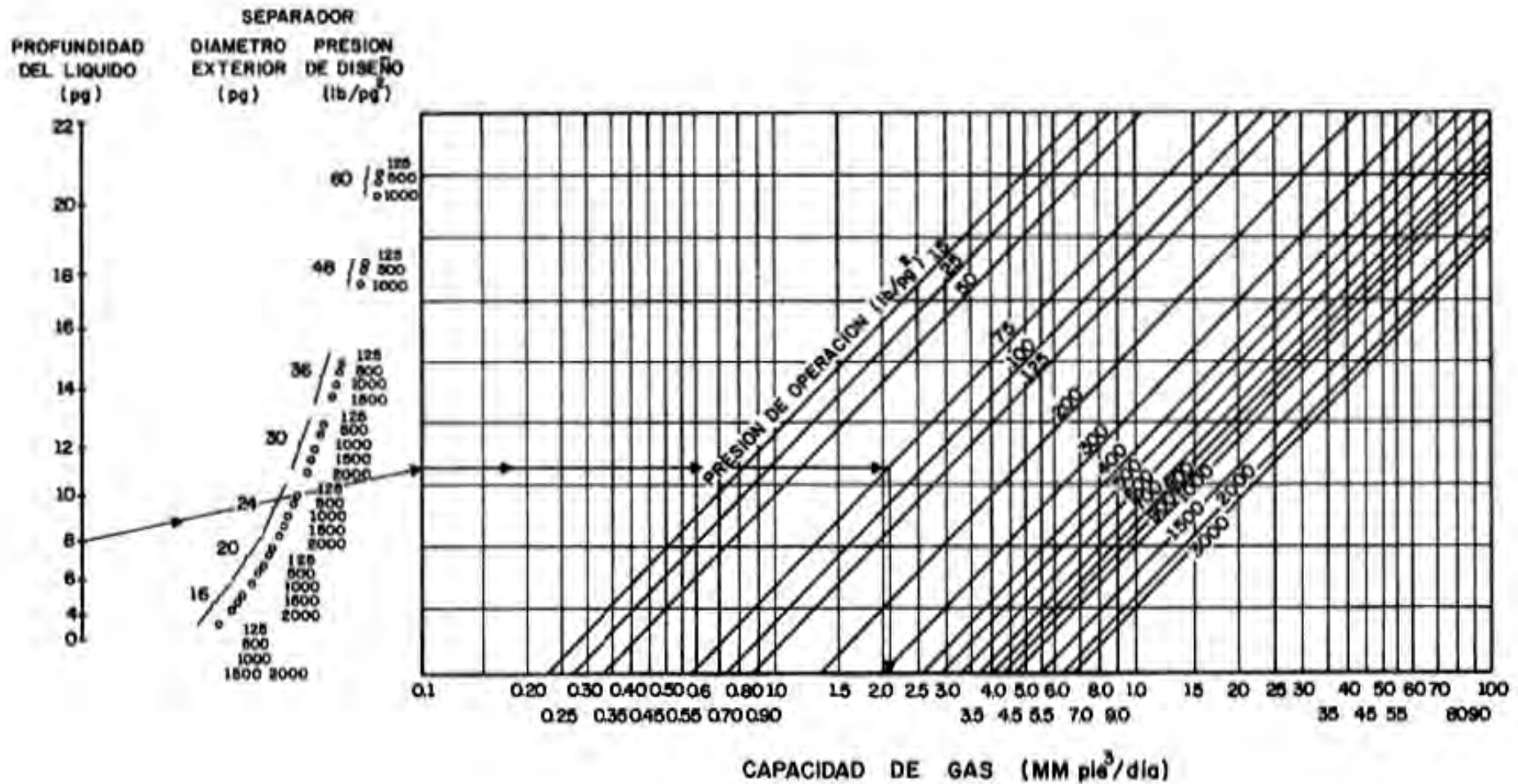
$$L_{s-s} = \frac{L_{eff}}{0.75}$$

La relación de esbeltez:

$$RE = \frac{12L_{s-s}}{d}$$

### 3.2.4 Método gráfico<sup>12</sup>

La capacidad de gas del separador es proporcional al área de la sección transversal del recipiente disponible al flujo de gas, por lo tanto el diámetro de un separador horizontal y la altura del líquido controlan la capacidad de separación del gas. Al cambiar la longitud de los separadores horizontales con respecto a la longitud convencional de 10 pies, no afecta en gran medida la capacidad del gas de estos separadores, excepto en condiciones especiales, como el caso del aceite espumoso.



**CAPACIDAD DE GAS DE UN SEPARADOR HORIZONTAL.**

Figura III.3 Capacidad de gas de un separador horizontal<sup>12</sup>

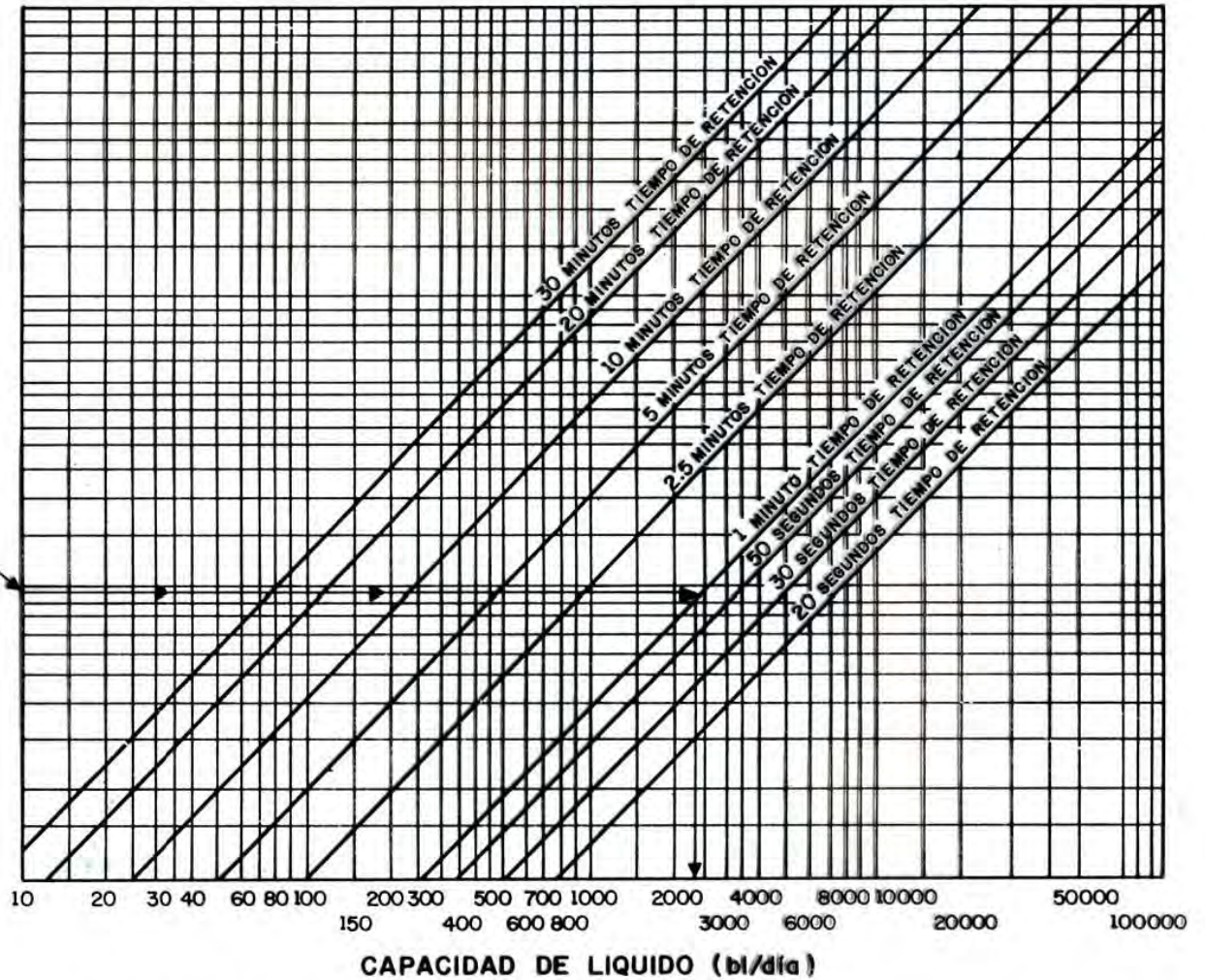
SEPARADOR  
DIAMETRO EXTERIOR  
(pg.)

- o -16
- o -20
- o -24
- o -30
- o -36
- o -48
- o -60
- o -72
- o -96

PROFUNDIDAD  
DEL LIQUIDO  
(pg.)

- 96
- 72
- 60
- 48
- 42
- 36
- 30
- 24
- 22
- 20
- 18
- 16
- 14
- 12
- 10
- 8
- 6
- 4

TIEMPO DE RETENCION MINIMO RECOMENDADO	
0-600 lb/pg <sup>2</sup>	- 1 Minuto
600-1100 lb/pg <sup>2</sup>	- 50 Segundos
Más de 1100 lb/pg <sup>2</sup>	- 30 Segundos



**CAPACIDAD DE LIQUIDO DE UN SEPARADOR HORIZONTAL.**

Figura III.4 Capacidad de líquido de un separador horizontal<sup>12</sup>



### 3.3 Principales factores que afectan la eficiencia de separación<sup>12</sup>

En este apartado se describen los principales factores que afectan la eficiencia de la separación de gas y líquido.

- **Tamaño de las partículas de líquido.** El tamaño de las partículas suspendidas en el flujo de gas, es un factor importante en la determinación de la velocidad de asentamiento en la separación por gravedad y en la separación por fuerza centrífuga.
- **Velocidad del gas.** Cuando se aumenta la velocidad del gas a través del separador, se incrementa el volumen de gas manejado y no se separan totalmente las partículas de líquido mayores de 100 micras en la sección de separación secundaria, esto ocasiona que se inunde el extractor de niebla y como consecuencia, que haya arrastres repentinos de baches de líquido en el flujo de gas que sale del separador.
- **Presión de separación.** Al disminuir la presión, aumenta la eficiencia de separación de las fases. Así si la presión en el separador es alta, la presión del fluido será relativamente alta y las moléculas de dicho componente tenderán a permanecer en la fase líquida.
- **Temperatura de separación.** A medida que disminuye la temperatura en el separador, se reduce la eficiencia de separación. El efecto de un aumento en la temperatura aumenta la eficiencia, ya que esto provoca que la fase gaseosa se separe de la fase líquida.
- **Densidades del líquido y del gas.** La capacidad de manejo de gas de un separador, es directamente proporcional a la diferencia de densidades del líquido y del gas e inversamente proporcional a la densidad del gas.
- **Viscosidad del gas.** Se puede observar en la velocidad de asentamiento de las partículas de líquido, ya que a medida que aumenta la viscosidad del gas disminuye la velocidad de asentamiento y por lo tanto, baja la eficiencia de separación del equipo.

### 3.4 Descripción del separador de alta eficiencia

El separador que se analizó es un separador de alta eficiencia, la cual es manejada en volumen de 0.1 gal/mm<sup>3</sup> para gotas de 8-10 micras en la salida de gas. En la línea de entrada de alimentación de la mezcla utiliza un distribuidor de tubos ciclónicos o tubos vortex, los cuales son de vital importancia para el proceso de separación. Así como dos placas rompeolas para distribuir de manera uniforme el flujo de líquido y un extractor tipo veleta para que el líquido que es arrastrado por el gas se acumule en las paredes y sean recuperadas por efecto de la gravedad.

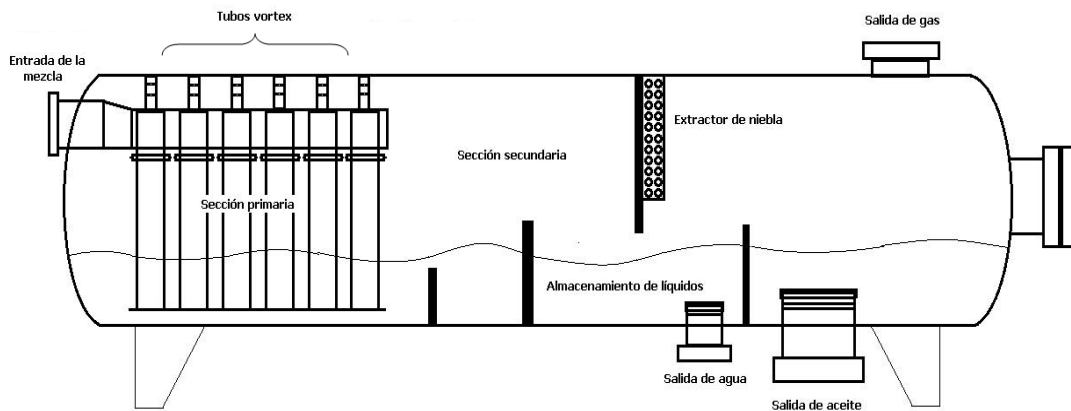


Figura III.5 Componentes de un separador horizontal de alta eficiencia<sup>25</sup>

Los ciclones son dispositivos mecánicos, que separan el líquido y el gas, la corriente entra tangencialmente al espacio anular moviéndose en forma de espiral hacia abajo, provocando que la fase más densa se adhiera en la pared, mientras que la fase menos densa (gas) se dirige hacia el centro del vortex para salir por la parte de arriba, esto es debido a la fuerza centrífuga con los que estos internos son diseñados mecánicamente para minimizar el efecto de espuma.

Los líquidos atrapados serán drenados al fondo formando un colchón de líquido en el recipiente, mientras que el gas se eleva a la parte superior del recipiente. Como una técnica de la separación de la primera etapa, el dispositivo reduce los líquidos totales arrastrados en el gas, de tal modo que mejora el funcionamiento del extractor de niebla tipo veleta o vanes aguas abajo; para que el gas continúe su paso a través de estos.

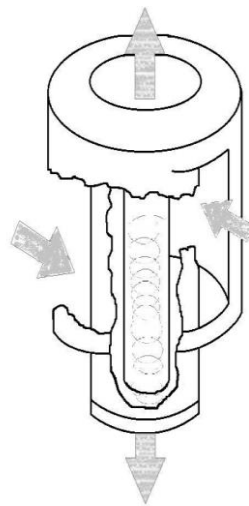


Figura III.6 Tubo ciclónico o vortex<sup>12</sup>

En la sección secundaria se encuentran dos mamparas perforadas o con placas rompeolas para distribuir de manera uniforme el flujo de líquido, para evitar que se formen olas en el líquido que es drenado al fondo del recipiente y este se mantenga estable.

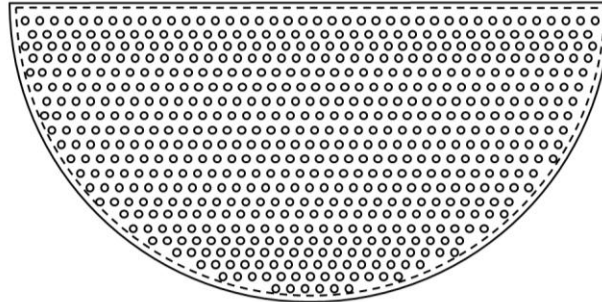


Figura III.7 Placa perforada<sup>13</sup>

En la sección del extractor de niebla tipo veleta, figura III.8; el flujo de gas se aproxima a la pared que cambia de dirección bruscamente haciendo que las gotas de líquidos colisionen en la veleta y sean separadas del gas, esto es debido a que las gotas de líquido tiene una mayor densidad por lo tanto tienen una mayor resistencia al cambio de dirección y continúan en línea recta. El líquido se va acumulando en las paredes hasta que haga efecto la gravedad y caigan en la sección de almacenamiento de líquido. La eficiencia del extractor de este tipo aumenta colocando las veletas más juntas, otros factores son el tamaño de las gotas, la densidad y la tensión superficial del líquido.

Estos extractores separan partículas de líquido mayores de 10 micras. Para determinar la eficiencia de este tipo de extractor se obtiene con la siguiente expresión (Paul et al 1993)<sup>13</sup>:

$$\eta_{veleta} = 1 - \exp\left(-\frac{V_t m w \theta}{57.3 V_G b \tan \theta}\right) \quad \text{III.11}$$

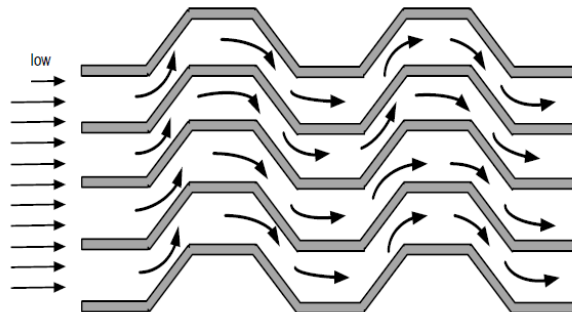


Figura III.8 Extractor tipo veleta o vane<sup>13</sup>

### 3.5 Comparación cualitativa de los métodos de diseño de separadores

Los métodos API 12J, Nolasco y Ken Arnold mencionados anteriormente, son útiles y adecuados para el cálculo de la capacidad de líquido y gas, puesto que no están limitados por el tipo de crudo, tamaño del separador, presiones de operación y/o tiempo de residencia. Los fabricantes deben basarse en el API 12J el cual se encuentra bajo norma, pero también puede ayudarse con los otros dos métodos de Nolasco y Ken Arnold.

Con el método de Ken Arnold se genera una gráfica como se muestra en la figura III.9, donde la parte achurada es la solución, de ahí se puede elegir un separador con cualquier dimensión por ejemplo uno de longitud 9 pies y de diámetro 30 pulgadas, el que mejor cumpla con disponibilidad de espacio que se tenga en el sitio donde se va a colocar el separador.

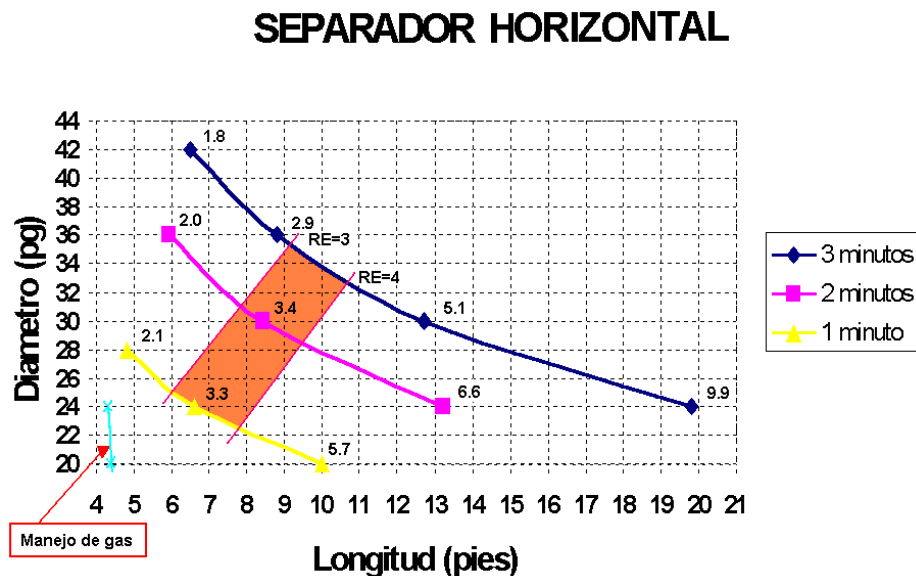


Figura III.9 Gráfica del método Ken Arnold para separador Horizontal<sup>11</sup>

Por otra parte, el método gráfico está muy restringido, ya que las condiciones a las cuales fueron realizadas las gráficas son para separadores de longitud de 10 pies, para un crudo de viscosidad de 50 S.S.U y de una densidad de 35° API o más, aceite sin espuma y un flujo sin bacheo, por lo consiguiente este método solo sería útil y aplicable para separadores pequeños y bajo las condiciones mencionadas anteriormente, pero aun así es un método fácil y rápido de utilizar.

---

## **CAPÍTULO IV**

# **ANÁLISIS DEL SEPARADOR Y SUS INTERNOS BAJO CONDICIONES DE FLUJO BACHE MEDIANTE SIMULADOR**

El flujo bache, al presentarse en el separador, este sufre de grandes esfuerzos provocando vibración en el equipo, reduciendo además la capacidad de separar y disminuyendo su eficiencia.

Cuando el bache líquido entra al separador, súbitamente lo inunda disminuyendo momentáneamente su eficiencia y evitando que los internos trabajen eficientemente provocando que aumente la cantidad de líquido por la salida de gas, llegando a los compresores cierta cantidad de líquido, poniendo en riesgo el correcto funcionamiento de estos últimos.

Cuando el fluido entra al separador como burbuja de gas, este hace que aumente el arrastre de líquido en la corriente de gas, de la misma manera en la salida de líquido aumenta también el flujo de gas en esta dirección, provocando que el gas se vaya hacia las bombas y estas entren en cavitación.

Otro aspecto importante a considerar es la filosofía de operación del separador, ya que ésta influye en el tiempo de residencia y puede ocasionar que la eficiencia del separador disminuya a pesar de contar con internos de alta eficiencia.

### **4.1 Filosofía de operación de un separador**

Los separadores están totalmente automatizados mediante la instrumentación correspondiente, disponen de dos lazos de control (electrónico y neumático), para censar y controlar cada una de las variables del proceso (presión y nivel del separador). Mediante una válvula manual de tres vías se puede seleccionar el modo de operación neumático o electrónico.

El lazo de control electrónico está integrado por instrumentación electrónica y un PLC instalado en el cuarto de control, mientras que el lazo de control neumático censa y controla de manera local (en campo).

El control de presión, se realiza mediante las válvulas de control de entrada de la mezcla al separador y el censo de la variable de presión del mismo, las válvulas de control de las salidas de aceite y gas del separador están controladas por la pierna de nivel, las cuales responden de acuerdo a la variación del nivel en la vasija.

Cuando el nivel se incrementa por arriba de su condición normal de operación (puede variar de 40-50% de acuerdo al diseño) las válvulas de la descarga de gas tenderán a cerrar para incrementar la presión de separación, las válvula de la descarga de aceite se mantendrán abiertas al 100% para desalojar los líquidos y la(s) válvula(s) de entrada al separador tenderán a cerrar para controlar la entrada de la mezcla y evitar que ese se inunde. El control del proceso y del separador depende de una acción combinada de estas válvulas y sus lazos correspondientes.

Si se incrementa la presión por arriba del punto de ajuste, la presión es censada y comparada con la presión requerida, para corregir el error de desviación se envía una señal a las válvulas de presión de la entrada del separador, regulando así la entrada de mezcla al separador, reduciendo con esto la presión.

El nivel del separador es controlado tanto por las válvulas de nivel de la descargar de aceite como por la descarga de gas, éstas operan simultáneamente cuando aumenta o disminuye el nivel, este es censado y comparado con el nivel deseado, la desviación se corrige modulando las válvulas de salida de aceite y gas, cuando una abre la otra cierra de manera sincronizada controlando así el nivel del separador.

Cuando la presión del separador disminuye por debajo de la presión normal de operación, se envía una señal a las válvulas de presión en la entrada del separador modulando su apertura, incrementando la mezcla hasta alcanzar la presión de operación normal. Si la presión sigue disminuyendo cuando llegue a la presión del punto de disparo, ocasiona el cierre inmediato de la SDV originando el cierre de pozos.

Cuando la presión del separador aumenta por arriba de la presión normal de operación, se envía una señal a las válvulas de presión de la entrada del separador modulando el cierre de las válvulas hasta alcanzar la presión normal. Si continua aumentando cerrará la SDV, originando el cierre de los pozos. Si por cualquier circunstancia continua aumentando la presión, actuará el sistema de desfogue escalonado disparando las PSV.

Cuando el nivel de aceite disminuye por debajo del 50%, se envía una señal a las válvulas de nivel de la descarga de aceite modulando el cierre hasta alcanzar el nivel normal de operación, mientras que las válvulas de la descarga de gas abren al 100%. Si el nivel continúa disminuyendo las válvulas de la descarga de aceite cierran por completo, al mismo tiempo se activara la alarma por muy bajo nivel.

Cuando el nivel de aceite aumenta por encima del 50%, se envía una señal a las válvulas de descarga de gas, cerrando gradualmente hasta recuperar el nivel normal de operación, al mismo tiempo y de manera sincronizada las válvulas de nivel de descarga de aceite abren al 100% para desalojar el líquido más rápido.

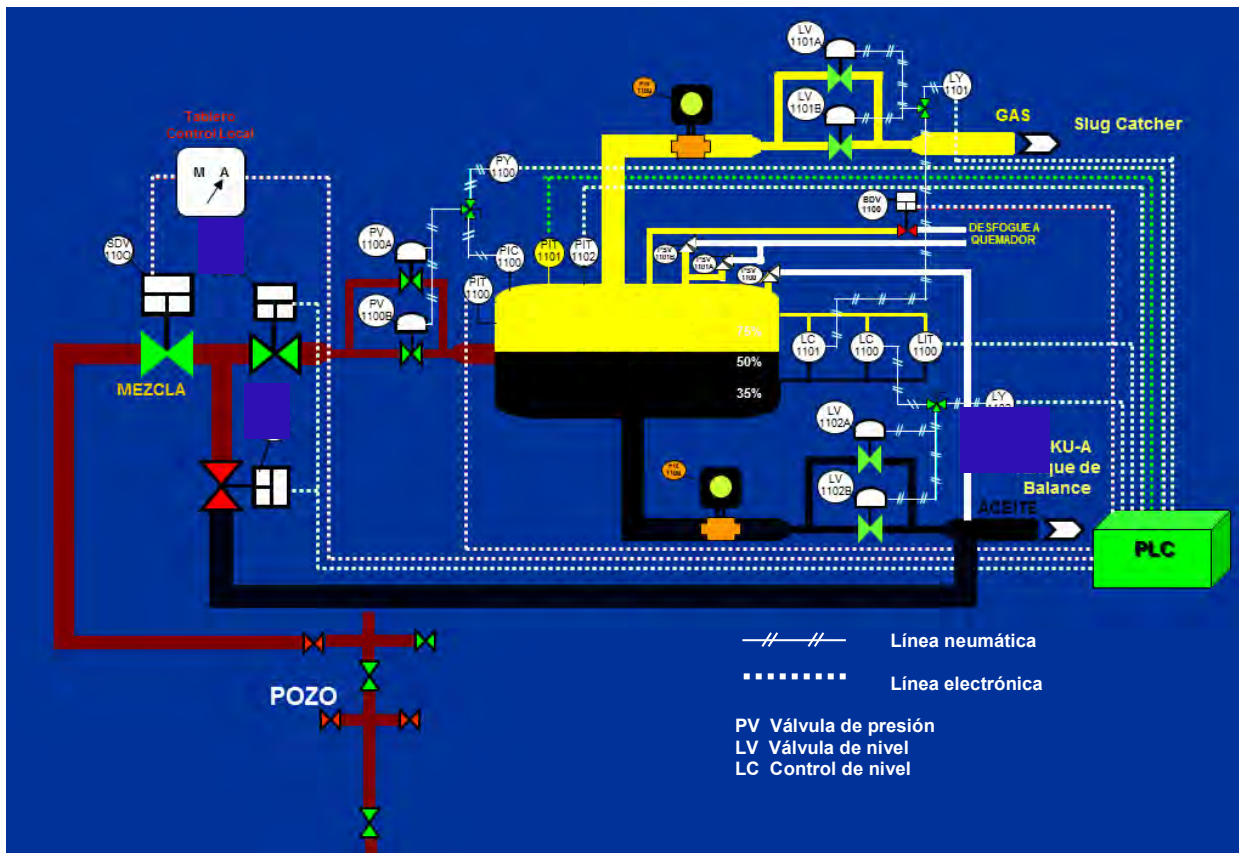


Figura IV.1 Filosofía de operación de un separador

#### 4.2 Aplicación a un caso extremo de flujo bache

La aplicación del simulador puede realizar el análisis de cualquier proceso, cuenta con tres etapas: la geometría, el mallado y el proceso de simulación.

Lo complejo de hacer la geometría está en que tienen que coincidir los planos que se juntan y/o se cruzan, de no ser así no se puede realizar el mallado o en esas secciones se generan celdas pequeñas que provocan error al empezar el proceso de simulación.

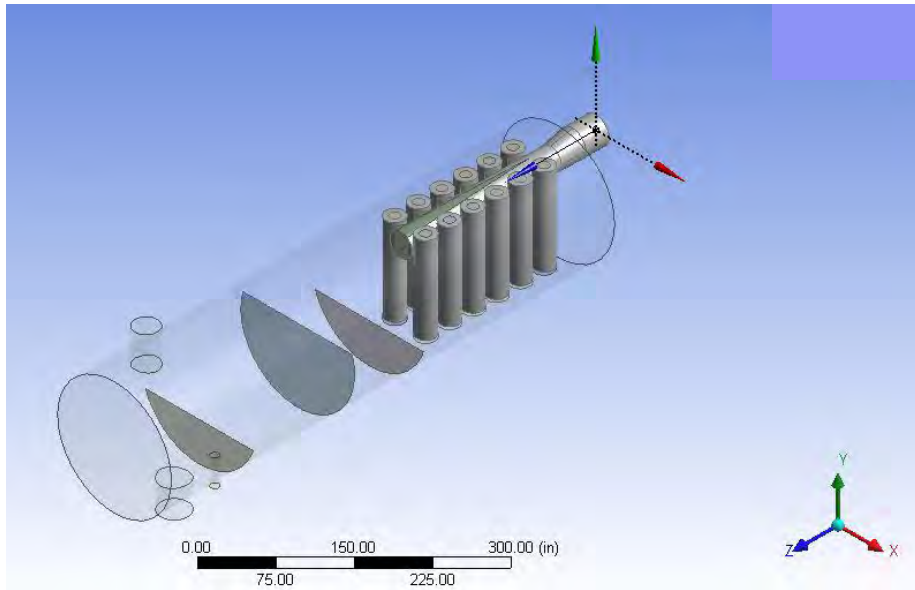


Figura IV.2 Geometría del separador

Después de obtener el dibujo, el siguiente paso es elaborar el mallado para resolver el problema, en esta etapa se visualiza la calidad de este mallado, donde se maneja una escala de 0 a 1, siendo cero excelente y 1 inaceptable. Hay geometrías que tienen cambios bruscos, discontinuidades y/o pequeños espacios donde se requiera más resolución y una buena distribución de las celdas para poder predecir las condiciones físicas.

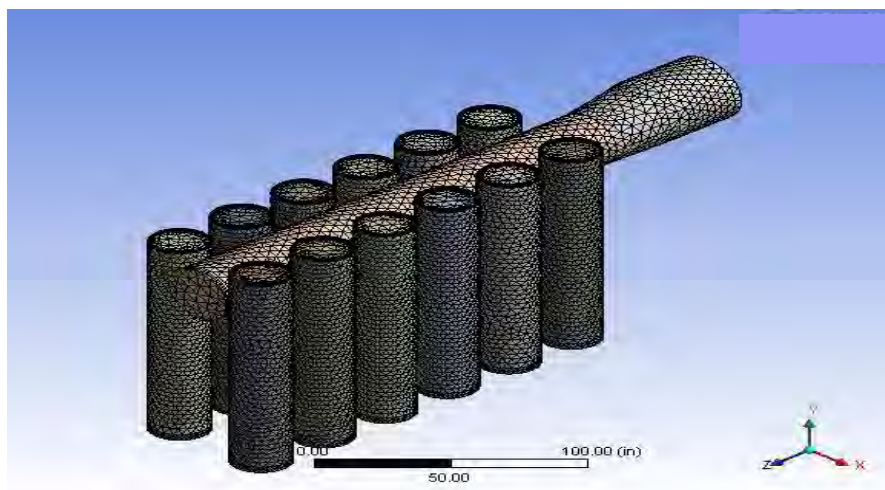


Figura IV.3 Mallado del distribuidor de tubos ciclónicos



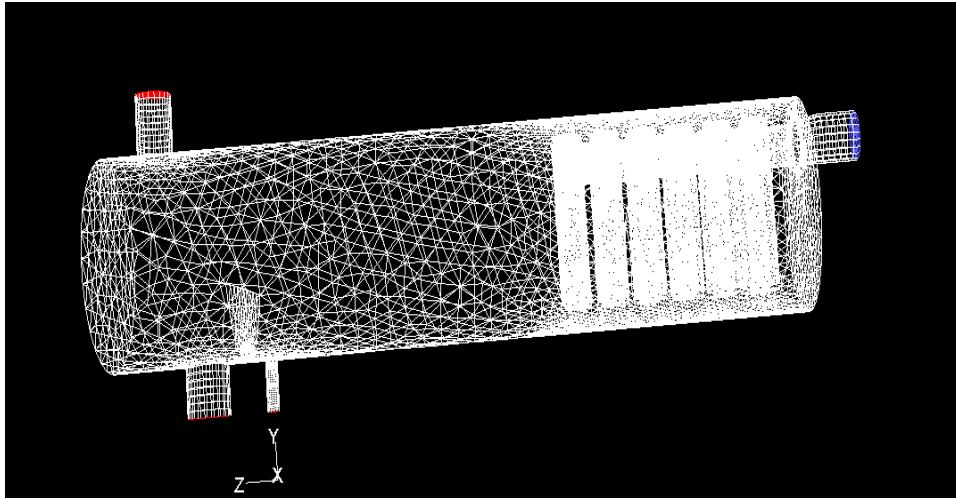


Figura IV.4 Malla del separador

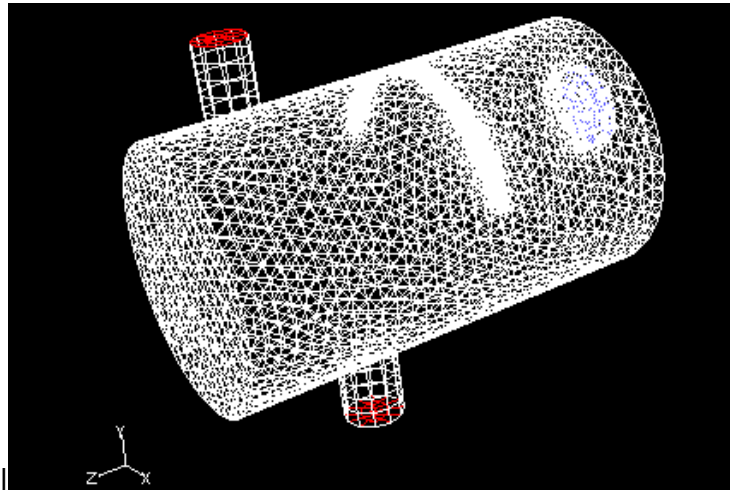


Figura IV.5 Malla del extractor

La sección del extractor de gas fue necesario simularlo por separado, debido a que se requería hacer una malla más fina; comparada con la malla del separador mucho más grande.

Para empezar a simular el flujo bache primero se selecciono el tipo de crudo y las propiedades físicas del mismo, como se observa en la siguiente tabla:

<b>°API</b>	<b>17.62</b>
<b><math>\rho_L</math></b>	<b>56.23 lb/pie<sup>3</sup></b>
<b><math>\rho_g</math></b>	<b>0.124 lb/pie<sup>3</sup></b>
<b>T</b>	<b>63 °C</b>
<b>RGA</b>	<b>361.88 pie<sup>3</sup>/bl</b>
<b><math>\mu_o</math></b>	<b>171 cp</b>

Tabla IV.1 Datos del Datos del fluido (segunda etapa de separación)

De la misma manera es necesario conocer los datos de diseño del separador:

	<b>MIN</b>	<b>MAX</b>
<b>Presión (kg/cm<sup>2</sup>)</b>	2.5	3.5
<b>Temperatura °C</b>	69	69
<b>Gasto líquido (bpd)</b>	55,000	130,000
<b>Gasto gas (mmpcd)</b>	48	96

Tabla IV.2 Datos de diseño del separador

Las dimensiones del separador son: diámetro 154 pulgadas, longitud 600 pulgadas; con base a la norma API 12J, para estas medidas de diseño la **velocidad máxima permisible de gas (Va)** está entre:

$$20.96 \text{ pie/s} < \mathbf{Va} < 26.21 \text{ pie/s}$$

A partir del mapa de patrones de flujo de Mandhane<sup>3</sup> et al, se observa que para que surja el flujo bache la velocidad superficial de gas debe de estar entre 2 a 300 pies/seg., mientras que la velocidad superficial del líquido entre 0.25 a 15 pies/seg.

Se tomaron los valores que están dentro de la región de flujo bache, siendo estos los valores más altos a los que se presenta el mismo, a partir de estos se caracterizó el flujo, ya que las velocidades superficiales no necesitan estar corregidas por las propiedades físicas del fluido.

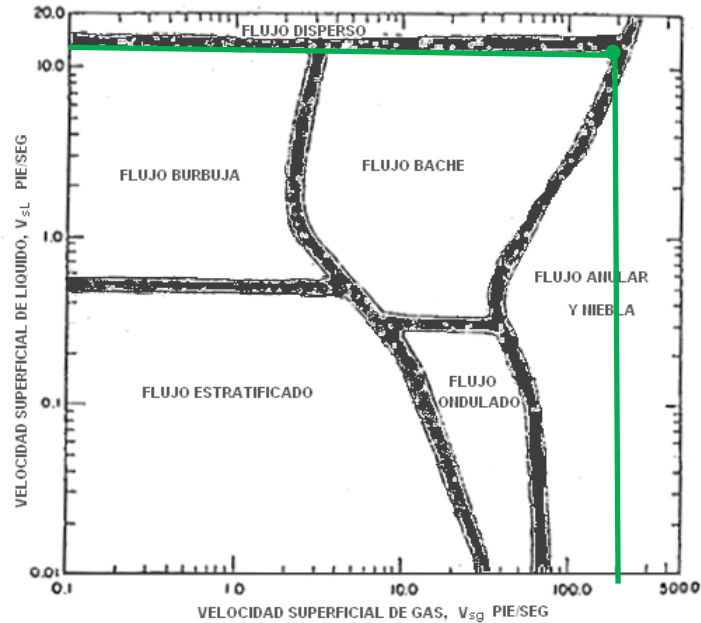


Figura IV.6 Mapa de patrones de flujo Mandhane<sup>3</sup> et al

**Valores supuestos**

$V_{sl}$	=11	pies/seg
$V_{sg}$	=200	pies/seg

**Valores calculados**

$V_m$	=211	pies/seg
$V_D$	=5.307	pies/seg
$V_{bf}$	=258.507	pies/seg
$H_s$	=0.0579	
$H_f$	=0.0096	
$V_f$	=56.898	pies/seg
$V_{sf}$	=241.82	pies/seg
$\lambda$	=0.0521	
$L_s$	=10.03	pies
$L_b$	=182.363	pies
$q_L$	=77.75	pie <sup>3</sup> /seg
$q_g$	=1,413.72	pie <sup>3</sup> /seg

Tabla IV.3 Caracterización del flujo

**Presión de operación 3.5 kg/cm<sup>2</sup>**

$\dot{m}_L$	=4379 lb/seg	96 %
$\dot{m}_g$	=165 lb/seg	4 %
$V_{sf}$	=242 pies/seg	
$V_{bf}$	=259 pies/seg	

Tabla IV.4 Datos de entrada

Para seleccionar esta velocidad se consideraron los datos de diseño del separador, el valor máximo y mínimo de los gastos de gas, ya que la velocidad del líquido es proporcionada por la velocidad del gas.

Observando la velocidad de la burbuja, esta queda fuera del intervalo de la velocidad máxima permisible del gas de acuerdo la norma API 12J, esto es lo que sucede cuando se diseña y no se considera que en el futuro se presente flujo en bache.

Primero se determinó el modelo para simular el separador bajo condiciones estables, ya que era necesario encontrar los parámetros a los cuales se lograba la convergencia. Para resolver este fenómeno se utilizó el Modelo Euleriano, porque permite el modelado de fases separadas, pero que interaccionan. Se basa en las ecuaciones de continuidad (conservación de masa) y de momento para cada fase.

En la figura IV.7 se muestra como se colocó una región llamada patch, esto significa que el separador ya cuenta con cierto nivel de líquido, para empezar a proporcionar los datos de los diferentes gastos máxicos que se calcularon y fueron mencionados anteriormente.

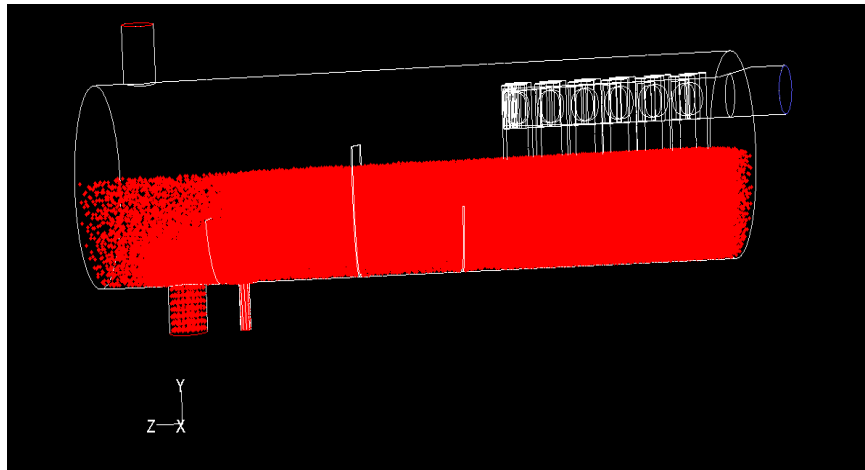


Figura IV.7 Nivel de líquido

En la figura IV.8 se marcó un plano que cruza parte de los vortex (internos del separador) para observar el comportamiento de flujo dentro del separador. Se observa como la velocidad del gas está provocando que se mueva el líquido que se encontraba en el separador, barriendo todo a su paso. También se observa como el gas sale por la parte de baja de los vortex.

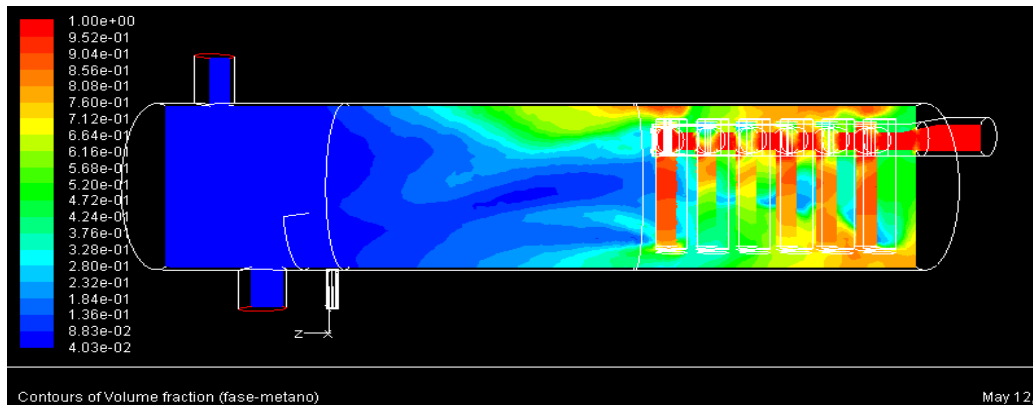


Figura IV.8 Avance del bache de gas (Escala fracción volumen de gas).

En la figura IV.9 se puede observar el avance de la fracción de volumen de gas que se tiene dentro de los vortex y del mismo separador, hay un exceso de gas, esto es porque el gas entra a gran velocidad desplazando el nivel de líquido que existía ya en el separador.

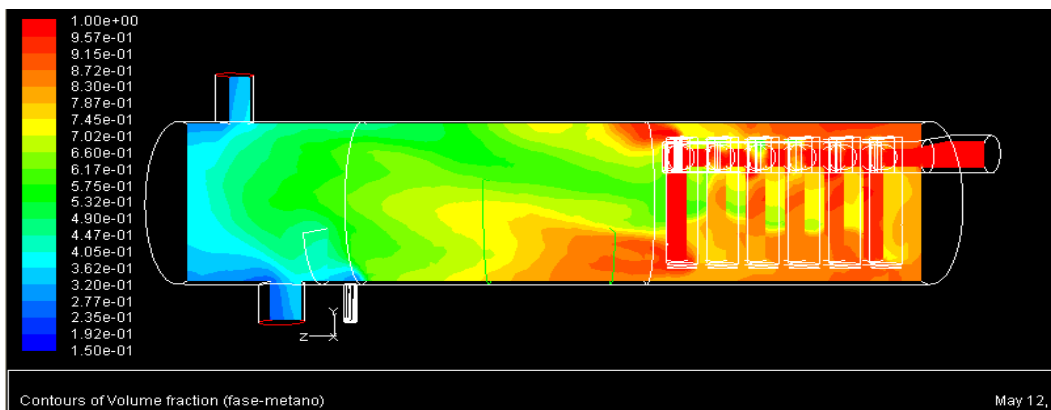


Figura IV.9 Avance del bache de gas (Escala fracción volumen de gas).

En la figura IV.10 se muestran las pathlines, que son las líneas de flujo en fracción volumen de gas, se observa que en el vortex se provocan varios giros, lo que no pasa cuando las velocidades de los fluidos son bajas.

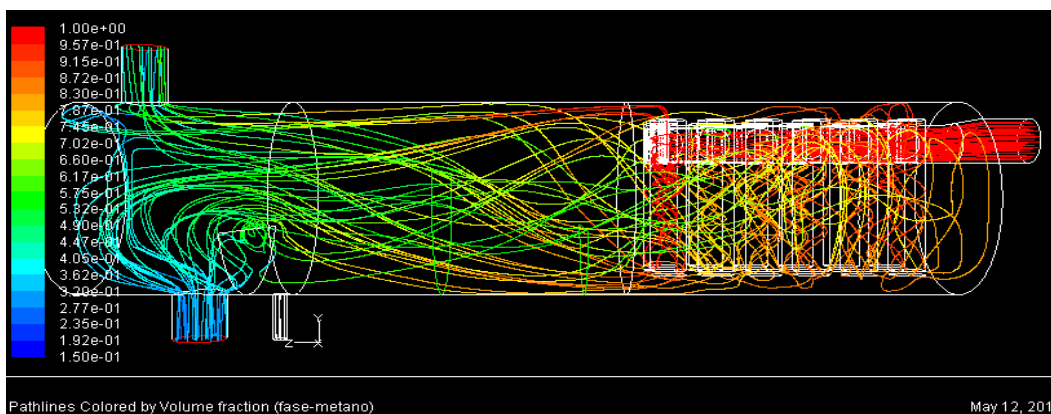


Figura IV.10 Líneas de flujo en fracción volumen de gas

Como se comentó anteriormente, el análisis del extractor se hizo de manera separada, se observa como el fluido que está entrando, va atravesando el extractor, la velocidad es tan grande que arrastra los líquidos a su paso y esto hace que el extractor trabaje de manera ineficiente, fuera de sus parámetros de diseño.

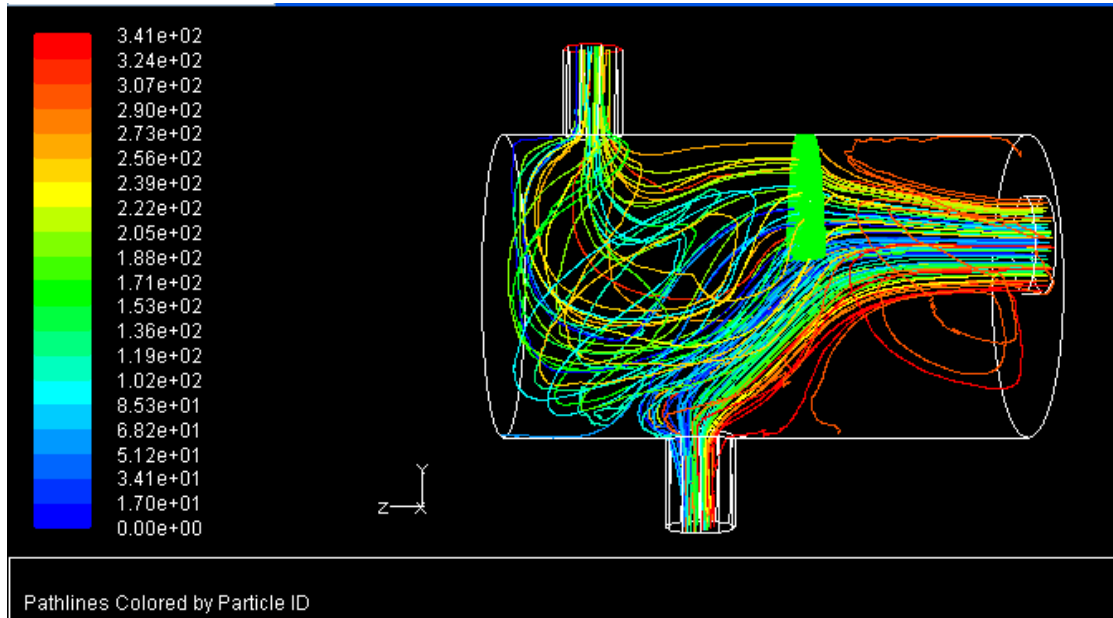


Figura IV.11 Líneas de flujo en el extractor

La figura IV.12 muestra la distribución de la concentración de la densidad de la mezcla que va de 0 hasta  $5.39 \text{ kg/cm}^3$ , como se puede observar el extractor va quedando inundado, ya que la velocidad que lleva el bache de gas va arrastrando los líquidos, impidiendo la precipitación por gravedad de la fase líquida.

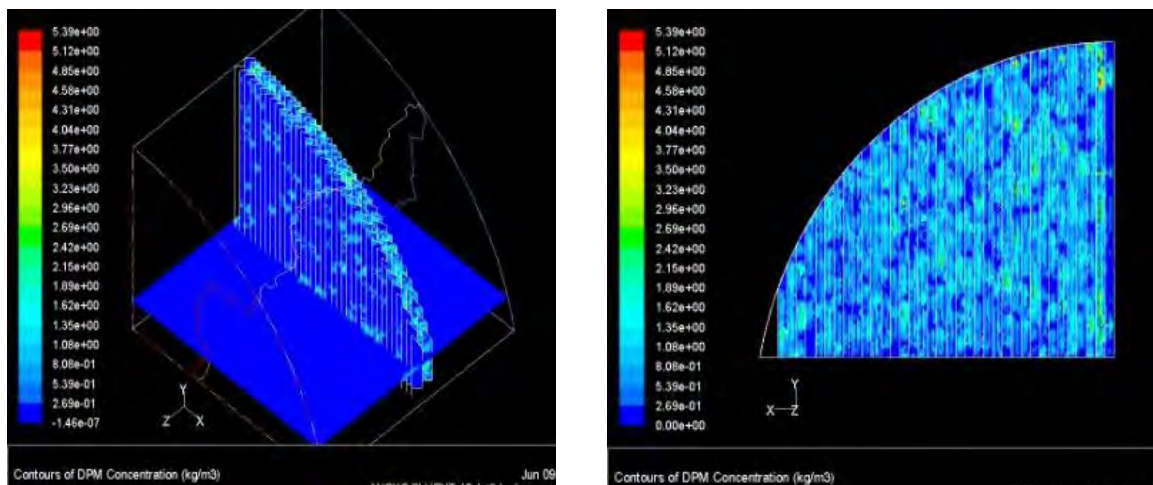


Figura IV.12 Gotas de aceite atrapadas por el extractor



La figura IV.13 muestra el avance de tres gotas de aceite a través de una sección de la veleta del extractor de la salida de gas (esto ocurre en 22 segundos).

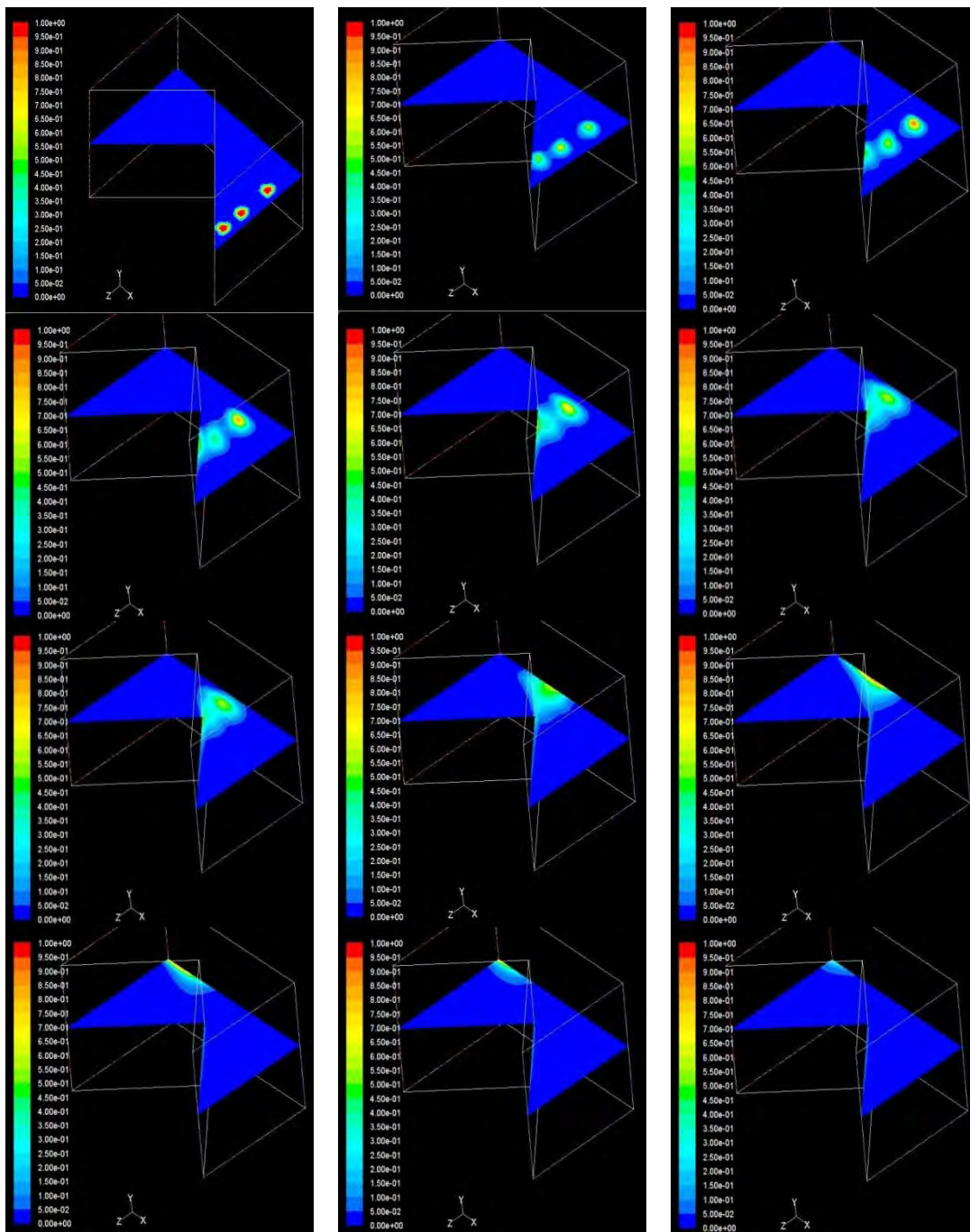


Figura IV.13 Avance de aceite (Escala fracción de volumen de aceite)

---

La siguiente tabla muestra los resultados obtenidos:

<b>Volumen de Aceite gal/mmcs</b>	
<b>Salida gas</b>	132,873

Tabla IV.5 Resultados en la descarga de gas del separador

Como se observa el volumen en la descarga de gas es de 132,873 gal/mmcs, que representa el 39% de gasto de líquido que entra al separador. Cuando en este tipo de separadores se maneja un volumen de 0.1 gal/mmcs, como se menciono anteriormente.

Como se explicó previamente, en la filosofía de operación de un separador, se puede entender que el tiempo de residencia está en función de las condiciones de presión de operación y del nivel del líquido en que se encuentre operando en ese momento, cuando debería ser el tiempo de residencia un factor importante a considerar en la filosofía de operación del separador para dar más tiempo a que las fases se estabilicen, se separen y se asienten las gotas de aceite que son arrastradas por el gas.



---

# CAPÍTULO V

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### Conclusiones

1. El simulador es una herramienta útil que permite visualizar el comportamiento del fluido en el separador y así predecir su funcionamiento bajo condiciones de flujo bache.
2. Para analizar el comportamiento del extractor se tuvo que realizar por separado, ya que el mallado del extractor fue más fino, puesto que se examinó gotas de líquido demasiado pequeñas comparadas con el tamaño del separador; para obtener un comportamiento más real en las diferentes secciones del separador, debe de hacerse de este manera, de formar individual y seccionada.
3. Cuando el flujo bache entra al separador, la eficiencia disminuye considerablemente en estas condiciones, debido a que la velocidad del gas provoca un arrastre del líquido que ocasiona se inunde súbitamente el extractor, impidiendo la correcta y adecuada precipitación de las gotas del líquido de la corriente de gas.
4. Es importante considerar el tiempo de residencia, a fin de minimizar o amortiguar los efectos de flujo tipo bache, ya que si se incrementa el tiempo se logra que se estabilice el flujo dentro del separador y da tiempo a que las fases se separen de manera eficiente.
5. El tipo de bache que se simuló se encuentra a las condiciones máximas de velocidades superficial tanto de líquido como de gas, siendo esto un caso muy extremo, esto también hizo que la eficiencia del separador bajara. Así como también se simuló a condiciones de segunda etapa de separación.
6. Para lograr una mejor eficiencia de separación se debe disminuir o eliminar el flujo bache antes de entrar al separador, algunos métodos se mencionaron en el capítulo II.2.5.
7. También se han obtenido buenos resultados, como complemento del proceso de separación, inyectar producto químico antiespumante a la entrada del separador, mejorando y estabilizando el flujo obteniendo una mejor separación y eficiencia.

8. Otro factor importante, a considerar para mantener y mejorar la eficiencia del separador son las propiedades de los fluidos, ya que estos van cambiando con el paso del tiempo, así como los mecanismos de extracción del petróleo, ya sea instalando algún sistema artificial de producción y/o utilizando algún método de recuperación secundaria o mejorada, por lo que es conveniente prever en el tiempo el diseño de la batería de separación considerando todas estas posibilidades para que no se omitan equipos ni internos.

### **Recomendaciones**

1. Mediante una prueba de campo comparar y comprobar los resultados obtenidos de la simulación, realizar los ajustes necesarios a la misma para obtener el caso base.
2. Realizar una nueva simulación considerando las condiciones de la filosofía de operación de los separadores.
3. Analizar el tiempo que tarde una gota de líquido en viajar desde la entrada de la mezcla hasta la descarga de aceite, considerando la filosofía de operación del separador en sus condiciones máximas, normales y mínimas de operación.
4. Desarrollar el análisis bajo otros parámetros: considerar un separador trifásico, fluidos con diferentes características, tipos de internos diferentes (fase líquida y gaseosa), geometrías de líneas (entrada de mezcla, descargas de aceite y gas), por mencionar algunos.
5. Para el diseño de los separadores es importante tener en cuenta que durante la explotación de un campo se presentara el flujo tipo bache, por lo que es necesario diseñar los internos que mitiguen este fenómeno y que puedan equiparse después.

## NOMENCLATURA

$A$ =área de tubería (pie)

$A_f$ =área de flujo a través del separador, (pies<sup>2</sup>)

$b$ = espacio entre la laminas

$Bo$ = factor de volumen del aceite a presión y temperatura de flujo (bl/bl)

$C_D$ = coeficiente de arrastre

$d$ = diámetro (pie)

$D_i$ = diámetro interior de la vasija, (pulgadas)

$d_p$ = diámetro de la partícula (m)

$d_{sep}$ = diámetro del separador (pies)

$E_{OD}$ = número de Eötvös

$f_s$  = frecuencia, (seg<sup>-1</sup>)

$g$ =gravedad (pie/seg<sup>2</sup>)

$h$ = nivel de líquido del separador, (pie)

$H_f$ =fracción volumétrica en la película

$H_s$ = colgamiento (fracción volumétrica en el tapón) bache

$K$  = constante que depende del diseño y de las condiciones de operación.

$L$ = longitud del separador (pies)

$L_b$ = longitud de la burbuja (pie)

$L_{eff}$ = longitud efectiva de la vasija, (pies)

$L_s$ = longitud del bache (pie)

$m$ = números de curvas

PLC= Controlador lógico programable

$P_{op}$ = presión de operación, (lb/pg<sup>2</sup>)

PSV = Pressure safety valve, válvula de seguridad de presión

$q_g$ = gasto de gas (pie<sup>3</sup>/seg)

$q_L$ = gasto de líquido (pie<sup>3</sup>/seg)

SDV = Shut Down Valve, válvula de corte de seguridad

$t$ = tiempo de residencia en el separador (min)

$t_b$ = tiempo de residencia de la burbuja (seg)

$t_L$ = tiempo de residencia del líquido (seg)

$T_{op}$ = temperatura de operación, (°F)

$t_s$ = tiempo de residencia del bache (seg)

$V$ = Volumen de líquido estabilizado (bl)

$V_a$ = velocidad máxima permisible (ft/seg)

$V_{bf}$ = velocidad del frente de burbuja (pie/seg)

$V_D$ = velocidad de Eötvös

$V_f$ = velocidad de la película (pie/seg)

$V_G$ = velocidad de gas (m/s)

$V_m$ = velocidad de la mezcla (pie/seg)

$V_{Lh}$ = volumen disponible para manejo de líquido en un separador horizontal (pie<sup>3</sup>)

$V_s$ = velocidad superficial (s minúscula)

$V_S$ = velocidad del tapón o bache (S mayúscula) (pie/seg)

$V_{sg}$ = velocidad superficial de gas (pie/seg)

$V_{sf}$ = velocidad superficial de frente de bache (pie/seg)

$V_{sl}$ = velocidad superficial de líquido (pie/seg)

$V_t$ = velocidad terminal o de asentamiento (m/s)

$W$  = Capacidad de líquido a condiciones de flujo (bl/día)

$w$ = espesor del extractor (m)

$Z$ = factor de compresibilidad

$\Theta$ = ángulo de dirección de las laminas

$\lambda$ = colgamiento sin resbalamiento

$\rho_g$ = densidad del gas (lb/ft<sup>3</sup>)

$\rho_L$ = densidad del líquido (lb/ft<sup>3</sup>)

$\sigma$ = tensión superficial de líquido

$\eta_{veleta}$ = eficiencia del extractor tipo veleta (adimensional)

$\mu_g$ = Viscosidad del gas, (lb<sub>m</sub>/pie-seg)

---

## BIBLIOGRAFÍA

1. Nolasco M. Jesús et al. "Criterios para seleccionara las condiciones de separación de aceite y gas", XVI Congreso AIPM, 1978.
2. McCain William D., "The properties of Petroleum Fluids", Penn Well Books, Segunda edición, 1990.
3. P. Brill James, et al., "Two phase flow in pipes", Sexta edición, Tulsa, Enero 1998.
4. Garaicochea Petrirena Francisco, et al., "Transporte de hidrocarburos por ductos", Colegio de Ingenieros Petroleros de México, 1991.
5. Santamaría Guevara Noel Ernesto, "Soluciones al problema de flujo bache", Tesis Maestría en Ingeniería Petrolera, Universidad Nacional Autónoma de México, 1985.
6. Cruz Sánchez Manuel, "Estudio del patrón de flujo bache en tuberías de gran diámetro que transportan mezclas trifásicas de gas, aceite y agua", Tesis Maestría en Ingeniería Petrolera, Universidad Nacional Autónoma de México, 2005.
7. Vázquez Morín Jorge, "Estudio del flujo bache normal con inyección de gas en la base del riser, en un sistema de producción costa afuera", Tesis Maestría en Ingeniería Petrolera, Universidad Nacional Autónoma de México, 2008.
8. P. Fard Mehrdad, et al., "Modelado de bacheo severo y su control con OLGA", Agosto 2006 SPE-84685.
9. Guzmán Vázquez E., et al., "A study of normal slug flow in an offshore production facility with a large-diameter flowline", Febrero 2009, SPE 108752.
10. Ivar Sagatun Svein, "Bacheo en Riser: Un modelo matemático y las consecuencias prácticas", Agosto 2004 SPE-106351-MS.
11. Ken Arnold et al., "Surface Production Operations: Design of Oil-Handling Systems and Facilities", Volumen 1, Segunda edición, Butterworth-Heinemann, 1999.
12. Gómez Cabrera José Ángel, "Manejo de la producción en la superficie", Facultad de Ingeniería, UNAM 1984.
13. Yaojun Lu, et al., "Caracterización con CFD del arrastre de líquido en un separador Gas-Líquido por la coalescencia de las gotas debido a los internos de la vasija", Octubre 2009 SPE-124205.
14. Márquez J., et al., "Diseño conceptual de un Slug Catcher para aceites pesado", Junio 2009, SPE-122829.

15. Micro Motion, "Explicación de cómo el flujo de dos fases afecta medidor de flujo", 2004, Emerson.
16. Oystein Tengesdal Jarl, "Investigation of self-lifting concept for sever slugging elimination in deep-water pipeline/riser systems", Agosto 2002, UMI
17. Guohaua Zheng, "Two-phase slug flow in hilly terrain pipelines", 1991, UMI
18. W. Jamieson A., "Alto rendimiento de medición multifásica: una perspectiva personal" Shell U.K. Exploración and Producción, Junio 1999.
19. API (American Petroleum Institute), "Specification for Oil and Gas Separators", API Specification 12J (SPEC 12J), Séptima edición, Octubre 1989.
20. W. Jamieson A., "High performance multiphase metering - a personal perspective", Junio 2009, Shell U.K.
21. Instituto Mexicano del Petróleo, <http://www.imp.mx/petroleo/?imp=tipos>, (Información de los Tipos de Petróleo), 5 Septiembre 2011.
22. Multimedia library, Methods in Hydraulics, <http://www.iahrmedialibrary.net/db/ii5/slug%20flow%202.htm>
23. Clavel López Juan de la Cruz, "Análisis metodológico de alternativas técnico económicas para la estabilización del petróleo crudo en México, Tesis Maestría en Ingeniería Petrolera, Universidad Nacional Autónoma de México, 2002.
24. Fundamentos de la separación de Hidrocarburos, <http://catarina.udlap.mx/udla/tales/documentos/mip/...s.../capitulo1.pdf>
25. Phase Condensate separator Vessel General Arrangement, PEMEX-PEP, Natco Canada, Plataforma Akal-G, Marzo 2007.
26. <http://www.peerlessmfg.com/filter-separators1.html>