



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE ROSARIO**

Facultad de Ciencias Exactas, Ingeniería y Agrimensura

Escuela de Posgrado y Educación Continua

**Proyecto Final**

Ciclo de Complementación Curricular de

Licenciatura en PETROLEO Y GAS

Título:

**“PARÁMETROS REQUERIDOS PARA EL DISEÑO DE SEPARADORES”**

Autor/es:

**Juan José Gutierrez**

Director/es de Proyecto:

Eliseo Bouza

Fecha: 06 / 08 / 2025

## RESUMEN

El presente proyecto final sobre el “PARÁMETROS REQUERIDOS PARA EL DISEÑO DE SEPARADORES” tiene como objetivo reflejar los conocimientos adquiridos en la carrera de Licenciatura en Petróleo y Gas, en conjunto con la experiencia obtenida en la empresa PECOM Servicios Energía - Sector Ingeniería. Este proyecto busca expresar los principios teóricos necesarios para el diseño de un equipo de separación primaria de fluidos, extraído de pozos de petróleo crudo y gas.

Se explicará en términos generales los principios básicos del proceso de producción de los hidrocarburos, desde la formación del petróleo, propiedades de los fluidos, clasificación de pozos, métodos de levantamiento artificial, hasta la llegada a los separadores. Las cuales se detallarán características y aplicaciones, como así también las ventajas y desventajas de cada uno de ellos.

Por último, se analiza las consideraciones de diseño del separador y se exponen y los dispositivos de seguridad. Además, el desarrollo del trabajo incluye posibles problemas operativos que puedan afectar al equipo.

## ÍNDICE

RESUMEN .....	2
INTRODUCCION .....	7
1. FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	9
1.1. Objetivo General .....	9
1.2. Objetivos Específicos .....	9
2. MARCO TEÓRICO .....	10
2.1. Formación de los Hidrocarburos .....	10
2.2. Sistema Petrolero.....	11
2.3. Comportamiento de fase .....	13
2.4. Sistemas puros .....	13
2.5. Sistemas multicomponentes .....	14
2.6. Fluidos en los yacimientos .....	16
2.7. Propiedades de los fluidos .....	18
2.8. Análisis PVT .....	21
2.8.1. Pruebas PVT de laboratorio .....	21
2.9. Etapa de recolección (levantamiento artificial) .....	24
2.10. Etapa de separación .....	26
2.11. Separadores.....	27
2.11.1. Tipos de separadores según presión de operación.....	28
2.11.2. Método del tiempo de residencia:.....	28
2.12. Tipos de separadores según su requerimiento .....	28
2.12.1. Separadores bifásicos:.....	28
2.12.2. Separadores trifásicos:.....	29
2.13. Tipos de separadores según geometría.....	29
2.13.1. Separadores Horizontales:.....	29
2.13.2. Separadores verticales:.....	30
2.14. Separadores de ensayo: .....	31
2.15. Comparación de separadores: .....	32
3. METODOLOGÍA.....	33
3.1. PROCESO DE SEPARACIÓN:.....	33

3.1.1. Sección de separación primaria: .....	33
3.1.2. Sección de separación secundaria:.....	34
3.1.3. Sección de extracción de niebla:.....	34
3.1.4. Sección de acumulación de líquido: .....	36
3.2. CONSIDERACIONES DE DISEÑO .....	37
3.2.1. Consideraciones generales .....	37
3.2.2. Datos requeridos .....	38
3.2.3. Parámetros de Operación .....	39
3.2.4. Parámetros a determinar para el dimensionamiento de separadores .....	42
3.2.5. Factores que intervienen en la separación.....	43
3.2.6. Problemas potenciales .....	44
3.2.7. Consideraciones mecánicas.....	46
3.3. INSTRUMENTOS DE CONTROL DEL PROCESO DE SEPARACIÓN .....	46
3.3.1. Sistema de seguridad de un separador.....	46
3.3.2. Control del separador .....	50
4. CONCLUSIONES.....	53
5. REFERENCIAS.....	54
AGRADECIMIENTOS.....	56

## **INTRODUCCION**

El fluido que se obtiene de un yacimiento petrolífero, suele ser de tipo multifásico. En la Industria petrolera, la separación primaria de estas fases es una de las operaciones fundamentales en la producción y procesamiento del crudo y del gas natural.

En casi todos los casos, los fluidos que se producen son mezclas complejas de hidrocarburos, agua, contaminantes, y otras partículas, que, durante su recorrido desde el yacimiento hasta las instalaciones superficiales, se reduce la presión y la temperatura de estos fluidos.

La presión es la fuerza impulsora de los fluidos desde el reservorio hasta la superficie. En algunos casos se requiere reducirla aún más en superficie. La temperatura en el reservorio es constante, pero va disminuyendo a medida que disminuye la profundidad dentro del pozo. Las propiedades de los fluidos varían tanto con la presión como con la temperatura, por lo que es crítico conocer ambas variables.

Es necesario contar con un equipo que permita separar las diferentes fases que componen el fluido obtenido del pozo para luego obtener materias primas (gas y crudo). Separar in situ o próximo a la locación del pozo facilita los procesos posteriores de separación y transporte.

El procesamiento de hidrocarburos generalmente se realiza con equipos de separación bifásicos que permiten diferenciar las fases de gas y líquido, o mediante equipos trifásicos que separan gas, petróleo crudo y agua. Esta etapa es crucial en la industria, ya que ayuda a reducir problemas como la corrosión, la generación de condensados en la entrada de compresores, la presencia de burbujas en la succión de bombas de hidrocarburos, y el bloqueo de válvulas debido a la formación de hidratos, entre otras dificultades provocadas por el agua. Además, se puede obtener la materia prima, es decir, gas y crudo, que una vez procesados, se convierten en productos de mayor valor, y para ello es más sencillo y económico procesar las corrientes de agua, gas y crudo por separado. Un esquema general de esta cadena de proceso se muestra en la Figura 1.

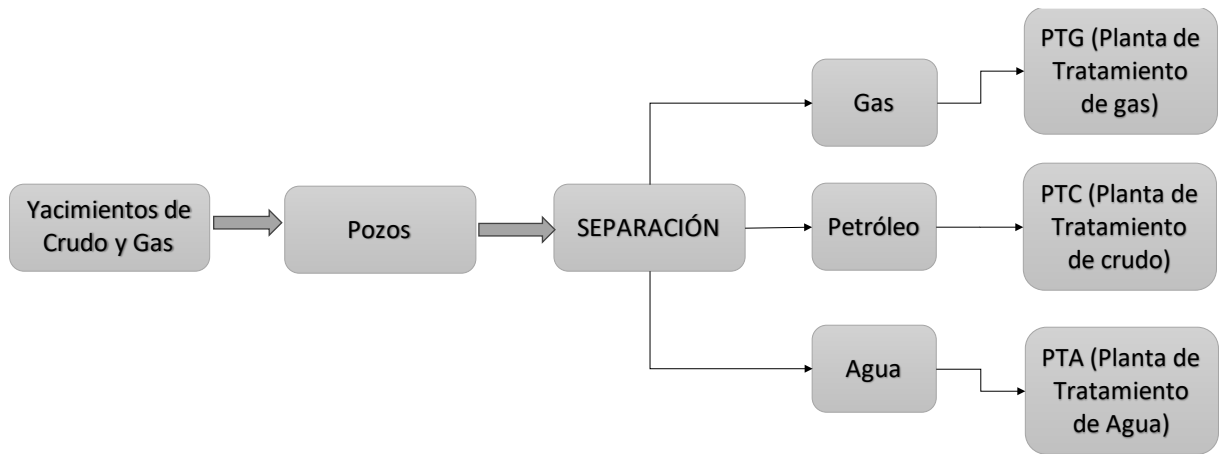


Figura 1. Cadena de proceso de los productos de separación

La instalación de un separador, normalmente representa la primera facilidad de todo el procesamiento del fluido. En el presente proyecto se analizará los principales requisitos para obtener una separación apropiada, ya que cualquier error en el diseño del separador, puede ocasionar una disminución en la capacidad de operación de todas las partes asociadas con el separador.

## **1. FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN BIBLIOGRÁFICA**

### **1.1. Objetivo General**

El objetivo principal de este proyecto es abordar y analizar las consideraciones de diseño de los separadores bifásicos y trifásicos. Partiendo desde las características del crudo que está dentro del pozo hasta llegar a la separación de mezclas de líquido y gas en dichos separadores.

### **1.2. Objetivos Específicos**

- Recopilar información sobre la formación de hidrocarburos.
- Analizar las propiedades de los fluidos (densidades y gravedades específicas) involucrados en la separación en sus diferentes fases.
- Estudiar los tipos de separadores disponibles actualmente.
- Comparar los tipos de separadores.
- Estudiar los principios y las fases de separación que utilizan cada uno de estos equipos.
- Analizar las consideraciones iniciales en el diseño del separador.

## **2. MARCO TEÓRICO**

En este capítulo se establecen las bases teóricas necesarias para alcanzar los objetivos planteados.

### **2.1. Formación de los Hidrocarburos**

La formación de hidrocarburos es un proceso geológico que se desarrolla a lo largo de millones de años. Comienza con la acumulación de materia orgánica, como plantas, algas y plancton, los cuales se deposita en ambientes acuáticos, como océanos y lagos, donde se encuentra en un estado de anoxia (pobre en oxígeno). Con el tiempo, los restos orgánicos se cubren con sedimentos (arena, lodo, etc.), que protegen la materia de la descomposición y el oxígeno. Esto puede ocurrir en áreas como cuencas sedimentarias. Bajo condiciones de alta presión y temperatura, y en ausencia de oxígeno, esta materia orgánica se transforma en kerógeno, un material sólido rico en carbono e hidrógeno. A medida que el tiempo avanza, el kerógeno sufre un proceso llamado catagénesis. Durante este proceso, el calor y la presión continúan aumentando, lo que provoca cambios químicos en el kerógeno. Se producen reacciones que liberan moléculas más simples, dando lugar a hidrocarburos líquidos y gaseosos, como el petróleo y el gas natural. Una vez formados, los hidrocarburos pueden migrar a través de las rocas porosas en busca de trampas geológicas donde queden retenidos. Estas trampas pueden estar formadas por rocas impermeables que impiden la fuga de los hidrocarburos. Finalmente, la acumulación de hidrocarburos en estas trampas da lugar a yacimientos que pueden ser explotados comercialmente (Instituto Argentino del Petróleo y del Gas [IAPG], 2023).

Un hidrocarburo es un compuesto químico que consta exclusivamente de hidrógeno y carbono. Estos compuestos son la base de muchos materiales orgánicos y se clasifican en dos categorías principales:

- Hidrocarburos saturados (alcanos): Contienen enlaces simples entre los átomos de carbono. Ejemplos incluyen el metano ( $\text{CH}_4$ ) y el etano ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ).
- Hidrocarburos insaturados: Contienen al menos un enlace doble o triple entre los átomos de carbono. Esto incluye Alquenos (Hidrocarburos con uno o más enlaces dobles, por ejemplo, etileno o eteno,  $\text{C}_2\text{H}_4$ ) y Alquinos (Hidrocarburos con uno o más enlaces triples,

por ejemplo, acetileno o etino,  $C_2H_2$ ) (Introducción a la industria de Oil & Gas Upstream, 2024).

## **2.2. Sistema Petrolero**

El sistema petrolero convencional es un sistema natural, que incluye todos los elementos y procesos geológicos esenciales para que un yacimiento de petróleo y/o gas exista en la naturaleza. El sistema petrolero se estudia como un modelo dinámico, donde intervienen varios elementos de entrada a la cuenca sedimentaria (sedimentos, materia orgánica), cuando y bajo qué condiciones ocurre su transformación (diagénesis, catagénesis), y cuando y donde se genera el petróleo y/o gas, que finalmente puede acumularse en una trampa petrolera.

Los elementos esenciales del sistema petrolero se conforman con la Roca Generadora, es la roca madre donde se origina el petróleo. Se compone principalmente de material orgánico, que, bajo condiciones de temperatura y presión adecuadas, se transforma en hidrocarburos. La Roca Almacén es la roca que contiene los hidrocarburos en su interior. Esta roca permite la acumulación de petróleo y se conoce como roca porosa. Debe tener suficiente porosidad (espacios entre los granos donde el petróleo puede almacenarse) y permeabilidad (facilidad con la que el petróleo puede moverse a través de los poros). Por último, la Roca Sello, también conocida como "roca de tapa", es la que forma un sello sobre la roca almacén, impidiendo que el petróleo se escape a la superficie. La disposición de estos tres elementos formando una trampa anticlinal se ilustra en la Figura 2.

Todos los elementos esenciales deben darse en tiempo y espacio para que puedan ocurrir todos los procesos (formación de trampa) que dan origen a una acumulación de Hidrocarburos (Instituto Argentino del Petróleo y del Gas [IAPG], 2023).

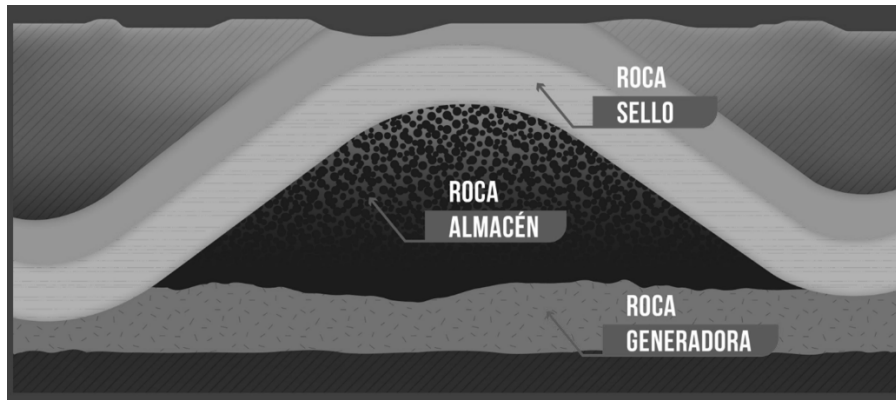


Figura 2. Trampa de Hidrocarburos Anticlinal.

Actualmente, en Argentina se ha puesto el foco en los reservorios no convencionales que contienen por su gran extensión, volúmenes de hidrocarburos sustancialmente mayores a los contenidos en los reservorios convencionales. Sin embargo, debido a su extrema baja permeabilidad y gran profundidad, la exploración y el desarrollo de los reservorios no convencionales requieren la aplicación de métodos y tecnologías nuevas y costosas.

Características	
Yacimientos convencionales	Yacimientos no convencionales
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Existencia de una roca reservorio porosa y permeable para la acumulación de hidrocarburos.</li> <li>• Acumulación relacionada a una trampa con una roca impermeable que evita su fuga.</li> <li>• Normalmente presentan dentro del reservorio un límite definido o una separación inferior, entre los hidrocarburos y el agua.</li> <li>• Normalmente no necesitan estimulaciones (mejora artificial de la permeabilidad) para producir. Cuando lo requieren es a una escala mucho menor que la de los no convencionales.</li> <li>• Predominan los pozos verticales sobre los horizontales.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Existencia de una roca reservorio de muy baja porosidad y permeabilidad</li> <li>• No necesita de una trampa para su acumulación, debido a que los hidrocarburos se alojan en la roca madre.</li> <li>• No hay límites definidos entre los hidrocarburos y el agua en la roca que los aloja.</li> <li>• Necesitan estimulación artificial para producir (fracturación) de gran envergadura.</li> <li>• Mejor producción con pozos horizontales</li> </ul>

### **2.3. Comportamiento de fase**

Una fase se define como cualquier porción de materia compuesta por una o más sustancias, la cual tiene propiedades uniformes en toda su extensión, es decir homogénea. Una fase presenta un estado de agregación característico que puede ser sólido, líquido o vapor.

La energía que posee cualquier sustancia depende de su fase. Los sólidos tienen una forma definida y están compuestos de moléculas con muy poca energía que permanecen en un lugar a pesar de que vibran. Los líquidos tienen un volumen definido, pero no una forma definida. Estos asumen la forma del recipiente, pero no necesariamente lo llenan. Las moléculas líquidas poseen más energía que un sólido (permite el movimiento de un lugar a otro). En virtud de la energía, hay más espacio entre las moléculas y son menos densos que los sólidos.

Los vapores no tienen un volumen o forma definida, pero si ocupan el recipiente en el que se colocan. Las moléculas de vapor poseen más energía que las de líquido (muy activas) y resultan ser menos densas.

Factores importantes para el comportamiento físico de las moléculas son: la presión, la temperatura y las fuerzas intermoleculares (Golan & Whitson, 1996).

### **2.4. Sistemas puros**

Un sistema que contiene un único componente exhibe un comportamiento de fase característico. Dependiendo de la presión y de la temperatura del componente, puede existir como un vapor, un líquido o una combinación de equilibrio de vapor y líquido. En la Figura 3 se observa el comportamiento típico de un sistema puro.

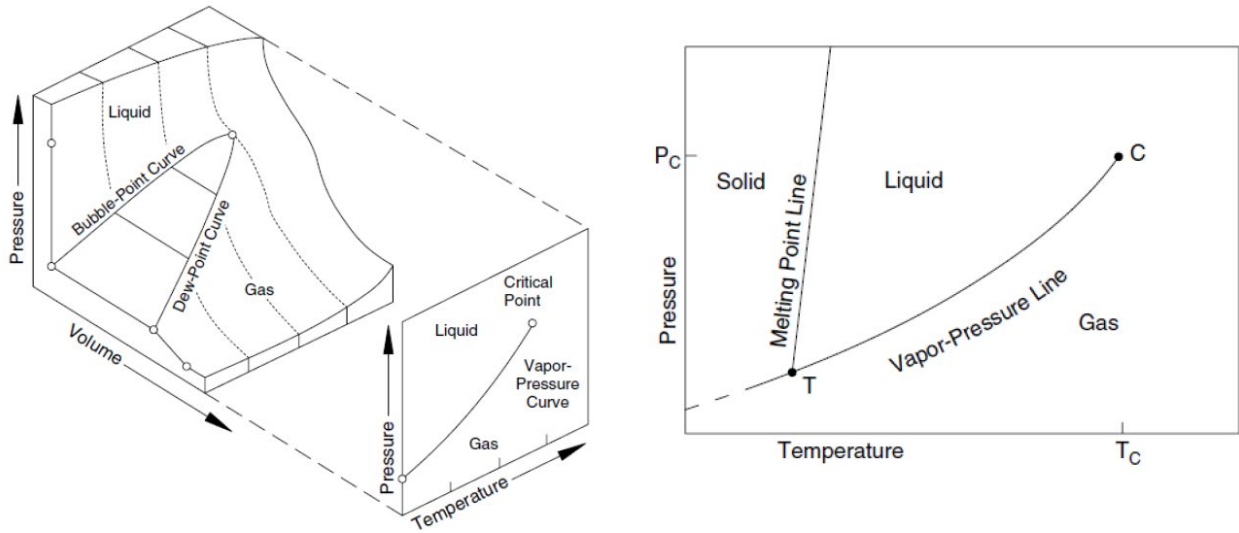


Figura 3. Diagrama de fase presión-temperatura de un componente puro.

La línea de presión de vapor en la figura 3 divide la región líquida de la región de vapor. Esta línea representa el lugar de presiones y temperaturas donde el vapor y el líquido existen en equilibrio. El punto (C) es el punto en el que las propiedades intensivas de las fases líquida y vapor se vuelven idénticas. Este punto marca el final de la línea de presión de vapor e identifica la presión crítica ( $P_c$ ) y la temperatura crítica ( $T_c$ ) del componente puro. El punto triple (T) es el punto donde las fases líquida, gaseosa y sólida existen en el equilibrio.

## 2.5. Sistemas multicomponentes

A diferencia de los sistemas puros, las mezclas de varios componentes presentan características de comportamiento de fase diferentes. En lugar de tener una curva de presión de vapor, una mezcla exhibe una envolvente de fase, como se muestra en la Figura 4.

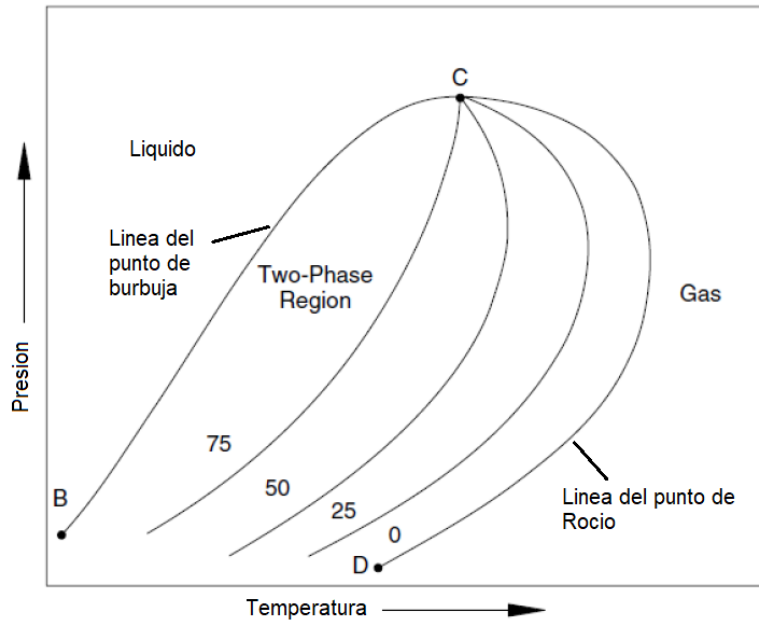


Figura 4. Diagrama de fases de un sistema multicomponente.

La envolvente de fase (curva BCD) separa las fases líquida y gaseosa. El área dentro de esta envoltura se denomina región de dos fases y representa los rangos de presión y temperatura en los cuales el líquido y el gas existen en equilibrio.

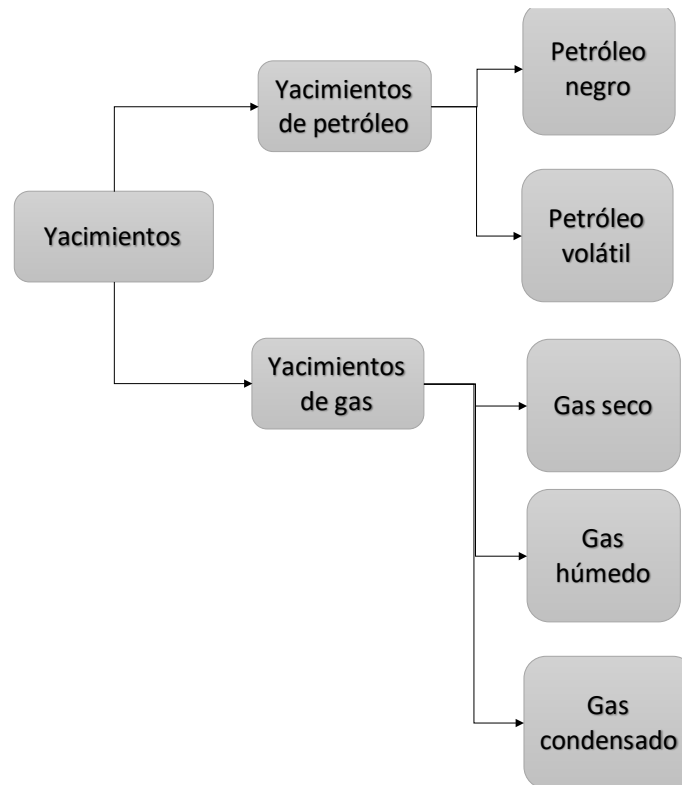
La línea superior de la región de dos fases (curva BC) es la línea de punto de burbuja. Punto en el cual las primeras moléculas dejan el líquido y forman una pequeña burbuja de gas.

La sección inferior de la envolvente de fase (curva CD) es la línea de punto de rocío. Esta línea, a diferencia de la anterior, indica dónde aparece la primera gota de líquido cuando la presión de la mezcla de la fase gaseosa cambia a temperatura constante, o cuando la temperatura disminuye a presión constante. La línea del punto de burbuja y la línea del punto de rocío se encuentran en el punto crítico (C). La presión y la temperatura en ese punto se denominan críticas.

La presión más alta en la región de dos fases se llama cricondenbárica, mientras que la temperatura más alta en la región de dos fases se denomina cricondentérmica.

## 2.6. Fluidos en los yacimientos

La clasificación de los yacimientos de hidrocarburos se basa en el estado de los fluidos presentes, específicamente si son líquidos o gaseosos. Dependiendo de su composición, presión y temperatura del reservorio, se pueden identificar cinco tipos de fluidos, cuyas envolventes de fase características se pueden observar en la Figura 5 (Instituto Argentino del Petróleo y del Gas [IAPG], 2023):



Para determinar cualquiera de los cinco tipos de fluidos de yacimiento es necesario un análisis de laboratorio que confirme el tipo de fluido; conocer el GOR (Gas-Oil Rate) del pozo, la gravedad específica del fluido y el color del fluido, los datos PVT (Presión-Volumen-Temperatura) y conocer las condiciones iniciales de presión y temperatura.

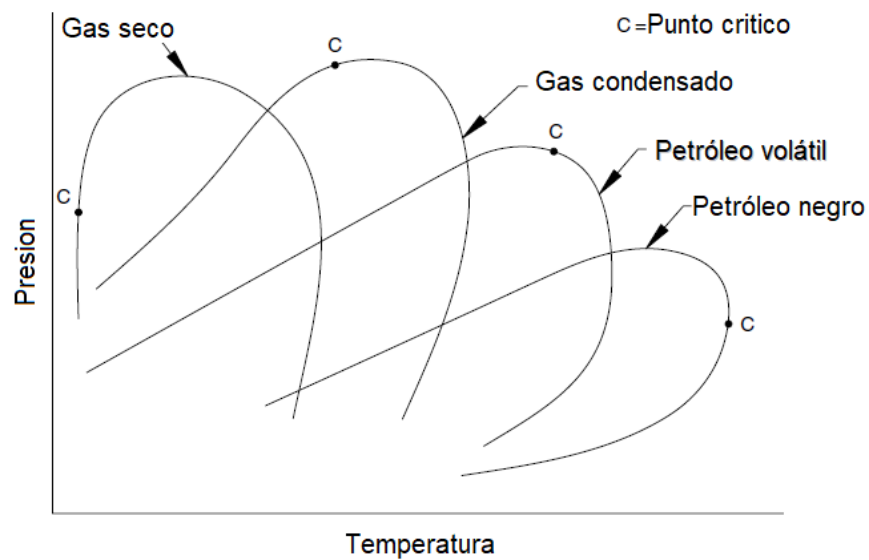


Figura 5. Envoltente de fase característica para cuatro fluidos de reservorios.

### **Petróleo Negro**

El petróleo negro es un tipo de petróleo crudo que se caracteriza por su color oscuro, densidad elevada y alta viscosidad. Esto se debe a que está compuesto principalmente por hidrocarburos pesados, como los asfálticos, que lo hacen más espeso y menos fluido. Generalmente se presenta en estado líquido y puede contener impurezas como azufre y metales. La temperatura de yacimiento es mucho menor a la temperatura crítica.

### **Petróleo Volátil**

Se refiere a un tipo de petróleo crudo que contiene una mayor proporción de compuestos ligeros, como los gases y los líquidos más volátiles. Estos compuestos se evaporan fácilmente a temperaturas bajas, ya que presenta una menor viscosidad y densidad en comparación con el petróleo negro, lo que lo hace más fluido y fácil de extraer. La mezcla de hidrocarburos se encuentra inicialmente cerca del punto crítico en estado líquido, la reducción de la presión a temperatura constante origina considerables cambios en la relación gas-petróleo de solución.

### **Gas Condensado**

Es un tipo de gas que se convierte en líquido bajo ciertas condiciones de presión y temperatura, generalmente asociado a yacimientos de gas natural. Suele tener una alta proporción de hidrocarburos ligeros, como propano y butano, y puede condensarse al ser extraído o transportado.

### **Gas Húmedo**

Este hidrocarburo que existe como gas durante toda la vida en el yacimiento, pero condensa a líquido en los separadores de superficie, es decir que en superficie cambian sus propiedades. El gas húmedo es gas natural que contiene una mayor cantidad de hidrocarburos pesados (líquidos) disueltos, como el etano, propano, butano y otros hidrocarburos líquidos.

### **Gas Seco**

La mezcla de hidrocarburos se mantiene gaseosa tanto en yacimiento como en superficie. El gas seco es gas natural que tiene un bajo contenido de hidrocarburos líquidos disueltos. Su principal componente es el metano, el cual es el gas más ligero y menos denso que el gas húmedo y, generalmente no se encuentra asociado con líquidos en cantidades significativas.

## **2.7. Propiedades de los fluidos**

Un paso importante en el proceso de diseño de las diferentes etapas de operación de un campo petrolero, está referido a la evaluación de las propiedades físicas de las mezclas de hidrocarburos contenidos en los yacimientos. Dichas propiedades varían en función de la presión, temperatura y la composición del sistema, por lo cual deben ser evaluadas exhaustivamente para predecir el comportamiento de los yacimientos o para la optimización de la producción, a través de estudios realizados en laboratorios, o mediante correlaciones empíricas. Cuando se diseña un separador, es necesario tomar en cuenta ciertos factores y propiedades asociados con los fluidos que van a ser procesados. Entre ellos están los siguientes:

- Las propiedades de los fluidos, tales como: densidad, viscosidad y corrosividad.

**Densidad:** Se define como la masa del fluido por unidad de volumen ( $\text{kg/m}^3$ ). La densidad ayuda a determinar si un hidrocarburo flotará o se hundirá en otro fluido, lo cual es crucial en la separación de mezclas.

La densidad varía con la temperatura y la presión. A medida que aumenta la temperatura disminuye la densidad, siendo la disminución más notoria en los gases. La presión produce un aumento en la densidad a medida que aumenta la primera. Este efecto, es más importante en los gases que en los líquidos.

**Viscosidad:** Es la propiedad de un fluido que indica su resistencia a fluir. Es una propiedad dinámica ya que puede medirse solo cuando el fluido está en movimiento.

En otras palabras, la viscosidad es una propiedad que representa las fuerzas de arrastre causadas por las fuerzas atractivas en las capas de fluido adyacentes.

La viscosidad varía con la temperatura disminuye para los líquidos y aumenta para los gases. Esta variación se debe al origen de las fuerzas viscosas en los líquidos y en los gases.

Usualmente si se calienta un líquido de alta viscosidad este fluye más libremente. Por ello calentar los crudos viscosos reduce la viscosidad y los hace fluir mejor. Los crudos de alta viscosidad requieren de más tiempo para la coalescencia de las gotas de agua que los de baja viscosidad ya que las gotas no se pueden mover tan fácilmente como los crudos de baja viscosidad (Caracterización de fluidos, s.f.).

**Temperatura y Punto de Ebullición:** Estas propiedades indican cómo un fluido se comporta bajo diferentes condiciones térmicas. Conocer el rango de temperatura en el que un hidrocarburo permanece en estado líquido o se vaporiza es crucial para el transporte y almacenamiento seguro.

**Punto de Solidificación:** Es la temperatura a la que un fluido pasa de estado líquido a sólido.

**Presión de Vapor:** Es la presión que ejerce un vapor en equilibrio con su líquido a determinadas condiciones de temperatura. Inflige el comportamiento del petróleo en

procesos de separación y producción, y es fundamental para calcular la volatilidad de los hidrocarburos.

**Corrosividad:** El petróleo crudo, al ser una mezcla de todo tipo de hidrocarburos, no es corrosivo. Sin embargo, existen algunas impurezas y componentes que se encuentran a menudo en el petróleo crudo y que podrían causar corrosión en tuberías, recipientes y equipos de refinería.

**Demulsificación:** El objetivo más importante de cualquier instalación de producción es la separación del agua y otras materias extrañas del crudo producido. La ruptura de las “emulsiones crudo y agua” constituye uno de los problemas más retadores en la producción de petróleo hoy en día.

Durante la vida productiva de un pozo de crudo o gas se llega a una etapa donde el agua es coproducida en cantidades inaceptables. Esta agua coexiste con los hidrocarburos en el reservorio y gradualmente se infiltra en la región portadora de hidrocarburos en la formación. Finalmente, esta agua se convierte en parte de la producción de los pozos independientemente del método de recuperación.

La Figura 6 muestra una vista simplificada de como el agua puede ser producida. En las etapas primarias de vida de un campo productor, algunos pozos que son perforados cerca del nivel de contacto agua / crudo comenzarán a producir agua. Otros pozos perforados más alto en el reservorio producirán crudo. A medida que el reservorio comienza a agotarse la producción de agua aumentará en los pozos más altos en el reservorio comenzando la producción de agua.

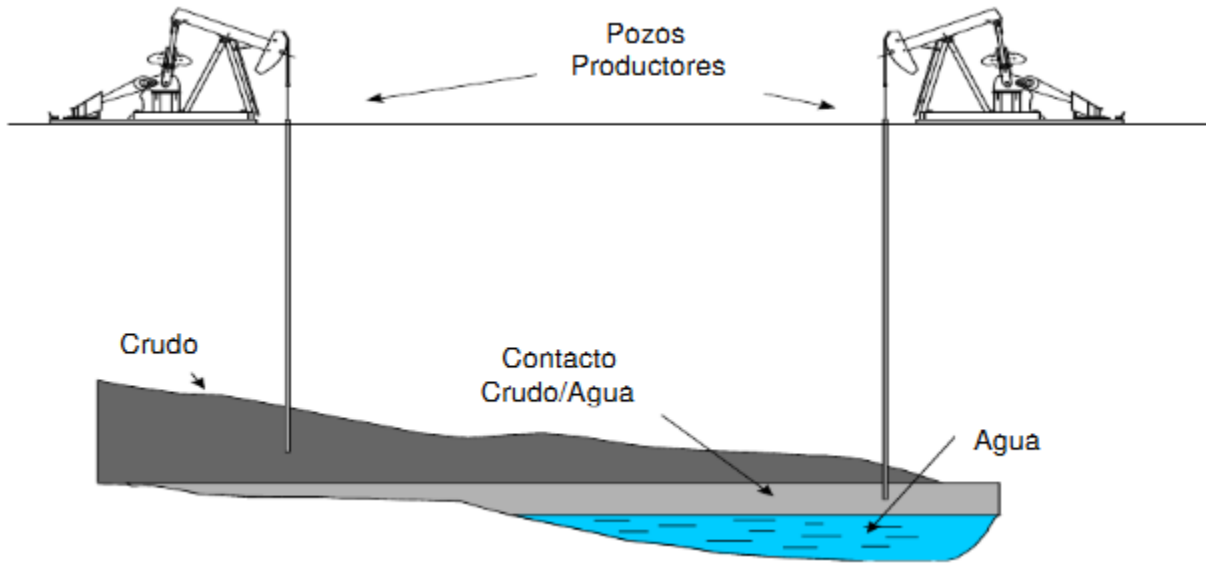


Figura 6. Producción de agua en reservorio.

## 2.8. Análisis PVT

El análisis PVT es un conjunto de pruebas experimentales que permiten determinar las propiedades características de un fluido en el yacimiento de petróleo, gas o agua mediante la variación de la presión, volumen y temperatura, debido a que son los principales factores que gobiernan el comportamiento volumétrico de los fluidos desde el reservorio hasta las instalaciones de superficie. Por tal motivo, la muestra de fluido debe ser representativa, lo que significa que su composición sea similar a la del fluido original en el yacimiento ("Pruebas PVT, análisis y sus avances en la industria", 2019).

### 2.8.1. Pruebas PVT de laboratorio

Las técnicas que se utilizan en el laboratorio deben simular los diferentes tipos de separación entre el gas y el líquido, durante la producción de gas condensado desde el yacimiento hasta los separadores. Para el gas dicha relación podría ser obtenida simplemente por la determinación individual o por el Factor Z de dos fases y usando la ecuación de estado ( $PV=ZnRT$ ), sin embargo, no existe tal ecuación simple que pueda describir las propiedades PVT de un crudo. Por lo que, los llamados, parámetros PVT deben ser medidos en el laboratorio a través de muestras del fluido del yacimiento, y así

poder expresar las relaciones de volúmenes de hidrocarburo a condiciones de superficie y su volumen equivalente en el yacimiento.

Para tener la certeza de que el muestreo es representativo, se hace una validación exhaustiva tomando en cuenta todos los parámetros del yacimiento y datos registrados durante las pruebas de presión y producción, como son:

**Composición de la muestra del fluido:**

La prueba consiste en determinar la composición del fluido del yacimiento, es decir, la cantidad de componentes livianos y pesados presentes en la muestra; esta prueba generalmente reporta la composición en peso y molar en porcentaje.

**Expansión a composición constante:**

Prueba donde el líquido o gas liberado de una mezcla de hidrocarburos permanece en contacto y en equilibrio con la fase de la que se separa; también se la denomina liberación flash, vaporización flash o expansión flash.

El procedimiento inicia con una muestra de fluido previamente cargada en una celda PVT a temperatura y presión del reservorio. La presión de la celda es reducida en etapas a temperatura constante, en cada etapa se varía el volumen inicial de la celda que contiene a la muestra, de esta manera se incrementa el espacio para que el fluido alcance el equilibrio sin la necesidad de sustraer líquido o gas de la muestra; en cada decremento de presión se mide el cambio en el volumen total de hidrocarburos, una vez alcanzada la presión de saturación se mide el volumen correspondiente y se registra para utilizarlo como referencia.

Esta prueba se realiza en fluidos de yacimiento de gas condensado o petróleo crudo obteniéndose la siguiente información experimental.

**Liberación diferencial:**

En un experimento de liberación diferencial, el gas que está en solución con el petróleo es liberado de la muestra a temperatura del yacimiento y a presiones menores que la presión de burbuja.

Se trabaja de forma similar que la prueba de expansión a composición constante con la

diferencia que en cada etapa de despresurización se remueve el gas liberado de la celda. La presión permanece constante con la disminución de volumen y en cada etapa se mide el volumen de gas liberado, gravedad específica, y el volumen de líquido remanente en la celda; el proceso se repite hasta llegar a la presión atmosférica, valor en el cual la celda se enfría hasta la temperatura atmosférica (60 °F), una vez alcanzada estas condiciones se mide el volumen de petróleo residual en la celda.

La información experimental que se consigue con la prueba es:

- La cantidad de gas en solución como función de la presión.
- La disminución de volumen de petróleo como función de la presión.
- Propiedades del gas liberado: composición, factor de compresibilidad y gravedad específica.
- Densidad de petróleo residual como función de la presión.

### **Prueba del separador:**

La prueba simula los cambios en el comportamiento volumétrico del fluido desde el reservorio, los separadores y el tanque de almacenamiento; se caracteriza por tres etapas de separación.

Experimentalmente la prueba inicia con una muestra de fluido del reservorio en una celda PVT a temperatura de yacimiento y presión de burbuja. La muestra se somete a dos etapas de despresurización, la primera cuando pasa del yacimiento al separador, y la segunda desde el separador hasta el tanque de almacenamiento; la gravedad específica y el volumen de gas liberado son medidos en las celdas que representan las condiciones del separador y del tanque de almacenamiento. En la última etapa se mide el volumen de petróleo remanente.

La información experimental resultante de esta prueba se emplea para determinar el factor volumétrico y relación gas-petróleo a la presión de burbuja. El procedimiento se repite a diferentes condiciones de separación, con el fin de determinar la presión óptima de separación.

### **Variación de la viscosidad de los fluidos con la presión (PV)**

Experimento también conocido como prueba de viscosidad que permite medir la viscosidad dinámica del petróleo a diferentes intervalos de presión. Se desarrolla con un viscosímetro capilar, de bola o rotacional, operado a temperatura de reservorio constante y los intervalos de presión son los considerados en la prueba de liberación diferencial.

### **2.9. Etapa de recolección (levantamiento artificial)**

Un pozo fluyente tiene la suficiente energía en el yacimiento para que el flujo llegue hasta la estación, esta energía de levantamiento la suministra la presión del yacimiento.

Cuando la energía de este yacimiento es muy baja para que el pozo fluya o cuando la tasa de producción deseada es menor a lo requerido, necesariamente conlleva a la implementación de un método de levantamiento artificial, este sistema proporciona energía adicional requerida para que el pozo incremente su producción.

Hay varios tipos de Sistemas de Levantamiento Artificial, entre los cuales están:

- Bombeo Eléctrico Sumergible (BES)
- Bombeo Hidráulico (BH)
- Bombeo Mecánico (BM)
- Cavity Progresiva (PCP)
- Gas Lift

Uno de los sistemas de levantamiento artificial más utilizado es el sistema mediante bombas electro sumergibles, por lo que se le dará más énfasis a este método. En la Figura 7 se presenta un esquema de este sistema.

El Bombeo Electro sumergible es el Sistema de Levantamiento Artificial más utilizado cuando se trata de producir altos volúmenes, es un sistema que extrae crudo de los pozos de forma muy eficiente, además de que en caso de avería permite un rápido mantenimiento. (Criterio de selección de sistemas de levantamiento artificial, 2020)

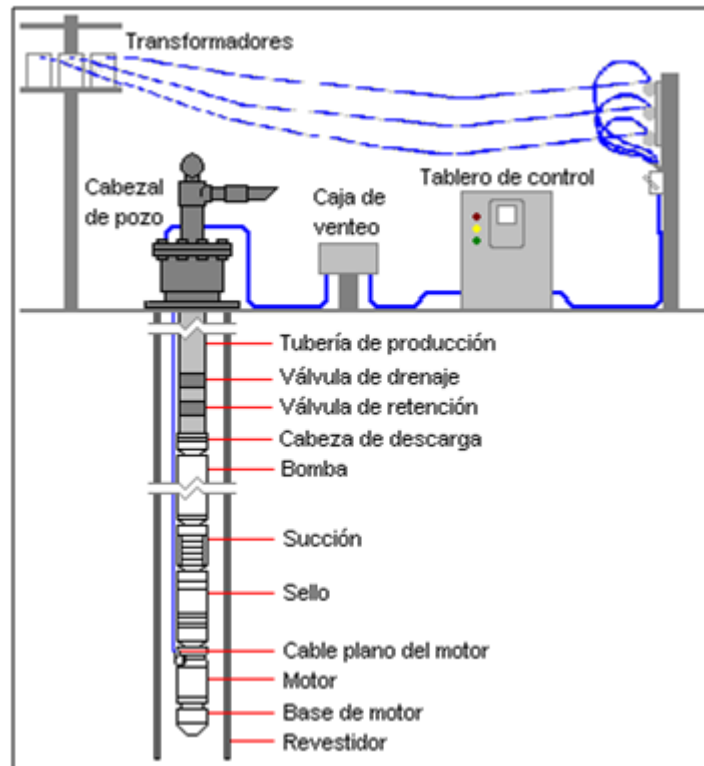


Figura 7. Bombeo Electrosumergible.

Sus características respecto a otros sistemas de bombeo son:

- Maneja altos caudales de fluido.
- Su mantenimiento es rápido.
- Permite una pronta atención a los pozos caídos.
- Pronta recuperación de la inversión inicial de los equipos.

Este sistema está conformado por dos equipos:

Equipo de superficie: Se compone de máquinas eléctricas que regulan la energía eléctrica, según los parámetros de operación del equipo de fondo.

Equipo de fondo: Es el corazón del sistema, opera dentro del pozo a miles de pies de profundidad del cabezal del pozo.

La etapa de recolección es una de las etapas más importantes del proceso y consiste en recolectar la producción de los diferentes pozos de una determinada área ya sea a través de tuberías tendidas desde cada pozo o de líneas provenientes de los múltiples o manifold

(Figura 8), encargados de recibir la producción de cierto número de pozos o clúster que llegan a las estaciones de flujo y distribuirlo por medio de la línea de producción hacia la Estación Central respectiva.

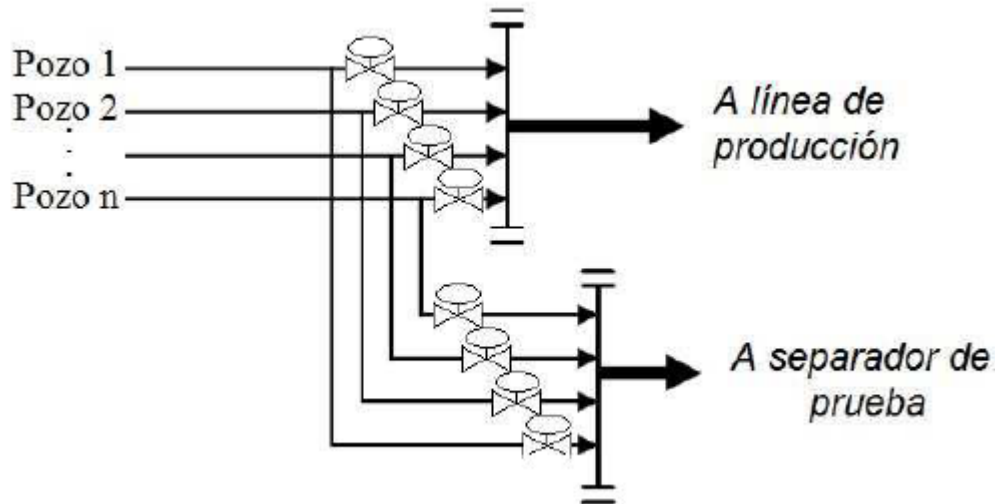


Figura 8. Múltiples o Manifold.

Los Múltiples o manifold son arreglos mecánicos de tuberías y válvulas que consisten generalmente en varios tubos colocados en posición horizontal, paralelos uno con respecto al otro y conectados a cada una de las líneas de flujo. Sin embargo, los arreglos de válvulas, conexiones y tuberías deben ser de manera tal que, cuando sea requerido, el flujo de cada pozo individual pueda ser aislado para propósitos de prueba de pozos.

### 2.10. Etapa de separación

Una vez recolectado, el petróleo crudo o mezcla de fases (líquida y gas) se somete a una separación líquido-gas dentro del separador. La separación ocurre a distintos niveles de presión y temperatura establecidas por las condiciones del pozo de donde provenga el fluido de trabajo.

Después de la separación, el gas sale por la parte superior del recipiente y el líquido por la inferior para posteriormente pasar a las siguientes etapas. El proceso de medición y el procesamiento de datos, realizada en el separador ya sea de producción o de prueba, se

hacen con la finalidad de conocer la producción general de la estación o la producción individual de cada pozo respectivamente.

La información sobre las tasas de producción es de vital importancia en la planificación de la instalación del equipo superficial y subterráneo, tales como la configuración de los tanques, tuberías, las facilidades para la disposición del agua y el dimensionamiento de las bombas.

## 2.11. Separadores

La API especificación 12J, define separador como un recipiente que se utiliza en campo para lograr separar las fases de un fluido a una presión y temperatura determinada. Pueden ser clasificados como bifásicos (dos fases: gas-líquido) o trifásicos (tres fases: gas-líquido-líquido). Los separadores bifásicos remueven el total de líquidos del gas, mientras que los trifásicos separan además el agua del hidrocarburo líquido. Un ejemplo del esquema general del separador se muestra en la Figura 9.

El líquido sale del recipiente por el fondo a través de una válvula de control de nivel o de descarga. El gas sale por la parte superior del recipiente y pasa a través de un extractor de niebla para captar las pequeñas gotas de líquido del gas.

Los separadores no sólo se utilizan para separar el fluido proveniente de un pozo, cumplen otras funciones importantes en las Instalaciones petroleras como Slug Catchers, scrubbers, knock-outs, trampas, tanques flash, recipientes de expansión, etc. (Schlumberger, s.f.).

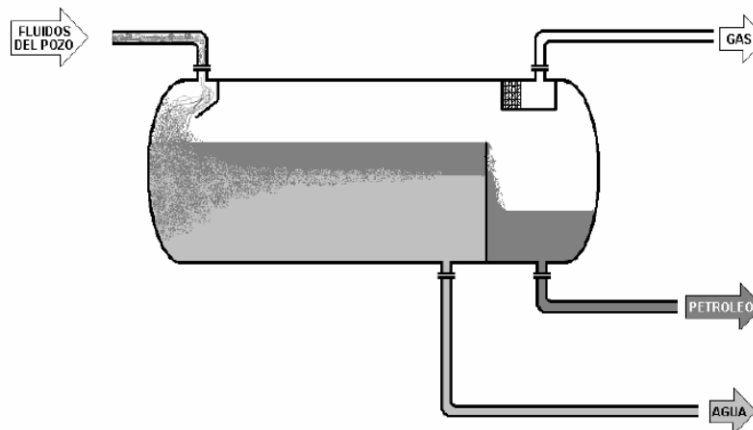


Figura 9. Esquema general de Separación.

Para un funcionamiento eficiente y estable en una amplia gama de condiciones, cualquier separador gas-líquido normalmente contiene las secciones y componentes comunes que se describen a continuación.

### **2.11.1. Tipos de separadores según presión de operación.**

Los separadores pueden ser referidos como de baja, media o alta presión.

- Baja presión: presiones de 10 a 180 psi [0,70 a 12,7 kg/cm<sup>2</sup>g].
- Media presión: presiones de 230 a 700 psi [16,2 a 49,2 kg/cm<sup>2</sup>g].
- Alta presión: presiones de 975 a 1500 psi [68,5 a 105,5 kg/cm<sup>2</sup>g].

### **2.11.2. Método del tiempo de residencia:**

La capacidad líquida de un separador depende principalmente del tiempo de retención del líquido en el recipiente, una buena separación requiere de un tiempo suficiente para lograr el equilibrio entre la fase líquida y la fase gaseosa a la temperatura y presión de separación.

Gravedades del petróleo	Minutos (Típicos)
Por encima de 40 °API	1 a 2
25-40 °API	1 a 3
< 25°API y/o espumoso	3 a 12

El tiempo de retención asegura que se haya alcanzado el equilibrio entre el líquido y el gas a presión del separador. El tiempo de retención en un separador se determina dividiendo el volumen del líquido dentro del recipiente por la tasa de flujo del líquido. El tiempo de retención varía, normalmente, entre 30 segundos y 3 minutos. Si hay presencia de crudo espumoso, el tiempo de retención podría aumentar cuatro veces su valor normal.

## **2.12. Tipos de separadores según su requerimiento**

### **2.12.1. Separadores bifásicos:**

Son recipientes capaces de separar el gas y líquido inmiscible. Se emplean para dejar

lo más libre posible el gas del petróleo y viceversa a presiones y temperaturas definidas.

### **2.12.2. Separadores trifásicos:**

Son recipientes capaces de separar el gas y las dos fases de líquidos inmiscibles. Por lo general resultan muy grandes porque se diseñan para garantizar que ambas fases (petróleo, aguas) salgan completamente libres una de la otra (agua sin petróleo y petróleo sin agua). Estos separadores se emplean para separar el agua que pueda estar presente en el crudo, con lo cual se reduce la carga en el equipo de tratamiento del petróleo y se aumenta la capacidad de transporte en las tuberías. También ayuda a mejorar la precisión de las mediciones de flujo.

### **2.13. Tipos de separadores según geometría**

Los separadores, pueden clasificarse según su geometría como:

#### **2.13.1. Separadores Horizontales:**

El fluido entra en el separador (Figura 10) y se contacta con un desviador de ingreso, causando un cambio repentino en el impulso y la separación bruta inicial de líquido y vapor. La gravedad causa que gotas de líquido caigan de la corriente de gas al fondo del recipiente de recolección. Esta sección de recolección de líquido provee el tiempo de retención necesario para que el gas arrastrado evolucione del petróleo y suba al espacio de vapor. También provee volumen de oleada, si fuese necesario, para manejar los sobrepesos intermitentes de líquido. Luego el líquido sale del recipiente mediante una válvula de descarga de líquidos, que es regulada por un controlador de nivel. El controlador de nivel siente cambios en el nivel del líquido y controla la válvula de descarga.

El gas fluye sobre el desviador de ingreso y luego horizontalmente por medio de la sección de asentamiento de gravedad sobre el líquido. Mientras el gas fluye por esta sección, gotas pequeñas de líquido que no fueron separadas por el desviador de ingreso son separadas por la gravedad y caen a la interfaz de gas - líquidos. Algunas gotas son de un diámetro tan pequeño que no son fácilmente separadas en la sección

de asentamiento de gravedad. Por lo tanto, antes que el gas salga del recipiente, pasa por una sección de fundición, o un extractor de neblina. Esta sección emplea aletas, malla de alambre, o placas para fundir y remover las gotas muy pequeñas.

Un controlador abre y cierra la válvula de control de presión en la salida de gas para mantener la presión deseada en el recipiente. Normalmente, los separadores horizontales se operan llenados solamente hasta la mitad con líquidos para maximizar el área de interfaz de gas - líquidos.

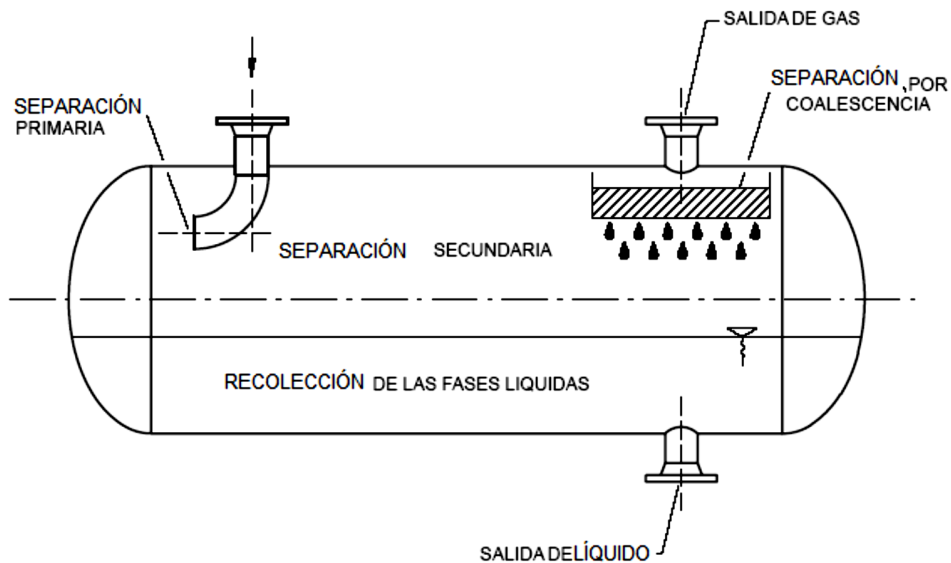


Figura 10. Separador horizontal.

### 2.13.2. Separadores verticales:

En esta configuración, como se observa en la Figura 11, el flujo de entrada entra al recipiente, por un lado. A igual que con el separador horizontal, el desviador de ingreso hace la separación bruta inicial. El líquido fluye hacia abajo a la sección de recolección de líquidos en el recipiente, y luego baja a la salida de líquidos. Cuando el líquido llega al equilibrio, las burbujas de gas fluyen en sentido contrario a la dirección del flujo de líquidos y eventualmente migran al espacio de vapor. El controlador de nivel y la válvula de descarga de líquidos opera de la misma forma como en el separador horizontal.

El gas fluye sobre el desviador de ingreso y luego arriba hacia la salida de gas. En la sección de asentamiento de gravedad, las gotas de líquido caen hacia abajo, en sentido opuesto a la dirección del flujo de gas. El gas pasa por la sección de fundición/extractor de neblina antes de salir del recipiente. La presión y el nivel son mantenidos de la misma forma que en el separador horizontal.

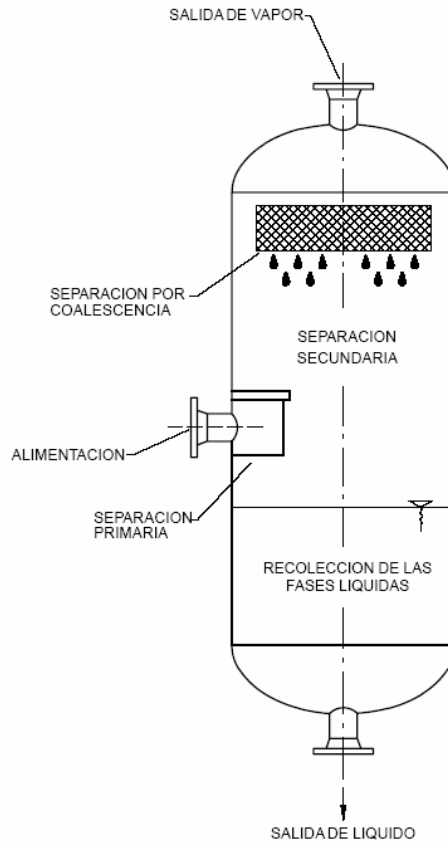


Figura 11. Separador vertical.

#### 2.14. Separadores de ensayo:

Los ensayos de pozos de petróleo constituyen prácticas necesarias en los yacimientos para determinar caudales de agua, petróleo y gas que está produciendo el pozo. Se diseñan separadores de ensayo que facilitarán la operación del equipo de producción y se adaptarán de manera flexible a los pozos a ensayar.

Desde el punto de vista de la producción, el conocimiento preciso de esta información permite determinar las necesidades y limitaciones de las estaciones y plantas de corte.

Desde el punto de vista de la ingeniería de reservorios, es importante predecir el

comportamiento del reservorio en el futuro, ya que esto constituirá el puntapié inicial de la ingeniería conceptual de todo el yacimiento en explotación.

### 2.15. Comparación de separadores:

La fabricación de separadores esféricos resulta muy compleja por lo cual no es muy frecuente observarlos en la industria petrolera. Se usan más frecuentemente como recipientes para almacenar gases. Por esta razón, solo se analizan los separadores verticales y horizontales cuyos principales usos, ventajas y desventajas se listan a continuación (Separadores de hidrocarburos, s.f.).

Separador Vertical	Separador Horizontal
<p>Usos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Presencia de arena, parafina o cera.</li> <li>▪ Espacio es reducido.</li> <li>▪ Cuando se desea un nivel de control sencillo.</li> <li>▪ Caudales pequeños.</li> <li>▪ Muy alto o muy bajo GOR (gas-oil ratio).</li> </ul> <p>Ventajas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Son más versátiles que los horizontales.</li> <li>▪ El control de nivel de líquido resulta más sencillo de interpretar.</li> <li>▪ Tienen buen drenaje de fondo y facilidades de limpieza.</li> <li>▪ Pueden manipular mayor arena, barro, parafina y cera sin taponarse.</li> <li>▪ Menos tendencia al re-arrastre.</li> <li>▪ Tienen un diámetro completo para el flujo de gas en el tope y para el flujo de petróleo por el fondo.</li> </ul> <p>Desventajas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Más caro que el horizontal.</li> <li>▪ Requiere mayor diámetro para una capacidad de gas, por lo tanto, es más competitivo para muy bajos GOR, muy altos GOR o aplicaciones tipo Scrubber.</li> <li>▪ Más dificultoso montarlo en skid y transportarlo.</li> <li>▪ Resulta más difícil alcanzar y reparar los instrumentos y dispositivos de seguridad.</li> </ul>	<p>Usos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Gran volumen de gas o líquido.</li> <li>▪ Alto o medio GOR (gas-oil ratio).</li> <li>▪ Crudos espumantes.</li> <li>▪ Separadores trifásicos.</li> </ul> <p>Ventajas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Más barato que el vertical.</li> <li>▪ Requiere menor diámetro para la misma capacidad del gas.</li> <li>▪ Permite montarlos en skid y transportarlos.</li> <li>▪ Sin contraflujo (el flujo de gas no se opone al drenaje del extractor de niebla).</li> <li>▪ Gran área de superficie líquida para la dispersión de espuma generalmente reduce la turbulencia.</li> <li>▪ Mayor capacidad de volumen de surge.</li> </ul> <p>Desventajas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Sólo una parte de la carcasa está disponible para el pasaje de gas.</li> <li>▪ Ocupan más espacio a menos que se monten apilados.</li> <li>▪ El control de nivel de líquido es más crítico.</li> <li>▪ Es más dificultoso limpiar la arena, barro, cera o parafina producida.</li> </ul>

### 3. METODOLOGÍA

#### 3.1. PROCESO DE SEPARACIÓN:

##### 3.1.1. Sección de separación primaria:

La separación primaria es una etapa crucial en el proceso de separación de líquidos en un separador, donde se busca separar la mayor cantidad de líquido, principalmente compuesta por las partículas de mayor tamaño. En esta sección, la corriente de entrada consiste en una mezcla de crudo, agua y gas que se mueve a alta velocidad y con flujo turbulento, lo que incrementa el momentum (cantidad de movimiento) de la mezcla.

Para facilitar la separación, se emplean cambios en la dirección del flujo. Este cambio en el momentum de las fases a la entrada del separador genera una separación gruesa, permitiendo que burbujas y grandes partículas de líquido se eliminen para minimizar la turbulencia del gas y evitar el re-arrastre de las partículas líquidas que serán procesadas en la siguiente etapa.

Generalmente, se utilizan dispositivos de entrada como baffles o desviadores (ver Figura 12). Estos dispositivos son esenciales porque crean fuerzas centrífugas en separadores verticales o inducen cambios abruptos de dirección en separadores horizontales, lo que permite separar de manera efectiva la mayor parte del líquido entrante. Así, se inicia el proceso de separación de fases, absorbiendo gran parte del momentum (cantidad de movimiento) de la fase líquida. (Martinez, s.f.)

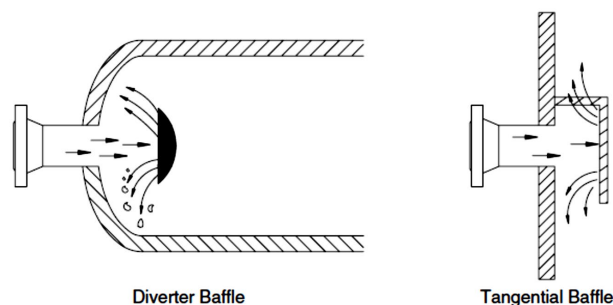


Figura 12. Dos tipos más comunes de baffles de entrada.

### **3.1.2. Sección de separación secundaria:**

La sección de separación secundaria es fundamental para maximizar la extracción de líquido mediante el efecto de la gravedad. En esta etapa, las gotas de líquido se separan principalmente por gravedad, lo que requiere que la turbulencia del flujo sea mínima. Para lograr esto, el separador debe contar con una longitud adecuada para permitir un asentamiento efectivo.

Además, muchos diseños incorporan “aspas” alineadas que ayudan a reducir aún más la turbulencia, actuando también como superficies colectoras de las gotas de líquido. En esta sección, la velocidad del gas disminuye, lo que permite que las partículas más pequeñas de líquido, que no se pudieron separar en la etapa primaria, caigan hacia la sección de recolección de líquidos por efecto de la gravedad. Así, se optimiza la separación de las fases y se facilita la recolección de líquidos.

La sección de separación por gravedad se dimensiona de modo que las gotas de líquido mayores de 100 a 140 micrones caigan a la interface gas-líquido, mientras que las gotas de líquido más pequeñas permanecen con el gas. Las gotas de líquido mayores de 100 a 140 micrones no son deseables ya que pueden sobrecargar el extractor de niebla en la salida del separador.

La eficiencia de esta sección depende de las propiedades del gas y del líquido, tamaño de partícula y el grado de turbulencia del gas. Algunos diseños utilizan baffles internos para reducir la turbulencia y disipar la espuma. Los baffles también actúan como coalescentes de gotas, lo que reduce la longitud horizontal requerida para la eliminación de gotas de la corriente de gas.

### **3.1.3. Sección de extracción de niebla:**

En esta sección, la velocidad del gas disminuye y las partículas más pequeñas de líquido que se encuentran dispersas en la corriente gaseosa y que no se pudieron eliminar en la sección de separación primaria, caen por efecto de la gravedad hacia la sección de recolección de líquidos. En esta parte del separador se utiliza el efecto de choque y/o la fuerza centrífuga como mecanismos de separación, lo cual se logra que las pequeñas gotas de líquido, se colecten sobre una superficie en donde se acumulan y forman gotas

más grandes, que se drenan a través de un conducto a la sección de acumulación de líquidos o bien caen contra la corriente de gas a la sección de separación primaria. El extractor de niebla puede consistir en una serie de paletas (vane type), una almohadilla de malla de alambre tejido (wire mesh), o un dispositivo centrífugo que remueve pequeñas gotas de la corriente de gas. Esta sección elimina pequeñas gotas de líquido (hasta 10 micrones de diámetro) del gas al impactar en una superficie, donde se agrupan en gotas más grandes o en una película líquida que coalescen y caen, facilitando así la separación de la fase gaseosa. El arrastre de líquido suele ser menor a 0,1 galones por millones de pies cúbicos standard por día (gal/MMscf). En la industria se conoce al extractor de niebla como caja de vanes, caja de chicanas o demister.

La efectividad de estos dispositivos depende de la velocidad del gas. Cuando se trabaja a velocidades muy altas o muy bajas, los extractores son poco efectivos.

Caja de chicanas: Consisten en una serie de paletas espaciadas adecuadamente proporcionando trayectorias de flujo de gas en “zig-zag”. Este diseño se puede apreciar en la Figura 13. Este cambio de dirección obliga a que el líquido arrastrado incida en la paleta y drene.

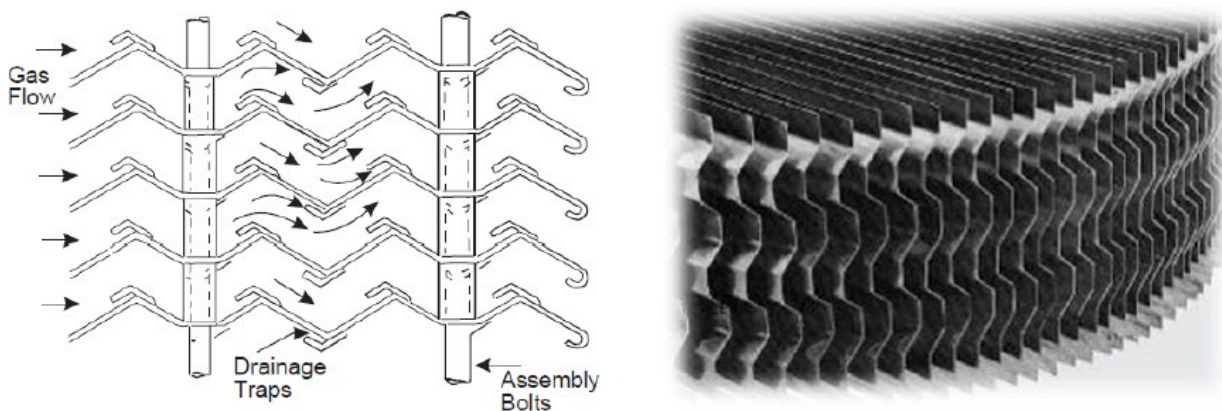


Figura 13. Caja de chicana tipo paletas.

Los extractores de niebla de fibras o malla de alambre, como los mostrados en la Figura 14, son usados para corrientes de entrada limpias donde el taponamiento por sólidos es improbable. Se fabrican mediante alambre de punto, metal o plástico, en

capas compactas que luego se enroscan y apilan para lograr el espesor requerido de la almohadilla. Estos extractores están hechos con un tejido de fibras de alambre entre 0,002” y 0,020” de diámetro.

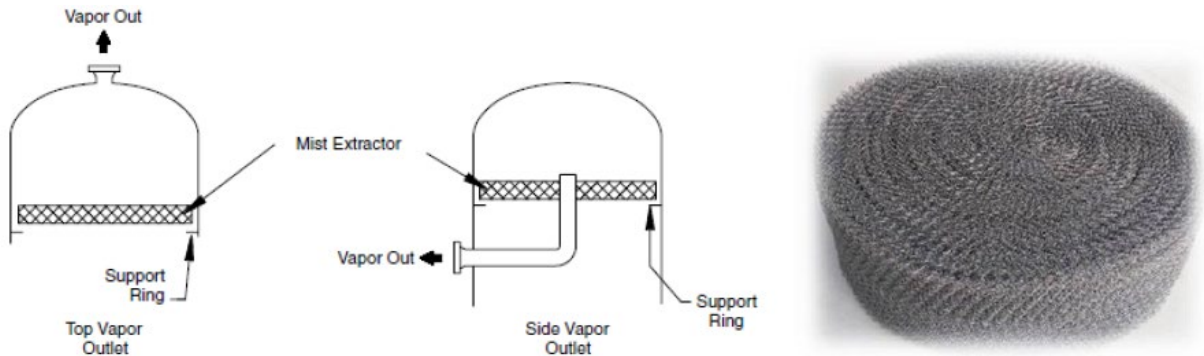


Figura 14. Extractor de niebla tipo de malla de alambre.

#### 3.1.4. Sección de acumulación de líquido:

Localizada en el fondo del recipiente, esta sección alberga los líquidos recolectados provenientes de la separación primaria, secundaria y extracción de niebla; así mismo, provee del tiempo de residencia necesario para que el gas que se pudiera encontrar inmerso en el líquido pueda desprenderse de esta fase y salir hacia la sección de asentamiento por gravedad.

Es necesaria una capacidad suficiente para permitir sobretensiones u oleadas en el flujo de líquido y proporcionar el tiempo de retención necesario para la separación eficiente de la solución. En las aplicaciones de separación de dos fases, la sección de separación por gravedad del líquido proporciona un tiempo de residencia para desgasificar el líquido. En aplicaciones de separación trifásica, la sección de gravedad de líquidos también proporciona tiempo de residencia para permitir la separación de agua libre y petróleo.

Un rompe vórtice puede ubicarse sobre las boquillas de salida del líquido para evitar que se desarrolle un vórtice cuando la válvula de control de líquido está abierta. Un vórtice podría aspirar algo de gas del espacio de vapor y volver a arrastrarlo a la salida de líquido.

Un rompe vórtice es un cilindro cubierto con placas planas dirigidas radialmente. Cuando el líquido ingresa al fondo del romper vórtices, las placas planas evitan cualquier movimiento circular, que elimina cualquier tendencia a formar vórtices.

### **3.2. CONSIDERACIONES DE DISEÑO**

A los efectos de diseño de un separador se deben considerar los parámetros que afectan el comportamiento del sistema. Se analizará las propiedades de los fluidos, las cuales derivan el comportamiento de las fases que se separan cuando la mezcla de hidrocarburo entra al recipiente. Las características del gas y del líquido dentro de la unidad intervienen de manera directa en el dimensionamiento.

El diseño de separadores no es una ciencia exacta, a pesar de que la separación es una operación muy común en los campos petroleros. Por supuesto, el mejor método es obtener datos de campo confiables y actualizados. Cuando la información no está disponible, se debe recurrir a la experiencia y a los sistemas piloto que operan adecuadamente (Diseño integrado de un tanque de separación trifásica de crudo, s.f.).

#### **3.2.1. Consideraciones generales**

El objetivo del diseño es especificar el (los) separador (es) que lograrán la separación óptima y deseada de líquido y vapor y producir las composiciones más rentables para todas las fases: gas, petróleo crudo y agua.

Este objetivo debe ser alcanzado no sólo para las especificaciones iniciales, sino también, para las condiciones que puedan existir a lo largo de la vida del pozo.

Se deben tener en cuenta las siguientes cuestiones:

- Verificar confiabilidad de los datos del cliente.
- Cuánta capacidad de reserva se debe proporcionar, teniendo en cuenta que capacidad extra significa tamaño, peso, espacio y costo extra.
- Cuál es la separación mínima que no afectará los equipos aguas abajo. En otras palabras, cuánto líquido puede ser aceptado en el gas, cuanto petróleo puede aceptarse en el agua y viceversa.

- Requerimientos de control y de seguridad. La instrumentación debe ser fácilmente accesible y estar ubicada correctamente para obtener los datos correctos.

### **3.2.2. Datos requeridos**

Independiente de la geometría (vertical, horizontal, esférico) o de la función (dos o tres fases), todos los diseños de separadores requieren la siguiente información:

- Requerimiento del proceso: función y dispositivos aguas arriba y abajo del separador.
- Gas: Caudal, gravedad específica, contenido de ácido en el gas.
- Petróleo: Caudal, gravedad específica, viscosidad, tendencia a la formación de espuma, punto de turbidez y de fluidez.
- Agua: Caudal, flujo slug, gravedad específica, corrosión, tendencia a formación de incrustaciones.
- Impurezas: Cantidades y descripción de niebla, parafina, ceras, arena, escamas de cañería.
- Diseño del recipiente: Índice de presión, corrosión permitida, tamaño de conexiones, materiales especiales, recubrimientos.
- Función: dos o tres fases, tiempos de retención requeridos para que el agua y el petróleo salgan o, alternativamente el diámetro de gota límite para la completa remoción.
- Accesorios: Códigos a seguir, dispositivos de seguridad, controladores de nivel, extractores de niebla, instrumentación.

#### **El diseño de un separador implica determinar:**

- 1- La capacidad de separación del gas.
- 2- La capacidad de separación del líquido.
- 3- Geometría del separador:
  - Diámetro interno (D) y longitud efectiva ( $L_{eff}$ )

- Longitud de costura a costura donde el largo efectivo puede estimarse de la siguiente manera:

$$\text{Capacidad líquida controlante} \rightarrow L = (4/3) \cdot L_{eff}$$

$$\text{Capacidad gas controlante} \rightarrow L = L_{eff} + D$$

- Internos del separador: Extractor de niebla, vertederos, etc.

4- Costo.

5- Largo/diámetro óptimo teniendo en cuenta el costo y la capacidad.

### **3.2.3. Parámetros de Operación**

Presión: La presión en el separador es un factor crítico que influye en el proceso de producción general. Afecta los caudales, la composición de los productos separados y la eficiencia general de la recuperación de petróleo y gas. Los operadores gestionan y controlan cuidadosamente la presión para optimizar la producción y garantizar la viabilidad económica de la operación.

La presión de funcionamiento en un separador de petróleo y gas varía según la aplicación específica y las características del yacimiento. Sin embargo, normalmente oscila entre 100 y 1000 libras por pulgada cuadrada (psi).

Las presiones más altas generalmente dan como resultado una mejor separación del petróleo y el gas del agua producida. Esto se debe a que las presiones más altas mejoran las fuerzas gravitacionales y ayudan a superar la flotabilidad del gas, lo que promueve un proceso de separación más eficaz (Megyesy, 1992).

Temperatura: La temperatura de diseño de equipos y sistemas de tuberías se define generalmente como la temperatura correspondiente a la más severa condición de temperatura y presión coincidentes, a la que va a estar sujeto el sistema.

La temperatura de operación mínima se refiere a la temperatura más baja esperada del fluido del proceso durante desviaciones de la operación normal, como arranques, despresurizaciones y paradas. Esta temperatura debe ser especificada en los documentos de diseño, considerando todos los posibles escenarios que puedan afectar el proceso. Por otro lado, la temperatura de operación máxima se define como la

temperatura más alta que puede alcanzar el fluido bajo condiciones similares de funcionamiento. Esta también debe evaluarse de forma individual, tomando en cuenta las causas que la determinan, y debe formalizarse en la documentación de diseño pertinente. Ambos valores son cruciales para garantizar la seguridad y eficiencia del proceso.

**Caudal de Gas, Petróleo y agua:** El caudal es la cantidad de fluido que pasa en una unidad de tiempo. Normalmente se identifica con el flujo volumétrico o volumen que pasa por un área dada en la unidad de tiempo. Menos frecuentemente, se identifica con el flujo másico o masa que pasa por un área dada en la unidad de tiempo.

El caudal puede calcularse a través de la siguiente fórmula:

$$Q = Av$$

Donde:

$Q$  : Caudal ( $[L^3T^{-1}]$ ;  $m^3/s$ )

$A$  : Es el área ( $[L^2]$ ;  $m^2$ )

$v$  : Es la velocidad lineal promedio ( $[LT^{-1}]$ ;  $m/s$ )

### **Caudal del gas en condiciones normales:**

Para diseñar un separador es preciso conocer los volúmenes de gas y de líquido que se va a manejar durante la vida útil del proyecto. La variación de estas cantidades en el tiempo y el impacto de los cambios estacionarios obligan a verificar el comportamiento del separador en las condiciones más desfavorables.

### **Grados api (American Petroleum Institute):**

Para medir la densidad se utiliza el grado A.P.I., definido como una función hiperbólica de la densidad.

En los primeros años de la industria del petróleo, el (API) definió la densidad en base a grados API, para cuantificar la calidad de los productos del petróleo y del crudo.

Los hidrocarburos líquidos con un peso relativo bajo tienen una densidad API elevada, es decir que cuanto más ligero es un crudo, mayor es su número de °API.

De acuerdo a los grados API, se tiene la siguiente clasificación:

- Crudo liviano o ligero: tiene gravedades API mayores a 31,1 °API.
- Crudo medio o mediano: tiene gravedades API entre 22,3 y 31,1 °API.
- Crudo pesado: tiene gravedades API entre 10 y 22,3 °API.
- Crudo extrapesado: gravedades API menores a 10 °API.

El agua tiene un valor de 10 °API (valor donde se inicia la escala de valores de la densidad expresada en grados API).

En general, los crudos ligeros poseen un peso específico elevado en °API, pequeña viscosidad, escasa tendencia aditiva y alta tendencia a emulsificarse. Lo inverso ocurre para los crudos pesados.

Los grados API se utilizan además para determinar el precio de un crudo determinado, dado que cuanto mayor sea el valor en °API, mayor es la proporción de crudo utilizable, principalmente en fracciones ligeras (nafta, nafta ligera, etc.).

Además de esta magnitud es utilizada y determinada la densidad absoluta o masa de la unidad de volumen crudo (Martinez, s.f.).

**Para que un separador pueda cumplir con sus funciones debe satisfacer lo siguiente:**

- Controlar la energía del fluido al entrar al separador.
- Las tasas de flujo deben responder a ciertos rangos de volumen.
- La turbulencia que ocurren en la sección ocupada por el gas debe ser minimizada.
- La acumulación de espuma y partículas contaminantes deben ser eliminadas.
- Las salidas de los fluidos deben estar previstas de los controles de presión.
- Las regiones de acumulación de sólidos deben tener previstas la remoción de estas fases.
- El separador debe tener válvulas de alivio.
- El recipiente debe estar provisto de manómetros, termómetros, controles de nivel, etc.
- El separador debe tener bocas de visitas.

### **3.2.4. Parámetros a determinar para el dimensionamiento de separadores**

Es fundamental determinar ciertas características geométricas para obtener una separación eficiente de los fluidos provenientes del pozo, por lo tanto, se necesita definir:

- Capacidad de gas.
- Capacidad de líquido.
- Diámetro del separador.
- Longitud del separador.
- Dimensión y ubicación de las distintas boquillas del separador y el dispositivo extractor de neblina.

Las características de dimensionamiento deben satisfacer las necesidades de producción tomando en cuenta el menor costo posible, para tal fin es recomendable aumentar la longitud que el diámetro.

En el diseño de separadores intervienen muchos parámetros, se requiere unos datos de entrada, los cuales permiten el desarrollo de una serie de cálculos, que nos llevan a obtener el separador o varios de separadores que cumplen con las exigencias de operación (dependiendo el caso), el operador debe estar en la capacidad de elegir el más adecuado (Martinez, s.f.).

#### **Datos de entrada:**

Presión =  $p$  (lpca)

Temperatura =  $T$  (°F)

Tasa de petróleo =  $Q_o$  (bpd)

Tasa de gas =  $Q_g$  (MMpcsd)

Tasa de agua =:  $Q_w$  (bpd)

Gravedad específica del gas =  $GE_g$

Gravedad específica del agua =  $GE_w$

Gravedad API

Viscosidad del petróleo (cp), resistencia de los líquidos al flujo.

Tamaño de gota =  $d_m$  (micrón)

Tiempo de retención de petróleo =  $t_{ro}$  (min)

Tiempo de retención de agua =  $t_{rw}$  (min)

### **3.2.5. Factores que intervienen en la separación**

**Tiempo de Residencia:** Para garantizar un tiempo de residencia adecuado para cada una de las fases líquidas (petróleo y agua), se calcula el volumen necesario del separador, considerando los caudales de cada fase que se pretende separar. Quedan así determinados los niveles normales (NLL) de cada fase líquida dentro del recipiente. Estos niveles se controlan mediante válvulas de control de nivel. En el caso del nivel de petróleo, este se encuentra a la altura del baffle, ya que rebalsa por encima del mismo hacia el cajón de petróleo. En el caso del nivel de agua, por ser ésta la fase más pesada de las tres, se debe controlar la altura de la interfase petróleo-agua.

**Temperatura:** Para garantizar la temperatura adecuada, la corriente proveniente del pozo debe calentarse hasta 50°C como mínimo. De ser necesario, se debe realizar un calentamiento previo.

**Presión:** En muchos casos, para garantizar una presión de operación adecuada, se establece un control de presión con una válvula de control en la línea de salida de gas. En los casos en que los pozos no posean gas, la presión se mantiene con un sistema de gas de blanketing. Este sistema de blanketing consta de una válvula autorreguladora ajustada a la presión correspondiente.

**Velocidad de gas:** Para garantizar una velocidad de gas adecuada, se dimensiona, considerando el flujo transversal de gas en el equipo, la sección que se requiere para lograr la separación gas-líquido. Esto determina, junto con otras consideraciones, el diámetro del separador.

**Condiciones Externas:** En ciertos casos, dependiendo de las condiciones y propiedades del fluido a separar, se deben considerar las siguientes condiciones:

- Inyección de desemulsionante: Ayuda a la coalescencia (formación y crecimiento) de las gotas, favoreciendo la separación de las fases de petróleo y agua. Sin

desemulsionante, y para valores de caudal cercanos a los de diseño, el espesor de la interfase y la estabilidad de la emulsión petróleo-agua pueden interferir seriamente con la performance deseada para el separador.

- Calentamiento previo: La separación de las fases depende, entre otras variables, de la temperatura. Si la temperatura es muy baja, la viscosidad del petróleo es muy alta y se dificulta notablemente la separación de fases, es decir, el ascenso del petróleo desde el seno de la fase acuosa, así como la formación y el descenso de las gotas de agua desde la fase de petróleo. Para garantizar la temperatura adecuada, la corriente proveniente del pozo debe calentarse hasta 50°C como mínimo.
- Tracing & Aislamiento de líneas y equipos: Se considera recomendable la aislación y tracing en el separador, como caso ideal. Para lograr una operación estable del separador, es recomendable que la línea que va del calentador hacia el separador se encuentre aislada y traceada.

### **3.2.6. Problemas potenciales**

**Formación de espuma:** La espuma es usualmente un gran problema para los separadores. Esta se produce debido a las impurezas (como CO<sub>2</sub>) y el agua presente en el crudo. Hay espumas de dos tipos mecánicas y químicas. Las primeras, formadas por excesiva velocidad o caudal dentro del recipiente y las segundas, por efecto de productos químicos.

Muchos productos químicos, como los anticorrosivos agregados directamente a las tuberías, son formadores de espuma.

Los crudos espumosos ofrecen un problema especial en el diseño de separadores ya que se necesita un área interfacial y tiempo de residencia mayor para remover el gas del líquido. Además, la espuma presenta problemas de operación como la dificultad para controlar el nivel de líquido, inconvenientes para obtener las condiciones óptimas debido al volumen que ocupa la espuma, y probabilidad de que tanto el gas como el líquido puedan salir del separador mezclados con espuma, lo cual no satisface las condiciones que se requieren.

En el libro “Oilfield Processing of Petroleum”, Manning [14] menciona al autor Rooker, quien sugiere las siguientes recomendaciones para controlar la formación de espuma:

- Disminuir la velocidad del flujo de entrada con el menor esfuerzo de corte posible.
- Implementar baffles en la entrada para reducir la turbulencia.
- Evaluar la eficacia de agentes antiespumantes químicos o el uso de calor.

**Presencia de arena y eliminación de sólidos:** Los separadores verticales resultan usualmente utilizados cuando existe presencia de sólidos. La acumulación de sólidos y arena se debe remover regularmente tanto manual como automáticamente.

Los principales problemas ocasionados por la presencia de arena son:

- Taponamiento de los dispositivos internos del separador y conexiones de descarga.
- La erosión y corte de válvulas y líneas.
- La acumulación en el fondo del separador.

**Hidratos, parafinas y ceras:** La eficacia de un separador puede verse comprometida por la presencia de parafinas. Utilizar calor es el método más efectivo para prevenir la acumulación de parafinas dentro del separador. La incorporación de productos químicos también puede ser útil. Las entradas, puertas o bocas deben diseñarse de tal forma que faciliten la eliminación de ceras acumuladas mediante limpieza con vapor o lavado a contracorriente. En cuanto a los hidratos, generalmente se eliminan al reducir la presión, inyectar metanol o calentar el sistema por encima de la temperatura a la que se forman los hidratos.

**Crudos viscosos:** La presencia de crudos viscosos en los procesos de separación presentan inconvenientes a los cuales se necesita incrementar el tiempo de retención durante el proceso de separación del mismo, es recomendable 4 veces el tiempo normal.

**Variaciones de flujo:** Los separadores deben ser dimensionados para manipular los caudales máximos esperados durante la vida útil prevista del mismo. El cociente agua-petróleo (WOR) puede esperarse que aumente, especialmente si se utiliza la inyección de

agua para recuperación secundaria. Igualmente, el separador debe manipular el mayor flujo diario antes que el caudal promedio.

Los separadores deben además ser capaces de manipular repentinos slugs de líquido.

### **3.2.7. Consideraciones mecánicas**

Los materiales empleados para el diseño de separadores se seleccionan de acuerdo con lo estipulado por el código ASME Sección VIII División 1, el cual es conocido como el código de construcción para recipientes bajo presión. El alcance de la Sección VIII División 1 es para recipientes sometidos a presiones entre 15 y 3000 psig. En el caso de tratarse de fluidos corrosivos, los materiales deben ser seleccionados teniendo en cuenta las recomendaciones hechas por API o NACE (National Association of Corrosion Engineers). El código ASME, toma bajo su jurisdicción los materiales amparados por la ASTM (American Society For Testing and Materials) y solo le anteponen una "S" a los materiales amparados por él.

La ASTM y la AWS (American Welding Society) son las autoridades máximas en Estados Unidos, mientras que en Inglaterra la BSI (British Standard Institution) es la encargada de normalizar el uso de materiales y soldaduras.

El Código ASME dedica toda la Sección II a los materiales que ampara, en donde se proporciona, además de muchos otros datos, el valor de los esfuerzos máximos permisibles a distintas temperaturas. (American Society of Mechanical Engineers [ASME], s.f.)

## **3.3. INSTRUMENTOS DE CONTROL DEL PROCESO DE SEPARACIÓN**

### **3.3.1. Sistema de seguridad de un separador**

En caso de un mal funcionamiento del separador donde la presión se eleve a niveles peligrosos, estos dispositivos proporcionan un venteo de emergencia a la atmosfera. Para prevenir este tipo de fallas el separador se diseña con dos puntos débiles, una válvula de

venteo o escape y un disco de ruptura, estos dispositivos son activados en caso de una sobre presión.

**Válvula de alivio:** Esta válvula se encuentra ubicada en la parte superior del separador. Su salida es conectada a la línea de salida de gas, aguas debajo de la válvula de control automático. Cuando la válvula de venteo se abre, el gas es venteadado.

Todos los separadores independientemente del tamaño o la presión deben ser provistos de dispositivos de alivio de presión y se deben programar (setear) de acuerdo con los requerimientos del código ASME (American Society of Mechanical Engineers) Sección VIII, División 1, parte UG. Estos deben estar equipados con una o más válvulas de seguridad de presión (PSV) para evitar la sobrepresión. La PSV (Pressure Safety Valve) debe estar ubicada aguas arriba del extractor de niebla. Si la PSV está ubicada aguas abajo del extractor de niebla, podría producirse una sobrepresión cuando el extractor de niebla se obstruya, aislando la PSV de la presión alta, o el extractor de niebla podría dañarse cuando se abra la válvula de alivio.

**Válvula Cheque:** Esta ubicada debajo de la válvula de venteo. Esta solo permite el flujo en un sentido, y en este caso evita que el separador tenga lugar a contrapresiones que podrían presentarse en la línea de salida de gas.

**Disco de Ruptura:** Si la válvula de alivio no es capaz de descargar la sobre presión. El separador se equipa con un dispositivo de seguridad adicional llamado disco de ruptura que se compone de un diafragma metálico fino y convexo diseñado para romper una presión muy específica. Un ejemplo de este dispositivo se muestra en la Figura 15. Cuando se rompe el diagrama se rasga completamente, dejando un gran orificio a través del cual el gas y el líquido pueden escapar.

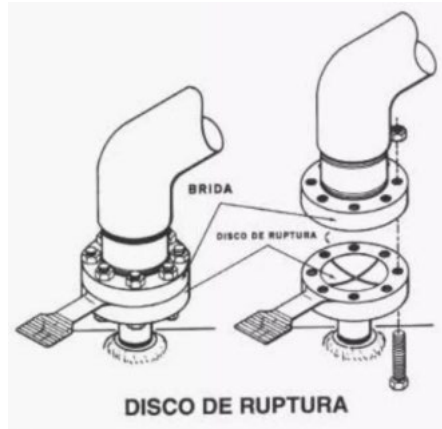


Figura 15. Disco de Ruptura.

Entonces los discos de ruptura se utilizan como un dispositivo de alivio de respaldo de seguridad para la PSV. El disco está diseñado para romperse cuando la presión interna excede el punto de ajuste. A diferencia de la PSV, que es de cierre automático, el disco de ruptura debe reemplazarse si se ha activado.

La presión de diseño para un recipiente se denomina "presión de trabajo máxima permitida" (MAWP por sus siglas en ingles). El MAWP determina la configuración de la válvula de alivio y debe ser más alta que la presión normal del proceso contenido en el recipiente, lo que se denomina "presión de operación" del recipiente. La presión de operación se fija según las condiciones del proceso. La disposición de estos instrumentos de control y seguridad se muestra en un separador horizontal en la Figura 16 y en un separador vertical Figura 17.

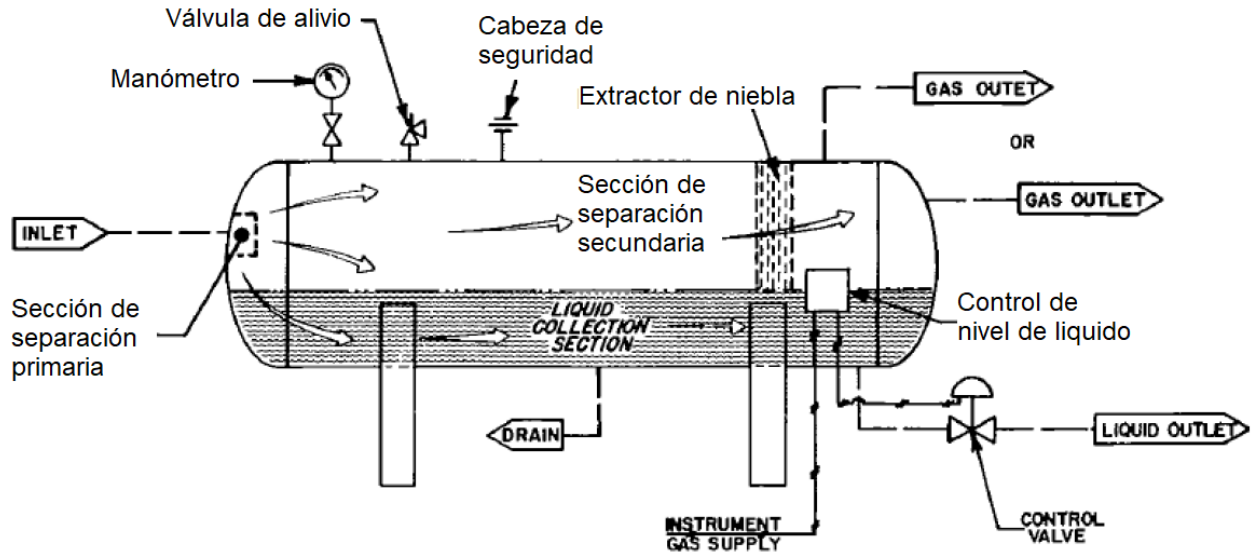


Figura 16. Dispositivos de alivio de un separador horizontal bifásico.

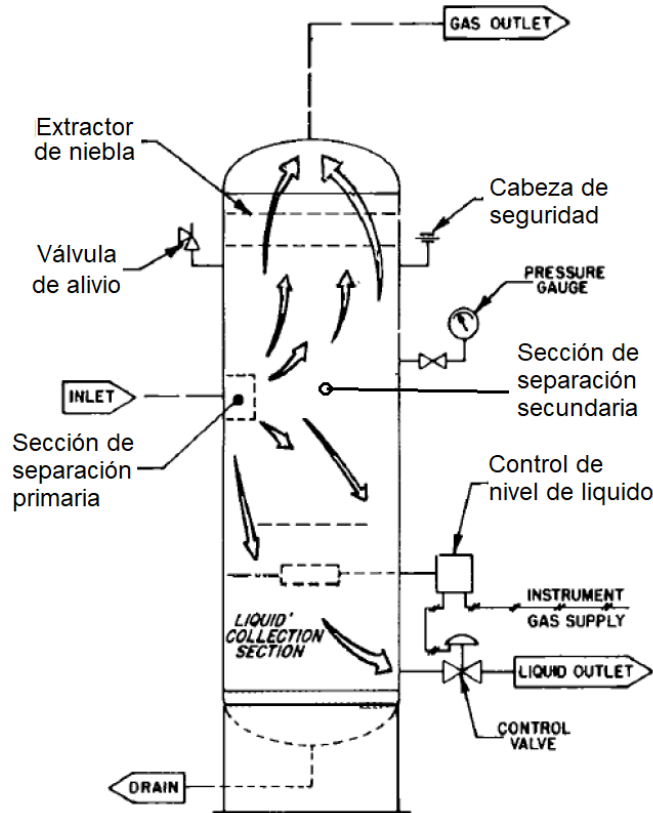


Figura 17. Dispositivos de alivio de un separador vertical bifásico.

### 3.3.2. Control del separador

Aunque el separador está diseñado para realizar la separación de fases, la calidad de esta separación depende del control de sus condiciones de operación y de las tasas de salida de las fases. Una buena separación de fases depende de factores tales como:

- Características físicas y químicas del crudo
- Temperatura y presión de operación
- Cantidad de fluido que se necesita tratar
- Tamaño y configuración del separador

En condiciones normales de operación los controles de operación de un separador son un control de presión y un control de nivel. La configuración de estas válvulas de control para un separador horizontal trifásico se puede observar en la Figura 18.

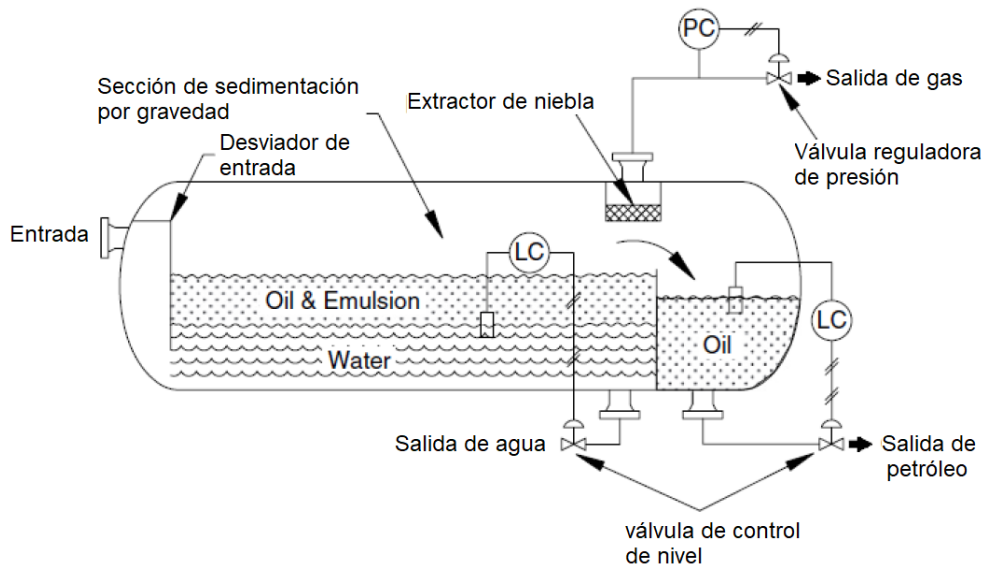


Figura 18. Válvulas de control de un separador horizontal trifásico.

El control de presión mantiene constante la presión del separador regulando la salida del gas; si la presión aumenta por encima de la presión de operación esta presión actúa sobre la válvula de control de salida de gas y hace que se abra más para permitir más paso de gas; si la presión disminuye por debajo de la presión de operación, la válvula que controla

la salida de gas se cierra un poco y de esa manera bloquea un poco la salida de gas permitiendo que el separador se presurice nuevamente.

El control de presión es fundamental para mantener constante la presión del separador, regulando la salida de gas. Los controladores de presión reciben lecturas de datos de los transmisores de presión y las comparan con un punto de ajuste programado.

Los separadores deben ser equipados con uno o más controladores de nivel. Generalmente, el control de nivel para la sección de acumulación de líquido de los separadores bifásicos actúa con una válvula de descarga de líquido para mantener el nivel. En cambio, se requieren dos sistemas de control de nivel de líquido para separadores trifásicos.

El control de nivel mantiene constante el nivel de líquido en el separador actuando sobre la válvula que controla la salida de líquido; si el nivel está por encima de un valor establecido el control de nivel hará que la válvula se abra más y aumente la salida de líquido y cuando el nivel de líquido está por debajo del valor establecido el control hace que la válvula se cierre un poco y de esa manera disminuye la salida de líquido.

Una variación en el nivel de fluido afecta las capacidades del separador al gas y al líquido y esta variación es mucho más crítica en el caso de separadores horizontales que en los verticales. El control del separador es más sencillo cuando es bifásico que cuando es trifásico, especialmente en el control de salida de líquidos pues en el separador trifásico se debe controlar la salida de dos fases líquidas lo cual requiere de dos controles de nivel uno en las interfaces agua-aceite que controla la salida del agua y otro en la interfase gas-aceite que controla la salida de aceite.

En la siguiente figura se muestran dos maneras de controlar el funcionamiento de un separador horizontal trifásico; como se puede apreciar el control de la salida del gas es similar al mostrado al separador bifásico, la diferencia radica en la forma como se controla la salida de aceite y agua. El separador de la Figura 19 posee un baffle o placa vertical que hace las veces de rebosadero y crea una cámara de aceite a la derecha del separador; en esta cámara se instala el control de nivel para regular la salida del aceite; en la parte izquierda del separador queda la interfase agua aceite y allí se podría instalar un control de nivel para regular la salida de agua el cual puede funcionar adecuadamente

si no hay presencia de emulsiones, pues en este caso la emulsión estaría entre la capa de aceite y la de agua (Diseño e implementación de un sistema de control, 2014).

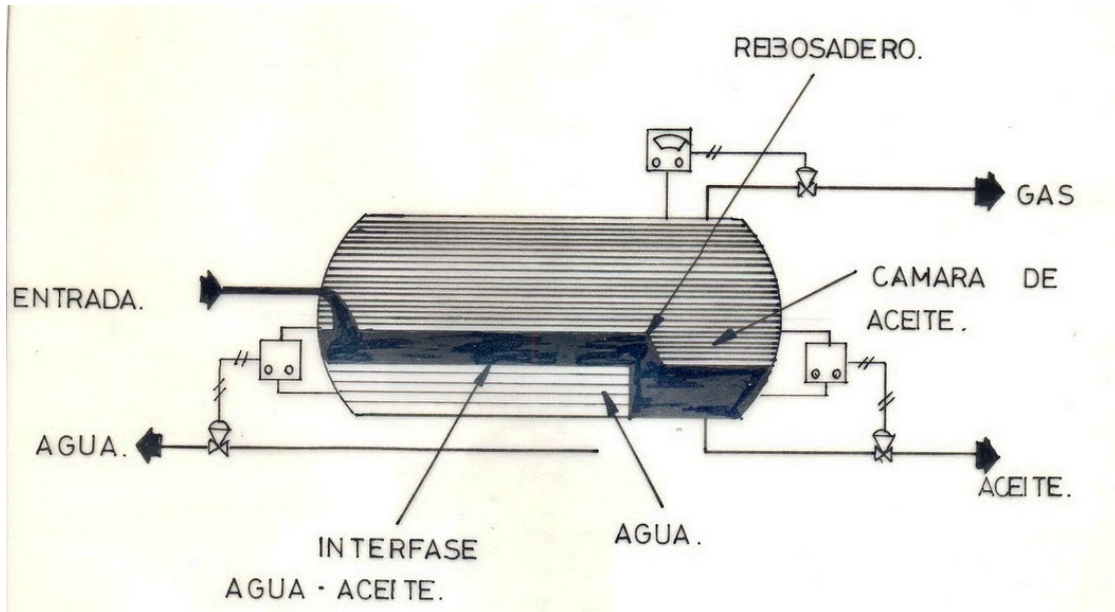


Figura 19. Separador con placa vertical.

El diseño de control interfacial tiene la ventaja de ser fácilmente ajustable para manejar los cambios inesperados de caudal o de gravedad específica del petróleo o agua. El control sobre la interfase debe considerarse para aplicaciones con altos caudales de petróleo y/o grandes diferencias de densidad. Sin embargo, en aplicaciones de crudo pesado o donde se anticipan grandes cantidades de emulsión o parafina, puede ser difícil detectar el nivel de interfaz.

En la industria es común observar la colocación de válvulas de emergencia conocidas como SDV (shut down valve) para proteger el proceso. Una instalación segura debe contar con:

- SDV en el ingreso al separador: Actúa cerrando el ingreso al separador por muy alto nivel de líquido (LAHH) y por muy alta presión (PAHH).
- SDV en la salida de gas: Actúa cerrando el sistema por muy alto nivel (LAHH) de líquidos. Impide que el líquido pase a las instalaciones de gas. Opera en conjunto con la SDV al ingreso.
- SDV en salidas de líquido: Actúa cerrando el sistema por muy bajo nivel de líquido (LALL). Impide el fenómeno gas blow by. (El gas ingresa en instalaciones destinadas al tratamiento de líquido)

Además, es frecuente encontrar válvulas blow-down (BDV) con el objetivo de ventear a colector en caso de paro de planta, despresurización o llama.

#### **4. CONCLUSIONES**

- Tras la combinación de un diseño mecánico y una estrategia de control se produce un aumento de la eficiencia del proceso de la separación lo que permite un mayor rendimiento en la producción.
- Un separador horizontal trifásico es similar al bifásico, con la particularidad que la fase petróleo llega a una sección de acumulación, antes de descargarse del equipo.
- A mayor presión menor será la capacidad de separación o manejo de líquido.
- Los resultados del dimensionamiento de separadores pueden variar dependiendo de la metodología de cálculo y los criterios de diseño utilizados.
- Un diseño basado en la normativa genera mayor confiabilidad, calidad y seguridad del separador, y además que sea un equipo adecuado para su operación en el campo. Según la estrategia de control y la selección de instrumentos se garantiza un alto rendimiento de los procesos y del equipo.
- Cada empresa petrolera o fabricante de separadores tiene una metodología y un conjunto de criterios de diseño particulares, los cuales influyen en los resultados obtenidos para el dimensionamiento del separador.
- En separadores verticales con y sin malla extractora de niebla, el diámetro es calculado a partir de la velocidad crítica del gas, y la altura es hallada a partir de los tiempos de retención del líquido.
- En separadores horizontales el diámetro depende de los tiempos de retención y de la relación diámetro-longitud del separador asumida inicialmente, y la longitud depende del tiempo de separación.
- El separador se inunda cuando existe mayor entrada que descarga de fluido y tiempo de retención mayor al estimado.
- El tiempo de retención de un fluido en el separador está entre uno y tres minutos. En el cálculo de capacidad de separadores son los mismos.
- La eficiencia del separador está en función de los internos que influyen en el tiempo de retención y en el mismo proceso. Un mayor tiempo del fluido en el equipo no garantiza una mejor separación.

- La presión de operación se controla mediante el flujo de gas que maneja el equipo; si eliminamos más gas, la presión disminuirá, por lo tanto, más hidrocarburos ligeros se escaparán con la fase gas.

## **5. REFERENCIAS**

[01] IAPG | Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. (s.f.). Exploración y producción de hidrocarburos.

[02] Introducción a la Industria de Oil & Gas Upstream (2024). – Informe de Centro de investigación.

[03] Martinez, M. J. (s.f.). Diseño conceptual de separadores. Academia.  
[https://www.academia.edu/37042701/Dise%C3%B1o\\_Conceptual\\_de\\_Separadores](https://www.academia.edu/37042701/Dise%C3%B1o_Conceptual_de_Separadores)

[04] Diseño integrado de un tanque de separación trifásica de crudo. (s.f.).  
<https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/9362/1/P29.pdf>

[05] Criterio de Selección de Sistemas de levantamiento Artificial Basado en el Límite Mecánico (2020).  
<https://oilproduction.net/produccion/artificial-lift-systems/optimizacion-de-sistemas/item/3697-seleccionesla>

[06] Caracterización de fluidos (s.f.).  
<https://oilproduction.net/reservorios/caracterizaciondefluidos>

[07] Golan, M., & Whitson, C. H. (s.f.). Well performance (1996).

[08] Schlumberger. (s.f.). Oilfield glossary.  
[Glossary.oilfield.slb.com](https://www.slb.com/oilfield-glossary)

[09] Megyesy, E. F. (1992). Manual de recipientes a presión, diseño y cálculo.

[10] Pruebas PVT, análisis y sus avances en la industria (2019).

<https://drillers.com/pvt-tests-analysis-and-its-advances-in-the-industry/>

[11] Separadores de hidrocarburos. (s.f.). Academia.

<https://www.academia.edu/4850836/Separadores>

[12] Diseño e implementación de un sistema de control – Separadores. (2014.).

<https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/17133/1/2014AJIEE-14.pdf>

[13] American Society of Mechanical Engineers. (s.f.). ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII, Division 1: Rules for Construction of Pressure Vessels.

[14] Manning, F. S. (1991). Oilfield processing of petroleum (Vols. 1-2). Penwell Books.

## **AGRADECIMIENTOS**

A mis Padres, por todo el apoyo que me brindaron estos años, son el motor de mi vida y mi ejemplo de perseverancia, espero algún día devolverles todo lo que me han dado y seguir regalándole satisfacciones a través de mis logros, los quiero mucho.

A Solange, por todo el apoyo brindado, por todos tus consejos, por creer en mí y estar a mi lado siempre.

Agradezco a mi tutor institucional Eliseo Bouza quien me guió durante todo el desarrollo de este proyecto.

Agradezco a la Universidad Nacional de Rosario por darme la oportunidad de seguir creciendo profesionalmente y completar mis estudios con el Ciclo de Complementación Curricular.