

# PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL

Universidad Nacional del Comahue – Facultad de Ingeniería



## “Lineamientos para el diseño de un Test Run para un Separador en servicio”

Autor

Gonzalez, Walter Gastón

Directora

MSc. Ing. Ruiz, Flavia

**Ingeniería en Petróleo**

Neuquén Capital – Argentina

**2024**



## ÍNDICE

---

ÍNDICE.....	I
RESUMEN .....	III
ABSTRACT .....	IV
AGRADECIMIENTOS.....	V
1. INTRODUCCIÓN .....	6
2. PROPIEDADES Y COMPORTAMIENTO DE FASE DE UN FLUIDO AL INGRESO DE UNA PLANTA SEPARADORA .....	7
2.1 Sistemas puros .....	7
2.2 Sistemas multicomponentes.....	8
2.3 Comportamiento de fase en fluidos .....	10
2.3.1 Peso molecular y peso molecular aparente .....	11
2.3.2 Viscosidad .....	11
2.3.3 Propiedades del líquido.....	12
2.3.3.a Gravedad específica y densidad .....	12
2.3.3.b Viscosidad del líquido .....	14
2.3.3.c Propiedades de mezclas líquidas.....	15
2.3.2.d Viscosidad de las mezclas agua y petróleo .....	16
2.3.4 Propiedades del gas .....	16
2.3.4.a Gravedad específica y densidad.....	16
2.3.4.b Ecuaciones de estado para gases no ideales.....	17
2.3.4.c Propiedades reducidas.....	18
2.3.4.d Viscosidad del gas .....	19
2.3.5 Cálculos Flash .....	20
3. SEPARACIÓN DE FASES .....	21
3.1 Principios de separación de fases del fluido .....	22
3.2 Separadores.....	23
3.2.1 Tipos de separadores según geometría.....	24
3.3.2 Tipos de separadores según presión de operación .....	24
3.3.3 Componentes comunes.....	24
3.3.3.a Sección de Separación Primaria.....	25
3.3.3.b Sección de Separación Secundaria .....	26



3.3.3.c Sección de Extracción de Niebla.....	26
3.3.3.d Sección de Acumulación de Líquido .....	28
3.3.4 Métodos de Separación de fases .....	28
3.3.4.a Método de tiempo de retención.....	28
3.3.4.b Método de Sedimentación de Gotas por Gravedad.....	30
3.3.5 Diseño y operación a considerar .....	35
3.3.5.a Consideraciones generales para el diseño y la operación .....	35
3.3.5.b Posibles problemas .....	36
3.3.5.c Normas mecánicas para la verificación de los materiales.....	38
3.3.5.d Dispositivos de Seguridad .....	39
4. INSTRUMENTACIÓN Y SISTEMAS DE ADQUISICIÓN DE DATOS .....	41
4.1 Sistemas de control .....	42
4.1.1 Lazo de control de presión .....	42
4.1.2 Lazo de control de nivel de líquido.....	42
4.1.3 Lazo de control de temperatura.....	42
4.1.4 Lazo de control de caudal de entrada de gas.....	43
4.1.5 Lazo de control de composición .....	43
4.1.6 Lazo de control de alarma y seguridad .....	43
4.2 Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA).....	43
5. PERFORMANCE DE UN SEPARADOR .....	44
5.1 Lineamientos para diseñar un Test Run.....	48
6. DETERMINACIÓN DE LA CURVA DE SEPARACIÓN .....	51
6.1 Comportamiento de curvas de separaciones esperadas teóricas y reales.....	54
6.2 Nueva placa y curvas de separaciones esperadas para la operación del proceso.....	65
6.3 Enfoque estructurado en caso de aplicar pruebas futuras .....	70
7. CONCLUSIONES .....	81
ANEXOS .....	84
Anexo I .....	84
Anexo II .....	85
Anexo III.....	86
BIBLIOGRAFÍA .....	87

## RESUMEN

---

Un separador bifásico se utiliza para separar los fluidos producidos. Son diseñados con el objetivo de separar el gas y el líquido inmiscible, dejando lo más libre posible a la corriente de gas con respecto de la corriente de líquido y viceversa, a condiciones de presión y temperatura.

La variabilidad en la separación de fases durante la operación de acuerdo al equipo diseñado es un desafío común en la industria hidrocarburífera. A pesar de que los separadores están diseñados para separar eficientemente los fluidos producidos, varios factores pueden afectar la capacidad del separador para lograr una separación óptima en condiciones reales de operación.

Para abordar las fluctuaciones en la separación de fases, es importante realizar un monitoreo continuo de la operación. En búsqueda de una condición de estabilidad posible, de asegurar que el proceso opere de manera segura y eficiente durante el funcionamiento operativo y de minimizar riesgos y posibles problemas a futuro, en el presente trabajo, se planteará aplicar una metodología de un test run de un separador en servicio, que permita obtener una curva de separación esperada.

La curva de separación es una representación gráfica que permite predecir la producción y operar de manera eficiente. Se la utiliza para monitorear la cantidad de cada componente que se separará en condiciones específicas de operación.

La propuesta de la metodología implica la comprensión del diseño y los datos históricos del separador en servicio. Generar la curva con los valores históricos implica que no se deberá detener la producción para obtener una nueva placa de valores de operación óptimos y una curva de separación acorde a la capacidad del equipo a operar. Para el caso de detener la producción o que con el tiempo el separador pierda eficiencia, se dejará planteado un enfoque estructurado para futuras pruebas del separador en servicio. La visualización y la comprensión de los resultados servirán de apoyo para prever ventanas operativas (situaciones deseables) y anticipar la respuesta del funcionamiento del sistema de control y seguridad (situaciones no deseables).

## ABSTRACT

---

A two-phase separator is used to separate the produced fluids. They are designed with the objective of separating the gas and the immiscible liquid, leaving the gas stream as free as possible with respect to the liquid stream and vice versa, at pressure and temperature conditions.

The variability in phase separation during operation according to the designed equipment is a common challenge in the hydrocarbon industry. Although separators are designed to efficiently separate produced fluids, several factors can affect the ability of the separator to achieve optimal separation under real operating conditions.

To approach fluctuations in phase separation, it is important to perform continuous monitoring of the operation. In search of a possible stability condition, to ensure that the process operates safely and efficiently during operational performance and to minimize risks and possible problems in the future, in this work, we will consider applying a methodology of a test run of a separator in service, which allows obtaining an expected separation curve.

The separation curve is a graphical representation that allows you to predict production and operate efficiently. It is used to monitor the amount of each component that will separate under specific operating conditions.

The methodology proposal involves understanding the design and historical data of the separator in service. Generating the curve with historical values implies that production should not be stopped to obtain a new plate of optimal operating values and a separation curve according to the capacity of the equipment to be operated. In the event that production stops or the separator loses efficiency over time, a structured approach will be proposed for future tests of the separator in service. The visualization and understanding of the results will serve as support to prevent operational windows (desirable situations) and anticipate the response of the operation of the control and security system (undesirable situations).

## AGRADECIMIENTOS

---

En la realización de este Proyecto Integrador Profesional fue necesaria la colaboración de varias personas a las cuales quiero agradecerles.

En primer lugar, deseo agradecer el acompañamiento de la profesora, MSc. Ing. Ruiz, Flavia, por todo el tiempo que le ha dedicado a este PIP, para poder cerrar el ciclo de carrera de Ingeniería en Petróleo compartiendo sus conocimientos y experiencias.

En segundo lugar, quiero agradecer a la Universidad Nacional del Comahue y a la Facultad de Ingeniería, por la posibilidad de formarme como un futuro profesional. En particular a los docentes que me acompañaron en el crecimiento personal y académico.

En tercer lugar, agradecer a Ing. Rogelio Martín Fernández y Lic. Elio Alberto Carricondo, por su colaboración en la experiencia y los datos suministrados por parte de la compañía.

Un agradecimiento especial para aquellas personas que me acompañaron durante el proceso de crecimiento personal.

A mi mamá, por darme el apoyo necesario y ser un pilar en mi vida al no dejarme nunca bajar los brazos.

A mi abuela que siempre me acompaña.

A mi abuelo que siempre se encuentra en mis recuerdos.

A mis familiares que apoyaron y acompañaron en el proceso, nombrando en particular a Dante y a Renzo que nos invitan a crecer.

A las personas que han formado parte de este camino, y me aportaron su apoyo y comprensión para lograr un cierre de ciclo. A mis amigos Gime y Franco por alentarme en esa búsqueda.

Por último, agradecer el aliento necesario a “mis compas”.

## 1. INTRODUCCIÓN

---

El separador es un equipo que se emplea en la industria previo a cualquier tipo de procesamiento que se realice al hidrocarburo, y tiene como objetivo la división de fases por su estado físico. Los hidrocarburos son mezclas multicomponentes que se producen junto con agua dando flujos bifásicos, deben separarse en fases antes de seguir al tratamiento propio para lograr las especificaciones requeridas.

Al abordar la separación de fases, generalmente se piensa en objetivos de diseño; pero se sabe que en diferentes etapas de la operación, por el desgaste natural de los materiales y/o por cambios de requerimientos operativos, la eficiencia puede verse afectada.

Prever ventanas operativas esperadas según cambios en los parámetros anteriormente mencionados sirve para tener el conocimiento en el manejo del control del proceso de manera eficiente y segura. Conocer el funcionamiento del sistema de control y seguridad permite tener la experiencia para enfrentar posibles situaciones no deseadas.

Desarrollar un test run implica realizar distintas pruebas al proceso, con el fin de ver el comportamiento del separador. La efectividad de un test run depende en gran medida de la planificación y ejecución adecuadas, por lo que cumplir con todos los lineamientos establecidos ayuda a mejorar continuamente la calidad del proceso.

Previo a desarrollar el test, se sabe que el separador está diseñado y en servicio. También hay que tener en cuenta que el régimen de flujo en el momento de puesta en marcha va variando hasta encontrar la estabilización. Luego se lleva el proceso a los parámetros requeridos durante el periodo de tiempo.

Utilizar la ficha técnica y los datos históricos del separador en servicio sirve para plantear una nueva curva de separación esperada y que puede ser vinculada a futuras pruebas a ejecutar en la metodización del test run.

Se pretende metodizar un diseño de test run que permita llevar a cabo la prueba, que se ejecute monitoreando continuamente a las variables, manteniéndose dentro de los límites establecidos, y que sirva para encontrar valores que permitan comparar la ingeniería básica y las condiciones de diseño del equipo con el proceso en funcionamiento.

## 2. PROPIEDADES Y COMPORTAMIENTO DE FASE DE UN FLUIDO AL INGRESO DE UNA PLANTA SEPARADORA

---

Una fase se define como cualquier porción de materia que tenga propiedades físicas y químicas uniformes en toda su extensión, es decir, homogéneas. Una fase presenta un estado de agregación característico que puede ser líquido o vapor.

La energía que posee cualquier sustancia depende de su fase. Los líquidos tienen un volumen determinado, pero no una forma definida. Estos asumen la forma del recipiente, pero no necesariamente tienen que completarlo. Los vapores no tienen un volumen o una forma definida, ocupan el espacio del recipiente. Las moléculas de vapor poseen más energía que las de líquido, son muy activas y menos densas.

El comportamiento de fases es influenciado por varios factores: la presión, la temperatura y las fuerzas intermoleculares.

### 2.1 Sistemas puros

Son sistemas que contienen una sola sustancia química, exhibiendo un comportamiento de fase característico. Dependiendo de la presión y de la temperatura del componente, puede existir como un sólido, líquido o vapor, o como una combinación de equilibrio de vapor y líquido.

El comportamiento de la curva a presión y temperatura de un componente puro se ilustra en la figura 2.1.

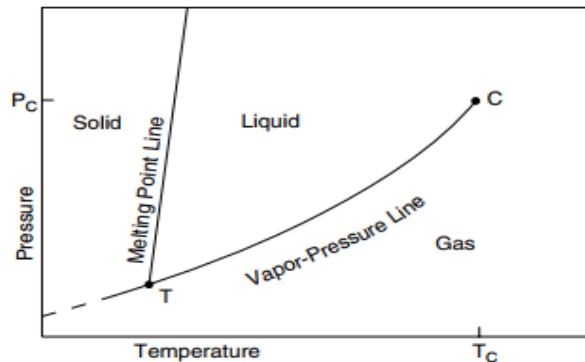


Figura 2.1: Comportamiento Presión-Temperatura. Surface-Production-Operations.

Design of Oil Handling Systems and Facilities. Ken Arnold & Maurice Stewart.<sup>[2]</sup>



La línea de presión de vapor en la figura 2.1 divide la región líquida de la región de vapor. Esta línea representa los lugares de presiones y temperaturas en los cuales el vapor y el líquido se encuentran en equilibrio. Las propiedades intensivas de las fases líquida y vapor se vuelven idénticas en el punto crítico. 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 es el punto donde las fases líquida, gaseosa y sólida se encuentran en equilibrio.

En la figura 2.2 se observa el comportamiento típico de un sistema puro, a volumen, presión y temperatura de un componente que se encontrará como vapor, líquido o equilibrio de ambos.

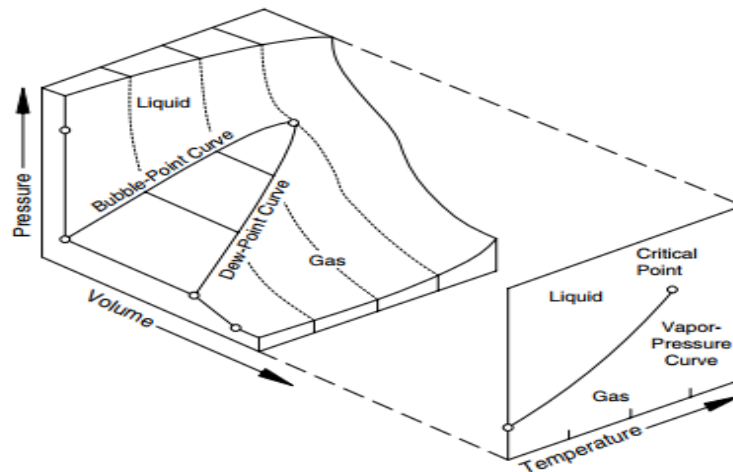


Figura 2.2: Diagrama de fase de un componente puro. Surface Production Operations. Design of Oil Handling Systems and Facilities. Ken Arnold & Maurice Stewart.<sup>[2]</sup>

## 2.2 Sistemas multicomponentes

Las mezclas de varios componentes presentan características de comportamiento de fase diferentes. En lugar de tener una curva de presión de vapor, una mezcla muestra una envolvente de fase como se representa en la figura 2.3.

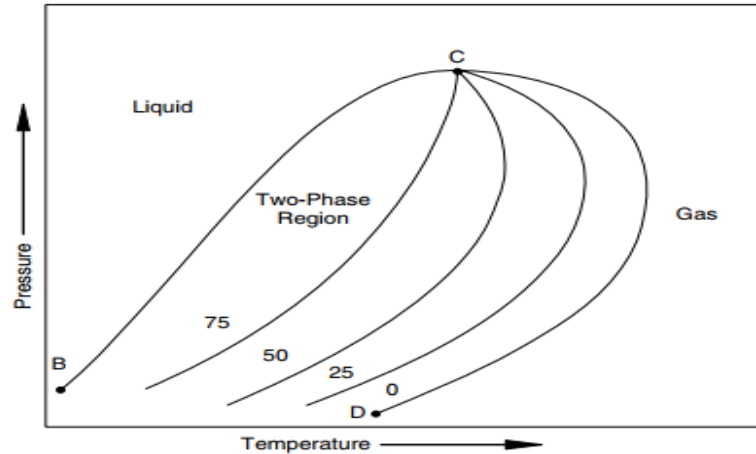


Figura 2.3: Envolvente de fase de un sistema multicomponente. Surface Production Operations. Design of Oil Handling Systems and Facilities. Ken Arnold & Maurice Stewart.<sup>[2]</sup>

La curva BCD separa las fases líquida y gaseosa. El área dentro de la envolvente, se denomina región bifásica y representa los rangos de presión y temperatura en los cuales el líquido y el gas se encuentran en equilibrio.

La línea superior de la región bifásica, curva BC, es la línea del punto de burbuja, que indica donde aparece la primera burbuja de vapor cuando la presión de la mezcla de la fase líquida se reduce a temperatura constante, o cuando la temperatura aumenta a presión constante.

La curva CD es la línea de punto de rocío. A diferencia de la curva 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. Para ciertas temperaturas en esta envolvente en particular se debe tener en cuenta que hay dos puntos de rocío.

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 (CB), mientras que la temperatura más alta en la región de dos fases se denomina cricondentérmica (CT).

La figura 2.4 representa un diagrama de fase para un fluido, que ilustra las descripciones mencionadas anteriormente.

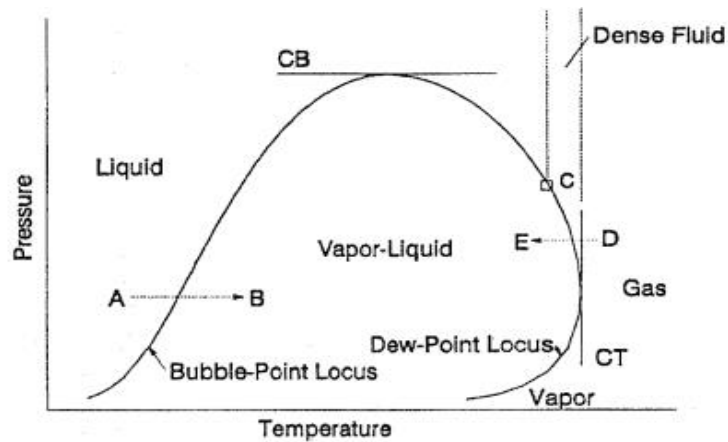


Figura 2.4: Diagrama de fase de un sistema multicomponente. Oilfield Processing volumen two. Crude oil. Francis S. Manning & Richard E. Thompson.<sup>[7]</sup>

### 2.3 Comportamiento de fase en fluidos

El conocimiento sobre la envolvente de fases dentro de la industria hidrocarburífera es adecuado para predecir posibles problemas. En el caso del comportamiento del fluido durante la producción, se determina por el diagrama de fase y sus puntos críticos.

Caracterizar las propiedades de los fluidos resulta importante para realizar una selección adecuada del separador.

Conocer las propiedades físicas es útil para obtener cálculos confiables. Las propiedades físicas y químicas dependen de la presión, la composición y la temperatura.

El comportamiento de un sistema de un solo componente, como el metano o el propano, es predecible y puede correlacionarse con precisión en forma de tabla. Para otros componentes, se deben utilizar las ecuaciones de estado de presión (P), volumen (V) y temperatura (T), o un promedio ponderado (suponiendo que la contribución de las moléculas individuales sea proporcional a su cantidad relativa en la mezcla). Cuanto más diferentes son las moléculas, menos precisa es la predicción, por este motivo resulta óptimo para el diseño contar con pruebas de laboratorio en el fluido a separar.

El agua en forma líquida o de vapor está presente en cierto grado en todos los sistemas. El agua líquida es básicamente inmisible en hidrocarburos. Como los cálculos de

comportamiento de fase no son aplicables al agua, se deben utilizar procedimientos especiales.

En las ecuaciones de estado se emplean los valores de P, V y T en el punto crítico. Existe un punto crítico específico para cada componente de hidrocarburo. En un componente puro, los valores críticos representan la presión y la temperatura máximas a las que puede existir un sistema bifásico de vapor y líquido. Por encima de las presiones y temperaturas críticas, solo es posible en una sola fase. Para mezclas, se calculan valores pseudocríticos, los cuales no son un punto en el diagrama de fase, sino un valor de correlación que permite realizar los cálculos.

### 2.3.1 Peso molecular y peso molecular aparente

El número de moles se define como:

$$n = \frac{m}{M}, \quad (2.1) \text{ Números de moles, } n.$$

Donde:

m: Peso

M: Peso molecular

Al tener mezclas de hidrocarburos, la manera de estimar su peso molecular es a través del peso molecular aparente, el cual consiste en la suma de los productos de las fracciones molares de cada componente por el peso molecular de ese componente.

$$MW = \sum y_i M_i, \quad (2.2) \text{ Peso molecular del componente, } MW.$$

Donde:

$y_i$ : Fracción molar del componente i.

$M_i$ : Peso molecular del componente i.

La sumatoria de las fracciones molares de cada componente, debe ser igual a 1.

### 2.3.2 Viscosidad

Es una propiedad física de un fluido que indica su resistencia a fluir. Es una medida de la fricción interna en un líquido o gas que se opone al movimiento cuando se aplica

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

Es importante considerar esta propiedad en el diseño y la operación de equipos de producción y separación

La unidad de la viscosidad en la industria del petróleo es el *poise*. Sin embargo, con el fin de reconocer pequeñas variaciones, su valor se expresa también en *centipoise* [cP].

Existen dos tipos de viscosidad, la viscosidad absoluta (o dinámica) y la viscosidad cinemática. Se relacionan entre sí de la siguiente manera.

$$\gamma = \frac{\mu}{\rho}, \text{ (2.3) Viscosidad cinemática } \gamma \text{ (cSt).}$$

Donde:

$\mu$ : Viscosidad absoluta (o dinámica) (cP)

$\rho$ : Densidad (g/cm<sup>3</sup>)

La viscosidad del fluido cambia en función de la temperatura. La viscosidad del líquido disminuye al aumentar la temperatura, mientras que la viscosidad del gas se reduce inicialmente pero luego crece.

### 2.3.3 Propiedades del líquido

#### 2.3.3.a Gravedad específica y densidad

La gravedad específica se define como la relación entre la densidad del líquido y la densidad del agua en condiciones estándar de presión y temperatura (STP). Es decir, a 14,7 psia (1 atm) y 60°F (15,6°C).

$$SG = \frac{\rho_{\text{líquido}}}{\rho_{\text{agua}}}, \text{ (2.4) Gravedad específica, SG.}$$

Existe una clasificación del petróleo que se utiliza y se relaciona con la gravedad específica.

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{SG} - 131.5, \text{ (2.5) Gravedad API, } ^{\circ}API.$$

La gravedad API (*American Petroleum Institute*) se define como la densidad relativa respecto del agua. Utilizar esta caracterización permite identificar si el petróleo es más o menos denso que el agua, diferenciando las calidades del crudo por medio de una

escala numérica sencilla y universal, que se expresa en grados API. Utilizando la escala de gravedad API, se tiene que cuanto más liviano es el petróleo, mayor es la gravedad API. En la tabla 2.1 se tiene un resumen de los tipos de crudo según la gravedad API.

Tabla 2.1: Caracterización del Crudo según API.

Tipo de Crudo	Gravedad API
Liviano	$>31.1^\circ$
Medio	$22.3^\circ - 31.1^\circ$
Pesado	$10^\circ - 22.3^\circ$
Extra Pesado	$<10^\circ$

Los líquidos son relativamente incompresibles en comparación con los gases. La presencia de componentes de alta presión de vapor, como el metano y el etano, y la reducción en volumen que se produce al mezclar dos líquidos de hidrocarburos complican el cálculo de las propiedades. Estos efectos pueden entenderse al recordar que los líquidos están formados por moléculas de diferentes tamaños y formas, que poseen diferentes cantidades de energía. Las complejidades de estos cálculos dependen de la presencia de metano, etano, dióxido de carbono, compuestos de azufre y no parafinas.

En la mayoría de los cálculos, la gravedad específica de los líquidos se relaciona normalmente con las condiciones reales de temperatura y presión. Se puede utilizar la figura 2.5 para estimar cómo disminuirá la gravedad específica de un líquido al aumentar la temperatura, suponiendo que no se encuentren cambios de fase. En la mayoría de los cálculos prácticos de caída de presión asociados con las instalaciones de producción, la diferencia en la gravedad específica causada por los cambios de presión no es significativa como para ser considerada si no hay cambios de fase.

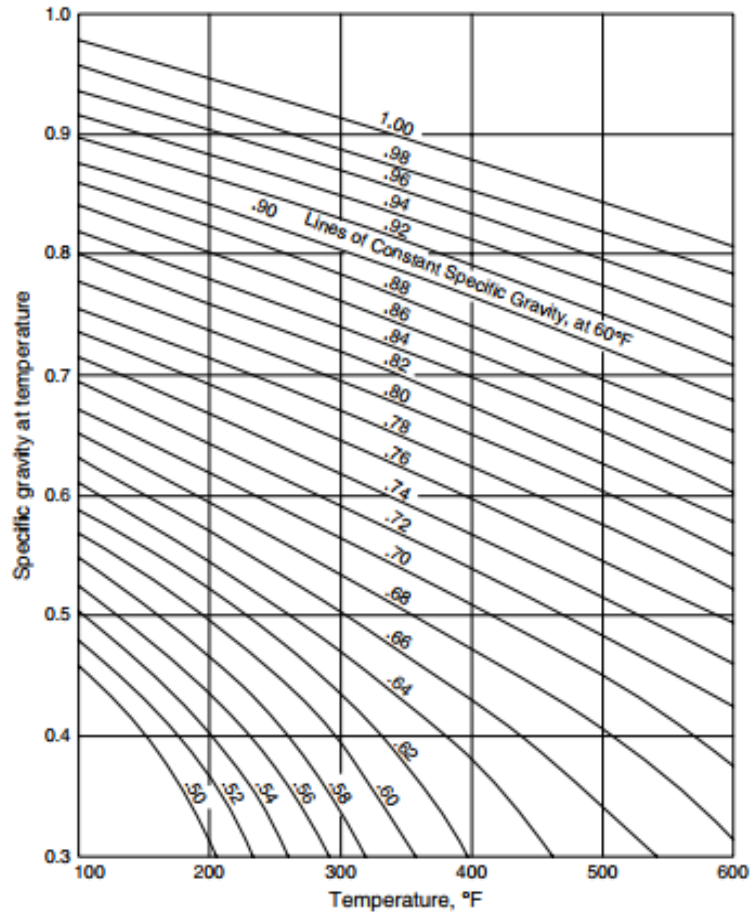


Figura 2.5: Gravedad específicas aproximadas de fracciones de petróleo en función de la temperatura. Engineering Data Book. GPSA<sup>[4]</sup>

En el caso de que se requiera un cálculo preciso para un hidrocarburo, es necesario considerar el gas que se libera cuando disminuye la presión y aumenta la temperatura. Si una mezcla de hidrocarburos se calienta a presión constante, su peso específico aumenta a medida que se liberan los hidrocarburos más livianos. El cambio en la composición molecular del fluido se calcula mediante un cálculo de flash.

### 2.3.3.b Viscosidad del líquido

La mejor manera de determinar la viscosidad del petróleo crudo a cualquier temperatura es mediante determinación experimental. Si se conoce la viscosidad a una sola temperatura, la figura 2.6 se puede utilizar para obtener la viscosidad a otra temperatura.

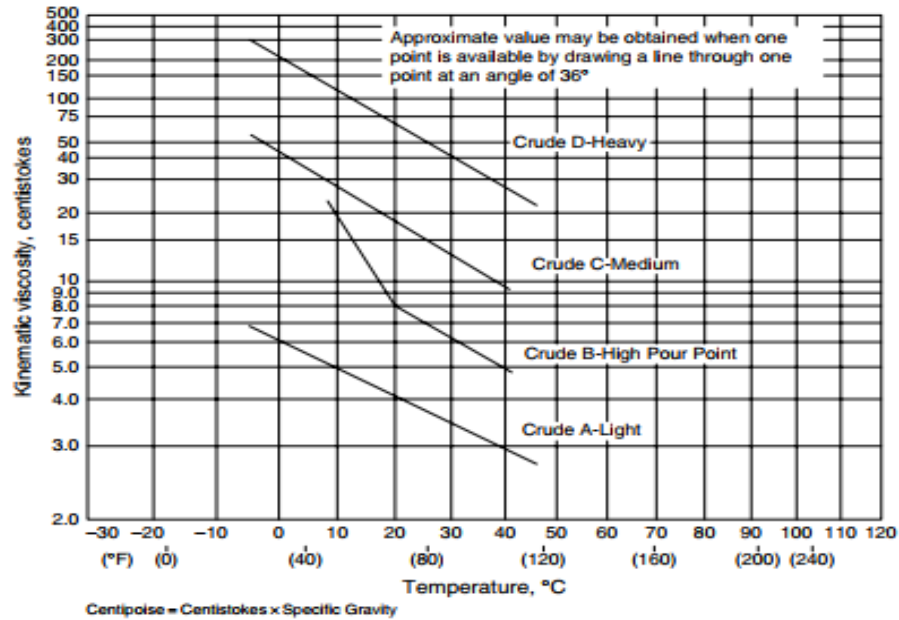


Figura 2.6: Curvas de viscosidad y temperatura típicas para distintos petróleos crudos. Surface Production Operations. Design of Oil Handling Systems and Facilities. Ken Arnold & Maurice Stewart.<sup>[2]</sup>

### 2.3.3.c Propiedades de mezclas líquidas

La fase sólida proveniente de hidrocarburos de alto peso molecular es un fenómeno importante a considerar, ya que puede afectar la viscosidad de la muestra de crudo. La parafina solamente se da en petróleos parafínicos, mientras que los asfáltenos se pueden dar en petróleos aromáticos y nafténicos. En petróleos parafínicos, los asfáltenos floculan.

El punto de enturbiamiento (*cloud point*) es la temperatura a la que las parafinas están visibles por primera vez en una muestra cruda. Este cambio en la relación entre temperatura y viscosidad puede llevar a errores significativos en la estimación. Por lo tanto, se debe tener cuidado cuando se estiman las viscosidades cerca del punto de enturbiamiento.

El punto de fluidez (*pour point*) es la temperatura a la cual el petróleo crudo se convierte en un sólido y deja de fluir. Es medido mediante un procedimiento específico propuesto por ASTM (*American Society for Testing and Materials*).

Existen correlaciones que relacionan viscosidad y temperatura, dada la densidad del petróleo, cuando no se encuentran datos de laboratorio.



### 2.3.2.d Viscosidad de las mezclas agua y petróleo

La viscosidad del agua producida depende de la cantidad de sales disueltas y sólidos suspendidos que se encuentran en el agua, así como de la temperatura. En la mayoría de las situaciones prácticas varía de 1,5 a 2 centipoises a 10°C, 0,7 a 1 centipoise a 37,8°C y 0,4 a 0,6 centipoise a 65,5°C.

Cuando se forma una emulsión de petróleo y agua, la viscosidad de la mezcla puede ser sustancialmente mayor que la viscosidad del petróleo o la del agua.

### 2.3.4 Propiedades del gas

Las ecuaciones que correlacionan presión, volumen y temperatura se denominan ecuaciones de estados.

La ecuación 2.6 se denomina Ley de los gases ideales.

$$PV = nRT, (2.6) \text{ Ley de los gases ideales.}$$

Donde:

P: Presión absoluta

V: Volumen

T: Temperatura absoluta.

n: Número de moles del volumen de gas a P y T.

R: Constante universal de los gases.

La ecuación es más precisa a presiones bajas, especialmente cuando las presiones son mucho menores que la presión crítica del gas en cuestión. A presiones más altas, cerca o por encima de su presión crítica, su precisión disminuye, y se deberá considerar como una ecuación de estado de gas no ideal.

#### 2.3.4.a Gravedad específica y densidad

La gravedad específica se define como la relación de la densidad del gas y la densidad del aire en condiciones estándar de presión y temperatura a 14,7 psia y 60°F.

$$SG = \frac{\rho_{gas}}{\rho_{aire}}, (2.7) \text{ Gravedad específica, SG.}$$

### 2.3.4.b Ecuaciones de estado para gases no ideales

Se han desarrollado muchas ecuaciones de presión, volumen y temperatura para describir el comportamiento del gas real (no ideal) para presiones más altas que las que describen los gases ideales (gases reales a baja presión).

Las ecuaciones son empíricas en el sentido de que correlacionan un conjunto específico de datos, utilizando una o más constantes empíricas. No existe una correlación que se ajuste de manera adecuada para todas las mezclas de gases. Las siguientes ecuaciones de estado son las más comunes que intentan definir la relación entre volumen, temperatura y presión para los gases reales.

✓ *Van der Waals*

$$\left(P + \frac{n^2 a}{V^2}\right)(V - nb), \quad (2.8) \text{ Ecuación de los gases reales de Van der Waals.}$$

Donde:

a y b: Factores de correlación

V: Volumen Molar

✓ *Redlich–Kwong (RK)*

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a}{T^{0.5}V(V-b)}, \quad (2.9) \text{ Ecuación de los gases reales de Redlich–Kwong.}$$

Donde:

a y b: Factores de correlación

V: Volumen Molar

✓ *Peng–Robinson (PR)*

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{aT}{V(V+b)+b(V-b)}, \quad (2.10) \text{ Ecuación de los gases reales de Peng–Robinson.}$$

Donde:

a y b: Factores de correlación

V: Volumen Molar

✓ Todas las ecuaciones de estado ideales se pueden aproximar a la ecuación de estado de compresibilidad multiplicando el factor "RT" de la ecuación por el factor de compresibilidad (Z), mejorando su validez.

$$PV = ZnRT, (2.11) \text{ Ecuación de estado de compresibilidad.}$$

Donde:

$$Z = \frac{\text{volumen real de gas}}{\text{volumen de gas ideal}} (2.12) \text{ Factor de compresibilidad, Z.}$$

Si el gas es ideal, entonces el factor Z es 1. El rango típico del factor de compresibilidad varía entre 0,8 y 1,2.

### 2.3.4.c Propiedades reducidas

Las propiedades reducidas se utilizan para correlacionar los datos experimentales. Para calcular las propiedades reducidas de una corriente de flujo emplean las siguientes ecuaciones.

$$P_r = \frac{P}{P_c}, (2.13) \text{ Ecuación de presión reducida, } P_r.$$

Donde:

$P_c$ : Presión crítica.

P: Presión.

$$T_r = \frac{T}{T_c}, (2.14) \text{ Ecuación de temperatura reducida, } T_r.$$

Donde:

$T_c$ : Temperatura crítica.

T: Temperatura.

Los valores de presiones y temperaturas reducidas son variables adimensionales.

Las propiedades pseudocríticas permiten evaluar las mezclas de gases.

$$P'_c = \sum y_i P_{ci}, (2.15) \text{ Presión pseudocrítica, } P'_c.$$

Donde:

$P_{ci}$ : Presión crítica del componente i.

$y_i$ : Fracción molar del componente i.

$$T'_c = \sum y_i T_{ci}, (2.16) \text{ Temperatura pseudocrítica, } T'_c.$$

Donde:

T<sub>ci</sub>: Temperatura crítica del componente i.

y<sub>i</sub>: Fracción molar del componente i.

La sumatoria de las fracciones molares de los componentes “i”, debe ser igual a 1.

Las propiedades pseudoreducidas se calculan con ecuaciones de la misma forma que para las propiedades reducidas, excepto que las propiedades críticas se sustituyen por las propiedades pseudocríticas.

#### 2.3.4.d Viscosidad del gas

La viscosidad de un gas de hidrocarburo en diversas condiciones de temperatura y presión, y en el caso de conocerse la gravedad específica del gas en condiciones estándar, se puede estimar utilizando la figura 2.7.

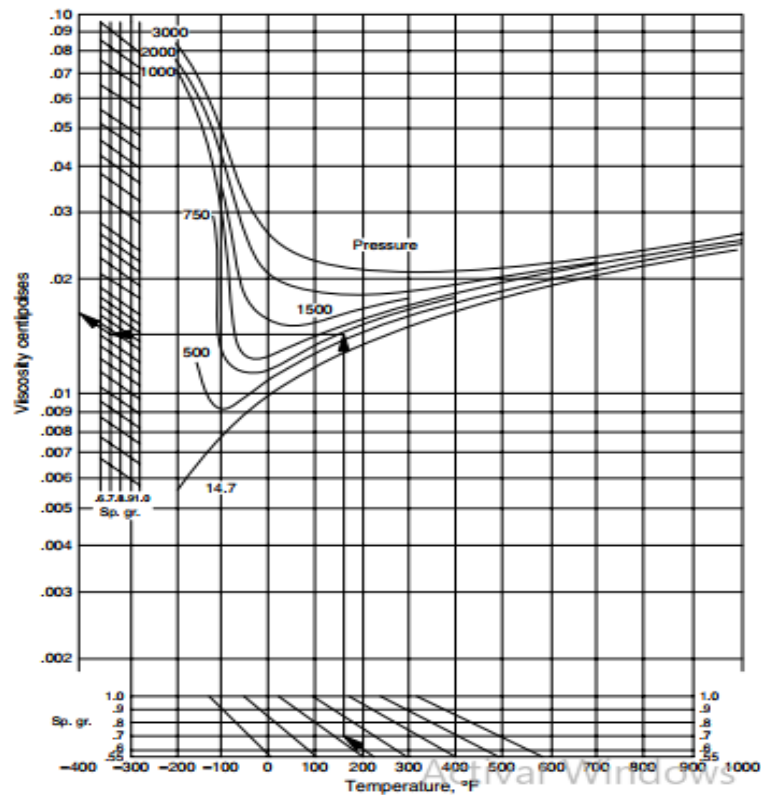


Figura 2.7: Viscosidad de hidrocarburos gaseosos en función de la temperatura. Surface Production Operations. Design of Oil Handling Systems and Facilities. Ken Arnold & Maurice Stewart. [2]

Cuando la composición del gas no se conoce, es útil tener una estimación para viscosidades a alta presión, pero no se realizan correcciones por presencia de agua, dióxido de carbono y nitrógeno. Por lo tanto, es una correlación aproximada y produce resultados menos precisos que otras correlaciones. En gran parte de los cálculos de ingeniería se generan resultados dentro de límites aceptables. Cuando se compara con la viscosidad de un líquido, la viscosidad del gas es muy baja, lo que indica las distancias relativamente grandes entre las moléculas.

### 2.3.5 Cálculos Flash

Mediante el cálculo de un Flash se puede determinar la calidad de los productos de un separador de fases, es decir, la cantidad de fluido de hidrocarburo que existe en la fase gaseosa o la fase líquida en cualquier punto del proceso.

Conociendo el caudal y las composiciones molares globales de la corriente de ingreso al separador, y determinando la temperatura y la presión de operación del equipo, quedan determinados tanto los caudales de líquido y vapor, como las composiciones de cada uno de los “N” componentes  $X_N$  e  $Y_N$  en las corrientes del producto.

El cálculo flash para una mezcla multicomponente requiere del planteo del equilibrio vapor y líquido, expresado a través de la constante de distribución en el equilibrio, así como del balance de masa planteado para cada uno de los N componentes de la mezcla alimentada.

$$K_N = \frac{Y_N}{X_N}, \quad (2.18) \text{ Constante de distribución en el equilibrio líquido y vapor, } K_N.$$

Donde:

$$X_N = \frac{Z_N}{(1 + \frac{V}{F})(K_N - 1)}, \quad (2.19) \text{ Fracción molar del componente N en corriente líquida,}$$

$X_N$ .

$Y_N$ : Fracción molar del componente N en corriente vapor.

$Z_N$ : Fracción molar global del componente N en corriente de ingreso al separador.

$V$ : Caudal molar de la corriente Vapor que sale del separador.

$L$ : Caudal molar de la corriente Líquida que sale del separador.

$F$ : Caudal molar de la corriente de ingreso al separador.

Si se tiene en cuenta que se alcanza el equilibrio líquido y vapor, se debe cumplir que la sumatoria de las fracciones molares  $X_N$  e  $Y_N$  son iguales a 1.

La constante de distribución es en función de los valores especificados de temperatura y presión a los que opera el separador, con lo que son dependientes los valores de  $K_N$ , los cuales se pueden obtener de las tablas de datos “K” que se encuentra en el capítulo 25 del *Engineering Data Book. Volumes I and II*<sup>[4]</sup>.

Si se verifica:

- $\Sigma KZ > 1$ , garantiza que el vapor está presente.
- $\Sigma Z/K > 1$ , garantiza que el líquido está presente.

El cálculo es un proceso iterativo, que comienza con la suposición de una relación entre V y F acotada entre 0 y 1. El algoritmo de convergencia, basado en el método de Newton, permite encontrar un nuevo valor de la relación V y F justificado en los balances de masa y ecuaciones de equilibrio presentados. El cálculo se termina una vez que el valor de la relación V y F entre dos iteraciones sucesivas es menor a un error fijado. El valor de la relación V y F alcanzado en la última iteración permite cuantificar los valores esperados de  $X_N$ ,  $Y_N$ , L y V.

### 3. SEPARACIÓN DE FASES

---

La alimentación de carga del separador se trata de una mezcla de hidrocarburos y otros componentes como el agua que, al entrar al recipiente se obtiene la separación de fases. Conocer la proporción de hidrocarburos de la producción, tanto de la fase líquida como la de vapor ayuda en el proceso de separación.

Los fluidos a la entrada del separador son necesarios e importantes para el diseño y/o la operación, ya que determinan los flujos de las fases gaseosa y líquida, y las propiedades de fluidos a separar. Las propiedades físicas de los fluidos normalmente se definen utilizando modelos de ecuaciones de estado, y se complementan con datos de propiedades físicas de campo cuando están disponibles.

Un separador debe diseñarse para funcionar en todo el rango de caudal y composición que se pueda presentar durante la vida útil de la instalación. Estos deben incluir

posibles cambios en el contenido de  $\text{CO}_2$  o  $\text{H}_2\text{S}$ , el corte de agua de producción y aumento de gas rico en líquido del gas natural.

El arrastre de líquido en la corriente de gas debe tenerse en cuenta según especificaciones de arrastre que acepte un procesamiento posterior. Si es el caso que la corriente de gas se dirige a un compresor, puede producir daños mecánicos si recibe un volumen significativo de líquido.

En las plantas de procesamiento del gas con aminas o glicol, el arrastre de líquido contaminado de disolvente en un sistema de recuperación de líquidos de gas natural puede generar un producto que no cumpla con las especificaciones o producir una pérdida económica.

Se requiere un separador de un tamaño adecuado y suficiente flexibilidad para manejar las condiciones previstas durante su vida útil. Se debe considerar la posibilidad de variaciones de flujo debido a turbulencias, aumentos repentinos de flujo y recirculación del compresor, por lo que al diseñarse debe considerarse un factor de diseño al caudal en estado estacionario para tener en cuenta estas variaciones en el diseño del separador. La magnitud del factor de diseño depende de la ubicación del proceso global del separador.

En el transcurso del funcionamiento, el separador trabaja en rangos de caudal, presión y temperaturas propuestas, que no necesariamente son las mismas que fueron utilizadas durante su diseño. El recipiente trabaja en su separación en la presión y temperatura a la entrada.

La búsqueda de una optimización del proceso de separación se debe abordar desde la ingeniería y la operación.

### 3.1 Principios de separación de fases del fluido

Para la separación física de gases y líquidos, se utilizan tres principios fundamentales: la cantidad de movimiento, la sedimentación por gravedad y la coalescencia.

El principio de cantidad de movimiento indica que si una corriente de dos fases cambia su dirección bruscamente, una mayor cantidad de movimiento no permite que las partículas de la fase con densidades más pesadas roten tan rápidamente como en el caso de un fluido con densidad más liviana.

Cuando la fuerza gravitacional que actúa sobre la gota de líquido es mayor que la fuerza de arrastre del gas que fluye sobre ella, se referencia al principio de sedimentación por gravedad en la teoría de separación entre un líquido y un gas.

En el caso de que las gotas de líquidos no se puedan separar por gravedad debido a que son muy pequeñas, en el principio de coalescencia las gotas pueden fusionarse entre sí, formándose en gotas de líquidos más grandes, logrando separarse del flujo de gas por sedimentación de gravedad.

### 3.2 Separadores

En la Industria Hidrocarburífera, uno de los equipos que se utilizan para la separación de fases son los separadores. Especificaciones API 12J (1989)<sup>[1]</sup> definen a un separador como un recipiente que se utiliza en campo para lograr separar las fases de un fluido a una determinada presión y temperatura.

Los separadores son clasificados como bifásicos, cuando separan en dos fases (gas y líquido) o trifásicos, cuando separan en tres fases (gas-líquido-líquido). Los separadores bifásicos remueven el total de líquidos del gas, mientras que los separadores trifásicos separan además el agua del hidrocarburo líquido.

Estos recipientes no solamente se utilizan para separar el fluido que proviene desde un reservorio u otros procesos dentro de la industria, sino que cumplen otras funciones importantes como pueden ser *slug catchers*, *scrubbers*, *knock-outs*, trampas, tanques flash, recipientes de expansión, etc.

Durante su proceso de separación, el líquido sale por el fondo del recipiente a través de una válvula de control de nivel o de descarga. En el caso del gas, la salida es por la parte superior del recipiente, pasando por un extractor de niebla para eliminar las pequeñas gotas de líquido en la corriente de gas.

Para un desarrollo eficiente y estable bajo condiciones indicadas durante su funcionamiento, los separadores normalmente contienen secciones y componentes comunes que se describen a continuación.



### 3.2.1 Tipos de separadores según geometría

Los separadores se clasifican según su geometría.

- Horizontales.
- Verticales.
- Esférico.

### 3.3.2 Tipos de separadores según presión de operación

Los separadores pueden ser referidos según su rango de presión.

- Baja presión, presiones de 10 a 180 psi.
- Media presión, presiones de 230 a 700 psi.
- Alta presión, presiones de 975 a 1500 psi.

### 3.3.3 Componentes comunes

Los separadores pueden emplear uno o más de los principios de separación, con la condición de que se cumpla que las fases fluidas deben ser inmiscibles, y tener diferentes densidades para cumplir con el objetivo.

Cada separador contiene cuatro secciones principales, independientemente del tamaño o de la forma. En la figura 3.1, se ilustran las 4 secciones principales en separadores bifásicos de configuración horizontal y vertical.

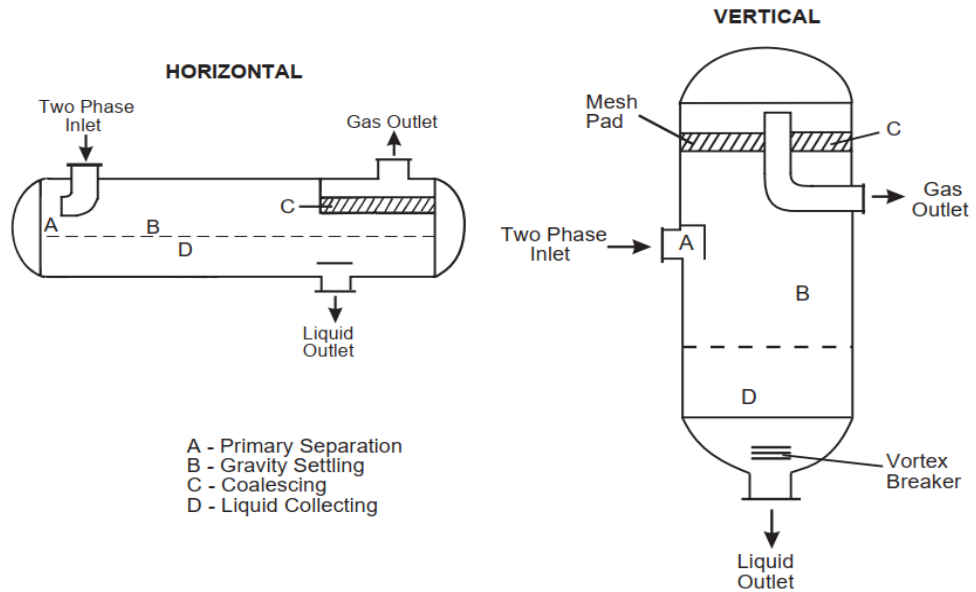


Figura 3.1: Esquema de separadores bifásicos. Engineering Data Book. GPSA.<sup>[4]</sup>

### 3.3.3.a Sección de Separación Primaria

La sección de separación primaria tiene como objetivo recoger y eliminar la mayor parte del líquido en la corriente de entrada. Las burbujas o las grandes partículas de líquido se remueven al lograr minimizar la turbulencia del gas y el arrastre de las partículas de líquido que son separadas en la sección secundaria. Generalmente, se necesita utilizar un dispositivo de entrada como *baffles* o desviadores para absorber el impulso de la corriente de entrada, creando una fuerza centrífuga en el caso de separadores verticales, o realizando un cambio abrupto de dirección en el caso de los separadores horizontales, logrando separar la mayor parte del líquido en la corriente de entrada.

En la figura 3.2 se observa los dos tipos más comunes de placas deflectoras en la entrada.

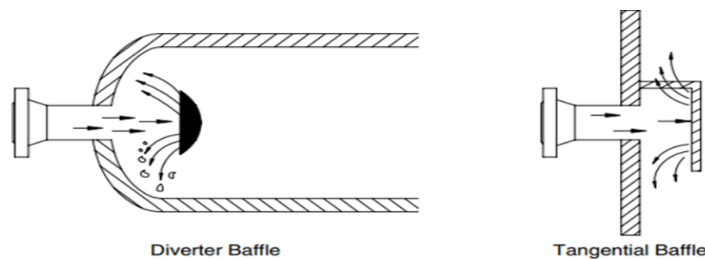


Figura 3.2: Ilustración de placas deflectoras. Surface Production Operations. Design of Oil Handling Systems and Facilities. Ken Arnold & Maurice Stewart.<sup>[2]</sup>

### 3.3.3.b Sección de Separación Secundaria

Se conoce como la sección de separación por gravedad. El principio de separación consiste en la sedimentación por gravedad de las gotas de líquido que se encuentran en la corriente gaseosa después de que su velocidad disminuye al pasar por la sección de separación primaria.

La sección de separación por gravedad es dimensionada para que las gotas de líquido mayores del rango de 100 a 140 micrones, caigan a la interfase gas y líquido, mientras que las gotas de líquido más pequeñas permanecen con el gas. Las gotas de líquido mayores del rango de 100 a 140 micrones no son deseables, ya que pueden sobrecargar el extractor de niebla en la salida del separador (Arnold & Stewart, 2008)<sup>[2]</sup>.

La eficiencia que tiene la sección de separación por gravedad depende de las propiedades del gas y del líquido, tamaño de partícula y el grado de turbulencia del gas.

### 3.3.3.c Sección de Extracción de Niebla

La corriente de gas que sale de la sección secundaria sigue conteniendo gotas de líquidos que no fueron eliminadas, menores al rango de 100 a 140 micrones. Estas gotas de líquidos son eliminadas antes de abandonar el recipiente, pasando por el extractor de niebla.

La sección puede eliminar las pequeñas gotas de líquido del gas al impactar sobre una superficie donde se unen en gotas más grandes o película líquidas que se unen y caen, lo que permite la separación de la fase gaseosa. La separación de gotas es hasta 10 micrones de diámetro, ya que las partículas de 1 a 10 micrones de diámetro en la corriente de gas tienen suficiente impulso para atravesar las líneas de corriente del gas y continuar moviéndose en línea recta hasta que inciden en el extractor.

Al trabajar a velocidades muy altas o muy bajas, los extractores son poco efectivos, por lo que la efectividad de los dispositivos depende de la velocidad del gas. Los dispositivos coalescentes en los separadores imponen al gas a seguir un camino tortuoso, como se puede apreciar en la figura 3.3.

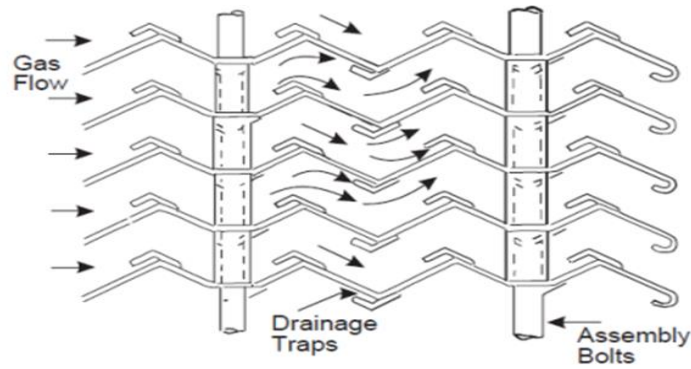


Figura 3.3: Elemento tipo paleta que muestra placas corrugadas con trampas de drenaje de líquidos de un extractor de niebla. Engineering Data Book. GPSA. [4]

El extractor de niebla consiste en una serie de paletas (*vane type*), una almohadilla de malla de alambre tejido (*wire mesh*), o un dispositivo centrífugo que remueve las pequeñas gotas de la corriente de gas.

*Vane type* consiste en una serie de paletas espaciadas adecuadamente que proporcionan trayectorias de flujo de gas en zigzag. El cambio de dirección obliga a que el líquido arrastrado pueda incidir en la paleta y logre drenar. La figura 3.4 ilustra un extractor de niebla de este tipo.

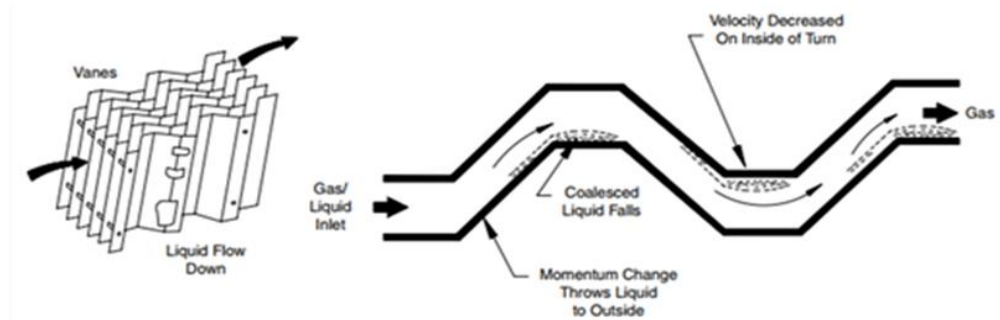


Figura 3.4: Extractor de niebla Vane Type. Surface Production Operations. Design of Oil Handling Systems and Facilities. Ken Arnold & Maurice Stewart. [2]

Los *Wire Mesh* o mallas de alambre se utilizan para corrientes de entrada limpias, en los cuales 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. La figura 3.5 ilustra un extractor de niebla de este tipo.



*Figura 3.5:* Extractor de niebla Wire Mesh. Surface Production Operations. Design of Oil Handling Systems and Facilities. Ken Arnold & Maurice Stewart.<sup>[2]</sup>

### 3.3.3.d Sección de Acumulación de Líquido

Los líquidos que se remueven del gas en las secciones primaria, secundaria y extracción de niebla se recolectan en la sección de acumulación.

En las aplicaciones de separación de fases depende del tiempo de retención proporcionado. Cuando se trata de una separación bifásica, la sección de separación por gravedad del líquido proporciona un tiempo de residencia para lograr desgasificar el líquido. En cambio, en la separación trifásica, la sección de gravedad de líquidos también facilita un tiempo de residencia para permitir la separación de agua libre y petróleo. El tiempo de retención es afectado por la capacidad de líquido que puede contener el separador, la velocidad que ingresa la corriente de fluido al recipiente y la diferencia de densidad de los fluidos.

### 3.3.4 Métodos de Separación de fases

Es necesario tener en cuenta los principios de separación de fases del fluido mencionados anteriormente para lograr una separación física de gases y líquidos para lograr el diseño del separador.

#### 3.3.4.a Método de tiempo de retención

Se debe permitir un tiempo de residencia suficiente para que se realice la sedimentación por gravedad de las gotas de líquido de la fase gaseosa, y así lograr la desgasificación de la fase líquida.

Para dimensionar el separador, se debe especificar lo siguiente.

- Tiempo de retención de la fase líquida (tr).

- Altura de la interfase gas y líquido.

A partir de las siguientes ecuaciones se pueden dimensionar los separadores bifásicos.

✓ *Separador Horizontal*

$$V_L = \frac{\pi}{4} D^2 M L_{ef} = q_L t_r, \quad (3.1) \text{ Volumen de líquido para un separador horizontal, } V_L.$$

Donde:

D: Diámetro interno del separador

$L_{ef}$ : Longitud del separador disponible para separación

M: Fracción del área vertical ocupada con líquido

$q_L$ : Caudal total de líquido

$t_r$ : Tiempo de retención de líquido

✓ *Separador Vertical*

$$V_L = \frac{\pi}{4} D^2 H_L = q_L t_r \quad (3.2) \text{ Volumen de líquido para un separador vertical, } V_L.$$

Donde:

D: Diámetro interno del separador.

$H_L$ : Altura del separador disponible para separación.

$q_L$ : Caudal total de líquido.

$t_r$ : Tiempo de retención de líquido.

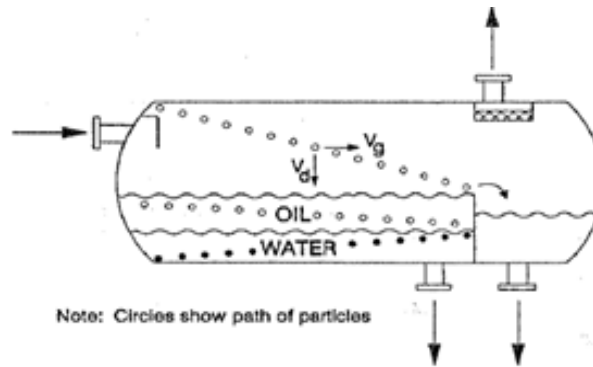
Si no se encuentran problemas como la formación de espuma, la deposición de cera, etc., se pueden utilizar las recomendaciones de la especificación API 12J (tabla 3.1) mencionan Manning y Thompson (1995)<sup>[7]</sup>.

Tabla 3.1: Tiempo de residencia según API 12J para separadores bifásicos.

Gravedad del Petróleo (°API)	Tiempo de retención (minutos)
>35	1
20 a 30	1 a 2
10 a 20	2 a 4

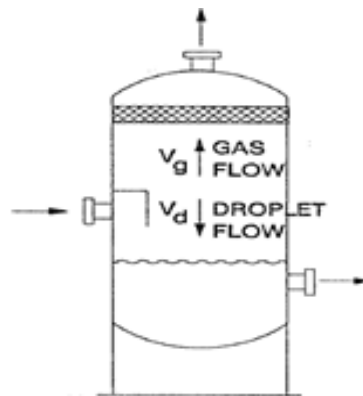
### 3.3.4.b Método de Sedimentación de Gotas por Gravedad

En los separadores horizontales los flujos son cruzados entre sí. Es decir, las gotas de líquido caen hacia abajo y el gas fluye horizontalmente, como se aprecia en la figura 3.6.



*Figura 3.6:* Flujo cruzado en separador horizontal trifásico. Oilfield Processing of Petroleum volume two: Crude oil. Francis S. Manning & Richard E. Thompson.<sup>[7]</sup>

En el caso de un separador vertical, el flujo descendente de cualquier gota de líquido es inherentemente contrario al flujo del gas ascendente (figura 3.7).



*Figura 3.7:* Flujo contracorriente en separador vertical bifásico. Oilfield Processing of Petroleum volume two: Crude oil. Francis S. Manning & Richard E. Thompson.<sup>[7]</sup>

Debido a que un factor principal en los procesos de separación es la aceleración, como es la gravedad, a la que se oponen las fuerzas de fricción, la figura 3.8 es un modo de representar las interacciones de una gota de líquido. Es necesario comprender el tamaño probable de las gotas de la fase dispersa para seleccionar y dimensionar

adecuadamente un separador y sus internos. El tamaño y la distribución promedio de las gotas está en función del procesamiento aguas arriba y del efecto de la tubería de entrada al separador sobre el fluido.

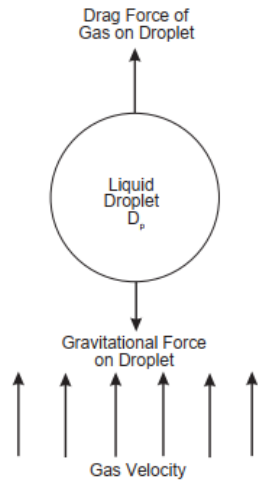


Figura 3.8: Flujo contracorriente en separador vertical bifásico. Engineering Data Book. GPSA<sup>[4]</sup>

✓ *Separador bifásico vertical*

La velocidad máxima del gas se fundamenta en la velocidad de sedimentación libre de una gota de líquido pequeña y esférica a través del vapor. La velocidad terminal de esta gota de tamaño arbitrariamente seleccionado se calcula igualando las fuerzas de gravedad y de resistencia de arrastre.

$$F_{gravedad} = \frac{\pi}{6} d^3 (\rho_L - \rho_g) \frac{g}{g_c}, \quad (3.3) \text{ fuerza de gravedad, } F_g.$$

$$F_{arrastre} = C_d A_p \rho_g \frac{V_d^2}{2g_c}, \quad (3.4) \text{ fuerza de resistencia de arrastre, } F_{arrastre}.$$

Donde:

d: Diámetro de gota.

$\rho_L$ : Densidad del líquido.

$\rho_g$ : Densidad del gas.

g: Aceleración de la gravedad.

$g_c$ : Factor de conversión de la aceleración de la gravedad.

$A_p$ : Área proyectada de la gota (área de un círculo no de una esfera)



Las partículas de líquidos descienden por la acción de la gravedad y se aceleran hasta que la fuerza de arrastre se puede igualar con la fuerza gravitacional.

$$V_d = \sqrt{\frac{4d(\rho_L - \rho_g)g}{3C_d\rho_g}}, \quad (3.5) \text{ Velocidad terminal o de asentamiento de la gota, } V_d.$$

Asumiendo que la gota es muy pequeña, tal que la fuerza de arrastre es esencialmente viscosa, se ha encontrado que el coeficiente de arrastres es una función de la partícula y el número de Reynolds del gas que fluye.

Luego;

- Para números de Reynolds ( $N^\circ Re$ ) menores a 1.

$$C_D = \frac{24}{Re} = \frac{24\mu_g}{dV_d\rho_g}, \quad (3.6) \text{ Coeficiente de arrastre, } C_d.$$

Donde:

Re: Número de Reynolds

$\mu_g$ : Viscosidad del vapor

Al sustituir  $C_d$  en  $V_d$ , se obtiene la Ley de Stockes.

$$V_d = \frac{d^2(\rho_L - \rho_g)g}{18\mu_g}, \quad (3.7) \text{ Ley de Stockes.}$$

• Si los números de Reynolds son mayores a 1, se calcula  $C_d$  utilizando gráficos de correlación o mediante la siguiente ecuación:

$$C_D = \frac{24}{Re} + \frac{3}{Re^{0.5}} + 0.34, \quad (3.8) \text{ Coeficiente de arrastre para } N^\circ Re \text{ mayores a 1.}$$

De esta forma, se requiere de una solución de prueba y error, ya que el coeficiente de arrastre depende tanto del tamaño de partícula como de la velocidad de asentamiento. Para evitar el caos de prueba y error, los valores del coeficiente de arrastre se pueden obtener utilizando otras técnicas de correlación que eliminan la velocidad de las expresiones.

El desarrollo anterior descuida fenómenos reales, como pueden ser las interacciones entre gotas, variaciones en el tamaño de la gota, distorsión de forma de las gotas, entre otras.

El diseño por el método de asentamiento de gota considera el escape de una gota desde una fase continua, como puede ser el caso escape de una gota de líquido desde

una fase de gas. Esta fuga, para ser recolectada, debe caer más rápido que la velocidad promedio del gas.

Luego, al asumir que la velocidad de asentamiento iguala a la velocidad promedio del gas, se obtiene la siguiente ecuación:

$$V_d = \sqrt{\frac{4 dg}{3C_d}} \sqrt{\frac{(\rho_L - \rho_g)}{\rho_g}}, \quad (3.7) \text{ Deducción de la Velocidad de asentamiento, } V_d.$$

Souders y Brown utilizaron la ecuación anterior para derivar la forma de su ecuación clásica para la velocidad máxima permitida del gas, y juntaron todas las incógnitas en un coeficiente KSB.

$$V_{m\acute{a}x.} = KSB \sqrt{\frac{(\rho_L - \rho_g)}{\rho_g}}, \quad (3.9) \text{ Velocidad superficial máxima del gas, } V_{m\acute{a}x.}$$

Donde:

KSB: Coeficiente de Souders y Brown, con unidades de longitud sobre tiempo.

La velocidad de asentamiento calculada para una gota de líquido de cierto diámetro, indica la velocidad máxima que debe tener el gas para permitir que gotas de este diámetro o mayor se puedan separar.

#### ✓ *Separador bifásico Horizontal*

La velocidad descendente de la gota de líquido es perpendicular al flujo horizontal del gas. El tiempo que tiene la gota de líquido para poder desprenderse de toda la fase de gas ( $t_r$ ) es igual al tiempo de residencia teórico para que el gas fluya a través del recipiente ( $t_{rg}$ ).

$$t_r = \frac{D(1-h_D)}{V_d} = t_{rg} = \frac{L_{ef}}{V_g}, \quad (3.11) \text{ Tiempo de retención, } t_r.$$

Donde:

D: Diámetro interno del separador (ID).

$L_{ef}$ : Longitud disponible para la separación.

$V_g$ : Velocidad promedio del gas.

$V_d$ : Velocidad de asentamiento.

$H_L$ : Altura de líquido en el separador.

Siendo;

$$h_D = \frac{H_L}{D}, \quad (3.12) \text{ Altura del líquido sobre diámetro (ID) del separador, } h_D.$$

La ecuación 3.11 muestra que la velocidad máxima del gas ya no es igual, sino proporcional a la velocidad de asentamiento de la gota. Sin embargo, la ecuación de Souders y Brown para velocidades máximas sigue siendo válida.

El coeficiente de diseño de Souders y Brown depende principalmente del extractor de niebla presente, la geometría del separador, los caudales y las propiedades que tenga el fluido. Por lo tanto, KSB se determina de manera más confiable mediante pruebas experimentales de campo, utilizando la corriente del flujo. En ausencia de datos de campo, especificaciones API 12J, según mencionan Manning y Thompson (1995)<sup>[7]</sup>, recomiendan los siguientes valores que se indican en la tabla 3.2.

Tabla 3.2: Factores KSB para determinar la máxima velocidad superficial permitida.

Separador	Altura H o Longitud L(ft)	KSB recomendado (ft/s)
Vertical	5	0.12 a 0.24
	10	0.18 a 0.24
Horizontal	10	(0.40 a 0.50)
	Otras longitudes	(0.40 a 0.50) (L/10) <sup>0.56</sup>
Esféricos	Todas	0.20 a 0.35

La máxima velocidad superficial permitida que se obtiene a partir del factor KSB es para separadores que normalmente tienen un extractor de niebla de malla de alambre. La velocidad calculada debe permitir que todas las gotas mayores a 10 micrones se separen del gas. Se tiene en cuenta las distancias mínimas recomendadas por el fabricante de extractor de niebla aguas arriba y debajo de la malla de alambre entre las boquillas de entrada y salida del gas para una utilización completa del extractor de niebla.

En algunos casos, es necesario pensar en un ajuste en los valores KSB para algunas situaciones, como recomienda GPSA, según mencionan Manning y Thompson (1995)<sup>[7]</sup>.

- Si el extractor de niebla no está presente, se debe multiplicar el KSB por 0.5.
- Para aminas o glicoles, se debe multiplicar KSB por 0.6 a 0.8.

- A altas presiones KSB ( $P$  [psig]) =  $KSB(100\text{psig}) - 0.0001(P - 100)$ .
- Para la succión de compresores *Scrubber* y entradas de expansión, se multiplica KSB por 0,7 a 0,8.

### 3.3.5 Diseño y operación a considerar

En el desarrollo de diseño, el objetivo es buscar normalizar el separador que debe lograr una separación óptima y deseada de líquido y vapor, y producir las composiciones más económicamente rentables para todas las fases, gas, petróleo crudo y agua. Estas deben ser alcanzados no solo para las especificaciones iniciales, sino también, para las condiciones que pueden existir a lo largo de la vida útil de la instalación.

#### 3.3.5.a Consideraciones generales para el diseño y la operación

En un diseño y operación eficiente, deben contemplarse y tenerse en cuenta algunas consideraciones para llevar adelante el proceso. El control y la seguridad de proceso son aspectos críticos dentro de la industria hidrocarburífera, ya que pueden garantizar que una operación sea segura y eficiente en las instalaciones de producción y procesamiento. Estas buenas prácticas son puestas en servicios para minimizar los riesgos asociados a operación en los equipos y procesos. La instrumentación debe ser accesible y estar ubicada correctamente para obtener los valores precisos.

La presión y el nivel son medidas básicas para un buen funcionamiento del separador. Las elecciones de los modos de control dependen del propósito del separador y de los procesos anteriores y posteriores. Durante el proceso, la presión del separador debe mantenerse constante, independientemente de los equipos adyacentes, y se controla mediante un regulador de contrapresión en la línea de salida de gas o mediante el control de succión del compresor.

La temperatura del separador generalmente no se controla, excepto para los tratadores de calentadores y las unidades especiales de baja temperatura.

Los separadores bifásicos tienen un controlador de nivel de líquido para la sección de acumulación de líquido que activa una válvula de descarga para mantener el nivel de líquido deseado.

Durante el diseño, se debe verificar que los datos del cliente son confiables. Luego, entender que la capacidad de reserva en la instalación está brindada por el espacio que ocupa, en dónde y el costo de instalación, ya que aumenta al tener un mayor tamaño y peso. Se deben tener en cuenta los equipos aguas abajo porque estos deben aceptar cuanto líquido pueda viajar con el gas para no modificar la eficiencia global del proceso.

Siempre que se verifique un diseño o la eficiencia de la operación de un separador, independientemente de su geometría y/o si es bifásico o trifásico, se requiere tener la información siguiente para su funcionamiento.

- Gas: caudal, gravedad específica e impurezas.
- Petróleo: caudal, gravedad específica, viscosidad, posible formación de espuma, punto de turbidez y fluidez.
- Impurezas: Cantidades y descripción de niebla, parafina, ceras, sedimentos.
- Agua: Caudal, flujo *slug*, gravedad específica, corrosión, tendencia a formación de incrustaciones.
- Diseño del recipiente: Índice de presión, corrosión permitida, tamaño de conexiones, materiales especiales, recubrimientos.
- Si es bifásico o trifásico, se deben conocer tiempos de retención requeridos para que el líquido (agua y/o petróleo) pueda acumularse, alternativamente el diámetro de gota límite para la completa remoción.
- Conocer los accesorios, ya que implica saber qué tipos de código siguen, los dispositivos de seguridad, controladores de nivel, extractores de niebla e instrumentación.

### 3.3.5.b Posibles problemas

Desde el diseño se deben considerar posibles problemas que puedan surgir mediante la operación, ya que pueden modificar y disminuir la eficiencia del proceso.

- **Sólidos e impurezas:** Estos provienen con el fluido, y deben ser eliminados para prevenir que causen problemas de erosión y roturas en válvulas y/o cañerías, acumulación en el fondo del recipiente, estabilización de emulsiones y taponamientos de los dispositivos internos del separador y/o conexiones de descarga. Para removerlos, generalmente tienen colocados filtros a la entrada del equipo que retienen los sólidos y las pequeñas gotas de líquido.

- **Formación de espumas:** la formación de espumas en los equipos genera que una parte del mismo no trabaje en forma óptima. Estas se producen debido a las impurezas, como puede ser el CO<sub>2</sub> y el agua presente en el crudo. Hay espumas de dos tipos: las mecánicas que se forman por excesiva velocidad o caudal dentro del recipiente y las segundas por efecto de productos químicos, como pueden ser los anticorrosivos que se agregan directamente a las cañerías. En el diseño de separadores se debe tener un área de interfase y tiempo de residencia mayor para remover el gas del líquido. Además, la espuma presenta problemas de operación, entre los cuales pueden ser la dificultad para controlar el nivel de líquido, inconvenientes para obtener las condiciones óptimas debido al volumen que ocupa la espuma y la 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. Para minimizar el problema, se pueden utilizar antiespumantes, baffles para evitar la turbulencia y el esfuerzo de corte a la entrada, o realizar una mejor separación previa de los componentes que están causando espumas, principalmente pequeñas partículas sólidas.

- **Formación de hidratos:** Las condiciones de formación de hidratos son a altas presiones y bajas temperaturas. Esto crece al pasar por una válvula estranguladora y producirse el efecto Joule-Thompson. Se pueden remover aumentando la temperatura, reduciendo la presión gradualmente y en ambos lados, mecánicamente, con un “*scraper*” o mediante inyección química, principalmente metanol. Para prevenir su formación se inyecta MEG y se puede realizar un calentamiento cuando se encuentre con un paso por una válvula estranguladora.

- **Corrosión:** En presencia de agua, ciertos compuestos pueden ser corrosivos y dañar las partes sólidas del equipo, disminuyendo su espesor. Para mitigar el efecto, se agrega un sobre espesor de corrosión a las paredes. También se pueden inyectar

inhibidores de corrosión o químicos que mantengan un pH estable en el que estas reacciones no se consigan.

- Variaciones de flujo: estos deben estar dimensionados para manipular caudales máximos esperados durante la vida útil prevista del mismo. La relación 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.

- En los procesamientos del gas natural con aminas o glicol, puede producirse una formación de espuma incontrolable en el caso que el disolvente esté junto a hidrocarburos líquidos.

En muchos de estos casos se menciona que la forma de minimizar los posibles problemas potenciales es inyectar inhibidores químicos. Sin embargo, hay que tener cuidado con la compatibilidad entre los distintos compuestos. Asimismo, tampoco es conveniente inyectar grandes cantidades de químicos, ya que son costosos y pueden generar problemas aguas abajo si no son compatibles con otros fluidos, pueden provocar que estos no se encuentren en condiciones correctas de operación.

### 3.3.5.c Normas mecánicas para la verificación de los materiales

Las consideraciones para elecciones adecuadas de los equipos diseñados en la separación de fases de fluidos dependen de varios factores, entre los cuales están los tipos de fluido a tratar, las condiciones de temperatura y presión, la corrosividad que puede sufrir el equipo dependiendo del lugar en el que se ubica, entre otros factores de diseño.

Las selecciones de materiales para estos equipos se realizan de acuerdo con códigos y/o normas estándares de ingeniería que garantizan la seguridad y el rendimiento óptimo en el funcionamiento del equipo. Además, consideran los factores económicos y la disponibilidad de materiales al tomar decisiones de diseño.

Algunos de los códigos y normas estándares que se emplean para la selección de materiales pueden surgir desde la *American Society of Mechanical Engineers* (ASME), en la cual en su sección VIII proporciona directrices para el diseño y la construcción

de equipos a presión, en donde los recipientes son sometidos a presiones entre 15 y 3000 psig. El código ASME toma los materiales que se amparan bajo el criterio de la *American Society for Testing and Materials* (ASTM). Estos estándares proporcionan especificaciones detalladas para materiales específicos, como son los aceros, las aleaciones y el revestido. Generalmente, las placas de acero al carbono se utilizan en la mayoría de los casos ya que permiten las condiciones de servicio debido a su disponibilidad y su bajo costo.

Cuando se trate de fluidos corrosivos, se debe entender que las recomendaciones apropiadas para el diseño con estas características son brindadas por el *American Petroleum Institute* (API) y/o *National Association of Corrosion Engineers* (NACE).

En el caso de normalizar el uso de materiales y soldaduras, se pueden seguir las recomendaciones de autoridades de Estados Unidos, la ASTM y la *American Welding Society* (AWS), y/o también recomendaciones de autoridades de Inglaterra, la *British Standard Institution* (BSI).

#### 3.3.5.d Dispositivos de Seguridad

Los separadores independientemente del tamaño y/o la presión deben estar protegidos por dispositivos de alivios de presión, como válvulas de alivio y/o discos de ruptura, que se programan de acuerdo con requerimientos del código ASME para evitar la sobrepresión. Las válvulas de alivio deben estar ubicadas aguas arriba del extractor de niebla. En el caso en que la válvula se ubica aguas abajo del extractor de niebla y comienza una sobrepresión cuando el extractor de niebla se tapa, la válvula de alivio queda aislada del aumento de presión. Los discos de ruptura se utilizan como dispositivos de soporte de la válvula de alivio, están diseñados para romperse cuando la presión interna excede el punto de ajuste. En el caso de que se active el disco de ruptura, debe ser remplazado. En el caso de activación de la válvula de alivio, tiene un cierre automático.

La presión de trabajo máxima (MAWP) es la presión de diseño para un recipiente. Se utiliza la presión de diseño para determinar la configuración de la válvula de alivio, siendo más alta que la presión de operación en el separador. Según condiciones del proceso se fija la presión de operación.



En las figuras 3.9 y 3.10 se pueden apreciar las configuraciones con componentes comunes que se encontrarán en separadores bifásicos.

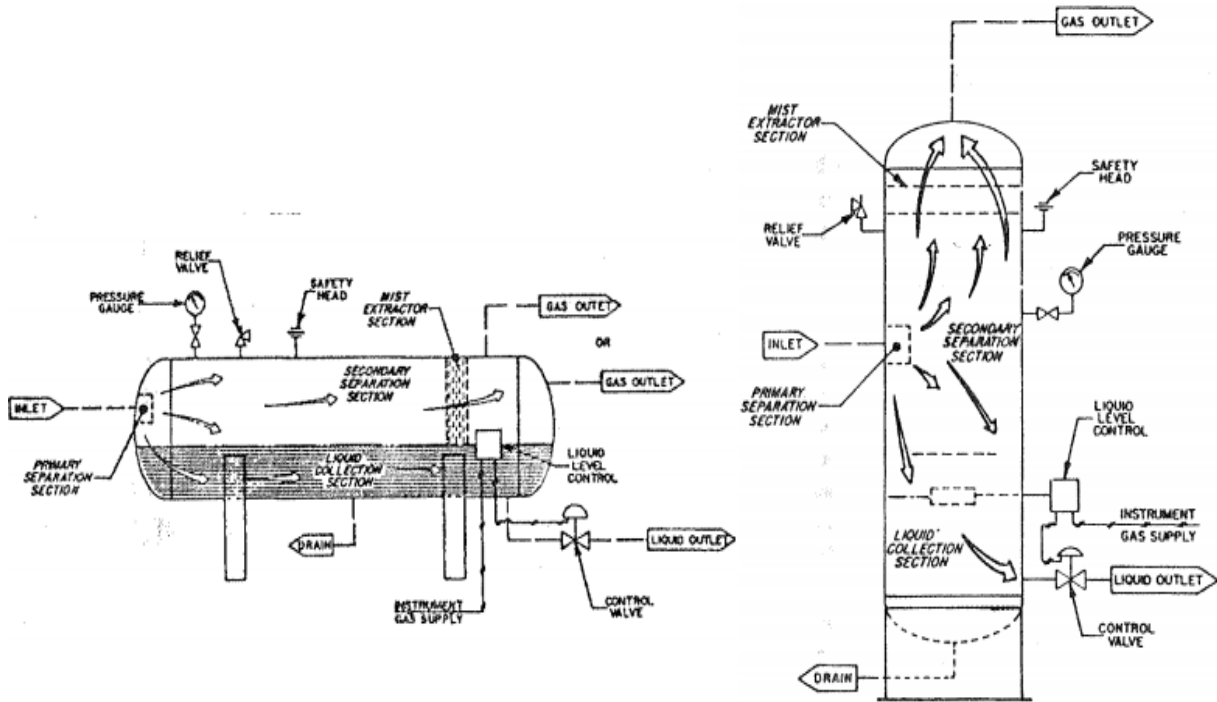


Figura 3.9: Configuraciones de separadores horizontal y vertical bifásico. Oilfield

Processing of Petroleum volume two: Crude oil. Francis S. Manning & Richard E. Thompson. [7]

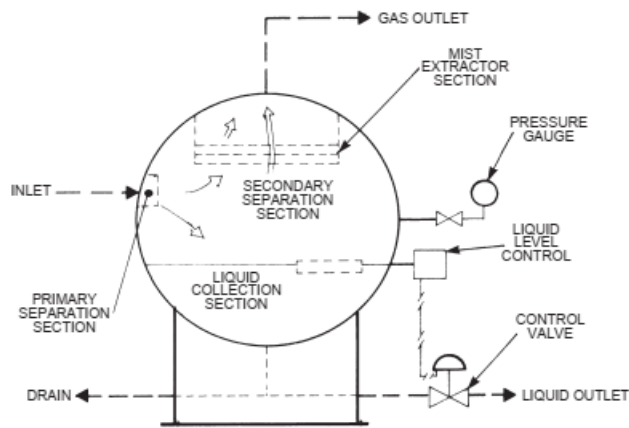


Figura 3.10: Configuración del separador esférico bifásico. Engineering Data

Book. GPSA [4]

## 4. INSTRUMENTACIÓN Y SISTEMAS DE ADQUISICIÓN DE DATOS

---

Para un buen funcionamiento de un proceso, es necesario contar con datos del procesamiento. Estos valores se obtienen de distintos sensores que son confiables y accesibles. Para ello, se dispone de un conjunto de dispositivos y *softwares* que recopilan, procesan y almacenan los datos.

Tener una automatización en la adquisición de datos sirve para supervisar y controlar el proceso de separación, realizar pruebas experimentales de operación y recopilar valores, para poder realizar posteriormente un análisis del funcionamiento del proceso.

La elección de un sistema de adquisición de datos adecuado depende de las necesidades específicas. Algunas características que se encuentran en el sistema son los sensores que miden las variables como pueden ser la presión, temperatura, caudales, entre otras.

Gran parte de las señales que son obtenidas mediante los sensores están alteradas y deben ser acondicionadas. Esto implica una amplificación, filtración, conversión de analógica a digital, etc., para garantizar una señal precisa y adecuada para un posterior procesamiento.

Mediante una unidad de procesamiento, como podrá ser el caso de una computadora, se controla la adquisición de datos. Esta realiza un procesamiento inicial y almacena los datos, que luego serán enviados al sistema de adquisición final.

Para llevar a cabo el procesamiento, se debe contar con *software* para configurar el sistema, proceder a iniciar la adquisición, poder visualizar los valores en tiempo real y poder realizar análisis posteriores.

Los datos adquiridos se almacenan en formato digital en dispositivos de almacenamiento, como pueden ser discos duros.

Estos sistemas tienen la capacidad de transmitir los valores a otros sistemas.

## 4.1 Sistemas de control

Algunos de los instrumentos y sensores comunes que se encuentran en los separadores para el control y el monitoreo están conectados mediante lazos de control que supervisan y regulan el proceso de separación.

### 4.1.1 Lazo de control de presión

Regulan la presión en el interior del separador con el fin de evitar situaciones de sobrepresión. Estos sensores proporcionan retroalimentación al controlador que ajustan las válvulas de alivio y otras válvulas para mantener la presión dentro de los límites de seguridad.

Algunos de los sensores típicos que se utilizan para la medición de presión en el proceso son:

- Manómetro.
- Tubos Bourdon.
- Fuelles.
- Diafragma.

### 4.1.2 Lazo de control de nivel de líquido

Estos sensores se utilizan para medir y controlar el nivel de líquido dentro del separador. Los sensores de nivel envían la información al controlador, que a su vez se ajusta a las válvulas de entrada y salida para mantener el nivel deseado.

### 4.1.3 Lazo de control de temperatura

Se emplean para mantener la temperatura del separador en un rango específico que garantiza que el gas y el líquido mantengan las propiedades adecuadas para el proceso de separación.

#### 4.1.4 Lazo de control de caudal de entrada de gas

Regula la cantidad de gas que ingresa al separador. Estos proporcionan la información al controlador que se ajusta a las válvulas de entrada para mantener un flujo constante.

#### 4.1.5 Lazo de control de composición

Se usan analizadores de composición para garantizar que el gas producido cumpla con las especificaciones requeridas.

#### 4.1.6 Lazo de control de alarma y seguridad

Cuando se detectan condiciones no deseadas, como sobrepresiones, temperaturas fuera de rango y otros eventos críticos, se activan las alarmas y los sistemas de protecciones.

### 4.2 Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA)

Un intermediario para tener una supervisión en tiempo real, el control y la recopilación de datos es el sistema SCADA. Este *software* y *hardware* es el que generalmente, se utiliza en la industria hidrocarburífera para supervisar y controlar los procesos en tiempo real.

En este sistema, se instalan sensores para medir variables físicas, como puede ser la presión, y/o también puede estar presente para controlar los dispositivos o los procesos, como puede ser el caso de una válvula.

Los Controladores lógicos programables (PLCs) ejecutan programas lógicos que responden a las señales de los sensores y activan atenuadores cuando son necesarios. Los PLCs y otros controladores regulan el proceso en función de las señales medidas en los sensores y de las lógicas de control programadas.

Los datos obtenidos se comunican a través de una red a un servidor. Se pueden comunicar mediante redes alámbricas (utilizando cables) o inalámbricas (sin utilización de cables).

El servidor SCADA recopila, almacena y procesa los datos recibidos de los controladores y sensores. Este también ejecuta el *software* SCADA para supervisar y controlar el proceso.

Los operadores de campo pueden visualizar e interactuar en tiempo real con el sistema SCADA a través de un usuario. Ven gráficos, alarmas, tendencia y otros valores relevantes que son necesarios para tomar decisiones y controlar el proceso. Al sistema se le configuran alarmas para notificar a los operadores sobre situaciones anormales o eventos críticos durante el proceso, permitiendo que se actúe rápidamente y se resuelva el problema. En algunos casos, los operadores pueden tener el control para cambiar la configuración, activar o desactivar dispositivos y realizar acciones de control siempre que sigan los procedimientos implementados por la empresa.

Estos sistemas están protegidos por medidas de seguridad con el fin de prevenir accesos no autorizados y poder garantizar la integridad de los datos y continuidad del proceso.

Los datos históricos se registran y almacenan a lo largo del tiempo para una optimización del proceso mediante la comparación de la ingeniería básica y las condiciones del equipo.

## 5. PERFORMANCE DE UN SEPARADOR

---

El desempeño que tiene un separador es crítico para la separación efectiva de los componentes de los fluidos producidos, para garantizar la calidad del petróleo y del gas antes de su procesamiento y transporte.

Durante el diseño o la operación de un separador, se tienen en cuenta algunos aspectos para comprender el comportamiento durante el funcionamiento.

Comprender la eficiencia de separación es uno de los indicadores más importantes de la performance de un separador, se refiere a la capacidad del separador para

eliminar eficientemente los componentes de separación, como pueden ser el agua, los sedimentos y los componentes no deseados de la corriente de petróleo crudo y gas natural.

La capacidad del separador para manejar volúmenes altos de fluidos, cuando se producen grandes cantidades de petróleo crudo y gas natural, debe ser capaz de manejar picos de producción y/o variaciones en las tasas de flujo sin comprometer la calidad en el proceso de separación.

La eficiencia energética es otro factor que se considera para el funcionamiento de los separadores, ya que en muchos casos se requiere de energía para la compresión y el calentamiento. Se debe optimizar el consumo de energía para reducir tanto los costos operativos como para minimizar el impacto ambiental.

Los separadores se deben diseñar y operar de manera que minimicen las emisiones de gases contaminantes, como pueden ser el dióxido de azufre ( $\text{SO}_2$ ) y los compuestos orgánicos volátiles (COV), siendo necesariamente fundamental el cumplimiento con las regulaciones ambientales y que se pueda garantizar un desarrollo sostenible.

Los equipos deben ser diseñados para resistir la corrosión y el desgaste durante la operación, siendo necesarios los programas de gestión del mantenimiento que implican análisis de criticidad al proceso

Incorporar los sistemas de monitoreo y control avanzado, como pueden ser sensores y sistemas de automatización, puede mejorar el desempeño de los separadores en tiempo real. Estos sistemas optimizan las condiciones de operación y detectan problemas antes de que puedan afectar la eficiencia.

En separaciones múltiples, como son la separación de petróleo, gas y agua, se pueden utilizar separadores trifásicos, que logran separaciones más completas y eficientes.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, y en parte que al saber que en diferentes etapas de la operación y el desgaste natural de los materiales y/o cambios de requerimientos operativos de presión la eficiencia podrá verse afectada, se debe buscar un mejor punto de operación para una mejor performance en el separador. Con un test run se pueden prever ventanas operativas ante cambios en los parámetros anteriormente mencionados.

Un test run se refiere a una prueba o ensayo que se realiza para evaluar el rendimiento, la funcionalidad o la viabilidad que debe tener un proceso, sistema, producto o equipo.

Las pruebas se llevan a cabo antes de implementar que el equipo opere de manera segura y eficiente durante el funcionamiento operativo, minimizando riesgos y posibles problemas a futuro.

En los procesos industriales, el concepto de "test run" se utiliza de diversas maneras. Antes de poner en marcha un nuevo equipo en una línea de producción, o realizar mantenimiento en una existente, se puede realizar un test run para asegurar que funcione correctamente y sin problemas. El test run también se utiliza para probar las nuevas líneas de producción o para ajustar procesos existentes mejorando la eficiencia y reduciendo desperdicios en la línea de producción.

En el caso de proyectos de construcción o ingeniería, se puede realizar un test run para verificar que todos los componentes y/o sistemas funcionen correctamente antes de su finalización.

Un test run implica las siguientes etapas:

- a) Una preparación antes de ejecutar la prueba, en la cual se planifica y se establecen parámetros de pruebas, que deben reunir todo el recurso necesario y documentar el proceso de prueba.
- b) Se ejecuta el proceso o sistema siguiendo las instrucciones especificadas en la planificación. Esto involucra simular condiciones de uso real o condiciones extremas para asegurarse de que el sistema o producto funcione correctamente en todas las situaciones.
- c) Durante la ejecución se registran los resultados, incluyendo cualquier problema y/o error encontrado, ya que sirven de forma esencial para la resolución de posibles problemas.
- d) Después de completar el test run, se analizan los resultados para poder determinar si el proceso o sistema se comporta adecuadamente o si se encuentran problemas. Si se identifican problemas, se documentan e inician las acciones correctivas necesarias.
- e) En algunos casos, es necesario volver a repetir las pruebas luego de las acciones correctivas realizadas para asegurarse que los problemas están resueltos

adecuadamente. Se puede iterar varias veces hasta que el proceso o sistema quede listos para su implementación.

El concepto de enfoque a procesos permite definir y gestionar los procesos, controlar las interrelaciones e interdependencias entre ellos, de modo que se pueda mejorar el desempeño global de acuerdo con la política de calidad y el plan estratégico de la organización. Tomando como referencia dicho enfoque, es importante que el separador tenga un buen desempeño.

En búsqueda de un Sistema de Gestión de la Calidad (SGC) en el desarrollo de la metodología para el diseño de un test run, es necesario tener una estructura que esté alineando las diversas formas del sistema de gestión, asegurando que todos los sistemas sean compatibles, creando una unidad en vocabulario y requisitos. Es necesario considerar el soporte de una norma, como puede ser el caso de la ISO 9001:2015<sup>[5]</sup>, la cual introduce el concepto de pensamiento basado en el riesgo. El riesgo se considera a lo largo de toda la norma en forma de acción preventiva partiendo de la planificación estratégica.

Considerando como una generalidad el concepto de los requisitos del SGC y sus procesos para implementar una metodología, se puede tomar como referencia la idea del concepto que se encuentra en el punto 4.4 de la norma ISO (2015)<sup>[5]</sup>, el cual establece:

4.4.1 La organización debe establecer, implementar, mantener y mejorar continuamente un sistema de gestión de la calidad, incluidos los procesos necesarios y sus interacciones, de acuerdo con los requisitos de esta Norma Internacional.

La organización debe determinar los procesos necesarios para el sistema de gestión de la calidad y su aplicación a través de la organización, y debe:

- a) determinar las entradas requeridas y las salidas esperadas de estos procesos;
- b) determinar la secuencia e interacción de estos procesos;
- c) determinar y aplicar los criterios y los métodos (incluyendo el seguimiento, las mediciones y los indicadores del desempeño relacionados) necesarios para asegurarse de la operación eficaz y el control de estos procesos;
- d) determinar los recursos necesarios para estos procesos y asegurarse de su disponibilidad;
- e) asignar las responsabilidades y autoridades para estos procesos;



- f) abordar los riesgos y oportunidades determinados de acuerdo con los requisitos del apartado 6.1;
- g) evaluar estos procesos e implementar cualquier cambio necesario para asegurarse de que estos procesos logran los resultados previstos;
- h) mejorar los procesos y el sistema de gestión de la calidad.

4.4.2 En la medida en que sea necesario, la organización debe:

- a) mantener información documentada para apoyar la operación de sus procesos;
- b) conservar la información documentada para tener la confianza de que los procesos se realizan según lo planificado.

La efectividad de estas pruebas depende en gran medida de la planificación y ejecución adecuadas, por lo que cumplir con todos los lineamientos establecidos en un test run ayuda a mejorar continuamente la calidad del proceso.

Estableciendo una estructura que permita llevar la prueba, se puede ejecutar y monitorear continuamente que las variables se mantengan dentro de los límites establecidos, y así obtener los datos que permiten comparar la ingeniería básica y las condiciones de diseño del equipo con el proceso en funcionamiento, en busca de una condición de estabilidad posible para el separador.

Con el siguiente enfoque estructurado, se pretende obtener un buen desarrollo de un test run para el caso de considerar detener la producción o para aplicarse a pruebas futuras.

### 5.1 Lineamientos para diseñar un Test Run

#### a) *Establecer objetivos claros*

Se deben definir claramente los objetivos que se desea lograr con el test run, teniendo en cuenta las siguientes preguntas:

¿Qué aspectos específicos del proceso se desea probar?

¿Qué resultados se quieren lograr?

#### b) *Planificación detallada*

Se debe crear un plan de pruebas detallado en el cual se tengan en cuenta los escenarios de prueba, los casos de prueba y los criterios de aceptación.

La planificación debe ser vista dentro de una organización con el objetivo de alcanzar un propósito específico. Es necesario plantearse si el objetivo se trata desde una mirada estratégica y/o táctica, para una misma pregunta: ¿Cómo se realizará la tarea?

En el caso de la planificación de un test run, debe ser desde la mirada de un objetivo táctico, en el cual debe cumplir que las metas sean a corto o mediano plazo, siendo objetivos específicos y detallados para que se enfoquen en acciones concretas.

c) *Selección de recursos*

Se debe asignar los recursos necesarios para llevar a cabo el objetivo propuesto. Estos recursos son los activos, capacidades y elementos necesarios para lograr los resultados. Es necesario: identificar los requisitos de recursos, priorizar los objetivos, evaluar la disponibilidad de recurso, establecer un presupuesto, evaluar la capacidad del equipo, buscar la eficiencia de los recursos, establecer indicadores de rendimientos, disponer de la comunicación y colaboración de todos los involucrados en los objetivos y una revisión continua del uso de los recursos.

d) *Documentar los procedimientos*

Se deben documentar los pasos específicos que se siguen durante la ejecución de las pruebas, incluyendo los pasos de configuración y preparación.

e) *Datos de prueba*

Se debe preparar un conjunto de datos de prueba realistas y representativos, que aseguren diferentes situaciones y escenarios.

f) *Establecer métricas de rendimiento*

Se definen los KPI (*Key Performance Indicator*) para evaluar el rendimiento del proceso, como: tiempos de respuesta, consumo de recursos y capacidad de carga.

g) *Procedimiento de ejecución de pruebas*

Se ejecutan las pruebas de acuerdo con el plan establecido y se registran todos los resultados y problemas encontrados.

h) *Gestión de problemas*

Se establece un proceso para gestionar y documentar problemas o errores encontrados durante las pruebas. Se asignan responsabilidades para su acción correctiva.

*i) Retesting y validación*

Si se registran problemas y luego se solucionan, se realizan pruebas de reiteración para verificar que las acciones correctivas funcionen adecuadamente.

*j) Informe de resultados*

Se realiza un informe que incluya los resultados de las pruebas, los KPI, los problemas identificados y las acciones correctivas.

*k) Aprobación y decisiones*

Se informa si los procesos están listos para su implementación, basándose en el informe de resultados.

*l) Implementación y monitoreo*

Una vez aprobadas las pruebas, se debe proceder con la implementación en el proceso. Se establece un monitoreo continuo para detectar problemas en el entorno de producción.

*m) Documentación y aprendizaje*

Se documenta el proceso de test run y el conocimiento adquirido durante su desarrollo, para facilitar futuras pruebas y mejoras.

## 6. DETERMINACIÓN DE LA CURVA DE SEPARACIÓN

---

Con los datos técnicos de un separador que se encuentra en servicio que muestra la tabla 6.1, se buscará obtener una nueva curva de calibración de performance que tendrá como comportamiento la capacidad del equipo de separación.

Tabla 6.1: Datos técnicos del separador en servicio.

<b>Datos Técnicos</b>		
Capacidad	29.5	m <sup>3</sup>
Presión de diseño	80	kg/cm <sup>2</sup> g
Temperatura de diseño	65	°C
<b>Dimensiones y Especificaciones</b>		
Diámetro ID:	2.438	m
Altura Total:	7.12	m
Altura nivel de Líquido LSXH:	2.85	m
Tipo de Separador:	Bifásico Vertical	
<b>Capacidades y rendimiento</b>		
Capacidad Máxima de Gas:	17.55	m <sup>3</sup>
Capacidad Máxima de Líquido:	11.95	m <sup>3</sup>
Presión de Operación Normal:	65.8	kg/cm <sup>2</sup>
Temperatura de Operación Normal:	-34.7	°C

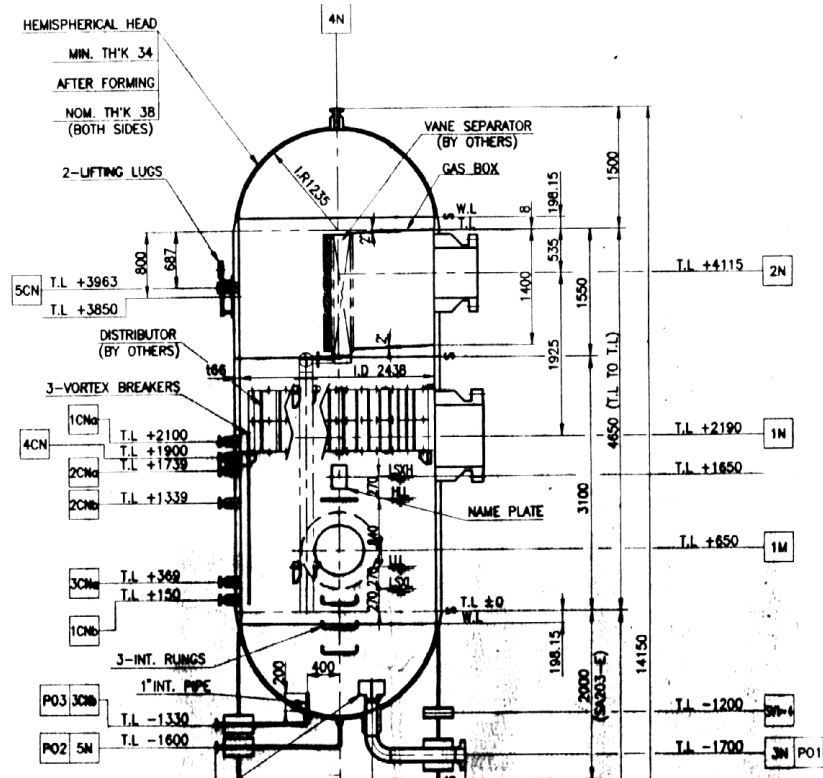


Figura 6.1: Dimensiones del separador en servicio.

Los primeros datos de pruebas a tener en cuenta, serán aquellos valores donde se busca la separación esperada en un rango de presiones, caudales o temperaturas.

En los casos que el separador esté diseñado, en servicio y no tiene la performance que se desarrolló durante el diseño, se deberán chequear los valores operativos con las condiciones de diseño, comparando la ingeniería básica y las condiciones de diseño del equipo con el proceso en funcionamiento.

Para verificar el funcionamiento del proceso, será necesario utilizar los métodos de separación de fases con los valores de diseño y operación. Para ello, se debe encontrar una correlación que permita vincular una separación óptima de las gotas de líquidos de la fase gaseosa.

Con la utilización de los métodos de tiempo de retención y de sedimentación de gotas por gravedad, se podrá obtener la correlación necesaria para interpretar el comportamiento del equipo.

A la hora de dimensionar separadores bifásicos verticales, en la sección 3 se mencionaron las ecuaciones que se deben utilizar.

De la ecuación 3.2, se despeja el diámetro interno para la sección de líquido.

$$D^2 = \frac{4 q_L t_r}{\pi H_L}, \quad (6.1) \text{ Diámetro interno del separador en la sección del líquido, } D.$$

Donde:

$H_L$ : Altura del separador disponible para separación.

$q_L$ : Caudal total de líquido.

$t_r$ : Tiempo de retención de líquido.

Ahora, despejando de la ecuación de deposición de la gota de líquido se obtiene el diámetro interno en la sección del gas.

$$D^2 = \frac{4 q_g}{\pi V_g} \left( \frac{P_s T Z}{P T_s} \right), \quad (6.2) \text{ Diámetro interno del separador en la sección del gas, } D.$$

Donde:

$V_g$ : Velocidad del gas.

$q_g$ : Caudal del gas.

$P$ : Presión de operación.

$T$ : Temperatura de operación.

$P_s$ : Variable de presión de operación.

$T_s$ : Variable de temperatura de operación.

$Z$ : Factor de compresibilidad.

Se debe aclarar:  $P_s$  y  $T_s$  durante el diseño son datos del fluido que serán llevados a la condición de operación. Como el equipo ya se encuentra diseñado y en servicio, a la hora de poder emplear la ecuación (6.2),  $P_s$  y  $T_s$  serán las variables para los valores en los que esté funcionando el equipo.

Como el diámetro ( $D$ ) es un valor que se encuentra tanto en las ecuaciones (6.1) y (6.2), se puede despejar en ambas ecuaciones e igualar entre sí. Siguiendo con la deducción en ambas ecuaciones, se podrá obtener la correlación del caudal de líquido que permita la visualización de la separación esperada con la separación del proceso en funcionamiento.

$$q_l = \frac{H_L}{t_r} A \frac{P_s T Z}{P T_s} \quad (6.3) \text{ Correlación del caudal de líquido, } q_l.$$

Siendo el área del recipiente (A) la que vincula el caudal y la velocidad del gas.

### 6.1 Comportamiento de curvas de separaciones esperadas teóricas y reales

La ecuación de la correlación del caudal de líquido (6.3) que se encontró anteriormente se utilizará para estimar los valores del comportamiento del separador. Se variarán las presiones, temperaturas y/o los caudales correspondientes a los datos técnicos encontrando las separaciones esperadas teóricas y que podrán ser comparadas con las separaciones reales del proceso.

Tabla 6.2: Datos del separador a utilizar en los cálculos.

<b>Altura del líquido (H<sub>L</sub>)</b>	2.885	m
<b>Tiempo de retención (t<sub>r</sub>)</b>	0.0167	h
<b>Área (A)</b>	4.668	m <sup>2</sup>
<b>Factor de compresibilidad (Z)</b>	0.87	-
<b>Presión operación (P)</b>	65.8	kg/cm <sup>2</sup>
<b>Temperatura de operación (T)</b>	-34.7	°C
<b>Caudal máximo (q<sub>tmáx.</sub>)</b>	1770	Tn/h

Para visualizar en las figuras se utilizarán las mismas unidades de medida en las cuales se obtienen los valores. Teniendo en cuenta los datos técnicos brindados y considerando que el separador fue diseñado para un corte de agua del 90%, se empleará la densidad del agua (aproximadamente 1000 kg/m<sup>3</sup>) para trasladar a las unidades de medidas que se utilizan en el separador. Servirá para tener una primera aproximación en los valores de separación esperada. En la correlación del caudal de líquido (6.3), las unidades de medida son metros cúbicos por horas [m<sup>3</sup>/h].

$$q_l \left[ \frac{Tn}{h} \right] = \frac{H_L A P_s T Z}{t_r P T_s} \rho_l \quad (6.4) \text{ Correlación del caudal másico de líquido en unidades de medida del separador, } q_l.$$

Cabe mencionar que durante las resoluciones de la correlación 6.4 se utilizaron las unidades de medidas en pascal y kelvin para las presiones y temperaturas respectivamente.

La correlación 6.4 se plantea en función del caudal máximo del separador. Con el fin de obtener el caudal de líquido en función del caudal de entrada al recipiente, se aplicará la ecuación 6.5.

$$q_l \left[ \frac{Tn}{h} \right] = q_{l(6.4)} \left[ \frac{Tn}{h} \right] \left( \frac{q_t \left[ \frac{Tn}{h} \right]}{q_{t.máx.} \left[ \frac{Tn}{h} \right]} \right) \quad (6.5) \text{ Correlación del caudal de líquido con respecto}$$

al caudal de entrada que ingresa al separador.

Tabla 6.3: Obtención de la curva de separación teórica.

$q_t$ [Tn/h]	P [kg/cm <sup>2</sup> ]	T [°C]	$q_l$ [Tn/h]
1770	65.8	-34.7	703
1000	65.8	-34.7	397
500	65.8	-34.7	198
300	65.8	-34.7	119

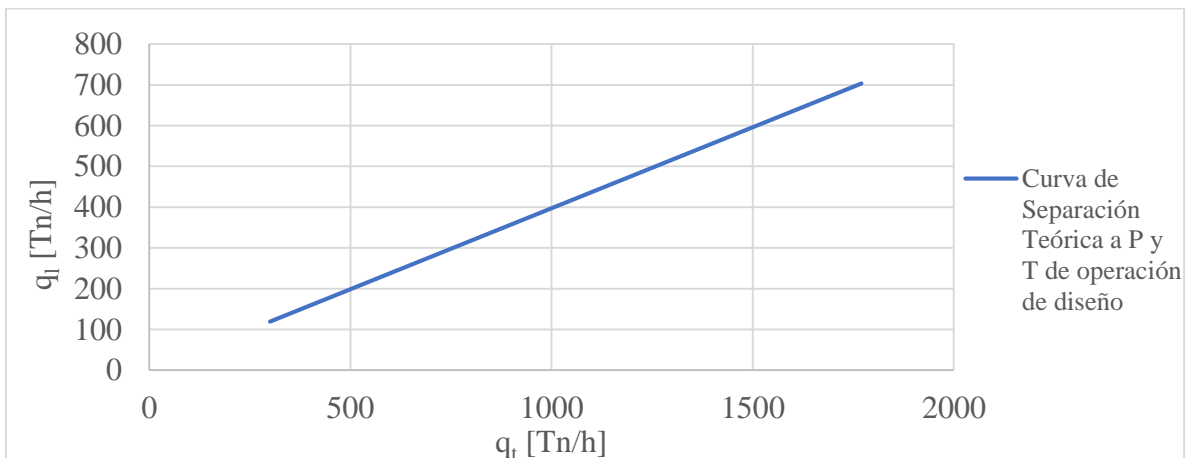


Figura 6.2: Visualización de la curva de separación teórica esperada con respecto al caudal de entrada asociada a la temperatura y la presión correspondiente.



Tabla 6.4: Valores para una introducción del funcionamiento teórico del equipo.

Prueba	Datos			Cálculos teóricos			Comentarios
	qt [Tn/h]	P [kg/cm <sup>2</sup> ]	T [°C]	ql [Tn/h]	RGL [m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> ]	ffl [%]	
1	300	65.8	-34.7	119	1.518	39.72	<b>Variando qt a P y T cte.</b>
2	400	65.8	-34.7	159	1.518	39.72	
3	500	65.8	-34.7	199	1.518	39.72	
4	600	65.8	-34.7	238	1.518	39.72	
5	700	65.8	-34.7	278	1.518	39.72	
6	500	68	-34.7	205	1.436	41.05	<b>Variando P a qt y T cte.</b>
7	500	63	-34.7	190	1.630	38.03	
8	500	60	-34.7	181	1.761	36.22	
9	500	58	-34.7	175	1.856	35.01	
10	500	55	-34.7	166	2.012	33.20	
11	400	68	-34.7	133	2.012	33.20	<b>Variando P y qt a T cte.</b>
12	450	55	-34.7	149	2.012	33.20	
13	550	55	-34.7	183	2.012	33.20	
14	600	67	-34.7	199	2.012	33.20	
15	500	65.8	-30	195	1.567	38.95	<b>Variando T a qt y P cte.</b>
16	500	65.8	-25	191	1.620	38.17	
17	500	65.8	-20	187	1.673	37.41	
18	500	65.8	-15	183	1.726	36.69	
19	500	65.8	-10	180	1.778	35.99	
20	500	68	-30	201	1.484	40.25	<b>Variando T y P a qt cte.</b>
21	500	60	-30	178	1.815	35.52	
22	500	55	-30	163	2.071	32.56	
23	500	68	-20	193	1.586	38.66	
24	500	60	-20	171	1.931	34.11	
25	500	55	-20	156	2.198	31.27	
26	500	68	-15	190	1.637	37.91	
27	500	60	-15	167	1.989	33.45	
28	500	55	-15	153	2.261	30.67	

Para introducirnos en las resoluciones de obtención de valores y como se visualizarían en distintas condiciones que presenten las variables durante el funcionamiento del equipo, en las figuras 6.3, 6.4 y 6.5 se muestran las separaciones esperadas con respecto a distintas variables de presiones, temperaturas y/o caudales de entrada.

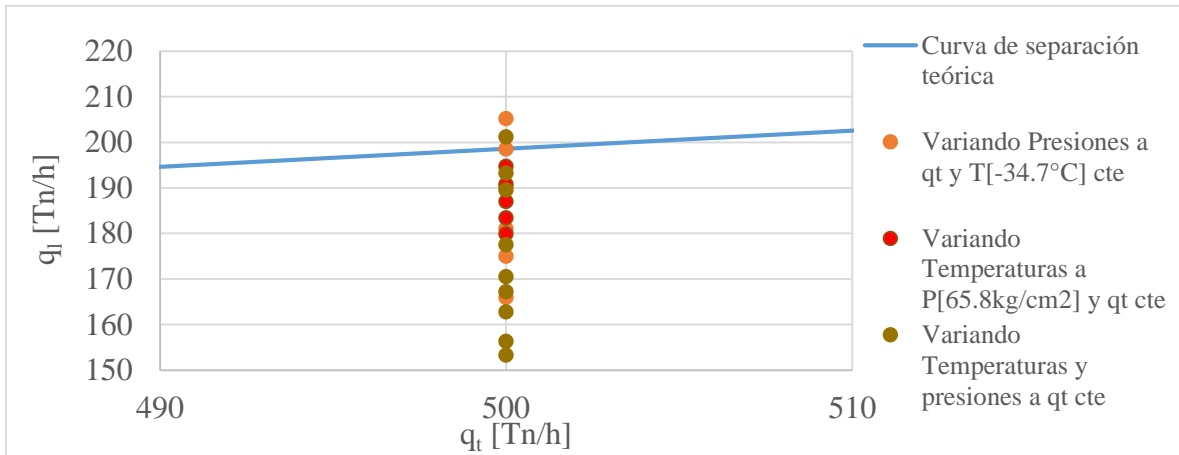


Figura 6.3: Visualización de la curva de separación teórica esperada con respecto al caudal de entrada de 500 [Tn/h] constante asociada a la temperatura y la presión correspondiente.

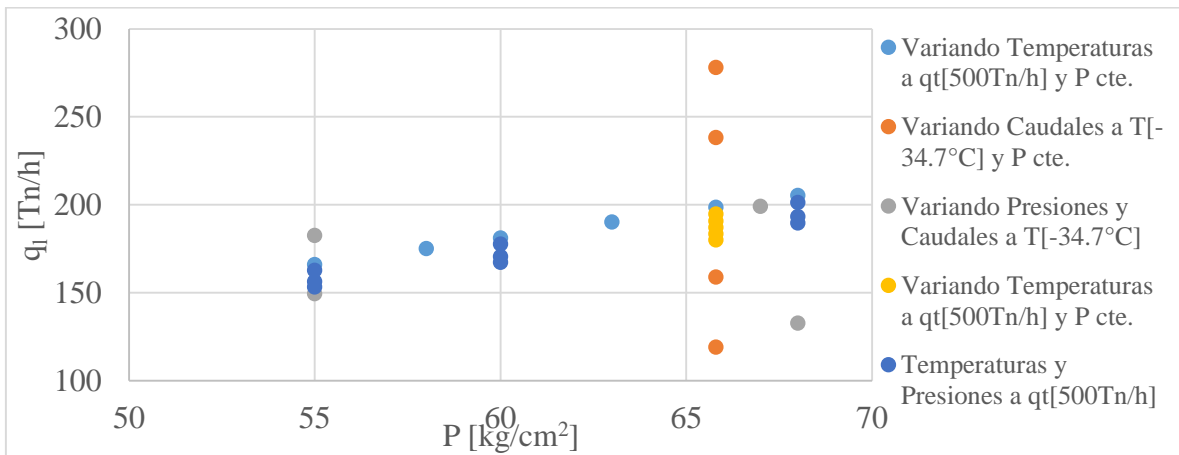


Figura 6.4: Visualización de la separación esperada con respecto a la presión asociada a la temperatura y al caudal de entrada correspondiente.

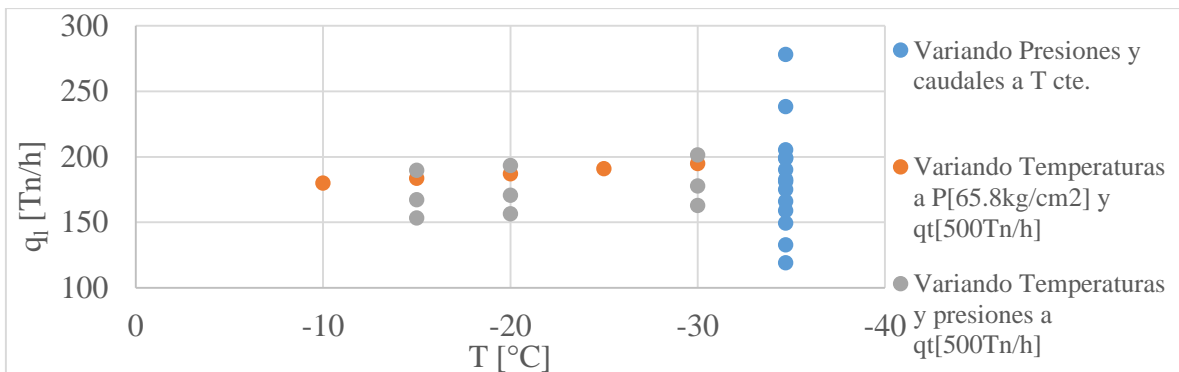


Figura 6.5: Visualización de la separación esperada con respecto a la temperatura asociada a la presión y al caudal de entrada correspondiente.

Utilizando los valores de separaciones esperadas, se podrá visualizar el comportamiento de la relación del gas y el líquido (RGL) asociado a la presión, la temperatura y el caudal de entrada durante su funcionamiento. En la figura 6.6, se muestran los RGLs. asociados a variables de presiones, temperaturas y caudales de entrada que se utilizaron anteriormente.

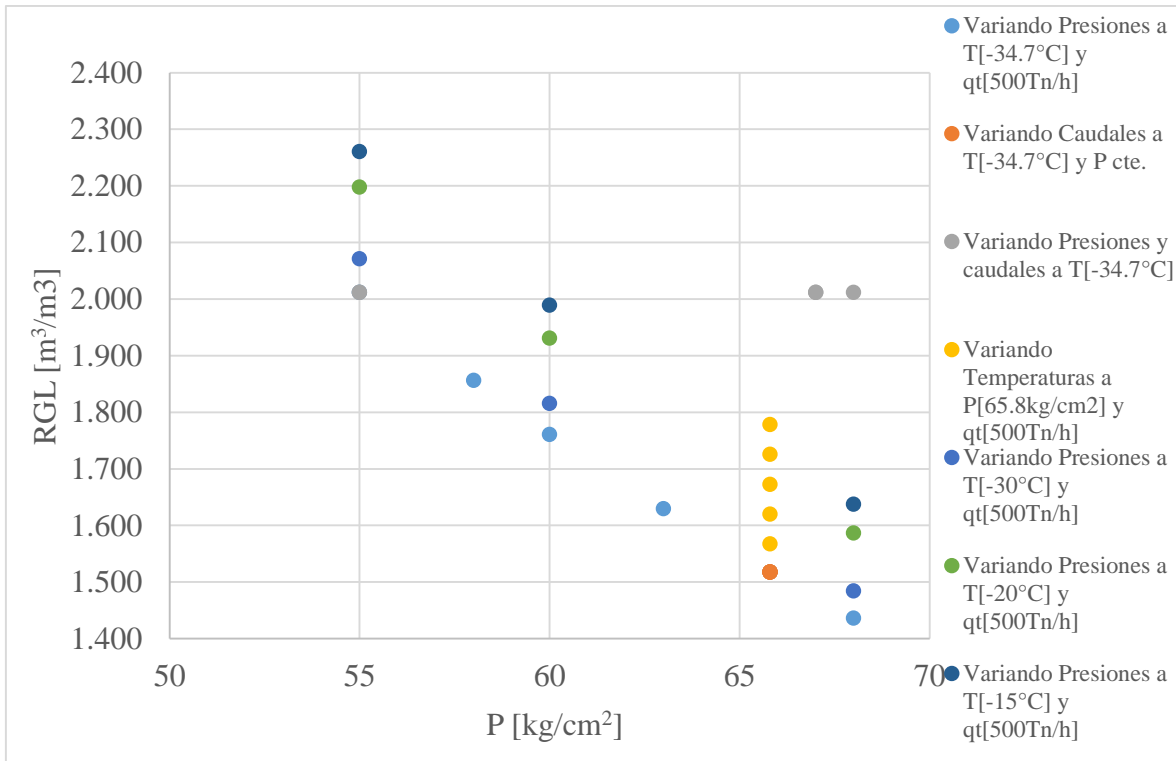


Figura 6.6: Relaciones de separaciones de gas y líquido con respecto a presiones asociadas a caudales de entrada y temperaturas.

A la hora de la búsqueda de valores de pruebas, se deberá tener en cuenta el valor de factor de llenado. Visualizar el comportamiento servirá para tener el conocimiento de los sistemas de control y, en parte, tener conocimiento de los casos que se activen las alarmas antes un problema operativo o condiciones anómalas que podrían afectar su funcionamiento seguro y eficiente.

$$fll [\%] = \frac{vL}{vt} * 100, (6.4) \text{ Factor de llenado del recipiente, fl.}$$

Donde:

$V_t$ : Capacidad total del recipiente.

$V_L$ : Volumen del líquido.

Tabla 6.5: Valores de factores de llenado de sistema de control y seguridad.

$X [m]$	$V_L [m^3]$	$fl [%]$
LSXH	11.8	40.0280
HHL	10.7	36.2359
LLL	7.35	24.9297
LSXL	6.23	21.1376

Tabla 6.6: Valores de altura de dispositivos de control y seguridad.

<b>LSXH (altura máxima de líquido)</b>	2.850 m
<b>HHL (pre alarma de control de altura máxima)</b>	2.580 m
<b>LLL (pre alarma de control de altura mínima)</b>	1.775 m
<b>LSXL (altura mínima de líquido)</b>	1.505 m

Las alturas HHL y LLL nos indican las pre alarmas de los niveles de líquidos. Si se activan durante el funcionamiento, quiere decir que se encuentran cercanas a las alturas máximas y mínimas de trabajo que podrá operar el separador, planteadas en la etapa de diseño. Comprender los comportamientos de estos niveles, servirá para tomar conocimientos del funcionamiento, ya que cuando el separador quede operando, el operador deberá tomar medidas con las acciones correctivas para evitar la parada del proceso en el caso de que el nivel de altura del líquido aumente desde HHL (pre alarma de control de altura máxima) a LSXH (altura máxima de líquido dentro del separador), o en el caso de que disminuya desde LLL (pre alarma de control de altura mínima) a LSXL (altura mínima de líquido dentro del separador). Es importante entender el tiempo de respuesta del funcionamiento en ambos rangos.

En la figura 6.7, se pueden apreciar los límites del sistema de control y seguridad del separador propuesto desde diseño.

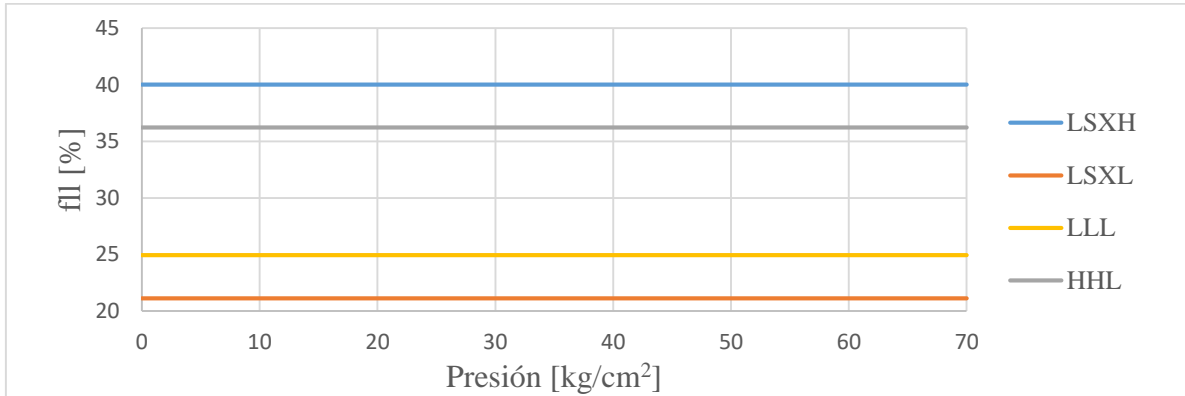


Figura 6.7: Rango de set point de alarmas del sistema de control del separador.

Luego, en la figura 6.8 se puede ver el comportamiento teórico de la cantidad de líquido que se podrá encontrar dentro del recipiente.

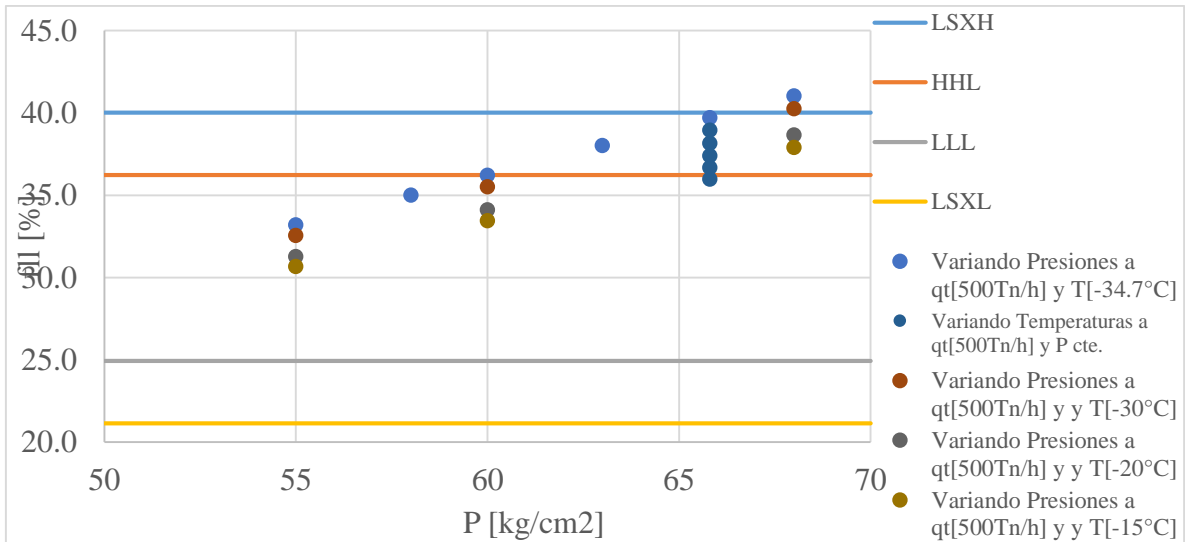


Figura 6.8: Cantidad de líquido teóricos dentro del recipiente con respecto a las presiones asociada a la temperatura y caudal de entrada.

Durante un periodo de tiempo el separador se encontró en funcionamiento y con los valores operativos, se deberá buscar la separación esperada teórica y comparar con los valores reales.

Los datos fueron obtenidos mediante la telemetría del sistema SCADA, proporcionados por la compañía.

Luego del diseño, los equipos se ponen en funcionamiento. Durante la operación de un equipo los valores de los parámetros fluctúan. Utilizando los datos históricos

de los parámetros registrados por la telemetría del separador en servicio, asociados a las variables de presiones, temperaturas y caudales de entradas registradas, se pretende visualizar el comportamiento del separador en servicio, vinculándolo a los valores de separaciones reales.

En las figuras 6.9, 6.10 y 6.11, se pueden visualizar los valores teóricos, correspondiente a las separaciones esperadas y valores reales de funcionamiento con respecto a los caudales de entrada, presiones y temperaturas de operación del proceso (Anexo I).

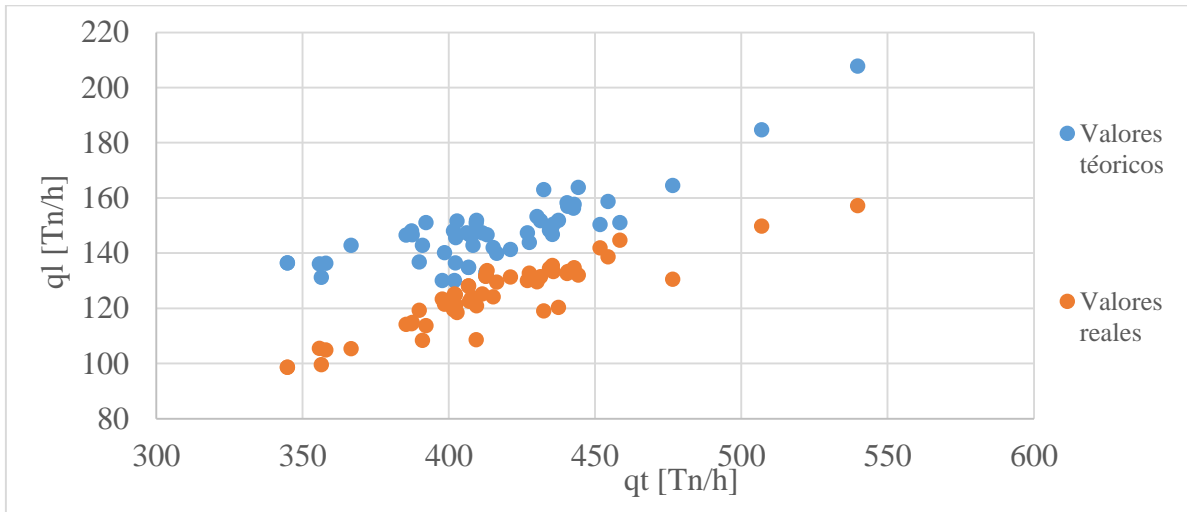


Figura 6.9: Separación esperada de líquido y real con respecto a su caudal de entrada asociada a su temperatura y su presión de operación del proceso.

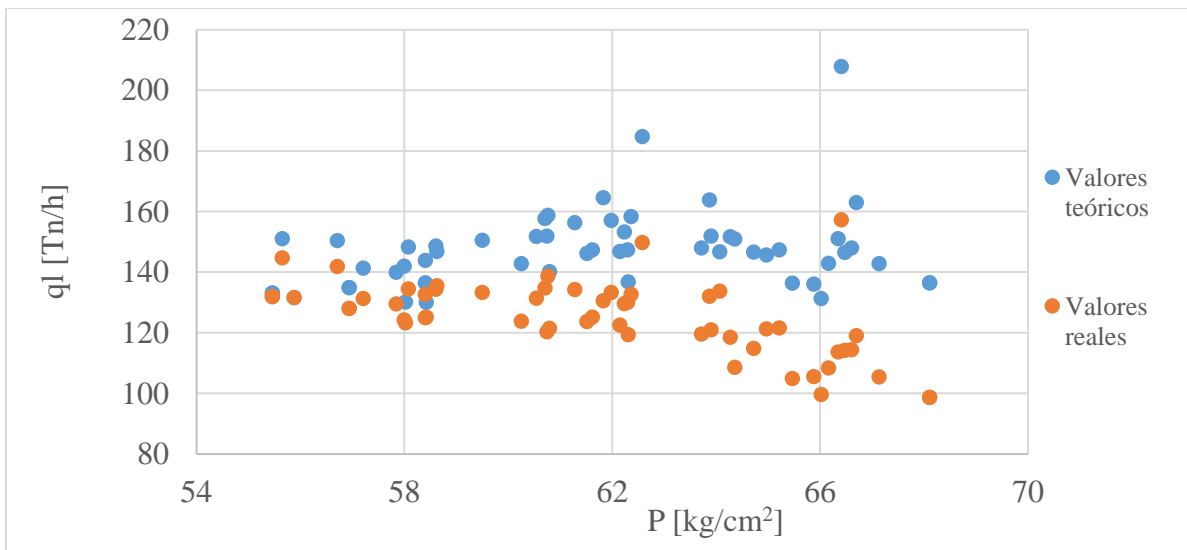


Figura 6.10: Separación esperada de líquido y real con respecto a su presión asociada a su temperatura y su caudal de entrada de operación del proceso.

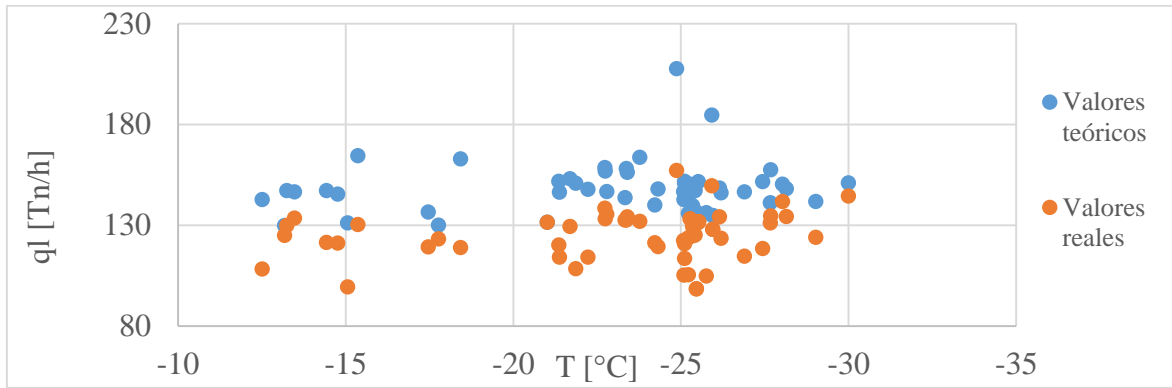


Figura 6.11: Separación esperada de líquido y real con respecto a su temperatura asociada a su presión y su caudal de entrada de operación del proceso.

Con los valores de separaciones esperadas y valores reales del separador en servicio, se podrá visualizar el comportamiento de la relación entre el gas y el líquido producido asociado a la presión y temperatura durante el funcionamiento.

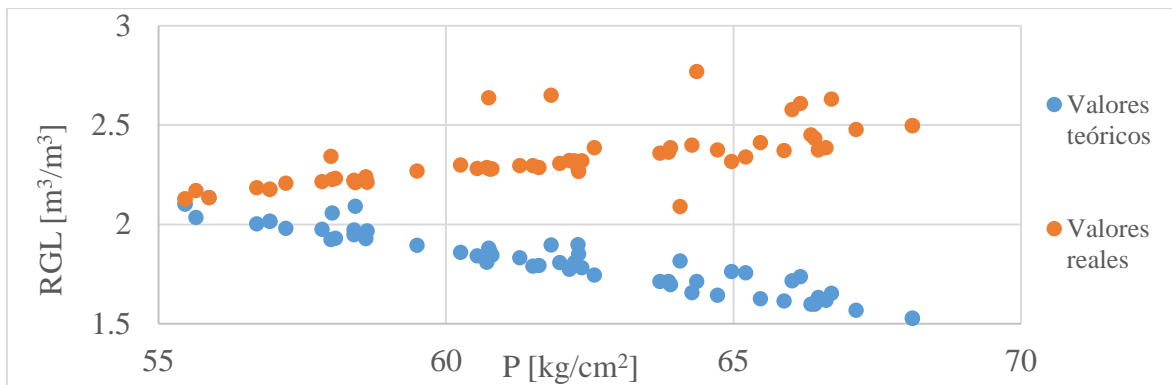


Figura 6.12: Relación gas y líquido esperada y real del proceso con respecto a su presión asociada a su temperatura y su caudal de entrada de operación del proceso.

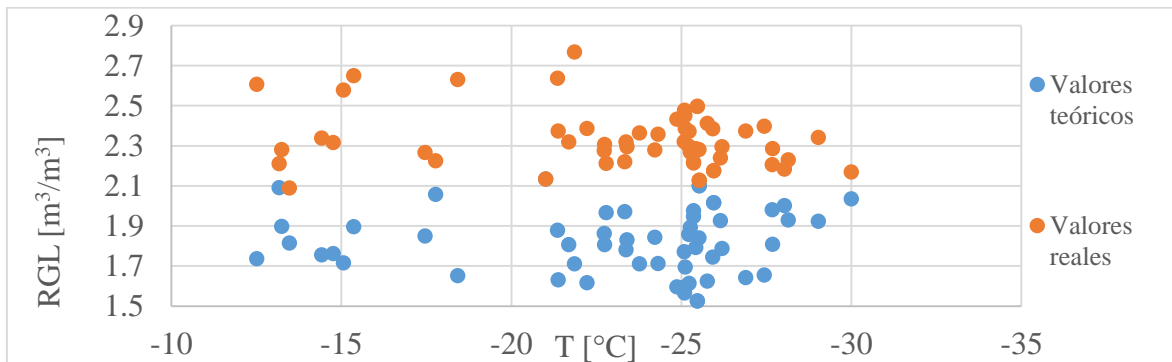


Figura 6.13: Relación gas y líquido del proceso con respecto a la temperatura asociada a la presión y caudal de entrada de operación del proceso.

También se podrá comprender el comportamiento de la cantidad de líquido que deberá tener para el funcionamiento dentro del recipiente. Estos valores se tendrán que encontrar dentro del rango de alarmas del sistema de control del separador. Con los valores de operación, se podrán visualizar los comportamientos que tendrán la separación esperada y la real dentro del recipiente. Estos valores deberán cumplir para un funcionamiento operativo, con el rango dentro de LLL y HHL, ya que serán las alturas de líquidos mínimas y máximas en las cuales se active el sistema de seguridad de pre alarma. Las alturas LSXL y LSXH son mínimas y máximas respectivamente de los niveles de líquidos en las cuales se deberá parar el proceso.

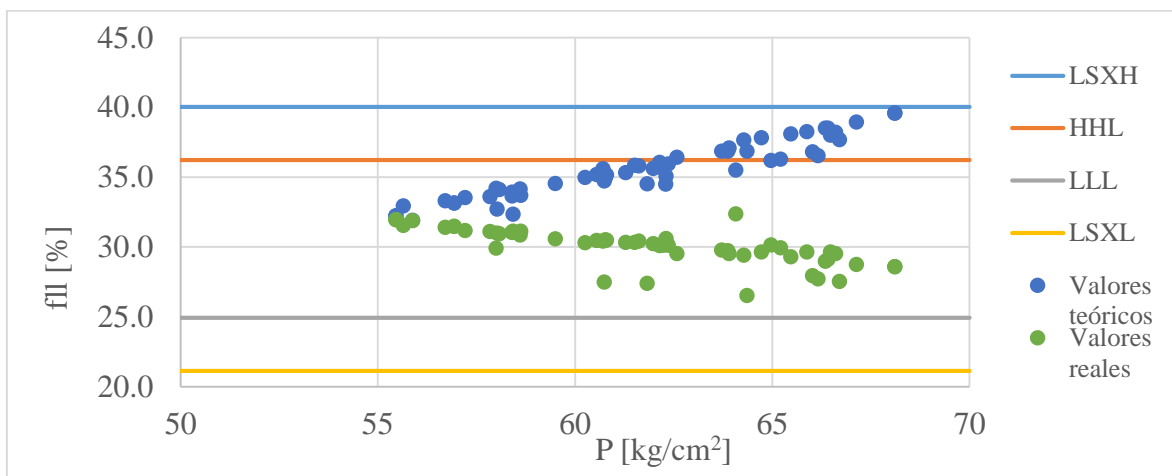


Figura 6.14: Cantidad de líquido que se encuentra dentro del recipiente con respecto a la presión asociado a la temperatura de operación del proceso.

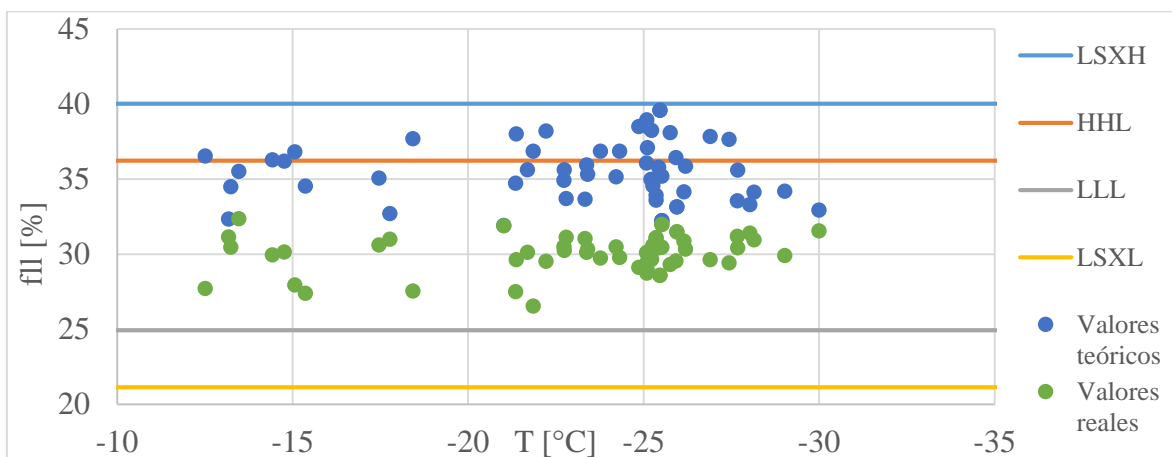


Figura 6.15: Cantidad de líquido que se encuentra dentro del recipiente con respecto a la temperatura asociado a la presión de operación del proceso.



Comparar la cantidad de líquido que se obtendrá durante el funcionamiento del separador con la separación de líquido que se esperará tener a la presión y temperatura del funcionamiento del proceso, servirá para visualizar y buscar un rango operativo más eficiente de trabajo.

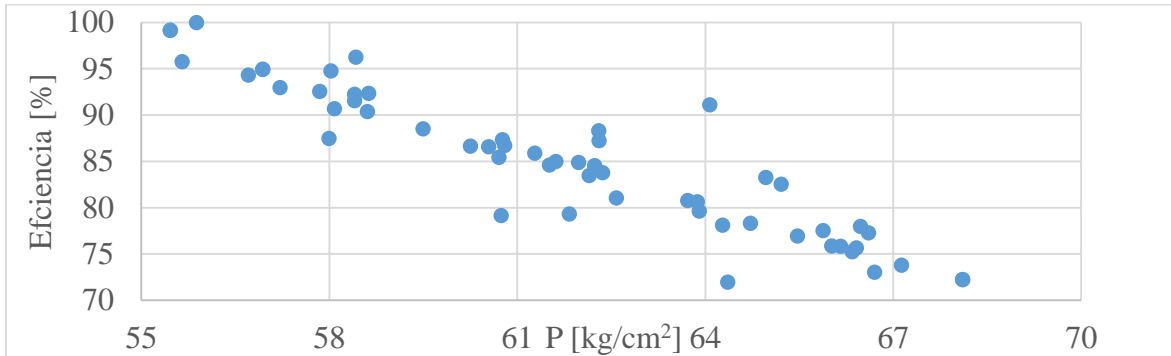


Figura 6.16: Eficiencia de la separación de líquido entre los valores esperados y reales con respecto a la presión asociado a la temperatura del proceso de operación.

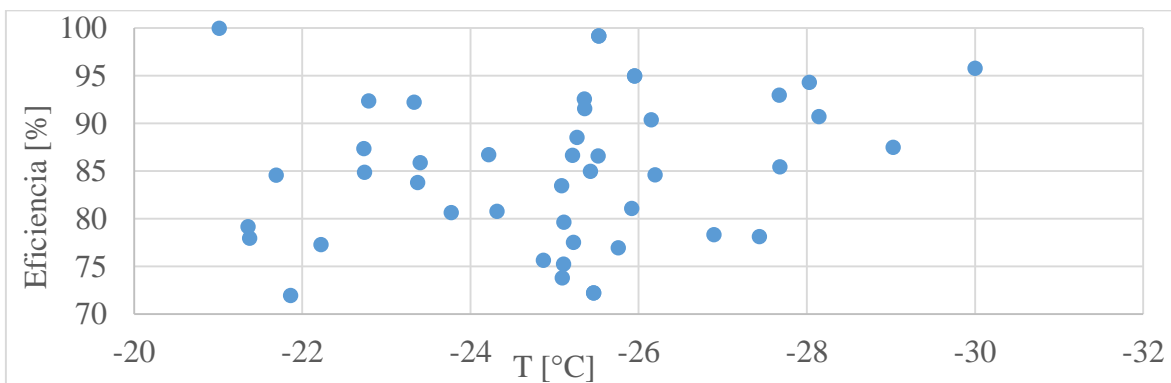


Figura 6.17: Eficiencia de la separación de líquido entre los valores esperados y reales con respecto a la presión asociado a la temperatura del proceso de operación.

Como se mencionó anteriormente, durante la operación de un equipo los valores de los parámetros fluctúan, diferenciándose entre diseño y la capacidad del equipo de separación. Se pretenderá realizar una curva de separación y una nueva placa para el funcionamiento operacional del separador que puedan ser vinculadas a futuras pruebas al proceso.

El ajuste de la curva de separación se deberá encontrar comparando los valores teóricos de diseño y la eficiencia que tendrá el equipo operativamente. Los valores

históricos de caudales de líquidos obtenidos por telemetría servirán para ajustar el caudal de líquido teórico.

Sabiendo:

$$E [\%] = \frac{q_{\text{liq. Teórico de Ajuste}}}{q_{\text{liq. Teórico}}} * 100\% \quad (6.5)$$

Y utilizando la correlación de ajuste operativa encontrada en AII.1 y reemplazando en 6.5, se obtendrá ecuación 6.6, que servirá para ajustar el caudal de líquido esperado, siendo la siguiente ecuación.

$$q_{\text{liq. Teórico de Ajuste}} = \frac{(-1.972 * P + 206.77) * q_{\text{liq. Teórico}}}{100} \quad (6.6)$$

## 6.2 Nueva placa y curvas de separaciones esperadas para la operación del proceso

La temperatura y presión óptima para un funcionamiento eficiente se plantearán en la nueva placa para la operación del proceso. Serán utilizadas para plantear una nueva curva de separación, y que estimará el comportamiento que podrá tener el separador durante su funcionamiento. Mediante distintas iteraciones y comportamientos de las curvas entre valores reales y teóricos, fijando presiones y/o temperaturas con respecto a distintos caudales de entrada mediante la correlación planteada (6.3), se consideró el comportamiento más óptimo de operación del separador en servicio a presión y temperatura, variando con respecto al valor recomendado desde el diseño, esto se indica en la tabla 6.4.

Tabla 6.4: Datos técnicos para una operación óptima.

Datos Técnicos		
Capacidad	29.5	m <sup>3</sup>
Presión de diseño	80	kg/cm <sup>2</sup> g
Temperatura de diseño	65	°C
Dimensiones y Especificaciones		
Diámetro ID:	2.438	m
Altura Total:	7.12	m
Altura nivel de Líquido LSXH:	2.85	m
Tipo de Separador:	Bifásico Vertical	
Capacidades y rendimiento		
Capacidad Máxima de Gas:	17.55	m <sup>3</sup>
Capacidad Máxima de Líquido:	11.95	m <sup>3</sup>
Presión de Operación Normal:	65.8	kg/cm <sup>2</sup>
Temperatura de Operación Normal:	-34.7	°C
<b>Presión óptima de Operación:</b>	<b>55.71</b>	<b>kg/cm<sup>2</sup></b>
<b>Temperatura óptima de Operación:</b>	<b>-25.51</b>	<b>°C</b>

Se podrá visualizar el comportamiento de las separaciones esperadas teóricas de ajuste a distintas presiones y temperaturas (anexo III) con respecto a la curva de separación a presión y temperatura de operación óptima que muestran las figuras 6.18, 6.19 y 6.20.

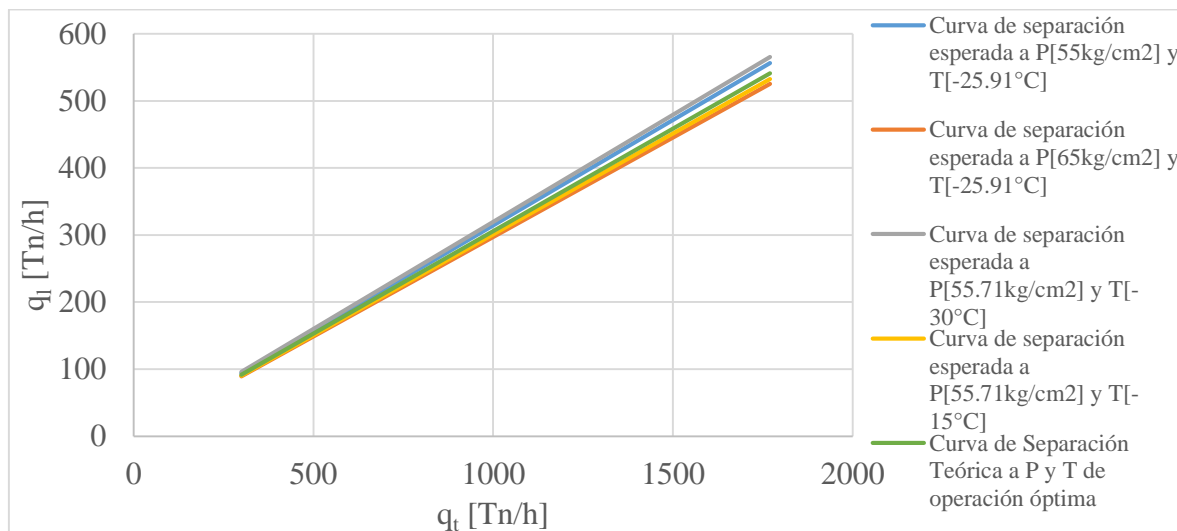


Figura 6.18: Curvas de separaciones teóricas de ajuste con respecto a caudales de entrada asociada a temperaturas y presiones.

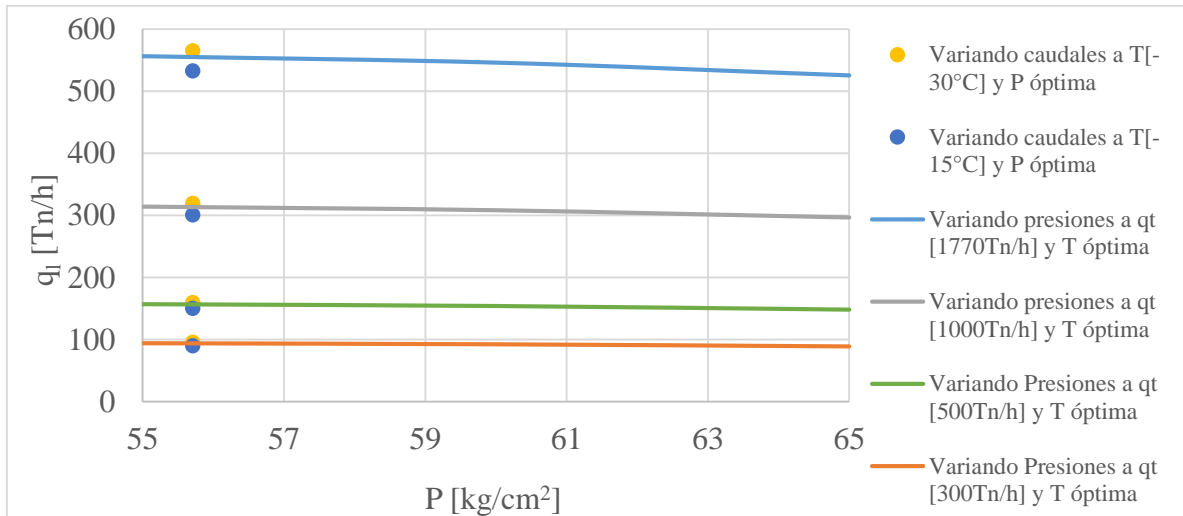


Figura 6.19: Curvas de separaciones teóricas de ajuste con respecto a las presiones asociado a caudales de entrada y temperaturas.

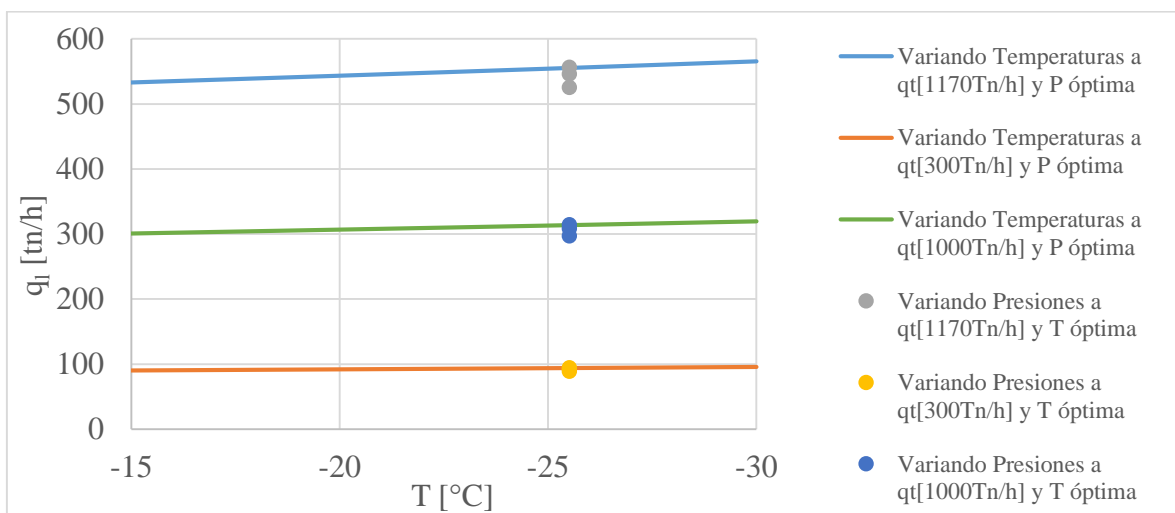


Figura 6.20: Curvas de separaciones teóricas de ajustes con respecto a las temperaturas asociado a caudales de entrada y presiones.

Luego, en la figura 6.21 se podrá apreciar, utilizando los valores de los parámetros históricos registrados por la telemetría del separador en servicio, el comportamiento que tendrá con respecto a las curvas de separaciones esperadas desde la mirada de diseño y el ajuste propuesto.

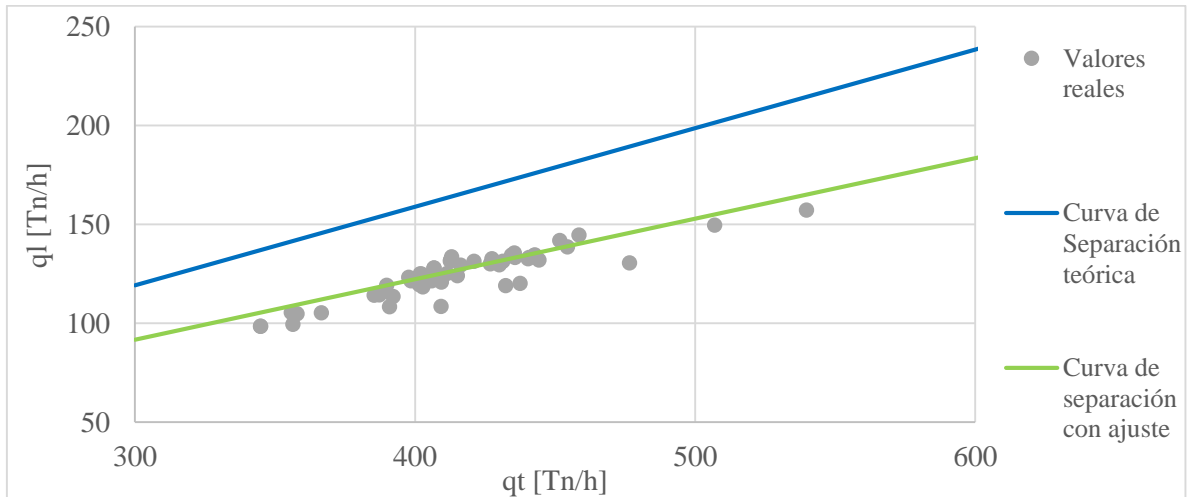


Figura 6.21: Visualización comparativas entre las curvas de separación, utilizando valores obtenidos por telemetría con respecto a caudal de entrada asociado a su presión y temperatura.

En las figuras 6.22 y 6.23 se podrán visualizar los puntos que se obtuvieron en las separaciones esperadas reales a su presión, temperatura y caudal de entrada y se podrá representar su comportamiento frente a los valores de separaciones teóricos y ajustes propuestos.

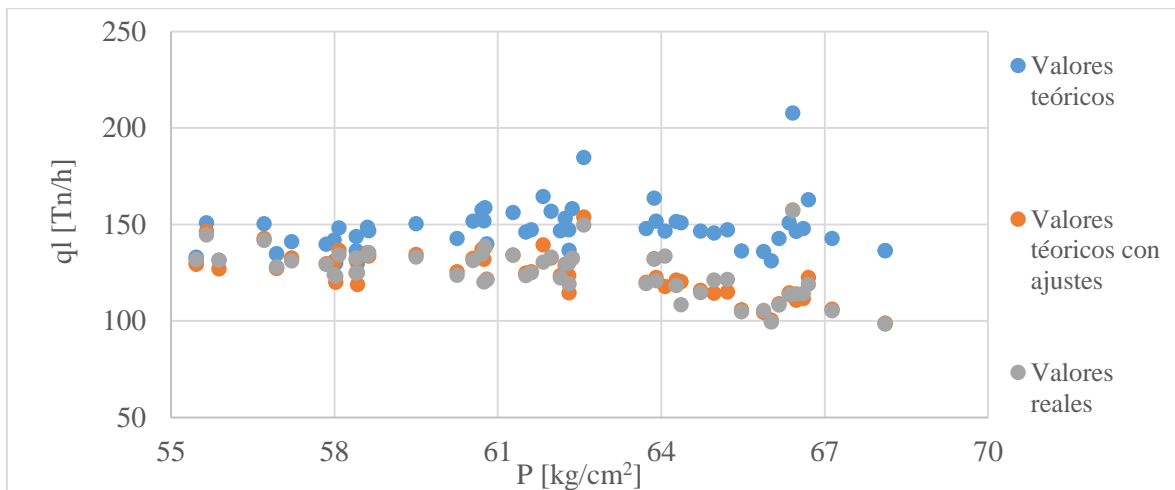
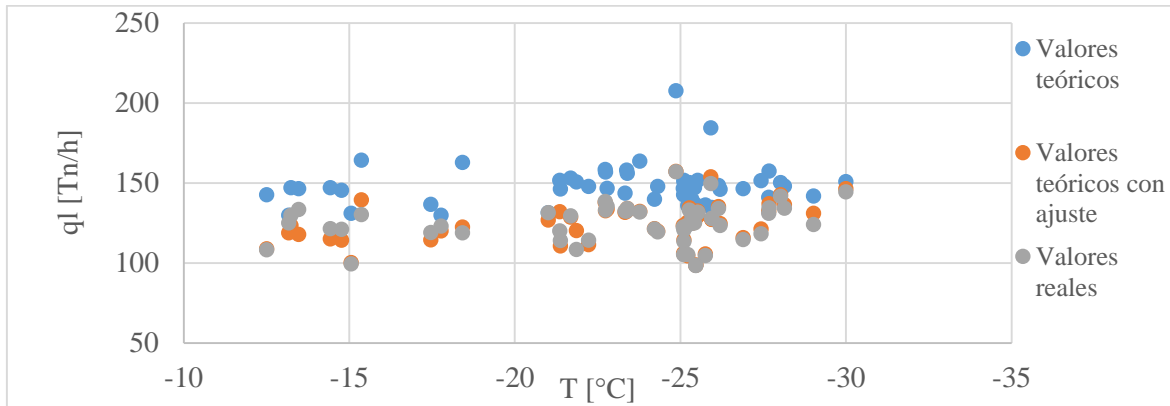
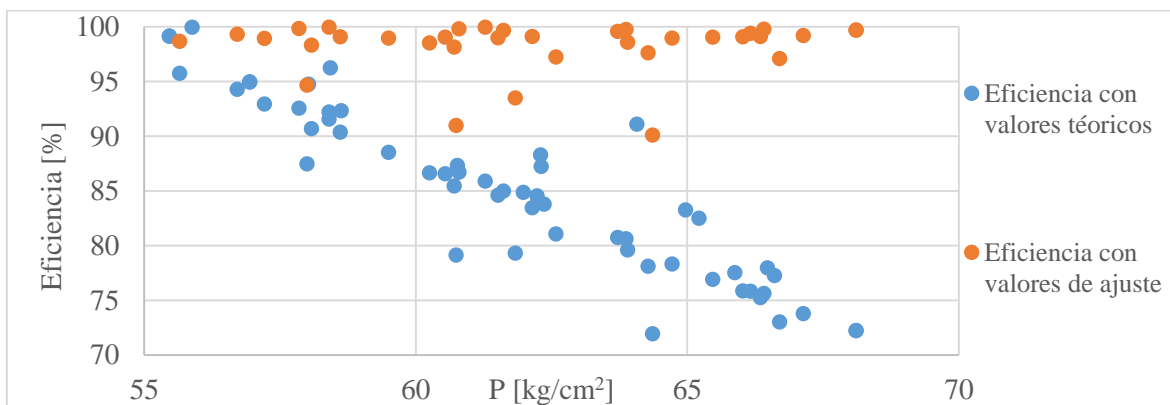


Figura 6.22: Visualización comparativas entre las curvas de separación, utilizando valores obtenidos por telemetría con respecto a presión asociada a su caudal de entrada y temperatura.



*Figura 6.23:* Visualización comparativas entre las curvas de separación, utilizando valores obtenidos por telemetría con respecto a temperatura asociada a su caudal de entrada y presión.

Con los valores históricos mencionados anteriormente, al tener los valores reales de separación, en la figura 6.24 se podrá ver el comportamiento de la eficiencia que tendrá la separación de los valores reales con respecto a las separaciones teóricas desde el diseño y también a los valores de ajuste, cuando la capacidad de separación del equipo queda en modo operativo.



*Figura 6.24:* Visualización comparativas de eficiencia entre las curvas de separación en materia de diseño y de ajuste de operación, utilizando valores obtenidos por telemetría con respecto a temperatura asociada a su caudal de entrada y presión.

Al comparar las curvas, en la figura 6.25, se podrán apreciar los comportamientos de las curvas teóricas de separación a valores de operación en diseño y con ajuste a presiones y temperaturas de valores óptimos de separación que tendrá el equipo, logrando una estimación precisa a la hora de plantear los parámetros de funcionamiento.

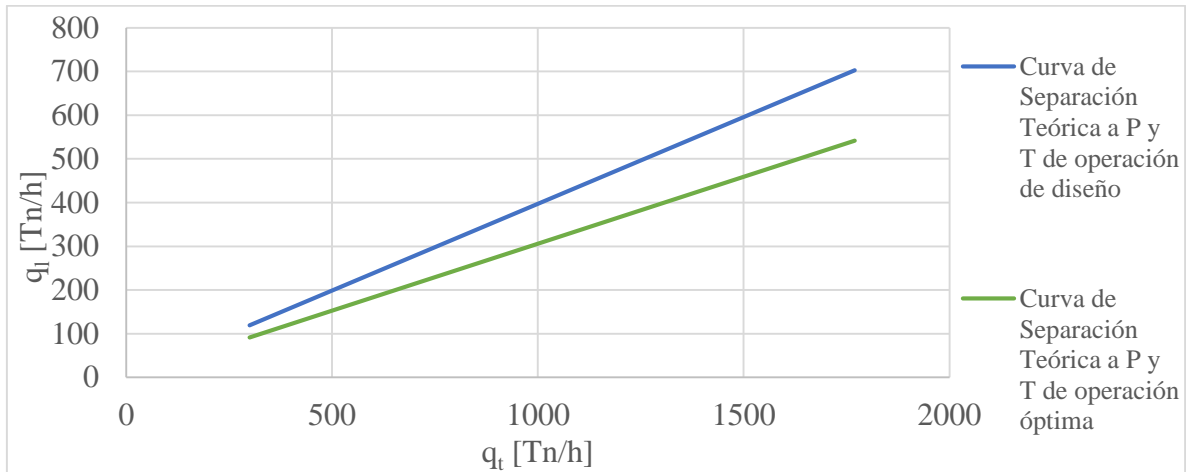


Figura 6.25: Visualización comparativas de las curvas de separación en materia de diseño y de ajuste de operación.

### 6.3 Enfoque estructurado en caso de aplicar pruebas futuras

Al adaptar las siguientes recomendaciones a las condiciones de trabajo específicas de la empresa, se podrá garantizar que las pruebas del test run de un separador en servicio se realicen de manera segura, eficiente y sin interrupciones en la producción, en los casos que las fluctuaciones influyan en el rendimiento del separador.

Los valores se registrarán y supervisarán mediante los parámetros planteados, para asegurarse que se encuentren dentro de los rangos específicos de diseño, monitoreando la calidad de separación.

Se deberá documentar detalladamente la realización de la prueba, incluyendo resultados obtenidos, observaciones, cualquier desviación de las especificaciones y acciones correctivas.

El fin de la ejecución de la prueba será garantizar la integridad operativa y poder asegurar el cumplimiento con los estándares de seguridad y rendimiento óptimo para el proceso.

Con la descripción mencionada anteriormente para el proceso de la prueba, se dejará planteado una posible estructura de la metodología a pruebas futuras, en los cuales habrá planillas de verificación que incluirán datos del equipo y parámetros observados en la curva de separación óptima.

*a. Planificación detallada*

En la realización del test run, se deberá cumplir con el procedimiento del plan de acción como se indica en la tabla 6.5.

Tabla 6.5: Recomendación de un plan de acción.

Acción	Que	Donde	Cuando	Quien	Como
1. Comunicar la realización del test run	Dar aviso de la realización de pruebas a las áreas de la empresa	Dto. Procesos		Ing. Procesos	Envío en forma de email sobre la comunicación, y documentar la respuesta de recepción
2. Inspecciones de mantenimiento	Realizar la inspección de los documentos de los análisis de resultados de control y mantenimiento	Dto. Mant.		Jefe Mant.	Envío de un informe del estado del equipo
3. Inspecciones al operador	Asegurar que el personal cumpla con las capacitaciones y conozca el procedimiento de seguridad y protocolos de emergencia	Dto. RRHH		Jefe RRHH	Envío de un informe con los nombres de los operadores que están apto para la realización de la tarea
4. Valores de parámetros operativos	Comunicar los parámetros operativos	Dto. Procesos		Ing. Procesos	Enviar valores de Presiones, Caudales, Temperaturas operativas, SG.
5. Actividades de la prueba	Registrar de los valores de P, T, Q <sub>ent.</sub> , SG y Q <sub>líq.</sub> y documentar.	Dto. Producción		Ing. Produc.	Asegurar el funcionamiento de registro y documentación del sistema de adquisición, y registrar los incidentes y anomalías que puedan surgir.
6. Identificación de riesgos.	Establecer un procedimiento para abordar y corregir problemas o desviaciones durante el monitoreo.	Dto. Producción y Dto. Procesos		Ing. Procesos e Ing. Poduc.	Investigar riesgos y antecedentes para identificar causas y tomar medidas para prevenir futuros incidentes.
7. Comunicación y colaboración	Comunicación abierta entre todo el personal involucrado (operadores, jefes de dtos. etc., en la prueba, para garantizar la información sobre la prueba del separador.	Gerencia General		Gerente General	Fomentar la comunicación entre el personal involucrado, mediante reuniones previas, durante y post al desarrollo de la prueba.
8. Cumplimiento de regulaciones y normas	Asegurar el cumplimiento en regulaciones y normativas ambientales y de seguridad.	Gerencia General		Gerente General	Reunión con todos los jefes de áreas que afirmarán el cumplimiento de una lista de requisitos propuesta por la empresa, para el cumplimiento de regulaciones y normas de los procesos.

*b. Selección de recursos*



Se deberán asignar los recursos necesarios para llevar a cabo el objetivo propuesto. En la tabla 6.6 se ejemplifican algunos criterios a tener en cuenta en la selección.

Tabla 6.6: Recomendación para la selección de recursos en la realización del test run.

1. Separador Bifásico	Verificación de los componentes que incluya las secciones de separación de gas y líquidos, las tomas de entrada y salida, componentes relacionados con el funcionamiento.
2. Instrumentos de medición	Control y calibración de los instrumentos que incluya medidores de presión, temperatura, caudal, cromatógrafos, etc.
3. Sistema de Control y Automatización	Asegurar el funcionamiento del sistema SCADA para ajustar las variables de presión, temperatura y caudales.
4. Válvulas de control	Afirmar la presencia de válvulas para regular el flujo de entrada y salida de fluidos y gases en el separador.
5. Medidores líquidos	Para cuantificar la cantidad líquidos separados
6. Medidores de gas	Para medir la cantidad de gas producido y separado
7. Personal especializado	Asegurar el personal técnico y operadores capacitados que puedan llevar a cabo la prueba de manera segura y eficiente
8. Equipos de Seguridad	Contar con los EPP necesarios.
9. Procedimientos y plan de operaciones	Tener procedimientos de seguridad y plan de operaciones para garantizar el desarrollo de la prueba de manera segura.
10. Respaldo de Energía	Garantizar que el proceso no se vea interrumpido.

*c. Documentar los procedimientos*

Se documentará el procedimiento luego de ser revisado y aprobado por todas las partes interesadas relevantes, antes de proceder a realizar la prueba.

Nombre del Proyecto:
Título del Documento:
Fecha de emisión:
Introducción:
Alcance:
Responsabilidades:
Requisitos:
Equipo y Recursos:

Procedimiento Detallado:			
Plan de Emergencia:			
Documentación:			
Registro N°:			
Evaluación de Riesgos:			
Anexos N°:	Anexos N°:	Anexos N°:	Anexos N°:
Conclusiones:			
Anexos N°:	Anexos N°:	Anexos N°:	Anexos N°:
Control de cambios		Firmas y aprobaciones	

Figura 6.26: Recomendación de una planilla de documentación de procedimiento.

*d. Datos de prueba*

En la tabla 6.7, se encuentran un conjunto de valores de pruebas que asegurarán diferentes situaciones y escenarios. Se deberá repetir a las presiones recomendadas en la tabla 6.8.

Tabla 6.7: Valores de Prueba.

DATOS			REGISTRO				
PRUEBA	PRESIÓN [kg/cm <sup>2</sup> ]	RANGO CAUDAL ENTRADA [Tn/h]	TIMESTAMP	PRESIÓN [kg/cm <sup>2</sup> ]	CAUDAL ENTRADA [Tn/h]	CAUDAL LÍQUIDO [Tn/h]	OBS
1	55	300					
		400					
		500					
		600					
		700					
		800					
		900					
		1000					
		1100					
		1200					
		1300					
		1400					
		1500					
		1600					
1700							

Tabla 6.8: Valores de presión para distintas pruebas a ejecutar.

PRUEBA	2	3	4	5	6	7
PRESIÓN [kg/cm <sup>2</sup> ]	58	60	62	64	66	68

En la celda de observaciones, se deberá comunicar alguna anomalía que se detecte sobre la prueba, y en parte si durante el desarrollo se observa lo siguiente:

*d.1* En el desarrollo de futuros test, se utilizarán para verificar el funcionamiento del separador a caudales determinados para las distintas presiones en las que puede operar, como se recomiendan en la tabla 6.8.

*d.2* En el caso que durante el proceso de la prueba se active el sistema de alarma del control de seguridad, indicar los valores en el momento que se active el paso por HHL o LLL, y seguir su curso hasta llegar a LSXL o LSXH respectivamente, aplicando los procesos de seguridad para ver el comportamiento durante el desarrollo. Cuando se llegue a las alturas máximas de líquido se deberá parar el proceso.

*e. Establecer métricas de rendimiento*

En la evaluación del test run, se utilizarán para el desarrollo de la prueba los siguientes indicadores.

*e.1. La eficiencia del separador.*

$$E [\%] = \frac{q_{\text{líq. de medición}}}{q_{\text{líq. Teórico de ajuste}}} * 100\% ; (6.7)$$

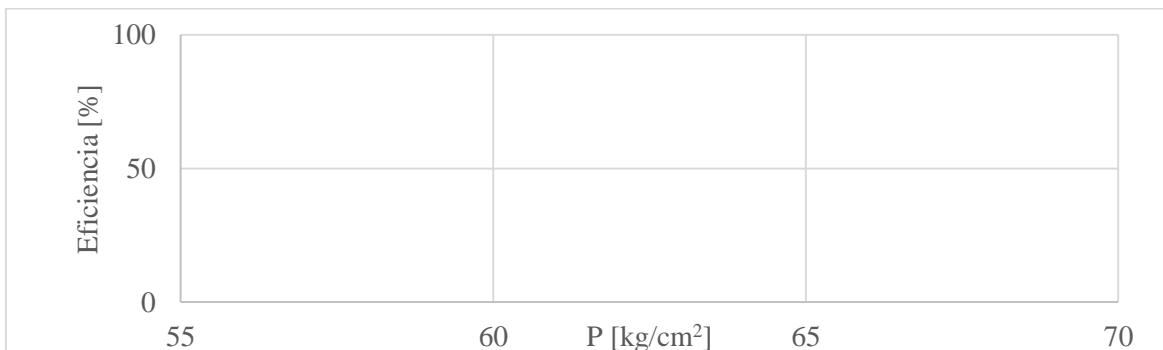


Figura 6.27: Visualización de la eficiencia del separador.

El caudal de líquido teórico de ajuste se obtendrá de la curva de separación teórica con respecto al valor medido del caudal de entrada asociado a la presión y la temperatura de operación óptima.

e.2. Curva de separación a caudal de entrada asociado a la presión y la temperatura en tiempo real, para visualizar el comportamiento de separación con respecto a la nueva curva ajustada.

El comportamiento de la curva que se mostrará en la figura 6.28 se podrá ir verificando en tiempo real con los valores de caudal de líquido separado, con respecto al caudal de entrada al recipiente asociado a su presión y temperatura.

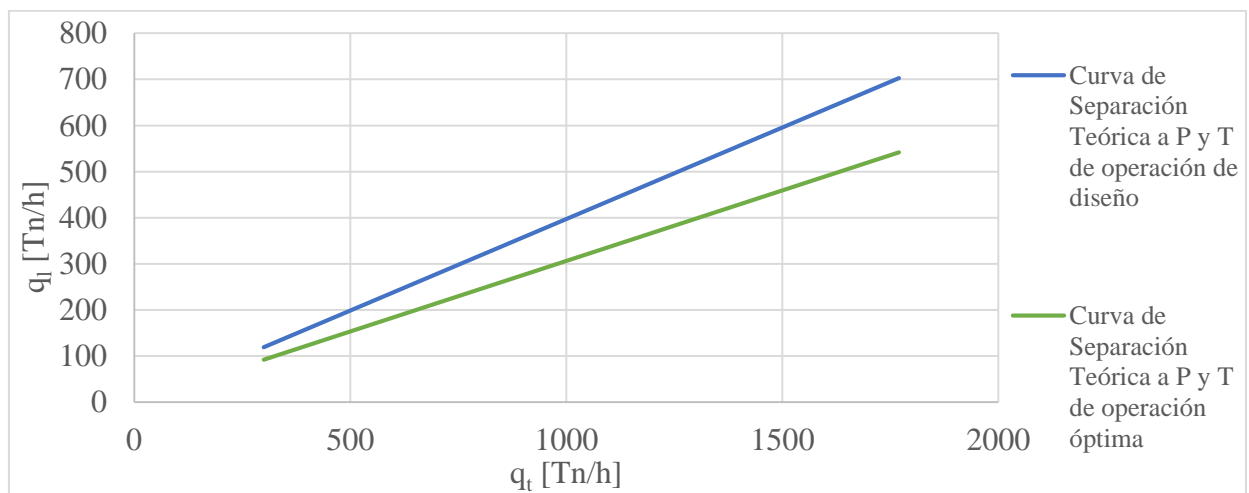


Figura 6.28: Visualización de separación de líquido en tiempo real con respecto al caudal de entrada.

f. *Procedimiento de ejecución de pruebas*

Se deberá chequear el siguiente listado antes de ejecutar la prueba.

Listado de verificación Pre-Ejecución de prueba		
<b>1. Revisión del Plan de Pruebas</b>	✓ / ✗	Obs.:
Revisión de procedimientos		
Disponibilidad de recursos		
Aprobación		
<b>2. Preparación del Sitio</b>	✓ / ✗	Obs.:
Área despejada y segura		
Personal disponible/capacitados		
Recursos disponibles		
Acceso a equipos de Seguridad		
Plan de emergencia		
<b>3. Preparación del Equipo</b>	✓ / ✗	Obs.:
Verificación de conexión		

Verificación de funcionamiento		Obs.:
Funcionamiento Bombas/Comp.		
Verificación de Válvulas		
<b>4. Preparación del Instrumento</b>	✓ / ✗	
Calibración Termómetros		
Calibración medidores de caudal		
Calibración medidores de presión		
Sistema de adquisición de datos		
<b>Otras observaciones:</b>		
<b>Firma y aclaración</b>		

Figura 6.29: Recomendación para una planilla de verificación.

Una vez aprobado el listado de pre-ejecución de las pruebas, se deberá proceder a realizar la ejecución del procedimiento del plan del test.

Se deberán realizar las pruebas bajo diferentes condiciones de operación para evaluar el rendimiento del separador en diferentes escenarios. Se registrarán los datos y resultados de la prueba mediante el sistema de adquisición de datos, almacenándose en el formato de la tabla 6.9 para su posterior análisis.

Tabla 6.9: Formato de registro de datos.

TIMESTAMP	TEMPERATURA ENTRADA [°C]	PRESIÓN ENTRADA [kg/cm <sup>2</sup> ]	CAUDAL DE ENTRADA [tn/h]	COMPOSICIÓN DEL FLUIDO [mol %]	CAUDAL DE LÍQUIDO [tn/h]	OBSERVACIONES
<b>Observaciones:</b>						

Los valores registrados se almacenarán y se analizarán para gestionar posibles problemas actuales y/o los futuros, y plantear funcionamiento óptimo y seguro del separador.

Los valores en tiempo real podrán ser visualizados en tiempo real, y se podrá ir verificando el comportamiento de la altura de nivel de líquido. Utilizando datos históricos del separador en servicio, se tomará como modelo de ejemplo la figura 6.30, para tener un conocimiento de la visualización en tiempo real de la cantidad de líquido dentro del recipiente.

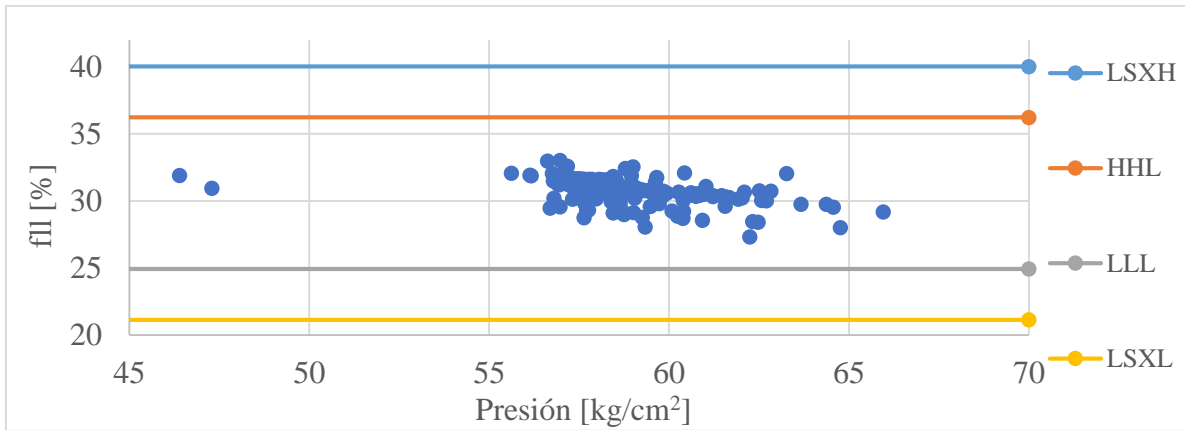


Figura 6.30: Modelo de visualización del llenado de nivel de líquido en tiempo real.

*g. Gestión de problemas*

Durante el procedimiento y/o post a la realización de las pruebas, se identificará cualquier problema o variante que surgiera en el test run. Los problemas que surjan se deberán informar en el siguiente modelo de formato de identificación de pruebas.

Gestiones de Problemas		N°:
Registro:		
Clasificación:		
Comunicación:		Firmas
Análisis:		
Comunicación:		Firmas
Implementación de acciones correctivas:		
		Firmas
Verificación de acciones correctivas:		
KPI:		Firmas
Comunicación de acciones correctivas:		
Registro de documentación AC N°:		Firma
Seguimiento AC		Anexo N°:
N°:	Obs.:	Firma:
N°:	Obs.:	Firma:

Figura 6.31: Recomendación para una planilla de gestión de problemas.

*h. Retesting y validación*

Si se realizaron acciones correctivas a los problemas encontrados durante y/o post a la ejecución de las pruebas que no permitieron llevar con éxitos el test run, se deberá

realizar nuevamente la operación y verificar si las acciones correctivas funcionan adecuadamente.

*i. Informe de resultados*

Se deberá realizar un informe sobre los resultados de la prueba, utilizando valores de pruebas, KPI, problemas identificados y acciones correctivas que se encontraron durante la realización del test run al separador de servicio. Para el informe de resultados se recomendará utilizar el formato de la planilla siguiente.

<b>Informe de Resultados</b>					
<b>Título:</b>					
<b>Responsables</b>			<b>Fecha:</b>		
<b>Apellidos y Nombres:</b>			<b>Puesto:</b>	<b>Firma:</b>	
<b>Descripción de la prueba:</b>					
<b>Contexto y alcance del informe:</b>					
<b>Metodología de la prueba:</b>					
Anexo N°:					
<b>Resultados de la prueba:</b>					
Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:
<b>Análisis de la prueba:</b>					
Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:
<b>Problemas identificados:</b>					
Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:
<b>Acciones Correctivas de problemas identificados:</b>					
Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:
<b>Conclusiones</b>					
Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:
<b>Recomendaciones:</b>					
Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:
<b>Comunicación</b>					

Figura 6.32: Recomendación para una Planilla de informe de resultados.

*j. Aprobación y decisiones*

Se deberá informar si los procesos están listos para su implementación, basándose en el informe de resultados. La planilla de aprobaciones y decisiones tendrá que estar completa para llevar a cabo la implementación del plan para el funcionamiento del separador.

<b>Aprobaciones y Decisiones</b>					
<b>Identificación de Necesidades:</b>					
<b>Evaluaciones Alternativas:</b>					
Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:
<b>Análisis Costo-Beneficios:</b>					
Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:
<b>Plan de implementación:</b>					
Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:
<b>Revisión y Aprobación del Plan de Implementación:</b>					
Obs:			Firmas y aclaraciones		
<b>Evaluación de Riesgo:</b>					
Obs:			Firmas y aclaraciones		
Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:			
<b>Asignación de Recursos:</b>					
Obs:			Firmas y aclaraciones		
Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:			
<b>Comunicación del plan:</b>					
Obs:			Firmas y aclaraciones		
Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:			
<b>Documentación del plan:</b>					
Registro N°:			Firmas y aclaraciones		
Obs:					

Figura 6.33: Recomendación para una planilla de aprobaciones y decisiones.

*k. Implementación y monitoreo*

Durante la implementación del plan, se deberá realizar el seguimiento que se ajusta al propuesto para el funcionamiento óptimo y, en el caso de ser necesario, al propuesto para abordar problemas o variaciones.

La validación de la implementación propuesta será cuando se aseguren que el separador funciona correctamente y cumple con los estándares de rendimiento esperados propuestos en el plan.

En el plan deberá contar con un seguimiento post implementación para asegurar que el separador en servicio mantenga el rendimiento óptimo. Un monitoreo continuo y un mantenimiento proactivo serán esenciales para asegurar una operación sin contratiempos y poder extender la vida útil del proceso.



*l. Documentación y aprendizaje*

Se deberá documentar el proceso de test run y el conocimiento adquirido durante el desarrollo de la prueba, y así facilitar propuestas futuras con nuevas pruebas y/o mejoras.

<b>Aprendizajes de la Prueba</b>			
Titulo:			
Fecha de la prueba :			
Detalles:			
Ubicación:			
Descripción del equipo:			
<b>Resumen de la prueba:</b>			
<b>Contexto:</b>			
<b>Objetivo específicos:</b>			
<b>Metodología:</b>			
Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:
<b>Resultados:</b>			
Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:
<b>Análisis:</b>			
Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:
<b>Lecciones aprendidas N°:</b>			+/-
Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:
<b>Problemas Identificados:</b>			
Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:
<b>Acciones Correctivas:</b>			
Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:
<b>Recomendaciones:</b>			
Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:
<b>Documentación Adicional:</b>			
Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:	Anexo N°:

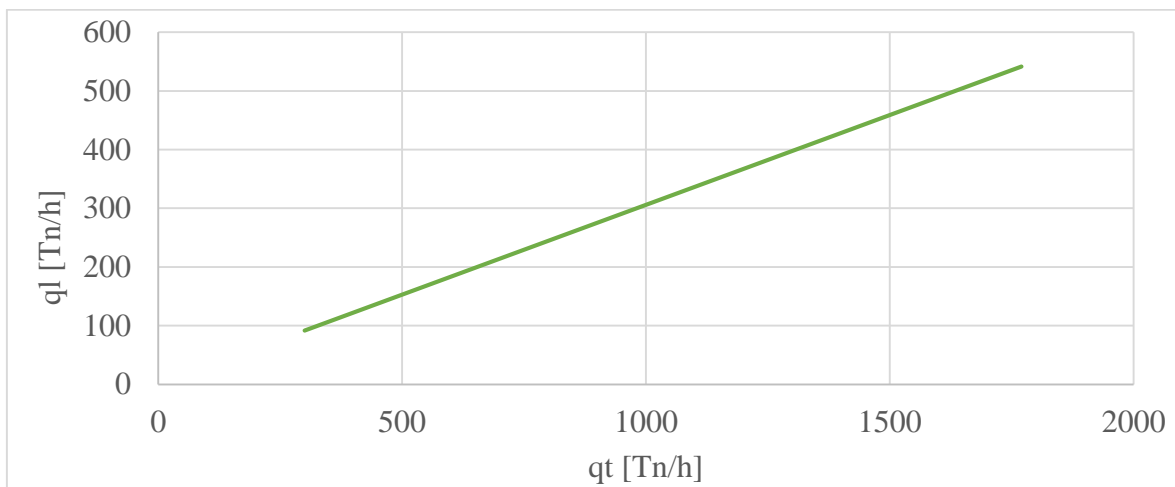
*Figura 6.34: Recomendación para una planilla de aprendizaje de la prueba.*

## 7. CONCLUSIONES

---

La realización del test run al separador bifásico vertical analizado en el presente PIP, que se encuentra en servicio es un procedimiento que se deberá realizar para comprobar que el equipo se encuentre operando de manera adecuada ó que presente la versatilidad frente a cambios de condiciones.

Con la utilización de los valores de diseño y operación, se pudo encontrar una curva de calibración de performance de separación eficiente (figura 7.1) que permitirá establecer las condiciones de operación óptimas del separador, facilitando la predicción y control de los productos separados sin necesidad de parar el equipo, ni perder producción para obtener la ventana operativa.



*Figura 7.1:* Curva de separación óptima con respecto al caudal de entrada asociado a una presión ( $55.71\text{kg/cm}^2$ ) y temperatura ( $-25.51^\circ\text{C}$ ) óptima de operación.

La curva servirá para comparar en tiempo real cómo irán fluctuando los valores del proceso de separación, mediante su funcionamiento aplicado a su caudal de entrada a una determinada presión y temperatura. En la figura 7.2, se puede apreciar el comportamiento de la variabilidad de los valores reales de producción durante un periodo de tiempo con respecto a la curva encontrada.

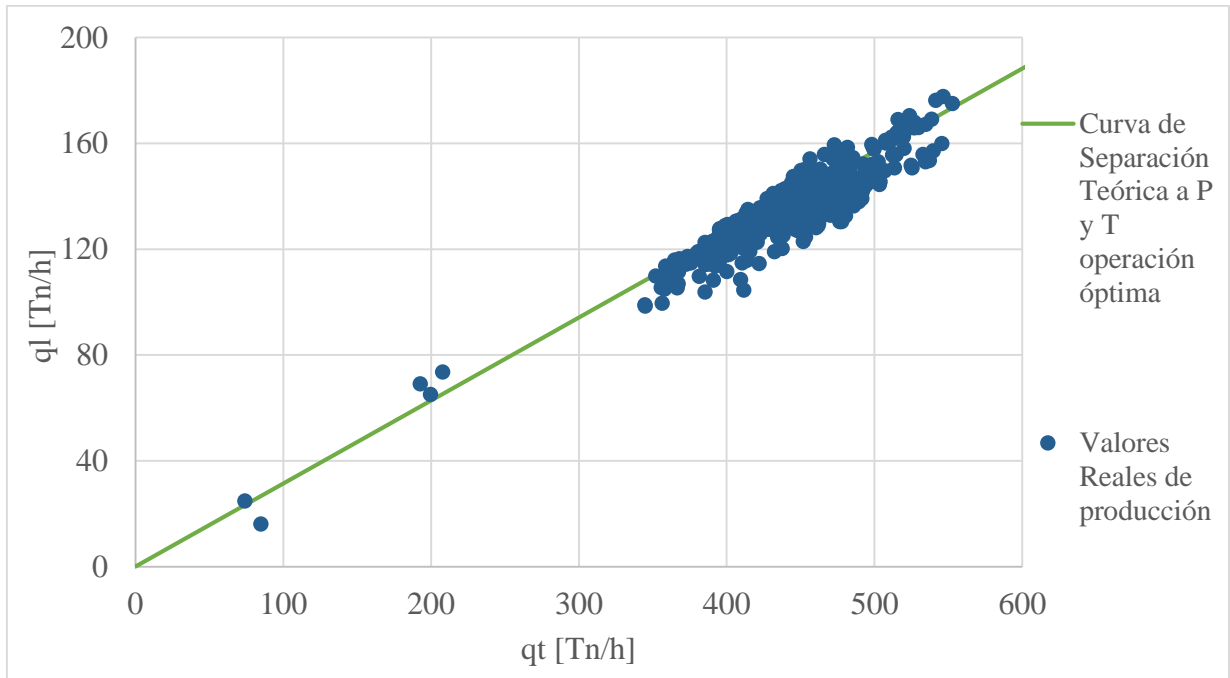


Figura 7.2: Valores medidos durante la producción.

Obtener la curva utilizando los datos de diseño y operación es un logro significativo, ya que no fue necesario detener la producción y aplicar el enfoque estructurado de las pruebas futuras. Se consiguió verificar el funcionamiento eficiente del proceso.

Uno de los factores que pueden causar las fluctuaciones en los valores del separador es la variabilidad en la composición del fluido. La presencia de diferentes componentes en el gas y el líquido, pueden afectar las propiedades del fluido y, por lo tanto, influir en el rendimiento del separador. Sumado a lo anterior, cambios en las variables de presión y temperaturas del fluido pueden provocar variaciones en los valores.

Es importante tener en cuenta que cierto grado de fluctuación es normal y puede ser gestionados mediante el ajuste adecuado de los parámetros de operación del separador. Sin embargo, es fundamental monitorear de cerca estos cambios, y asegurar que no estén fuera de los límites establecidos, ya que podrían indicar problemas en el funcionamiento durante el proceso de separación.

Si con el tiempo estas fluctuaciones influyen en el rendimiento del separador, se recomienda actualizar la curva de separación. Para ello, se deben plantear pruebas futuras, en las cuales se incluyan a distintas cargas, presiones y temperaturas que consideren valores máximos de separación, y así poder comprobar y/o ajustar la curva, en búsqueda de los



parámetros de condiciones operativa que permitan una separación más precisa. Estos deben asegurar que el separador encuentre las condiciones operativas óptimas. En tanto que los componentes que se encuentran junto en el equipo estén funcionando correctamente, como lo son las válvulas, instrumentación y sistemas de control de seguridad en búsqueda de situaciones anormales.

Se deberán registrar todos los datos relevantes durante la prueba, incluyendo caudales, niveles de líquido y otras mediciones críticas. Para ello, se recomendará aplicar el enfoque estructurado al aplicar pruebas futuras al separador, con el fin de registrar y supervisar los parámetros planteados, y así poder asegurar que se encuentren dentro de los rangos específicos de diseño, monitoreando la calidad de separación. Se deberá documentar detalladamente la realización de la prueba, incluyendo resultados obtenidos, observaciones, cualquier desviación de las especificaciones y acciones correctivas.

## ANEXOS

---

### Anexo I

En la determinación de la curva de separación (6) se muestran distintos gráficos que utilizan la separación de líquido esperada. Estas se calcularon con la utilización de la ecuación (6.4), de separación de líquido asociada a las variables de diseño y operación.

$$ql = \frac{H_L}{t_r} A \frac{P_s T Z}{P T_s}; (6.4)$$

Donde:

ql: Caudal de líquido, [m<sup>3</sup>/h]

tr: Tiempo de retención, [h]

H<sub>L</sub>: Altura del líquido, [m]

A: Área del recipiente, [m<sup>2</sup>]

P: Presión de operación desde diseño, [Pa]

T: Temperatura de operación desde diseño, [K]

P<sub>s</sub>: Presión de operación, [Pa]

T<sub>s</sub>: Temperatura de operación, [K]

Z: Factor de compresibilidad, [-]

Tabla AI.1: Valores de diseño del separador.

H <sub>L</sub> (LSXH)	2.885	[m]
Tr	0.01666667	[h]
P	65.8	[kg/cm <sup>2</sup> ]
T	-34.7	[°C]
A	4.668	[m <sup>2</sup> ]
Z	0.87	[-]
qt máx	1770	[m <sup>3</sup> /h]

El caudal de líquido separado tendrá una relación con el caudal de entrada. Para ello, se deberá utilizar la siguiente correlación (6.5) para obtener el comportamiento de la curva de separación.

$$q(\text{líquido } q_t) = q_{\text{líquido } P_s \text{ y } T_s} * \left( \frac{q_t}{q_{t \text{ máx.}}} \right) \quad (6.5)$$

Con la correlación 6.5 se calcularán los valores teóricos, y se podrá visualizar el comportamiento frente a los valores reales.

Prueba	Valores de operación			Teórica			Real			Eficiencia
	qt [m3/h]	P [kg/cm2]	T [°k]	ql [m3/h]	RGL [m3/m3]	fl [%]	ql real [m3/m3]	RGL	fl [%]	
<b>1</b>	411	61.62	247.72	147	1.79	35.80	125	2.29	30.43	<b>84.99</b>
<b>2</b>	416	57.85	247.80	140	1.98	33.60	129	2.21	31.10	<b>92.57</b>
<b>3</b>	358	65.47	247.39	136	1.63	38.09	105	2.41	29.31	<b>76.94</b>
<b>4</b>	436	59.50	247.88	151	1.89	34.55	133	2.27	30.59	<b>88.53</b>
<b>5</b>	432	66.70	254.73	163	1.65	37.69	119	2.63	27.53	<b>73.05</b>
.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
<b>53</b>	415	58.00	244.12	142	1.92	34.20	124	2.34	29.92	<b>87.48</b>
<b>54</b>	403	64.28	245.71	152	1.66	37.65	119	2.40	29.42	<b>78.13</b>
<b>55</b>	388	64.72	246.25	147	1.64	37.83	115	2.37	29.64	<b>78.34</b>
<b>56</b>	477	61.83	257.78	165	1.90	34.52	131	2.65	27.39	<b>79.34</b>
<b>57</b>	432	66.70	254.73	163	1.65	37.69	119	2.63	27.53	<b>73.05</b>

Figura A1.1: Valores calculados para representar el comportamiento de la separación de líquido desde la mirada de diseño.

## Anexo II

Para interpretar la capacidad de separación del equipo, se utilizará una correlación de ajuste. La figura 3.15 se insertará una línea de tendencia, brindando la ecuación AII.1.

$$E [\%] = -1.972 P + 206.77, \text{ AII.1 Correlación de ajuste operativo.}$$

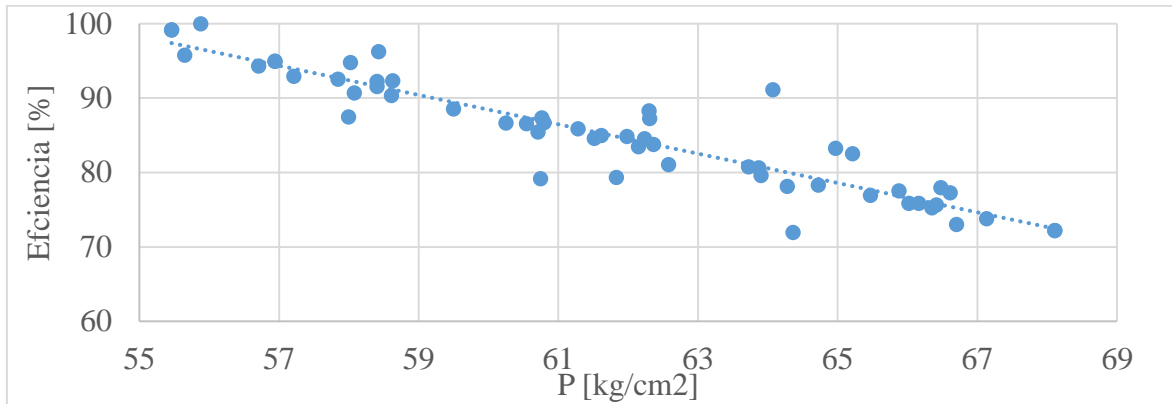


Figura AIII.1: Obtención de ecuación de ajuste.

### Anexo III

Luego, con la ecuación 6.6 se buscarán los valores ajustados con datos históricos, y poder comparar y verificar la nueva curva planteada. La figura AIII.1 muestra valores de ajustes para representar gráficamente.

Prueba	Valores de operación			Teórica con ajuste de operación			Real			Eficiencia
	qt [m3/h]	P [kg/cm2]	T [°k]	ql [m3/h]	RGL [m3/m3]	fl [%]	ql real [m3/m3]	RGL	fl [%]	
1	411.4	61.62	247.72	125.59392	2.28	30.53	125	2.29	30.43	99.68
2	416.3	57.85	247.80	129.6731	2.21	31.15	129	2.21	31.10	99.86
3	357.9	65.47	247.39	105.88195	2.38	29.58	105	2.41	29.31	99.07
4	435.7	59.50	247.88	134.6277	2.24	30.90	133	2.27	30.59	98.99
5	432.4	66.70	254.73	122.61624	2.53	28.36	119	2.63	27.53	97.11
.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
53	415.11763	57.998196	244.1242	131.16172	2.16	31.60	124.1848042	2.34	29.92	94.68
54	402.81421	64.277089	245.71248	121.36126	2.32	30.13	118.5058622	2.40	29.42	97.65
55	387.52502	64.722191	246.25418	116.01798	2.34	29.94	114.846877	2.37	29.64	98.99
56	476.53689	61.831344	257.78269	139.57791	2.41	29.29	130.5298439	2.65	27.39	93.52
57	432.42084	66.703361	254.72687	122.61624	2.53	28.36	119.0666288	2.63	27.53	97.11

Figura AIII.1: Valores calculados para representar el comportamiento de la separación de líquido desde la mirada de la capacidad del equipo de separación operativamente.

## BIBLIOGRAFÍA

---

- [1] American Petroleum Institute (1989). *API Specification 12j. Specification for Oil and Gas Separators*. Editorial American Petroleum Institute Production Department.
- [2] Arnold Ken, & Stewart Maurice (2008). *Surface Production Operations: Design of Oil Handling System and Facilities*, Editorial Elsevier.
- [3] Creus Antonio (2011). *Instrumentación Industrial*. Editorial Alfaomega Grupo Editor.
- [4] GPSA (2016). *Engineering Data Book. Volumes I and II*. Editorial GPSA.
- [5] International Organization for Standardization (2015). *Norma Internacional ISO 9001:2015: Sistemas de Gestión de la Calidad-Requisitos*. Editorial ISO Copyright Office.
- [6] Manning Francis S., & Thompson Richard E. (1991). *Oilfield Processing Volume one: Natural Gas*. Editorial Penn Well Publishing Company.
- [7] Manning Francis S., & Thompson Richard E. (1995). *Oilfield Processing Volume two: Crude Oil*. Editorial Penn Well Publishing Company.



