



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Procedimiento de diseño de  
un equipo Slug Catcher  
aplicado a la separación de  
aceite pesado**

**TESIS**

Que para obtener el título de  
**Ingeniero Petrolero**

**P R E S E N T A**

Uriel Franco Jaramillo

**DIRECTOR DE TESIS**

M. I. Gilberto Sebastián Barrera



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2026



**PROTESTA UNIVERSITARIA DE INTEGRIDAD Y  
HONESTIDAD ACADÉMICA Y PROFESIONAL**  
(Titulación con trabajo escrito)



De conformidad con lo dispuesto en los artículos 87, fracción V, del Estatuto General, 68, primer párrafo, del Reglamento General de Estudios Universitarios y 26, fracción I, y 35 del Reglamento General de Exámenes, me comprometo en todo tiempo a honrar a la institución y a cumplir con los principios establecidos en el Código de Ética de la Universidad Nacional Autónoma de México, especialmente con los de integridad y honestidad académica.

De acuerdo con lo anterior, manifiesto que el trabajo escrito titulado PROCEDIMIENTO DE DISEÑO DE UN EQUIPO SLUG CATCHER APLICADO A LA SEPARACION DE ACEITE PESADO que presenté para obtener el título de INGENIERO PETROLERO es original, de mi autoría y lo realicé con el rigor metodológico exigido por mi Entidad Académica, citando las fuentes de ideas, textos, imágenes, gráficos u otro tipo de obras empleadas para su desarrollo.

En consecuencia, acepto que la falta de cumplimiento de las disposiciones reglamentarias y normativas de la Universidad, en particular las ya referidas en el Código de Ética, llevará a la nulidad de los actos de carácter académico administrativo del proceso de titulación.

---

**URIEL FRANCO JARAMILLO**  
Número de cuenta: 312034607

## Dedicatoria

*Porque de Él, y por Él,  
y para Él, son todas las cosas.  
A Él sea la gloria por los siglos.  
Amén.*

Romanos 11:36

## Agradecimientos

Al Dios Triuno, "...el Dios que me ha pastoreado toda mi vida hasta este día ..." (Gn. 48:15), por su amor, gracia y sostenimiento tierno en esta etapa universitaria.

A mi familia, por su apoyo. A la Iglesia, por sus oraciones. A mis compañeros, por dar lo mejor de sí mismos. A mis amigos, por tantas alegrías. A mis profesores, por su paciencia. A mi asesor de Tesis, el Maestro Gilberto Sebastián Barrera, quien me dio todo su apoyo para que este trabajo pudiera realizarse. A la Facultad de Ingeniería, por brindarme una educación excelente. Y a la Universidad Nacional Autónoma de México, por la cual recibí una formación integral: científica, cultural, social, deportiva y lingüística. ¡Gracias!

## Resumen

La presente tesis aborda el diseño conceptual de un equipo *Slug Catcher* tipo *Finger* aplicado al manejo y separación de la producción de aceite pesado, en un contexto energético donde los hidrocarburos continúan desempeñando un papel central en el suministro mundial de energía. A pesar del avance gradual hacia fuentes renovables, el petróleo sigue siendo, en el corto y mediano plazo, la principal fuente de energía primaria. En este escenario, la declinación de los yacimientos convencionales ha impulsado el desarrollo de recursos no convencionales, entre los que destaca el aceite pesado, caracterizado por su alta viscosidad, baja densidad API y complejos retos operativos durante su producción, transporte y tratamiento.

Uno de los principales desafíos en los campos de hidrocarburos es la conducción y separación eficiente de los fluidos producidos. Estos fluidos llegan a superficie como una mezcla multifásica de gas, aceite y agua, frecuentemente acompañada de sólidos e impurezas. Las condiciones típicas de baja presión, elevada viscosidad del líquido y bajo gasto de gas, favorecen la aparición de patrones de flujo inestables, particularmente el flujo tipo bache (*slug*), el cual se manifiesta mediante la alternancia de grandes baches de líquido y burbujas alargadas de gas. Este régimen de flujo genera variaciones abruptas de gasto y presión, afecta la eficiencia de los separadores convencionales tipo tanque y puede ocasionar problemas operativos, daños a tuberías, equipos y pérdidas económicas.

Tradicionalmente, los procesos de separación gas-líquido se realizan mediante separadores gravitacionales, cuya eficiencia depende del tiempo de residencia, las propiedades de los fluidos y un diseño adecuado. Sin embargo,

en campos de aceite pesado, estos equipos presentan limitaciones importantes, ya que no consideran de manera explícita los efectos de la alta viscosidad del líquido ni la dinámica del flujo tipo bache. Ante esta problemática, la tesis aborda el diseño conceptual de un equipo *Slug Catcher* como una alternativa eficiente para mitigar los efectos del flujo intermitente y mejorar la separación primaria gas-líquido en este tipo de campos.

El *Slug Catcher* es un equipo diseñado para manejar grandes volúmenes de líquido asociados al flujo tipo bache, proporcionando un volumen de retención temporal que amortigua las fluctuaciones del flujo antes de enviar la producción a equipos de separación posteriores. Aunque su uso es común en campos de gas y como pre-separador en campos de aceite ligero y mediano, en este trabajo se aborda la adaptación de su diseño para aplicarlo específicamente en la producción de aceite pesado.

La metodología de diseño empleada se basa principalmente en el enfoque propuesto por Sarica et al. (1990), complementado con las aportaciones de Márquez et al. (2009), quienes incorporan el criterio de inestabilidad viscosa de Kelvin-Helmholtz (VKH) desarrollado por Barnea y Taitel (1993). Este criterio resulta particularmente adecuado para fluidos de alta viscosidad, ya que permite predecir la transición entre flujo estratificado y no estratificado considerando los efectos del esfuerzo cortante, describiendo de forma más realista el comportamiento hidrodinámico del aceite pesado.

El trabajo se estructura en cinco capítulos. En el primer capítulo, se desarrolla un marco teórico que contextualiza la separación de fluidos en la industria petrolera, los principios físicos involucrados, los patrones de flujo multifásico y las características particulares del aceite pesado. En el segundo

capítulo, se presenta el marco metodológico, donde se describen las consideraciones especiales para caracterizar el flujo tipo bache (*slug*), predecir la acumulación de líquido y dimensionar el equipo *Slug Catcher Finger Type*. En el tercer capítulo se formula paso a paso la metodología de diseño, aplicada a un caso de estudio de la Faja Petrolífera del Orinoco. El cuarto capítulo aborda la programación de dicha metodología mediante una interfaz gráfica desarrollada en Python, con el objetivo de facilitar el dimensionamiento práctico del equipo. Finalmente, en el quinto capítulo se presenta un análisis comparativo entre el *Slug Catcher* diseñado y un separador convencional tipo tanque, evaluando su desempeño en el manejo de la producción de aceite pesado.

Los resultados obtenidos pretenden mostrar que el *Slug Catcher* diseñado es capaz de asegurar un patrón de flujo estratificado en su interior, mitigar de manera efectiva los efectos del flujo tipo bache (*slug*) y proporcionar una separación gas-líquido más estable que la obtenida únicamente con equipos convencionales bajo condiciones similares. En conjunto, esta tesis contribuye como una guía técnica y conceptual para el diseño de equipos *Slug Catcher* aplicados a aceites pesados, ofreciendo una herramienta práctica que integra fundamentos teóricos, metodología de diseño y su implementación computacional, con el fin de apoyar el desarrollo eficiente y seguro de campos de aceite pesado.

## Abstract

This thesis addresses the conceptual design of a *Finger-Type Slug Catcher* applied to the handling and separation of heavy oil production, within a global energy context in which hydrocarbons continue to play a central role in energy supply. Despite the gradual transition toward renewable energy sources, oil remains, in the short and medium term, the main source of primary energy. In this scenario, the decline of conventional reservoirs has driven the development of non-conventional resources, among which heavy oil stands out due to its high viscosity, low API gravity, and the significant operational challenges associated with its production, transportation, and processing.

One of the main challenges in heavy oil fields is the efficient transportation and separation of produced fluids. These fluids reach the surface as a multiphase mixture of gas, oil, and water, often accompanied by solids and impurities. Typical operating conditions—such as low pressure, low gas flow rates, and high liquid viscosity—favor the occurrence of unstable flow regimes, particularly slug flow. This flow pattern is characterized by the intermittent movement of large liquid plugs alternating with elongated gas bubbles, causing sudden fluctuations in pressure and flow rate. Such behavior reduces the efficiency of conventional gravity-type separators and may lead to operational issues, equipment damage, and economic losses.

Traditionally, gas-liquid separation processes are carried out using conventional tank-type separators, whose performance relies on residence time, fluid properties, and appropriate design. However, in heavy oil fields, these separators exhibit significant limitations, as they do not explicitly account for the effects of high liquid viscosity or the hydrodynamics of slug flow. In

response to this problem, this thesis proposes the conceptual design of a *Slug Catcher* as a more efficient alternative to mitigate slug flow effects and improve primary gas-liquid separation under heavy oil production conditions.

A slug catcher is a piece of equipment specifically designed to handle large liquid volumes associated with slugs by providing temporary liquid storage that dampens flow fluctuations before routing the fluids to downstream separation units. Although slug catchers are commonly used in gas fields and as pre-separators in light and medium oil applications, this work adapts their design for use in heavy oil production systems.

The design methodology adopted in this thesis is primarily based on the approach proposed by Sarica et al. (1990), complemented by the work of Márquez, Manzanilla, and Trujillo (2009), who incorporated the viscous Kelvin-Helmholtz instability (VKH) criterion developed by Barnea and Taitel (1993). This criterion is particularly suitable for high-viscosity fluids, as it allows for the prediction of the transition between stratified and non-stratified flow while accounting for shear stress effects, thereby providing a more realistic description of heavy oil hydrodynamics.

The thesis is structured into five chapters. First, a theoretical framework is presented, covering fluid separation in the petroleum industry, the physical principles involved, multiphase flow patterns, and the specific characteristics of heavy oil. The second chapter introduces the methodological framework, describing the characterization of slug flow, liquid accumulation prediction, and the sizing of the finger-type slug catcher. In the third chapter, the design methodology is formulated step by step and applied to a representative case study from the Orinoco Heavy Oil Belt. The fourth chapter focuses on the

implementation of the methodology through a graphical user interface developed in Python, aimed at facilitating the practical sizing of the equipment. Finally, the fifth chapter presents a comparative analysis between the proposed slug catcher and a conventional tank-type separator under heavy oil operating conditions.

The results demonstrate that the designed slug catcher is capable of ensuring a stratified flow regime within the equipment, effectively mitigating the adverse effects of slug flow and providing a more stable and efficient gas-liquid separation compared to conventional separators under similar conditions. Overall, this thesis contributes a technical and conceptual guideline for the design of slug catchers applied to heavy oil production, integrating theoretical foundations, a structured design methodology, and computational implementation to support the safe and efficient development of heavy oil fields.

# ÍNDICE

<b>DEDICATORIA .....</b>	<b>3</b>
<b>AGRADECIMIENTOS.....</b>	<b>4</b>
<b>RESUMEN .....</b>	<b>5</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>8</b>
LISTA DE FIGURAS.....	13
LISTA DE TABLAS.....	14
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>15</b>
JUSTIFICACIÓN .....	17
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	18
HIPÓTESIS.....	19
CASO DE ESTUDIO.....	19
OBJETIVO PRINCIPAL.....	19
OBJETIVOS SECUNDARIOS .....	19
<b>CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>20</b>
SEPARACIÓN DE FLUIDOS.....	21
PRINCIPIOS DE SEPARACIÓN .....	24
PRESIÓN DE SEPARACIÓN.....	25
EQUILIBRIO DE FASES .....	25
NÚMERO DE ETAPAS REQUERIDAS PARA LA SEPARACIÓN .....	27
CARACTERÍSTICAS DEL FLUJO .....	28
CLASIFICACIÓN DE POZOS SEGÚN LOS FLUIDOS PRODUCIDOS .....	29
FACTORES QUE AFECTAN LA SEPARACIÓN .....	29
<i>Fenómenos de flujo: flujo multifásico .....</i>	<i>30</i>
<i>Patrones de flujo.....</i>	<i>30</i>
EQUIPOS DE SEPARACIÓN .....	38
<i>Tipos de separadores.....</i>	<i>39</i>
<i>Criterios de selección.....</i>	<i>43</i>
ACEITE PESADO.....	43
<i>Aceite pesado y su distribución geológica.....</i>	<i>46</i>
<i>Cuencas productoras de aceite pesado: Faja del Orinoco y cuenca sedimentaria del oeste de</i>	
<i>Canadá.....</i>	<i>48</i>
<i>Producción de aceite pesado.....</i>	<i>50</i>
<i>Problemas con el transporte y la producción de aceite pesado .....</i>	<i>52</i>
EQUIPO SLUG CATCHER: APLICADO A LA SEPARACIÓN DE ACEITE PESADO .....	53

<b>CAPÍTULO 2. MARCO METODOLÓGICO.....</b>	<b>56</b>
CARACTERIZACIÓN DEL FLUJO TIPO BACHE ( <i>SLUG</i> ) .....	57
PREDICCIÓN DE LA ACUMULACIÓN DE LÍQUIDO .....	60
DIMENSIONAMIENTO DEL EQUIPO SLUG CATCHER–FINGER TYPE.....	61
<b>CAPÍTULO 3. METODOLOGÍA.....</b>	<b>64</b>
DATOS DE ENTRADA .....	64
CÁLCULOS.....	65
<i>Conversiones iniciales</i> .....	65
<i>Cálculo de gastos</i> .....	66
<i>Propiedades de los fluidos</i> .....	68
<i>Velocidades aparentes</i> .....	69
<i>Velocidad de arrastre</i> .....	71
<i>Velocidad de la burbuja de Taylor</i> .....	71
<i>Colgamiento de líquido en el bache (slug holdup)</i> .....	72
<i>Volumen líquido de acumulación</i> .....	75
<i>Gasto a la salida del equipo</i> .....	76
<i>Volumen acumulado</i> .....	77
<i>Longitud del finger</i> .....	77
<b>CAPÍTULO 4. PROGRAMACIÓN DE LA METODOLOGÍA .....</b>	<b>79</b>
ELECCIÓN DEL LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN .....	80
REQUISITOS DE SOFTWARE Y ENTORNO DE DESARROLLO .....	81
ENFOQUE GENERAL DE LA PROGRAMACIÓN .....	81
ESTRUCTURA MODULAR DEL CÓDIGO .....	82
IMPLEMENTACIÓN DE LOS CÁLCULOS PARA EL DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA.....	83
DESARROLLO DE LA INTERFAZ GRÁFICA.....	84
FLUJO DE EJECUCIÓN DEL PROGRAMA.....	85
VENTAJAS DEL ENFOQUE COMPUTACIONAL .....	85
INTERFAZ GRÁFICA.....	86
<b>CAPÍTULO 5. ANÁLISIS COMPARATIVO.....</b>	<b>89</b>
CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA UN EQUIPO SLUG CATCHER APLICADO A LA SEPARACIÓN DE ACEITE PESADO .....	89
FACTORES ESTRATÉGICOS PARA EL DISEÑO DEL EQUIPO <i>SLUG CATCHER</i> : .....	92
RESULTADOS .....	94
CONCLUSIONES .....	97
EL ACEITE PESADO Y EXTRAPESADO COMO NEGOCIO .....	97
LOS RETOS EN EL MANEJO DE LA PRODUCCIÓN DE ACEITE PESADO .....	98

DISEÑO CONCEPTUAL DEL EQUIPO SLUG CATCHER COMO UN SEPARADOR PARA ACEITE PESADO .....	104
<b>ANEXOS.....</b>	<b>106</b>
CÓDIGO DE PROGRAMACIÓN.....	106
NOMENCLATURA .....	118
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>120</b>

## LISTA DE FIGURAS

<b>FIGURA 1</b> ESQUEMA GENERAL DE LA CADENA DE VALOR EN LA INDUSTRIA PETROLERA .....	21
<b>FIGURA 2</b> ESQUEMA GENERAL DE LAS ÁREAS DE MAYOR ACTIVIDAD EN LA CONDUCCIÓN Y EL MANEJO DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS. IMAGEN MODIFICADA (MAURICE STEWART ET AL. 2008) .....	23
<b>FIGURA 3</b> DISTRIBUCIÓN DE LOS FLUIDOS POR EL PRINCIPIO DE SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL. IMAGEN MODIFICADA (MAURICE STEWART ET AL. 2008) .....	24
<b>FIGURA 4</b> DIAGRAMA TÍPICO DE EQUILIBRIO DE FASES EN UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN. IMAGEN MODIFICADA DE (MAURICE STEWART ET AL. 2008).....	26
<b>FIGURA 5</b> LÍQUIDO RECUPERADO SEGÚN LAS ETAPAS DE SEPARACIÓN CONSIDERADAS EN EL DISEÑO. IMAGEN MODIFICADA (MAURICE STEWART ET AL. 2008) .....	27
<b>FIGURA 6</b> EMULSIÓN DÓNDE LA FASE CONTINUA ES EL ACEITE Y LA FASE DISPERSA SON GOTAS MICROSCÓPICAS DE AGUA ENVUELTAS EN UNA PELÍCULA DE ACEITE. IMAGEN MODIFICADA DE (MAURICE STEWART ET AL. 2008) .....	28
<b>FIGURA 7</b> DISTRIBUCIÓN DE FLUIDOS POR EL PRINCIPIO DE SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL. IMAGEN MODIFICADA (MAURICE STEWART ET AL. 2008).....	28
<b>FIGURA 8</b> PATRONES DE FLUJO (MAURICE STEWART ET AL. 2008) .....	31
<b>FIGURA 9</b> BACHEO NORMAL. IMAGEN MEJORADA DE GODOY, 2013 .....	33
<b>FIGURA 10</b> BACHEO SEVERO. IMAGEN MEJORADA DE GODOY, 2013 .....	34
<b>FIGURA 11</b> BACHEO POR TERRENO SINUOSO. IMAGEN MEJORADA DE GODOY, 2013 .....	34
<b>FIGURA 12</b> FORMACIÓN DEL FLUJO TIPO BACHE (A). IMAGEN MEJORADA DE GODOY, 2013 .....	35
<b>FIGURA 13</b> FORMACIÓN DEL FLUJO TIPO BACHE (B). IMAGEN MEJORADA DE GODOY, 2013 .....	35
<b>FIGURA 14</b> FORMACIÓN DEL FLUJO TIPO BACHE (C). IMAGEN MEJORADA DE GODOY, 2013 .....	36
<b>FIGURA 15</b> FORMACIÓN DEL FLUJO TIPO BACHE (D). IMAGEN MEJORADA DE GODOY, 2013.....	36
<b>FIGURA 16</b> DESVIADOR DE ENTRADA. IMAGEN MEJORADA (MAURICE STEWART ET AL. 2008) .....	40
<b>FIGURA 17</b> ESQUEMA DE UN SEPARADOR HORIZONTAL TRIFÁSICO TIPO TANQUE. IMAGEN MEJORADA.....	41
<b>FIGURA 18</b> ESQUEMA DE UN EQUIPO SLUG CATCHER FINGER TYPE. IMAGEN MEJORADA (MAURICE STEWART ET AL. 2008).....	42
<b>FIGURA 19</b> MUESTRAS DE ACEITE SEGÚN SU DENSIDAD API (IMAGEN DIDÁCTICA CON FINES ILUSTRATIVOS. NO SON MUESTRAS REALES. LOS COLORES NO SIEMPRE COINCIDEN).....	45

<b>FIGURA 20</b> GEOLOGÍA DEL OESTE DE CANADÁ: YACIMIENTO DE ACEITE PESADO EN CUENCAS DEL ALTIPLANO. IMAGEN MEJORADA (ALBOUDWAREJ ET AL. 2018) .....	47
<b>FIGURA 21</b> CINTURÓN DE ACEITE PESADO DEL ORINOCO (IMAGEN MODIFICADA DE GOOGLE MAPS 2026 CON FINES ILUSTRATIVOS) .....	48
<b>FIGURA 22</b> “ACEITE PEASADO VISCOSO” (HUSSEIN ALBOUDWAREJ ET AL. 2006) .....	51
<b>FIGURA 23</b> MAPA DE PATRONES DE FLUJO PARA EL DISEÑO DEL EQUIPO SLUG CATCHER .....	62
<b>FIGURA 24</b> DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL DISEÑO DEL EQUIPO SLUG CATCHER .....	79
<b>FIGURA 25</b> INTERFAZ GRÁFICA – DATOS DE ENTRADA - .....	87
<b>FIGURA 26</b> INTERFAZ GRÁFICA – RESULTADOS DEL DISEÑO DEL EQUIPO SLUG CATCHER FINGER TYPE APLICADO A LA PRODUCCIÓN DE ACEITE PESADO - .....	88
<b>FIGURA 27</b> MAPA DE PATRONES DE FLUJO PARA EL DISEÑO DEL EQUIPO SLUG CATCHER FINGER TYPE .....	95

## LISTA DE TABLAS

<b>TABLA 1</b> CARACTERÍSTICAS DEL ACEITE CRUDO (WORLD PETROLEUM CONGRESS, TWELFTH WORLD PETROLEUM CONGRESS 1978).....	44
<b>TABLA 2</b> COMPOSICIÓN DE ELEMENTOS DEL ACEITE PESADO, YACIMIENTO EN VENEZUELA (GATEAU ET AL., 2004) .....	44
<b>TABLA 3</b> COMPOSICIÓN DE ACEITE PESADO, MEDIANO Y RESIDUAL (SPEIGHT 1991) .....	45
<b>TABLA 4</b> DATOS DE CAMPO, FAJA DEL ORINOCO.....	64
<b>TABLA 5</b> RESUMEN DE LOS PARÁMETROS DE DISEÑO .....	78
<b>TABLA 6</b> DISEÑO CALCULADO CON RELACIÓN AL DISEÑO DE LOS AUTORES DE PDVSA .....	95
<b>TABLA 7</b> COMPARACIÓN ENTRE UN SEPARADOR HORIZONTAL TIPO TANQUE Y UN SLUG CATCHER FINGER TYPE .....	105

## Introducción

La energía es un principio vital para el progreso y desarrollo humano, es imprescindible para llevar a cabo todo tipo de actividades, como alimentación, educación, vestimenta, salud y transporte.

La seguridad energética<sup>1</sup> es una de las prioridades fundamentales de la mayoría de los gobiernos alrededor del mundo.

Si se considera el estilo de vida de la población actual, se vuelve notorio que el petróleo, el gas y sus derivados, son la principal fuente de energía que impulsa a la sociedad humana.

Ciertamente existe un deseo y compromiso, por empresas y gobiernos, de reducir los subsidios y la dependencia de las fuentes fósiles. Sin duda alguna estamos en ese camino. Pero todos los escenarios energéticos, en el corto y mediano plazo, indican que el petróleo seguirá siendo la principal fuente de energía primaria en el futuro previsible.

Llevar a cabo una transición energética es un proceso decidido por cada uno de los países en función de diversas motivaciones, que entre otros aspectos consideran: ingresos fiscales, seguridad y soberanía energética, acceso a la energía para su población, cambio climático, desarrollo económico y desarrollo social.

Por muchos años las compañías petroleras alrededor del mundo se han enfocado en primer lugar en desarrollar los yacimientos con mejores

---

<sup>1</sup> La seguridad energética se define como “la garantía de un suministro confiable (sin interrupciones inesperadas) y adecuado de energía (acorde a las necesidades de la población) a un precio razonable”. Rousseau Isabelle. *Conferencia: Pasado y presente de la industria petrolera en México*. Colegio de Ingenieros Petroleros de México 2022.

características, aquellos con buena porosidad y permeabilidad. En segundo lugar, estaban yacimientos más complejos y de difícil acceso, recursos que, por sus características petrofísicas, difieren de los procesos y tecnologías tradicionales para su extracción, por lo cual, son denominados *recursos no-convencionales*. Entre los no-convencionales se encuentran los recursos de: **aceite pesado**, aceite extrapesado, arenas bituminosas y el petróleo contenido en la roca generadora.

En cuanto al petróleo convencional, barato y fácil de recuperar, ya ha suministrado más del 95% de todo el petróleo extraído hasta la fecha en el mundo (Abul Jamaluddin et al. 2018). La producción de este recurso enfrenta una caída importante y no será suficiente para satisfacer la creciente demanda de energía. Sin embargo, existe una cantidad abundante de recursos fósiles no-convencionales que aún permanecen sin desarrollar.

La Agencia Internacional de Energía (IEA) estima que los recursos de aceite pesado, extrapesado y bitumen en el mundo es de aproximadamente 2 billones de barriles. La explotación de este recurso es una fuente viable de energía a pesar de los costos involucrados en su producción. Con una iniciativa para implementar nueva tecnología, se espera que el aceite pesado desempeñe un papel importante en la reducción de la brecha entre los suministros convencionales de petróleo y la creciente demanda de energía en el mundo. En cuanto al resto de la brecha se espera que se llene con la producción de gas natural (Abul Jamaluddin et al. 2018).

## Justificación

En la conducción y el manejo de la producción de hidrocarburos, es necesario que los recursos provenientes de un campo petrolero reciban un tratamiento adecuado antes de llegar a las manos de su comprador. El tratamiento que reciben incluye, entre otros aspectos, la separación de fluidos, el manejo de arenas, la eliminación de impurezas, tales como azufre, nitrógeno, metales pesados y compuestos aromáticos, así como la deshidratación del gas y el petróleo.

Los aceites pesados tienen una naturaleza química única, su viscosidad elevada da lugar a varios desafíos técnicos. En este escenario, el patrón de flujo de tipo bache (*slug*) se hace presente a través de las tuberías, propiciando problemas operativos y una deficiencia en la separación de fluidos por parte de los separadores convencionales. Por lo cual, se requiere de equipos especializados para el manejo de la producción en función de las particularidades características del fluido producido.

En respuesta a esta situación, surge la necesidad de diseñar un separador capaz de manejar la viscosidad elevada del líquido y reducir los efectos del flujo tipo bache (*slug*), presentes en el desarrollo de campos de aceite pesado.

Razón por la cual, se presenta como trabajo de titulación el diseño conceptual de un *Slug Catcher*, un equipo más eficiente en la separación de aceite pesado que un equipo de separación convencional. Se espera que este trabajo sirva como una guía, que permite a los usuarios aprender rápidamente cómo funciona el equipo sin tener que dedicar tiempo a investigar o buscar información adicional. Su propósito es ayudar a comprender las

especificaciones técnicas del equipo, y brindar orientación paso a paso sobre su diseño. Además, este trabajo contiene información e instrucciones sobre cómo construir una interfaz gráfica para dimensionar el equipo *Slug Catcher* de forma práctica, al programar la metodología de diseño.

## Planteamiento del problema

Los procesos de separación gas-líquido en el manejo de la producción de aceite se realizan principalmente con separadores tipo tanque a partir del principio de segregación gravitacional. La eficiencia de separación de estos equipos depende de las propiedades de los fluidos, las condiciones de operación y de un diseño apropiado. En campos de aceite pesado y aceite extrapesado, la eficiencia de los separadores tradicionales se ve limitada debido al manejo de líquidos altamente viscosos, presiones bajas y un gasto de la fase gaseosa bajo. Estas condiciones propician la formación del patrón de flujo tipo bache (*slug*) a través de las tuberías, afectando el proceso de separación y causando diversos problemas operacionales.

En respuesta a esta situación, surge la necesidad de diseñar un separador capaz de manejar la viscosidad elevada del líquido y reducir los efectos del flujo tipo bache (*slug*). Existen diferentes tecnologías que pueden ayudar a mejorar los procesos de separación, entre las cuales se encuentra el *Slug Catcher*, un equipo utilizado generalmente en campos de gas o campos de aceite ligero y mediano. No obstante, es posible cambiar el enfoque de su diseño para su aplicación en campos de aceite pesado (J. Márquez et al. 2009).

## Hipótesis

Para diseñar el equipo *Slug Catcher* se utiliza de generalmente la metodología presentada por Sarica et al. (1990). Ahora bien, para su aplicación en el manejo de la producción de aceite pesado J. Márquez et al. (2009) añade a la metodología general el enfoque de Barnea & Taitel (1993) con el criterio de inestabilidad viscosa de Kelvin-Helmholtz (VKH), el cual considera los efectos del esfuerzo cortante pero no los efectos de la tensión interfacial, lo que describe mejor el efecto de la viscosidad del aceite pesado, las características del flujo tipo bache (*slug*) y el efecto de transición de flujo estratificado a flujo no-estratificado. Dicho enfoque resulta novedoso y permite implementar el *Slug Catcher* como un equipo eficiente y económico en el manejo de la producción de aceite pesado.

## Caso de Estudio

Diseño de un equipo *Slug Catcher- Finger Type* para el manejo de la producción de aceite pesado.

## Objetivo principal

Presentar el diseño conceptual de un equipo *Slug Catcher* como un equipo de separación eficiente para el manejo de la producción de aceite pesado en comparación con un separador convencional tipo tanque.

## Objetivos secundarios

- Realizar un análisis comparativo del equipo *Slug Catcher* respecto a un equipo de separación tipo tanque.
- Construir un programa computacional para el dimensionamiento práctico del equipo diseñado mediante una interfaz gráfica.

## Capítulo 1. Marco Teórico

Los hidrocarburos han sido un gran impulso para la actividad humana. Obtener estos recursos comprende una inversión fuerte y una labor multidisciplinaria de ingeniería, ciencia y mano calificada. Los hidrocarburos como recursos naturales, no renovables, se concentran en el subsuelo en formaciones geológicas denominadas yacimientos. Uno de los factores que posibilita la obtención de estos recursos, es la construcción de pozos. Un pozo es el medio por el cual los hidrocarburos almacenados en el subsuelo fluyen a la superficie.

La labor del ingeniero petrolero consiste en desarrollar un proyecto con al menos tres características: que sea ambientalmente responsable, económicamente rentable y debe obtener el mayor volumen de recursos posible. Para lograrlo hay que gestionar la energía natural del yacimiento, implementar las tecnologías correspondientes y desempeñarse con profesionalismo, coordinación y diligencia. Debido a la complejidad de la labor, el proyecto tiene una amplia cadena de valor. En el contexto del tema desarrollado en esta tesis, el “eslabón” de enfoque es el que corresponde al área de Producción. El área de producción será quien tenga el primer contacto con los fluidos provenientes de los pozos (Figura 1).



Además, este proceso, que suele realizarse en dos o tres etapas a diferentes condiciones de presión (presiones decrecientes), es fundamental para cumplir con la normatividad internacional de comercialización, garantizando al comprador barriles de petróleo con una pureza de hasta el 99.99 %, y asegura una medición precisa durante la transferencia de custodia (Maurice Stewart et al. 2007).

A manera de resumen, podemos decir que la separación cumple cuatro propósitos fundamentales:

- **Optimizar el manejo y transporte de cada fase:**

El gas debe ser tratado, medido y comprimido antes de su envío o quema controlada; el petróleo necesita deshidratarse y estabilizarse para su almacenamiento o venta; el agua debe ser tratada o reinyectada al yacimiento. Estas operaciones solo son posibles si cada fase se encuentra separada.

- **Evitar problemas operativos y de seguridad:**

La mezcla multifásica puede generar fenómenos de flujo, por ejemplo: golpes de ariete, vibraciones, caídas de presión y variaciones en las tasas de flujo. Estos fenómenos afectan a las líneas de flujo y equipos aguas abajo. Separar las fases reduce estas variaciones y protege compresores, bombas y válvulas.

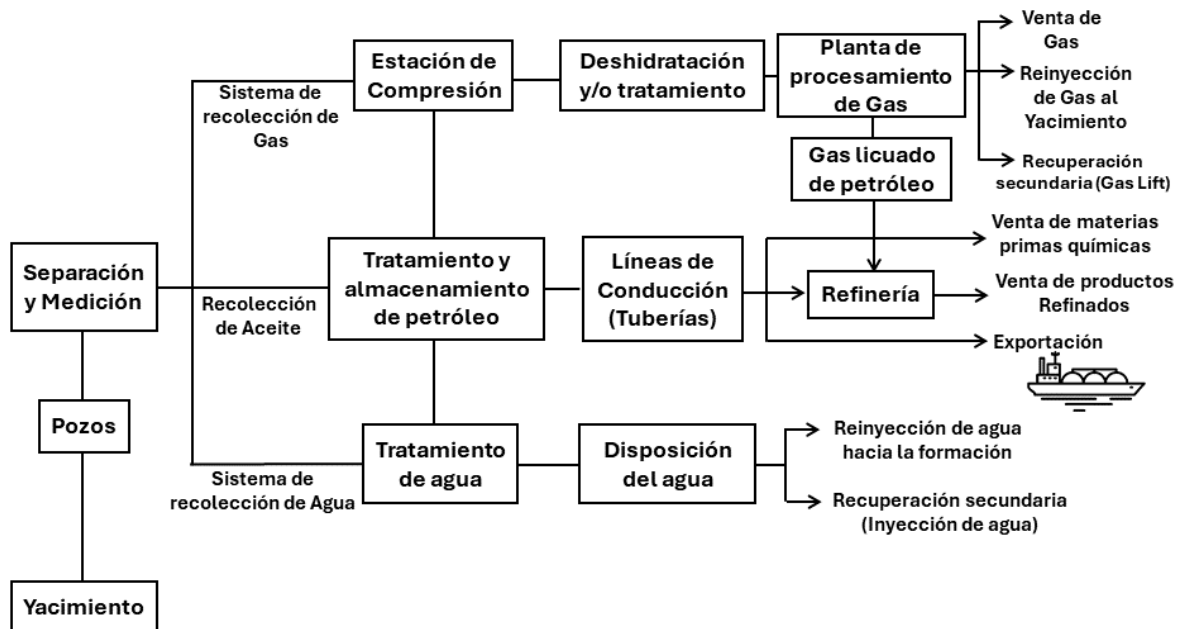
- **Permitir una medición precisa de la producción:**

Para fines de control y fiscalización, es necesario conocer la producción individual de gas, petróleo y agua. Esta medición solo es confiable cuando las fases están físicamente separadas.

- **Facilitar el diseño eficiente de los sistemas de tratamiento:**

Cada fase tiene propiedades diferentes (densidad, viscosidad, compresibilidad) y, por tanto, requiere equipos y procesos específicos. La separación inicial permite dimensionar correctamente los sistemas de compresión, bombeo, tratamiento y almacenamiento.

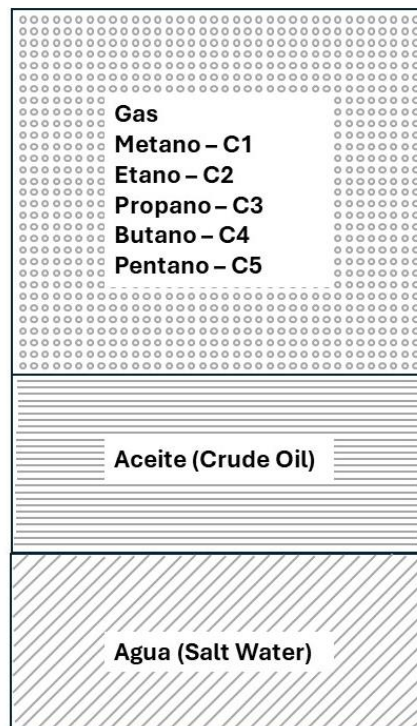
A continuación, se muestra un esquema general de las áreas de mayor actividad en la conducción y el manejo de la producción de hidrocarburos (Figura 2).



*Figura 2* Esquema general de las áreas de mayor actividad en la conducción y el manejo de la producción de hidrocarburos. Imagen modificada (Maurice Stewart et al. 2008)

## Principios de separación

Las condiciones de presión y temperatura en el yacimiento están generalmente en un rango mayor en comparación con las condiciones atmosféricas. A medida que los fluidos alcanzan la superficie, la presión disminuye y el gas disuelto se libera. La *tensión superficial* del aceite mantiene parte del gas liberado, pero esta tensión se reduce al aumentar la temperatura. La *gravedad* separa los componentes pesados hacia abajo y los ligeros hacia arriba (Figura 3). Sin duda, los principios que favorecen la separación son temperatura, presión y densidad.



**Figura 3** Distribución de los fluidos por el principio de segregación gravitacional. Imagen modificada (Maurice Stewart et al. 2008)

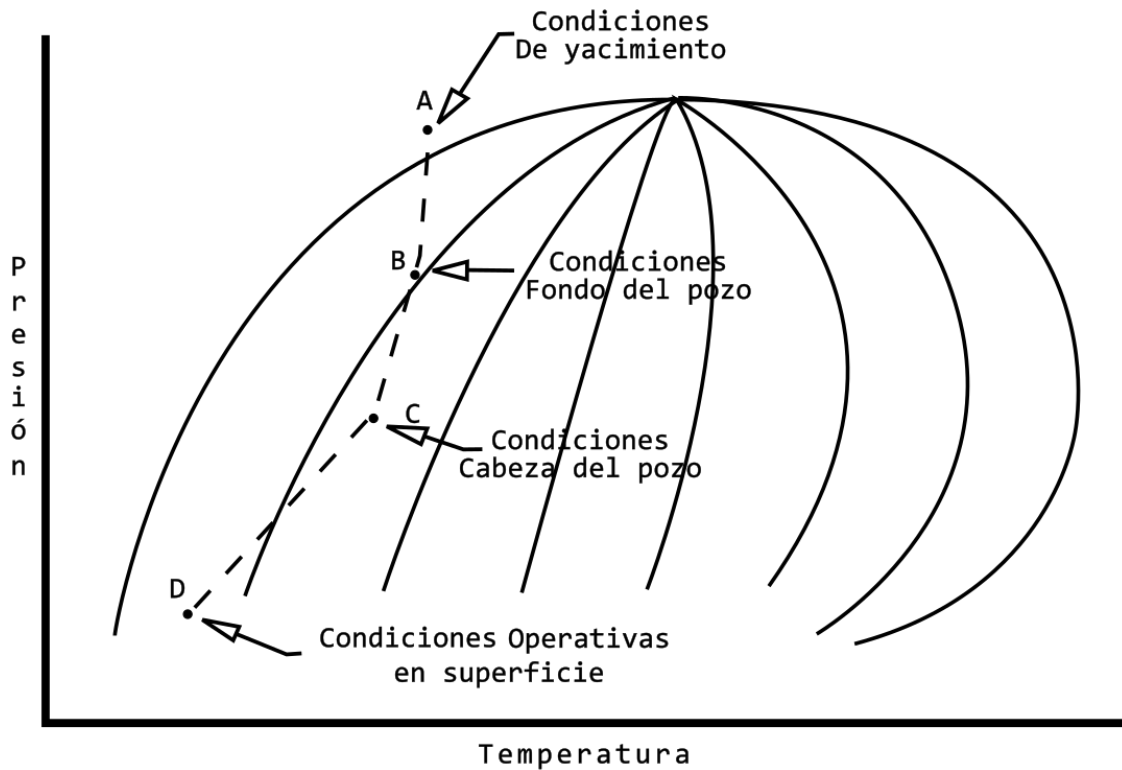
## Presión de separación

Debido a la naturaleza multicomponente del fluido producido, cuanto mayor sea la presión a la que ocurre la separación inicial, mayor será la cantidad de líquido obtenida en el separador. Este líquido contiene algunos componentes livianos que se vaporizan en el tanque de almacenamiento ubicado aguas abajo del separador. Si la presión de separación inicial es:

- Demasiado alta, una cantidad excesiva de componentes livianos permanecerá en la fase líquida dentro del separador y se perderá posteriormente en el tanque.
- Demasiado baja, una menor cantidad de componentes livianos se estabilizará en la fase líquida del separador, por lo que se perderán en la fase gaseosa.

## Equilibrio de fases

El diagrama de fase es una herramienta útil para visualizar el comportamiento de fases. Representa las condiciones teóricas de presión y temperatura donde los líquidos y vapores pueden coexistir y separarse. Cada punto representa una etapa del proceso, desde las condiciones del yacimiento hasta la entrada al primer separador (Figura 4).

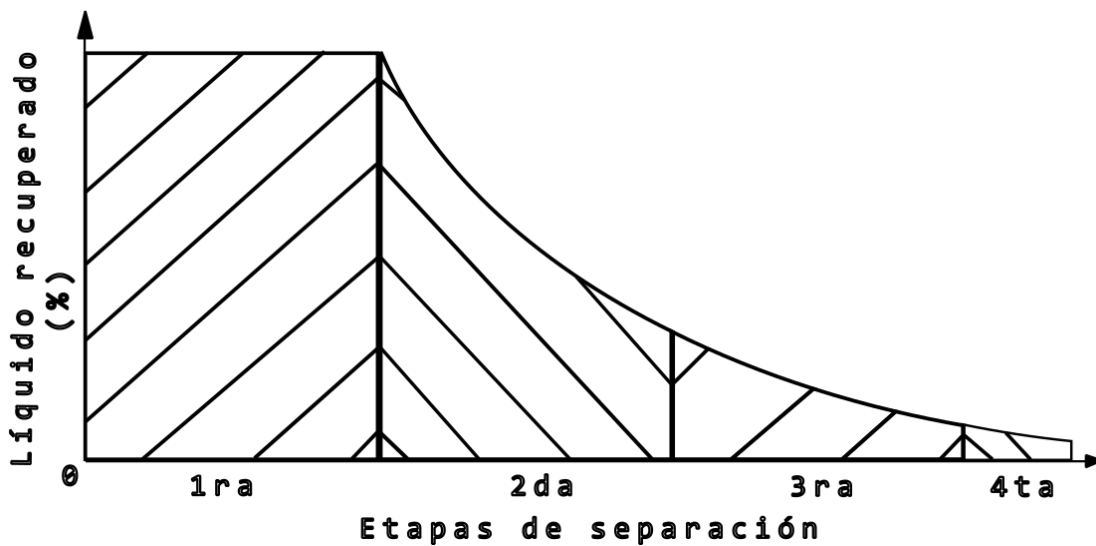


**Figura 4** Diagrama típico de equilibrio de fases en un sistema de producción. Imagen modificada de (Maurice Stewart et al. 2008)

- **Punto A**  
Indica los puntos de presión y temperatura en los que se encuentra el petróleo a condiciones de yacimiento (una fase, líquido).
- **Punto B**  
Representa las condiciones de flujo en el fondo del pozo de producción (dos fases, gas-líquido).
- **Punto C**  
Representa las condiciones de flujo en la cabeza del pozo de producción (dos fases, gas-líquido).
- **Punto D**  
Representa las condiciones de flujo en superficie a la entrada del primer separador (dos fases, gas-líquido).

## Número de etapas requeridas para la separación

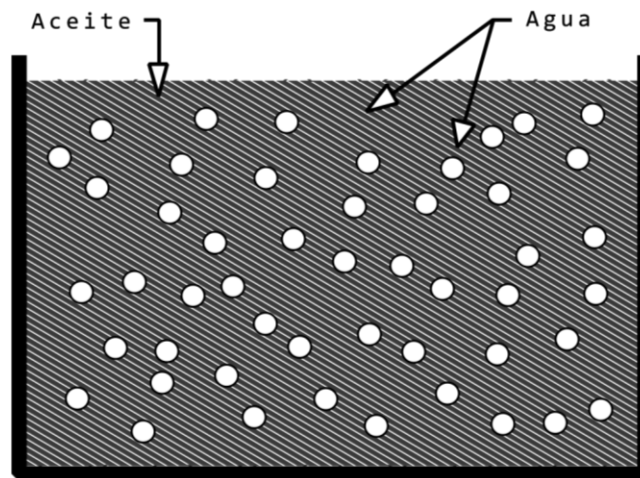
A medida que se añaden más etapas al proceso, la recuperación de petróleo disminuye progresivamente (Figura 5). El volumen de líquido recuperado por agregar una etapa adicional debe compensar con creces el costo del separador, tuberías, controles, espacio y complejidad adicionales. Para cada instalación existe un número óptimo de etapas, el cual puede variar de un pozo a otro y cambiar con el tiempo conforme la presión de flujo del pozo disminuye (Maurice Stewart et al. 2008).



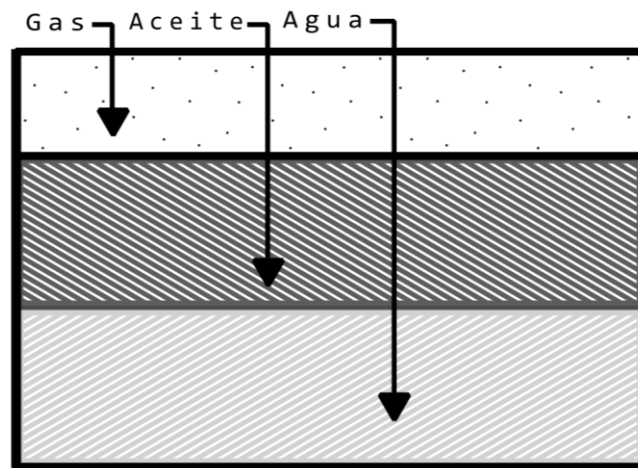
**Figura 5** Líquido recuperado según las etapas de separación consideradas en el diseño. Imagen modificada (Maurice Stewart et al. 2008)

## Características del flujo

La producción de un pozo frecuentemente está acompañada de: gas, vapores condensables, agua, vapor de agua, petróleo y residuos sólidos. La proporción de cada componente varía entre pozos. Los fluidos del pozo pueden existir como emulsión o en capas. Los fluidos libres se separan más fácilmente que los que están en emulsión (Figura 6 y 7).



**Figura 6** Emulsión dónde la fase continua es el aceite y la fase dispersa son gotas microscópicas de agua envueltas en una película de aceite. Imagen modificada de (Maurice Stewart et al. 2008)



**Figura 7** Distribución de fluidos por el principio de segregación gravitacional. Imagen modificada (Maurice Stewart et al. 2008)

El gas en solución es aquel disuelto en los fluidos del pozo, y no libre en la corriente. Conforme disminuye la presión, la capacidad del líquido para mantener gas en solución también se reduce, liberando gas que se separa del aceite al llegar a la superficie.

## Clasificación de pozos según los fluidos producidos

Con base en las características de la corriente de flujo, es posible clasificar un pozo según el tipo de fluido que produce de la siguiente manera:

- **Pozo de crudo:** contiene principalmente petróleo crudo, pero puede incluir residuos sólidos, agua y gas.
- **Pozo de gas seco:** contiene principalmente gas, puede incluir algo de agua, pero no hidrocarburos líquidos.
- **Pozo de gas condensado:** produce hidrocarburos líquidos y gaseosos, algo de agua, pero no crudo.

El gas producido junto con el crudo se denomina gas asociado, mientras que el gas producido solo o con agua se denomina gas no asociado (Maurice Stewart et al. 2008).

## Factores que afectan la separación

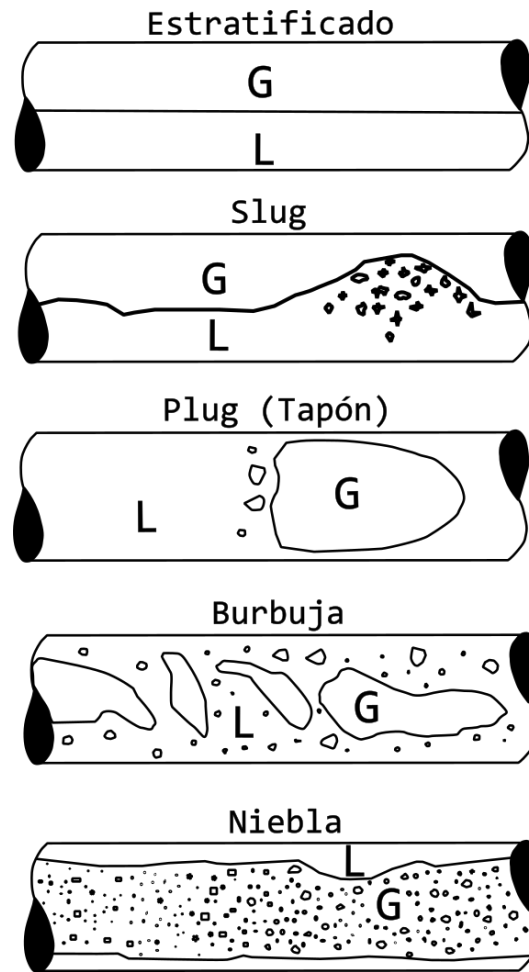
Las características del flujo afectan directamente el diseño y operación del separador. Entre los factores clave están: gasto de gas y líquido (mínimo, promedio y máximo), presiones y temperaturas de diseño, fenómenos de flujo, por ejemplo, flujo tipo bache (*slug*), propiedades físicas de los fluidos (densidad, compresibilidad), presencia de impurezas (parafinas, arenas, incrustaciones), tendencia a formar espuma, emulsiones y comportamiento corrosivo.

## Fenómenos de flujo: flujo multifásico

La producción de hidrocarburos constituye una mezcla de gas, agua y aceite que se desplaza simultáneamente a través de tuberías y equipos especializados en superficie. Esta condición da lugar a lo que se conoce como flujo multifásico, caracterizado por la coexistencia y la interacción dinámica de varias fases con propiedades físicas muy distintas. El comportamiento de estas fases, su distribución espacial, sus velocidades relativas y las transiciones entre diferentes líneas de conducción y equipos, determina el patrón de flujo que prevalece en cada sección de las instalaciones de procesamiento.

### Patrones de flujo

Representan la forma en que las fases gas y líquido se distribuyen dentro de la tubería. Entre los patrones de flujo más comunes se encuentran: flujo tipo burbuja, flujo tipo niebla, flujo tipo tapón, flujo tipo bache (slug), flujo estratificado, entre otros (Figura 8). Cada patrón se manifiesta dentro de un rango particular de gastos, inclinación de la línea de transporte (tuberías), propiedades de las fases y condiciones de presión y temperatura. El conocimiento de estos patrones es esencial, ya que influyen directamente en la caída de presión, la capacidad de transporte, la separación de fases y la estabilidad operativa del sistema.



**Figura 8** Patrones de flujo (Maurice Stewart et al. 2008)

### Flujo estratificado

Se presenta típicamente cuando la velocidad del gas es moderada y la del líquido es relativamente baja, permitiendo que ambas fases se distribuyan uniformemente, con el líquido ocupando la parte inferior y el gas fluyendo sobre él. Este régimen es estable, predecible, y deseable a lo largo de las líneas de transporte y en el diseño del sistema de separación, ya que reduce las caídas de presión y minimiza la formación de slugs.

### Flujo tipo bache (*slug*)

En contraste, cuando la velocidad del gas aumenta o cuando se generan perturbaciones suficientemente grandes en la interfaz gas-líquido, el sistema puede entrar en un régimen tipo slug. En este tipo de flujo, grandes **baches** o “tapones” de líquido (conocidos como *slugs*) se desplazan intercalados con burbujas de gas.

### Burbuja de Taylor

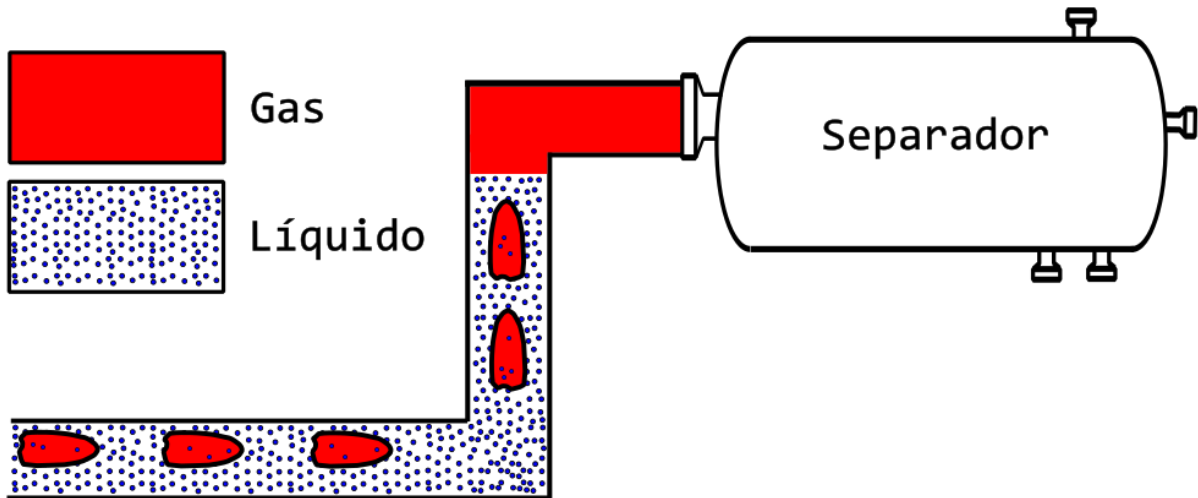
A la par de los slugs se forman las denominadas burbujas de Taylor, estructuras alargadas de gas que avanzan a gran velocidad, separadas por columnas de líquido. Este fenómeno genera variaciones bruscas de presión y gasto, que pueden impactar negativamente en la integridad mecánica de los equipos, en la eficiencia del transporte y en el desempeño de los separadores.

Comprender y predecir estos comportamientos es fundamental para el diseño de equipos de separación, como el equipo *slug catcher*, cuyo propósito es amortiguar los efectos del flujo intermitente y proteger los sistemas aguas abajo. En este contexto, la identificación del patrón de flujo predominante y la caracterización de los mecanismos de transición entre ellos se convierten en una parte esencial del análisis hidrodinámico y del diseño conceptual del equipo.

### Tipos de bache (*slug*)

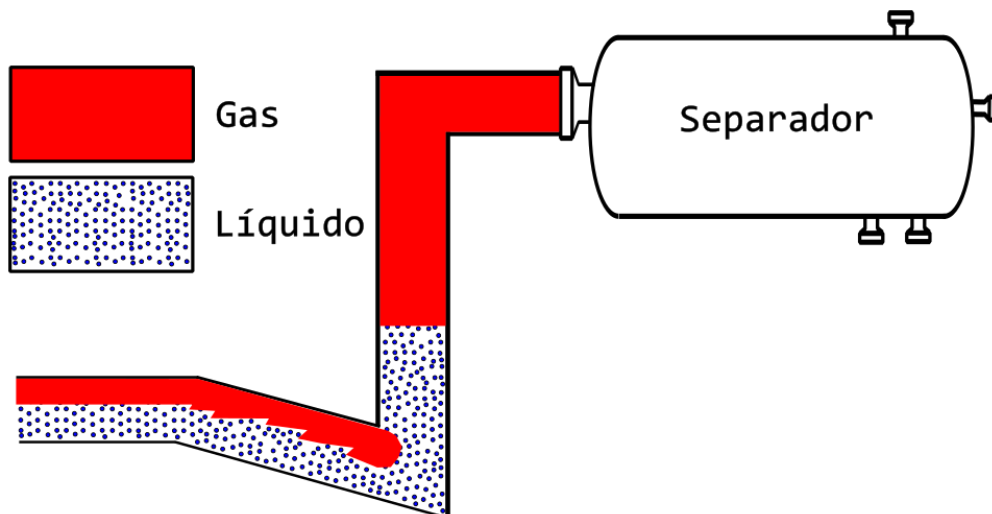
El flujo tipo bache básicamente es una serie de tapones de líquido y burbujas de gas. Existen tres tipos de bache, el hidrodinámico o normal, éste se presenta en tuberías horizontal es donde la velocidad del gas y del líquido son diferentes, son cortos con alta frecuencia en la entrada del separador, se maneja este fenómeno de flujo tipo bache (denominado informalmente como

batcheo) con menos dificultad porque la cantidad de líquido es pequeña comparada con el volumen del separador.



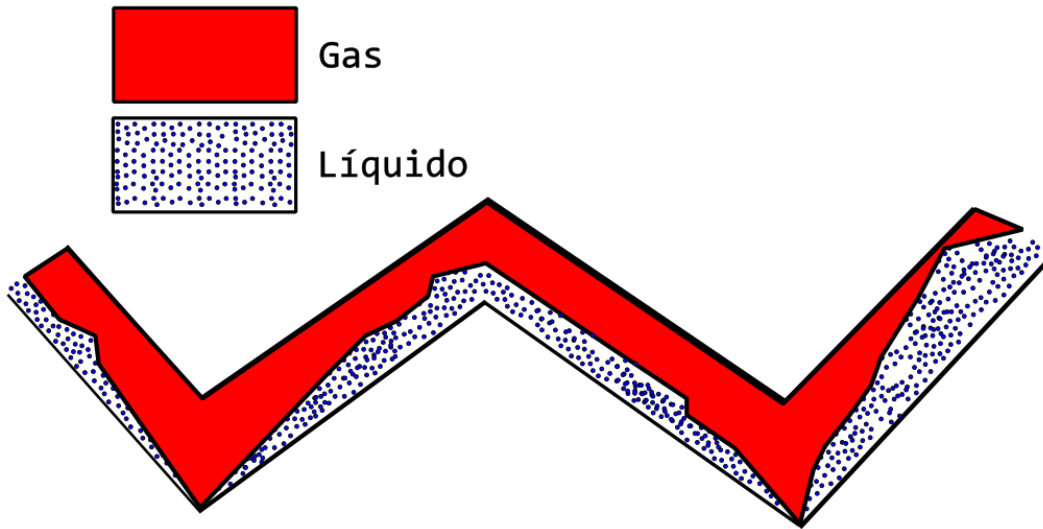
*Figura 9 Bacheo normal. Imagen mejorada de Godoy, 2013*

El bacheo severo por lo contrario maneja mucho líquido y se presenta en condiciones de baja presión y producción, por ejemplo, al final de la vida de los pozos. El líquido se va acumulando en secciones de tuberías obstruyendo el paso del gas y formando un gran tapón de líquido y cuando la corriente de gas alcance un valor que exceda la fuerza de oposición de éste logra forzarlo para que se mueva hacia el separador.



*Figura 10 Bacheo severo. Imagen mejorada de Godoy, 2013*

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

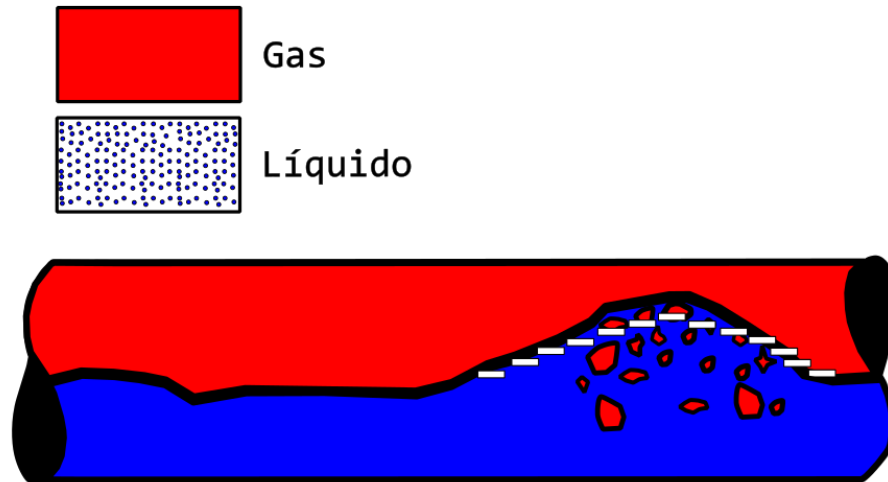


*Figura 11 Bacheo por terreno sinuoso. Imagen mejorada de Godoy, 2013*

La formación del flujo bache está influenciado por variaciones de la presión a lo largo de la tubería, provocado por el cierre de pozos, por las condiciones de salida de equipos de bombeo y/o compresión, ya sea por mantenimiento o por paro de emergencia, por la topología del terreno y el ritmo de producción que provoca variaciones en las velocidades de los fluidos inducidos por un cambio de área, ya sea por el estrangulamiento o taponamiento de los ductos (Godoy, 2013).

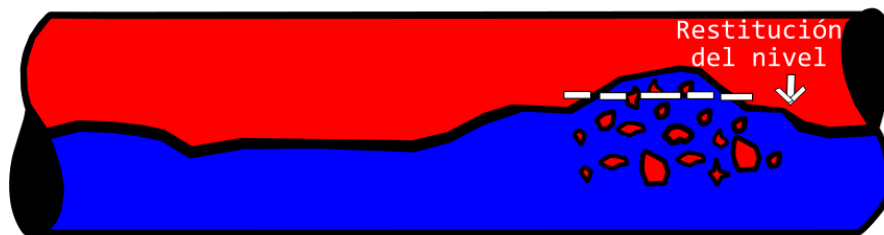
### Descripción de la formación del bache

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



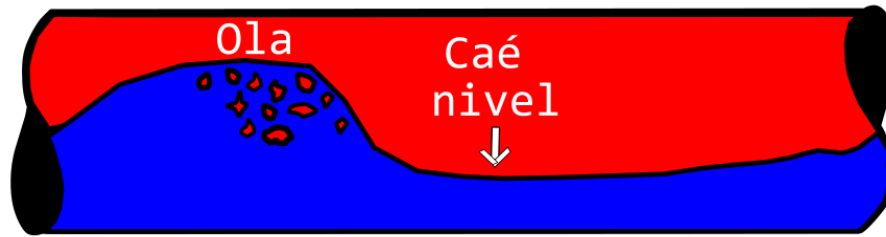
*Figura 12 Formación del flujo tipo bache (a). Imagen mejorada de Godoy, 2013*

Puesto que el gas lleva una mayor velocidad que la del líquido provoca que se acelere, obstruyendo la sección transversal del ducto, incrementando así el volumen del líquido para formar el bache, adquiriendo cierta velocidad (b).



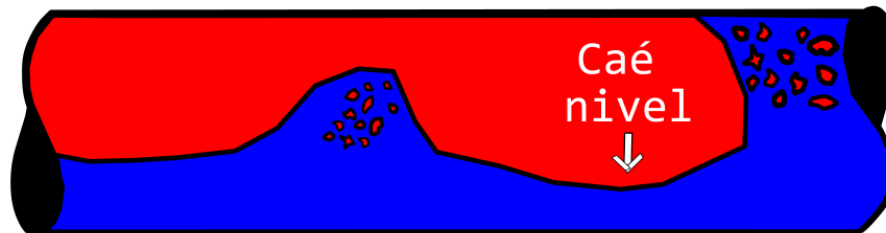
*Figura 13 Formación del flujo tipo bache (b). Imagen mejorada de Godoy, 2013*

Conforme avanza el bache va derramando líquido en la parte posterior, cayendo para formar una nueva capa de superficie libre, los esfuerzos cortantes, la fricción interfacial y la fricción con la tubería hacen que se desacelere el líquido (c).



*Figura 14 Formación del flujo tipo bache (c). Imagen mejorada de Godoy, 2013*

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



*Figura 15 Formación del flujo tipo bache (d). Imagen mejorada de Godoy, 2013*

La capa de líquido que le precede penetra cierta longitud en el frente del bache induciendo un remolino llamado vórtice de mezcla, debido a que la energía cinética del bache es mayor a la de la capa de líquido. Conforme el gasto de gas aumente el grado de aireación del bache incrementa (Godoy, 2013).

### Volumen de Slug

Existe una creciente necesidad de desarrollar proyectos de petróleo y gas económicamente viables en ambientes extremos. El fenómeno de flujo tipo bache (slug) es uno de los patrones de flujo más comunes que se presentan en la producción de aceite pesado. Como se ha mencionado, se caracteriza por un flujo no estacionario y alternante de baches de líquido y burbujas de gas.

Debido a su naturaleza altamente compleja, la predicción de la longitud del bache (slug), su frecuencia y la caída de presión por medios teóricos resultan un desafío. Por su importancia en las operaciones de producción de petróleo y gas, se han realizado numerosos estudios y se han desarrollado diferentes modelos empíricos. El fenómeno de flujo tipo bache puede ocurrir en tuberías como resultado de cambios en las condiciones de operación, presencia de *pigging* o durante operaciones de arranque. Se han desarrollado correlaciones empíricas basadas en datos de campo o laboratorio para predecir la transición al flujo tipo bache, la velocidad del bache, su longitud, su frecuencia y la distribución estadística de las longitudes del bache (N.E. Burke et al. 1996).

El fenómeno de flujo tipo bache es un patrón de flujo presente de manera habitual en las líneas de flujo. La mayoría de los métodos empíricos desarrollados para predecir la transición al flujo slug fueron diseñados para tuberías horizontales o casi horizontales. Los métodos más utilizados en la industria para predecir la longitud del bache en tuberías de gran diámetro son la correlación de Norris, la correlación de Scott et al., la correlación de Brill y sus revisiones. El patrón de flujo tipo bache inducido por la topografía ocurre en puntos bajos de la línea de flujo que pueden contraerse o crecer después de una depresión. Es más dinámico y ha sido menos estudiado en comparación con el patrón de flujo tipo bache de carácter hidrodinámico. Cada línea de flujo en terrenos irregulares tiene su propio perfil de elevación y, por lo tanto, sus propias características de flujo tipo bache. La variante más drástica de flujo tipo bache inducido por la topografía es el fenómeno de flujo tipo bache severo (Figura 10), causado por un cambio abrupto de dirección del flujo horizontal a vertical. El bacheo severo se observa con frecuencia y suele ocurrir cuando

tanto los gastos de gas como de líquido son relativamente bajos (N.E. Burke et al. 1996).

Los cambios en los modos de operación de las líneas de flujo también pueden inducir *slugs* transitorios en el sistema de producción hasta que se alcanza un nuevo estado estacionario. Las operaciones de *pigging* y los cambios en los caudales deben considerarse al dimensionar un equipo Slug Catcher. Los baches causados por *pigging* suelen ser mucho más largos que cualquier otro tipo. Sin embargo, resulta poco práctico diseñar un equipo Slug Catcher para contener todo el líquido arrastrado por los *pigs*. Por ello, el control de la velocidad del *pig* y el sistema de control de procesos en el *Slug Catcher* son aspectos de gran importancia (N.E. Burke et al. 1996).

## Equipos de separación

El término “Separador” en el ámbito petrolero designa un equipo involucrado en el manejo de la producción de hidrocarburos proveniente de los pozos. Este equipo se utiliza para separar la “mezcla” de fluidos, en sus fases gas, agua y aceite. Esta separación es necesaria para la comercialización de los hidrocarburos, cumple con una normativa internacional, y garantiza al comprador barriles de petróleo crudo. Un barril de petróleo contiene 100 % de crudo en volumen, aunque este no es homogéneo: está compuesto por una mezcla de hidrocarburos (parafinas, naftenos, aromáticos) y pequeñas cantidades de compuestos de azufre, nitrógeno, oxígeno, metales, agua y sedimentos. Dependiendo del yacimiento, la proporción de fracciones ligeras y pesadas varía; por ejemplo, un crudo ligero produce más gasolina y diésel, mientras que un crudo pesado genera más asfalto y combustóleo. De un barril típico en EE. UU., tras refinarlo, se obtienen aproximadamente 19–20 galones

de gasolina, 12 galones de diésel y combustible para aviones, y 7 galones de otros productos como GLP, lubricantes y asfaltos (U.S. Energy Information Administration, 2024). Además, es vital para la realización de pruebas de pozo, medición de la operación, y protección de otros equipos diseñados para trabajar con una fase en específico, y no con una mezcla, equipos como bombas y compresores (Maurice Stewart et al. 2007).

La separación de los fluidos depende de su composición, presión y temperatura. La presión se controla mediante una válvula de contrapresión, y la temperatura se regula por expansión del fluido en un choque, por calentamiento en un *heater treater* o mediante intercambiadores de calor.

Los separadores se diseñan según la composición del fluido: los separadores bifásicos gas-líquido separan la mezcla en sus componentes gaseosos y líquidos, mientras que los separadores trifásicos líquido-líquido dividen el fluido en agua, petróleo y gas.

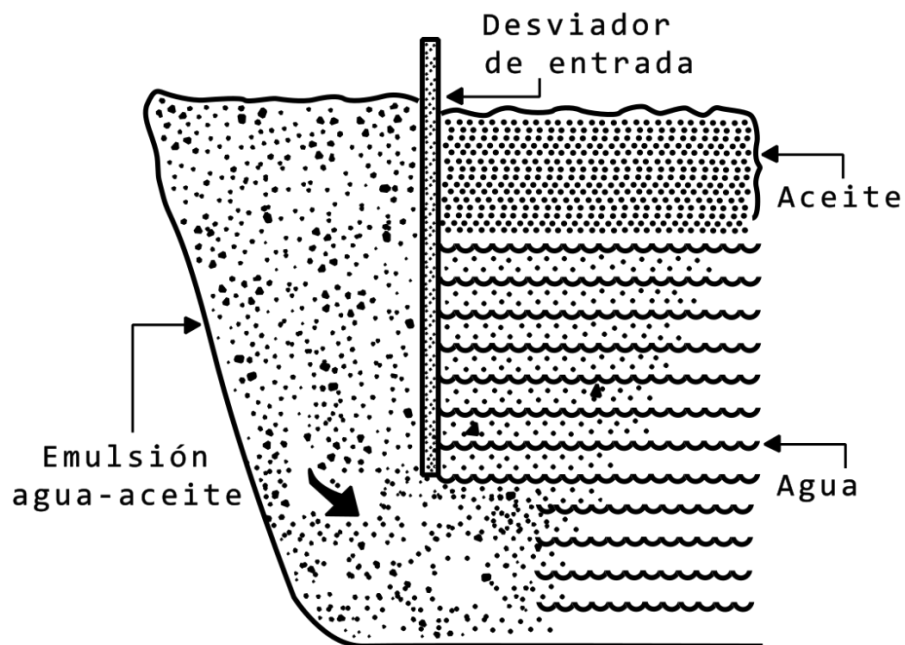
## Tipos de separadores

Los separadores se fabrican en diferentes configuraciones, por ejemplo, horizontales, verticales, esféricas y otras variantes, cada una con ventajas y limitaciones específicas. La configuración seleccionada debe lograr la mejor eficiencia al menor costo. También existe una clasificación según el principio físico de operación, en donde encontramos los separadores Venturi, tipo filtro y centrífugo.

## Equipo tipo tanque

Llamado de tal forma por su configuración geométrica, la cual puede ser vertical u horizontal, ambas configuraciones son comúnmente usadas en la

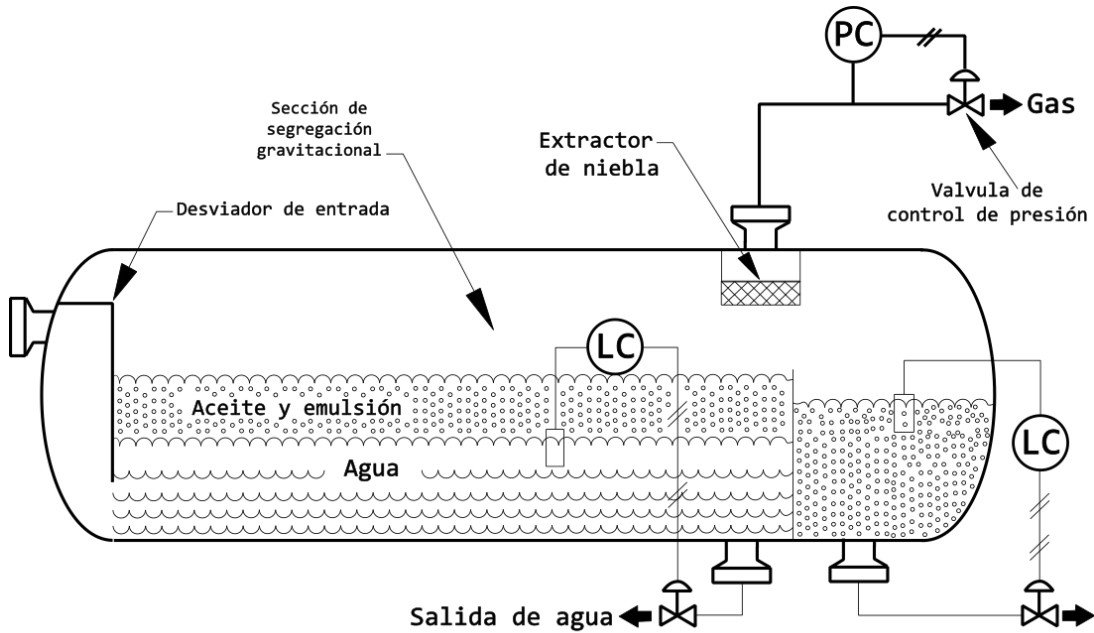
industria petrolera. Puede ser diseñado para separar la mezcla en dos o tres fases, según sea necesario. La mezcla de fluidos entra al equipo impactando un desviador de entrada, lo que provoca un cambio de momento (*momentum*) y una separación inicial (Figura 16). La gravedad hace que las gotas de líquido caigan al fondo, donde se acumulan y liberan el gas atrapado. El gas pasa por una sección de asentamiento y un extractor de neblina antes de salir del equipo, mientras la presión se mantiene mediante un controlador de presión.



**Figura 16** Desviador de entrada. Imagen mejorada (Maurice Stewart et al. 2008)

Los separadores, si son trifásicos, permiten separar gas, petróleo y el agua libre de la mezcla (Figura 17). Estos equipos incluyen controles de nivel para mantener la interfaz agua-aceite, un vertedero para el nivel de aceite y válvulas de descarga automáticas. La descarga de agua en el equipo favorece la coalescencia de gotas en el crudo.

Cuando se requiere manejar grandes volúmenes de líquido la configuración más común será de tipo horizontal.



**Figura 17** Esquema de un separador horizontal trifásico tipo tanque. Imagen mejorada

(Maurice Stewart et al. 2008)

## Scrubbers (Depuradores)

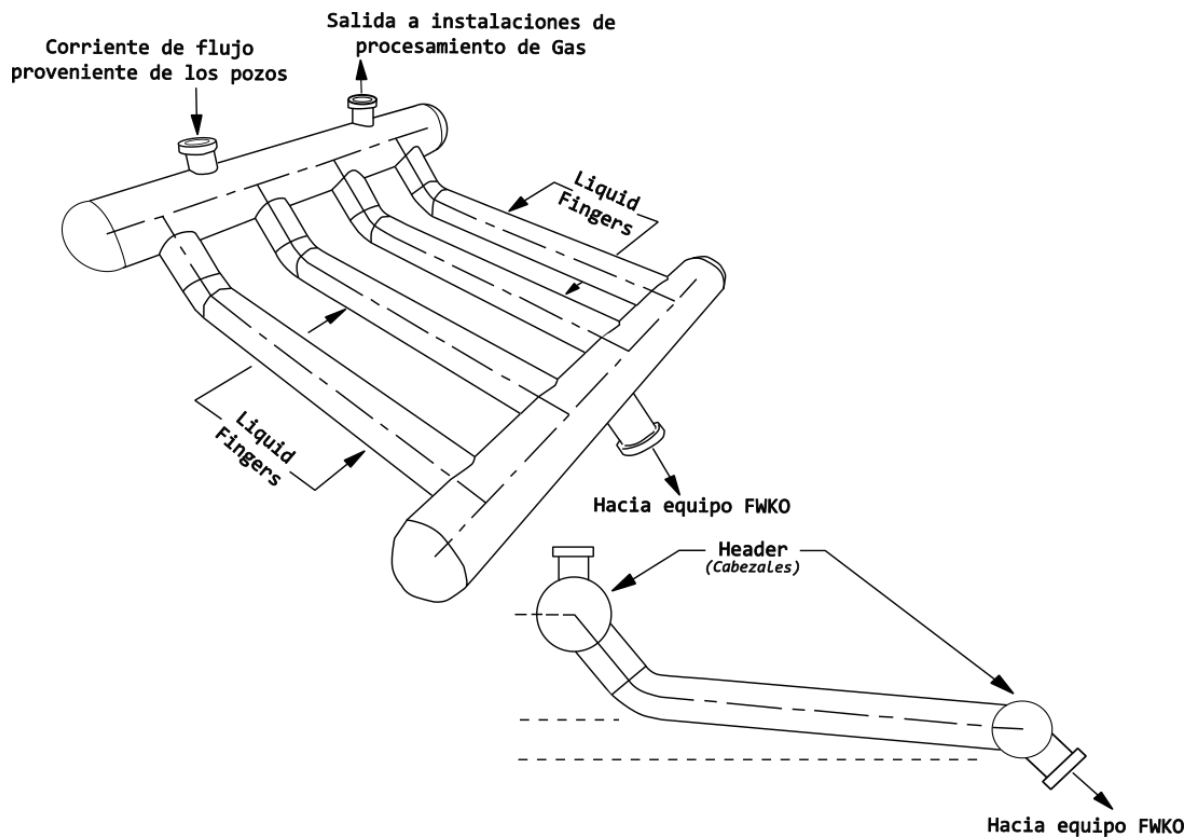
Si la operación lo requiere, existen equipos especializados para complementar el manejo de la producción. Un equipo *Scrubber* es un equipo diseñado para recuperar líquidos arrastrados en el gas o condensados por enfriamiento o caídas de presión. Se utiliza previo a la entrada de equipos como compresores o unidades de deshidratación para evitar daños o pérdida de eficiencia.

## Equipo Slug Catcher

Un equipo *Slug Catcher* o *atrapador de baches de líquido* es un equipo originalmente diseñado para manejar grandes volúmenes de gas y mitigar los problemas operacionales debido a baches de líquido. Suele tener tubos de gran

diámetro (*dedos*) que actúan como almacenamiento temporal antes de enviar la producción a un separador trifásico (Figura 17).

El gas y los baches de líquido provenientes del sistema de recolección ingresan a la parte horizontal del equipo, donde se realiza la separación primaria gas-líquido. El gas sale por la parte superior del separador a través del extractor de neblina, mientras que el líquido se descarga por la parte inferior mediante una serie de tubos de gran diámetro, llamados *dedos*. Estos tubos proporcionan un amplio volumen de retención de líquido y lo dirigen hacia otros equipos como separadores trifásicos y equipos de eliminación de agua libre (FWKO, Free Water Knockout), donde se lleva a cabo una separación adicional líquido-líquido.



**Figura 18** Esquema de un equipo Slug Catcher Finger Type. Imagen mejorada (Maurice Stewart et al. 2008)

## Criterios de selección

Cada equipo presenta ventajas y desventajas según su geometría y condiciones de operación. Los separadores horizontales son eficientes en altas RGA (relación gas-aceite), generalmente son económicos, aunque según las necesidades de diseño podrían requerir más espacio, lo cual podría elevar el costo del equipo. Los separadores verticales se usan en bajos GOR o para complementar con *scrubbers* de alta capacidad donde se requiere un mayor control de líquidos.

## Aceite pesado

Para seleccionar equipos apropiados en el manejo de la producción de aceite pesado, necesitamos considerar las características del aceite pesado. En ocasiones se usa el término “petróleo” para abarcar de forma general las sustancias compuestas principalmente por carbono e hidrógeno, es decir, hidrocarburos. El “petróleo crudo” (*Crude oil*) se clasifica comúnmente como ligero, mediano, pesado o extrapesado, de acuerdo con su densidad (Tabla 1). El crudo pesado posee una densidad entre 10° y 22.3° API, mientras que el extrapesado tiene menos de 10°, a manera de ilustración y con fines didácticos se provee la Figura 12. De manera general, se considera crudo pesado aquel que no puede ser extraído por métodos convencionales debido a su alta viscosidad y composición química. Este tipo de crudo suele presentar emulsiones, sólidos suspendidos y un flujo muy lento, lo que requiere la aplicación de calor o diluyentes para su transporte y producción. En comparación con los crudos más ligeros, los pesados contienen una mayor cantidad de sólidos, que son arrastrados desde la formación debido a su mayor densidad y consistencia (J. Agrell et al. 2007).

El petróleo crudo (*Crude oil*) comúnmente está compuesto por una mezcla de miles de moléculas de hidrocarburos, contiene otros componentes en menor cantidad como agua, gas natural, azufre, minerales, y una serie de elementos químicos que lo caracterizan y permiten distinguirlo del aceite mediano y ligero (Tabla 2 y 3), lo que influye en sus propiedades y en los métodos necesarios para su explotación, producción y refinamiento (J. Agrell et al. 2007).

*Tabla 1 Características del aceite crudo (World Petroleum Congress, Twelfth World Petroleum Congress 1978)*

	<b>API°</b>	<b>Densidad</b>	<b>Viscosidad a la temperatura del yacimiento (mPa.s)</b>
<b>Aceite ligero</b>	>31.1°	< 0.87	<100
<b>Aceite medio</b>	22.3° - 31.1°	0.87 - 0.92	<100
<b>Aceite pesado</b>	10° - 22.3°	0.92 - 1	100 - 10,000
<b>Aceite extra pesado</b>	<10°	>1	100 - 10,000
<b>Arenas bituminosas</b>	<10 °	>1	>10,000

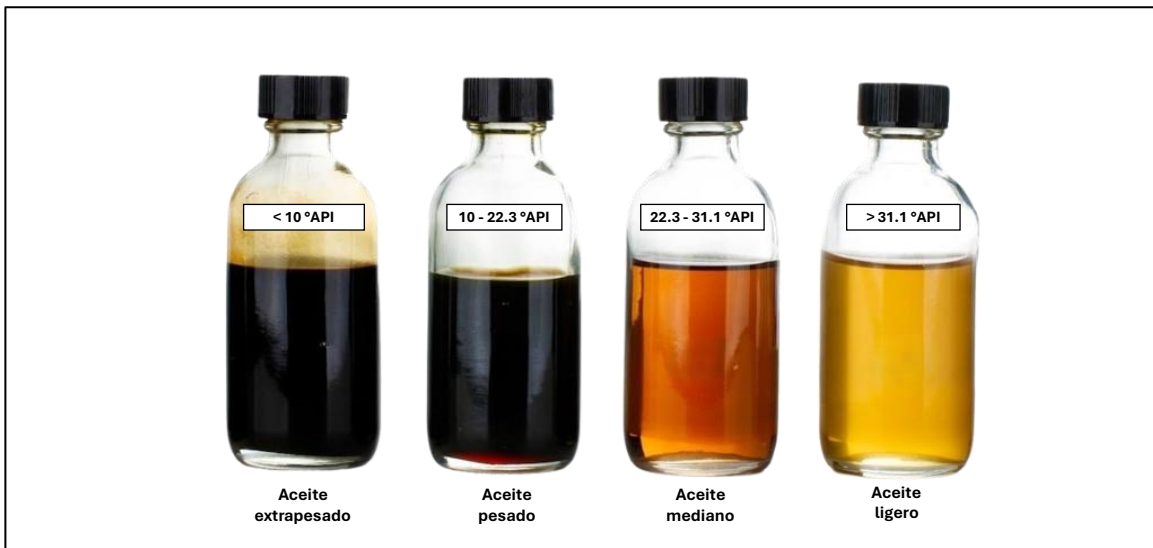
*Tabla 2 Composición de elementos del aceite pesado, yacimiento en Venezuela (Gateau et al., 2004)*

<b>Fracción</b>	<b>%</b>	<b>Composición elemental basada en C<sub>20</sub> + (%)</b>				
		<b>Carbón</b>	<b>Hidrogeno</b>	<b>Nitrógeno</b>	<b>Oxigeno</b>	<b>Sulfuro</b>
<b>Asfáltenos</b>	14.1	83.8	7.5	1.3	1.7	4.8
<b>Resinas</b>	37.3	82.8	8.9	1.5	2	4.3
<b>Aromáticos</b>	37.2	84.3	10	<0.3	1.1	4
<b>Saturación</b>	11.4	86.6	13	<0.3	<0.2	<0.1

*Tabla 3 Composición de aceite pesado, mediano y residual (Speight 1991)*

Muestra	Composición típica %		
	Asfáltenos	Resina	Fracción de Aceite <sup>1</sup>
<b>Aceite convencional</b>	<0.1 – 12	3 – 22	67 – 97
<b>Aceite pesado</b>	11 – 45	14 – 39	24 – 64
<b>Residual</b>	11 – 29	29 – 39	< 39

<sup>1</sup>Corresponde a la fracción compuesta de la saturación de aceite y los aromáticos



**Figura 19** Muestras de aceite según su densidad API (Imagen didáctica con fines ilustrativos. No son muestras reales. Los colores no siempre coinciden)

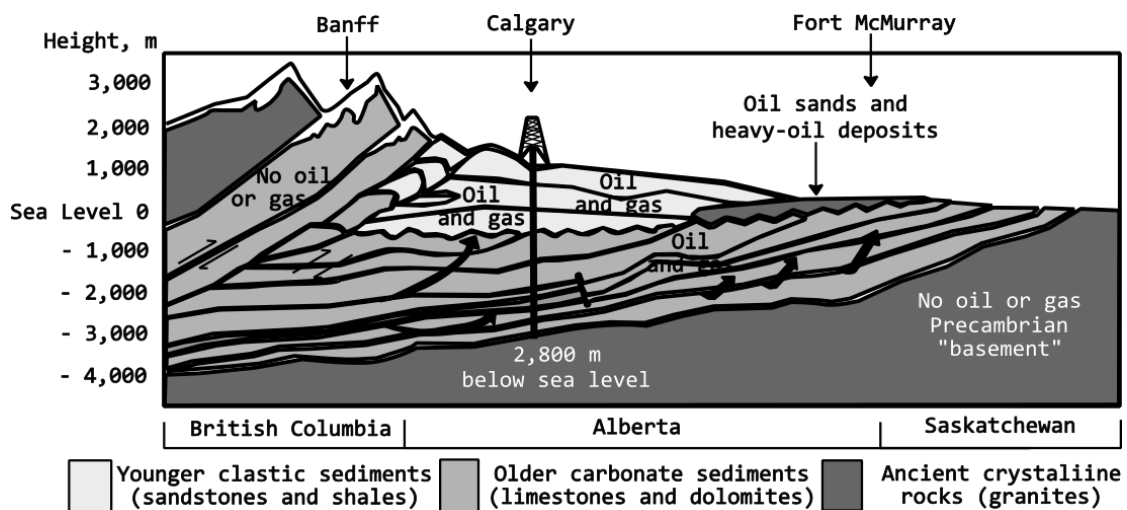
## Aceite pesado y su distribución geológica

Los aceites pesados se localizan, en su mayoría, en yacimientos jóvenes (tiempos geológicos) y de poca profundidad, formados durante los períodos Pleistoceno, Plioceno y Mioceno, es decir, con una antigüedad inferior a 25 millones de años. No obstante, también existen acumulaciones significativas en formaciones más antiguas, pertenecientes a los períodos Cretácico, Misisípico y Devónico, lo que evidencia que los procesos de generación y degradación de estos crudos han ocurrido a lo largo de distintas eras geológicas (Cutler J. et al. 2007).

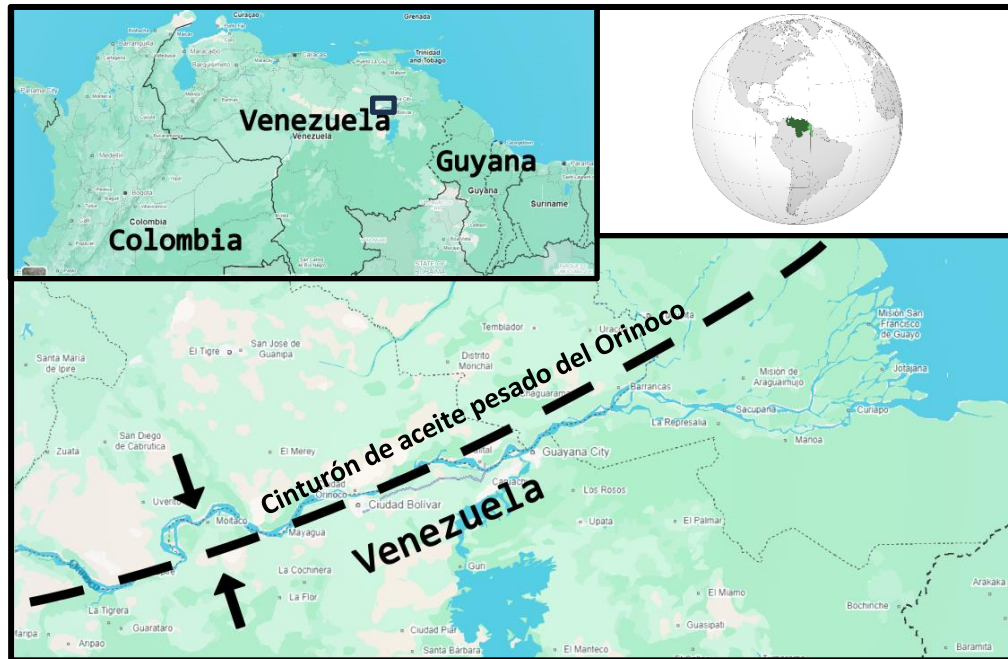
Según la Agencia Internacional de Energía (IEA) se estima que las reservas totales de crudo pesado, extrapesado y bitumen ascienden a 6 billones de barriles (Abul Jamaluddin et al. 2018). Estas acumulaciones se concentran principalmente en las cuencas del altiplano de sus respectivos países (*foreland basins*), las cuales actúan como trampas naturales donde los hidrocarburos que han migrado son retenidos en trampas geológicas, posteriormente, experimentan procesos de biodegradación y pérdida de fracciones ligeras.

Diversos estudios geológicos sugieren que alrededor de 18 billones de barriles de crudos ligeros de origen marino sufrieron procesos de biodegradación bacteriana y alteración térmica, dando lugar a las acumulaciones actuales de crudo pesado, extrapesado y bitumen observadas en el oriente de Venezuela y el occidente de Canadá (Figura 20). Este proceso de degradación progresiva explica tanto la alta viscosidad como la baja densidad API que caracterizan a estos hidrocarburos.

Las dos provincias más importantes de este tipo son la Faja Petrolífera del Orinoco, en Venezuela (Figura 21), y la Cuenca Sedimentaria del Oeste de Canadá, en la provincia de Alberta. Ambas constituyen las mayores acumulaciones conocidas de crudo pesado y bitumen del planeta. Se estima que la Faja del Orinoco contiene alrededor de 1.2 billones de barriles de crudo extrapesado, mientras que la Cuenca del Oeste de Canadá posee aproximadamente 1.7 billones de barriles entre crudo extrapesado y bitumen. En conjunto, estas dos cuencas concentran cerca de 5.3 billones de barriles, lo que representa una fracción significativa de los recursos mundiales de hidrocarburos no convencionales (Cutler J. et al. 2007).



**Figura 20** Geología del oeste de Canadá: yacimiento de aceite pesado en cuencas del altiplano. Imagen mejorada (Alboudwarej et al. 2018)



*Figura 21 Cinturón de aceite pesado del Orinoco (Imagen modificada de Google maps 2026 con fines ilustrativos)*

## Cuencas productoras de aceite pesado: Faja del Orinoco y cuenca sedimentaria del oeste de Canadá

Las dos principales provincias productoras de crudo pesado y extrapesado en el mundo son la Cuenca Sedimentaria del Oeste de Canadá (WCSB) y la Faja Petrolífera del Orinoco en Venezuela. Ambas son cuencas compresionales del altiplano en sus respectivos países que presentan notables similitudes petrofísicas y estructurales. En ambos casos, los hidrocarburos se alojan principalmente en areniscas no consolidadas, ubicadas en los flancos de las cuencas, y asociadas a sistemas de fallas inversas y ejes sinclinales que se extienden paralelos al frente tectónico.

Desde el frente de deformación, ambas cuencas se elevan progresivamente hacia las zonas más estables de los “escudos” graníticos, donde las formaciones sedimentarias adelgazan y pueden llegar a aflorar en

superficie. En la WCSB esta inclinación se desarrolla hacia el este, mientras que en la Faja del Orinoco lo hace hacia el norte. Los yacimientos en ambas provincias son someros, con profundidades que varían desde la superficie hasta unos 900 m en Canadá y entre 350 m y 1,000 m en Venezuela.

La Faja del Orinoco, situada en la parte sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, cubre un área aproximada de 54,000 km<sup>2</sup> al norte del río Orinoco, abarcando los estados de Monagas, Anzoátegui y Guárico. Se estima que contiene alrededor de 1.2 billones de barriles de petróleo original en sitio (OOIP). Sin embargo, al igual que en Canadá, la viabilidad económica de su explotación depende de la tecnología de producción disponible y de las condiciones del mercado energético.

Según estimaciones de PDVSA (1983), aproximadamente el 22% del volumen total en sitio, equivalente a 267 mil millones de barriles, podría ser técnicamente recuperable bajo las condiciones de operación y tecnologías de recuperación mejorada disponibles en ese momento. Dichos valores reflejan factores de recuperación iniciales del orden de 5% a 10%, que podrían incrementarse con el desarrollo de técnicas térmicas y de recuperación avanzada (Abul Jamaluddin et al. 2018).

## Producción de aceite pesado

El mundo actual depende del petróleo como fuente principal de energía. La actividad económica global está impulsada por una demanda creciente de producción petrolera, lo que ha intensificado la búsqueda y explotación de nuevas reservas en regiones emergentes como Sudamérica, Europa del Este, los antiguos territorios soviéticos y el Lejano Oriente. Paralelamente, se ha incrementado el interés por obtener mayores rendimientos de los grandes campos petroleros marinos ya establecidos, mediante la exploración en aguas más profundas y la aplicación de tecnologías de punta.

Al mismo tiempo, existe un esfuerzo considerable por desarrollar y aprovechar reservas tanto en tierra como en mar que anteriormente se consideraban no comerciales, ya sea por el tamaño reducido del yacimiento o por la baja calidad del crudo. Este es el caso del petróleo pesado, que representa aproximadamente el 15 % de las reservas recuperables del mundo (Weissman et al. 1996). Durante muchos años, su explotación fue limitada debido a problemas como el bajo potencial de recuperación, las dificultades en el transporte y la escasa comercialización. Sin embargo, en la actualidad, los campos de aceite pesado constituyen una proporción cada vez mayor de la producción mundial, a pesar de los recientes descubrimientos de yacimientos de aceite más ligeros (Weissman et al. 1996). Convertir estos campos en activos rentables requiere un enfoque tecnológico avanzado que permita hacer económicamente viable la explotación del aceite pesado. Esto implica encontrar métodos eficaces para mejorar su calidad mediante la eliminación de azufre, agua, sales y otras impurezas, así como la reducción de su densidad y viscosidad (Figura 22). Se espera que estas tendencias continúen e incluso se aceleren en el futuro (J. Agrell et al. 2007).



**Figura 22** "Aceite peasado viscoso" (Hussein Alboudwarej et al. 2006)

## Problemas con el transporte y la producción de aceite pesado

La producción y el transporte del aceite pesado y extrapesado presentan numerosos retos técnicos y operativos. Entre los principales problemas se encuentran la necesidad de utilizar sistemas artificiales de producción debido a la alta viscosidad del crudo, las dificultades en el manejo del flujo, la separación de fases, el control de emulsiones y el transporte. Además, estos procesos requieren altas temperaturas y equipos de gran tamaño, lo que incrementa los costos. También es común la producción de sólidos y, al refinar estos crudos, se obtienen mayores proporciones de productos de bajo valor comercial, además de que pueden generar complicaciones en diferentes equipos por su alto contenido de calcio, por ejemplo, catalizadores.

En los campos de aceite pesado y extrapesado, tanto en tierra como en mar, los desafíos relacionados con la conducción y el manejo de la producción de hidrocarburos impactan directamente el diseño y la eficiencia de los sistemas de producción. Estos problemas se abordan principalmente en las primeras etapas del desarrollo de un campo petrolero, como en las fases de evaluación y diseño conceptual. Entre los factores críticos se incluyen la caracterización precisa del fluido, el dimensionamiento adecuado de los separadores, la configuración del proceso, el manejo de emulsiones, espumas y sólidos, así como la aplicación de productos químicos para el tratamiento de la producción (Wally Georgie et al. 2012).

## Equipo Slug Catcher: aplicado a la separación de Aceite Pesado

El flujo tipo bache es un patrón de flujo comúnmente encontrado en las líneas de producción multifásicas. Se caracteriza por una alternancia entre “baches” u “olas” de líquido y “burbujas” de gas, lo que produce un comportamiento hidrodinámico no estacionario. Todas las variables de diseño importantes como la longitud y frecuencia de los baches (*slugs*), colgamiento de líquido y la caída de presión, varían con el tiempo, lo que hace que la predicción de las características del flujo tipo bache sea compleja y desafiante.

Existen diferentes metodologías para la predicción del volumen de flujo tipo bache y el dimensionamiento de un equipo de separación de tipo *Slug Catcher*. Los factores de diseño que influyen el dimensionamiento del Equipo *Slug Catcher* cambiarán según las condiciones de régimen permanente, régimen transitorio y durante operaciones de *pigging*.

De manera general los procesos de separación gas - líquido en los campos de producción de aceite pesado se realizan principalmente con equipos convencionales tipo tanque. La eficiencia de separación de los equipos depende de que su diseño sea correcto. Un buen diseño debe considerar las propiedades de los fluidos y las condiciones de operación.

En el manejo de la producción, las tuberías transportan la producción desde los pozos hasta la central de procesos donde el separador es el primer equipo en recibirlos. El diseño de los separadores debe considerar los efectos del flujo tipo bache y mitigarlos, para conseguir una separación eficaz. Los equipos de separación convencionales se basan en un tiempo de residencia suficiente para que la separación ocurra, pero no tienen en cuenta los efectos

de la viscosidad del líquido y el aumento de la velocidad de la burbuja de gas arrastrada en el líquido.

En campos de aceite pesado la eficiencia del proceso de separación se ve afectado debido al manejo de líquidos de alta viscosidad, un bajo gasto de gas y el manejo de bajas presiones operacionales. En dichas condiciones se presenta la formación de flujo tipo bache a través de las tuberías, propiciando problemas operativos. De tal manera que los equipos de separación aplicados a la producción de aceite pesado deben ser capaces de manejar una fase líquida con una viscosidad elevada y mitigar los efectos de flujo tipo bache (*Slug*).

En la industria hay diferentes tecnologías que pueden favorecer una separación eficiente gas-líquido en el manejo de la producción de aceite pesado, entre ellas se encuentran el equipo *Finger Type Slug Catcher*. Este equipo se utiliza de manera general en campos de gas y como pre - separador en campos de aceite ligero y mediano para mitigar el flujo de tipo slug.

La metodología de diseño del equipo *Finger Type Slug Catcher* habitualmente utilizada en la industria petrolera tiene como base la metodología de Sarica et al. (1990). Para su aplicación en el manejo de la producción de aceite pesado, además, se considera el efecto de transición del flujo estratificado al flujo no-estratificado cuando la fase líquida tiene una viscosidad elevada, con lo cual se determinan las dos dimensiones principales de las tuberías del equipo (*fingers*), el diámetro y la longitud.

El comportamiento hidrodinámico deseado en un separador gas-líquido se logra cuando las fases gas y líquido están en un patrón de flujo estratificado. Si se predice flujo tipo bache (Slug), el área de flujo efectivo debe aumentar lo suficiente para reducir la velocidad y mitigar el fenómeno de flujo.

Para el diseño del equipo *Slug Catcher Finger Type* aplicado a la producción de aceite pesado, J. Márquez et al. (2009) utilizan la metodología de Sarica et al. (1990) considerando el criterio de inestabilidad por viscosidad de Kelvin-Helmholtz (VKH) propuesto por Barnea y Taitel (1993).

De tal manera que el diámetro del *Finger Type Slug Catcher* calculado garantiza flujo estratificado a través del equipo.

## Capítulo 2. Marco Metodológico

El diseño de un equipo *Finger Type Slug Catcher* aplicado al manejo de la producción de aceite pesado está basado en la metodología de Sarica et al, (1990). El diseño requiere las características del flujo en las condiciones de entrada del separador y la acumulación de líquido.

La metodología de Sarica et al. (1990) asume las siguientes consideraciones:

- Durante los procesos de producción con presencia de flujo tipo bache, se forma una película de líquido alrededor de la burbuja de Taylor debido a la diferencia de velocidades entre el bache y la burbuja de Taylor. Por esta razón, el volumen de acumulación de líquido será menor que el calculado.
- Se supone que antes de la producción de *slug*, el retraso operativo es mínimo, por lo cual, el nivel de líquido en el *catcher* caerá durante la producción de burbujas de Taylor.

Estos dos supuestos dan un factor de seguridad al diseño del equipo que aumenta ligeramente las dimensiones del *Finger Type Slug Catcher*. Otra consideración está relacionada con el hecho de que los *fingers* deben estar en posición horizontal porque los ángulos de inclinación negativos o positivos generan ondas de gran amplitud que producen arrastre temprano de líquido. Además, bajo esta condición los criterios para predecir la transición estratificada y no-estratificada no funcionan correctamente (Barnea et al. 1994).

La metodología está dada para un *finger*, pero se puede adaptar a más de uno considerando la distribución de la fase líquida entre los *fingers*.

A continuación, se muestra la metodología de diseño para el *equipo Slug Catcher Finger-Type*. La metodología ha sido adaptada para su aplicación en la separación de aceite pesado, por lo que el diseño del equipo debe ser considerado de carácter conceptual (J. Márquez et al. 2009).

La metodología de diseño consta de tres puntos principales:

1. Caracterización del flujo tipo slug
2. Predicción de la acumulación de líquido
3. Dimensionamiento del equipo Slug Catcher

## Caracterización del flujo tipo bache (*slug*)

En esta sección el objetivo es predecir las características del flujo tipo bache. Entre estas características están: colgamiento del líquido en el bache ( $H_{LLS}$ ), colgamiento en la burbuja de Taylor ( $H_{LTB}$ ), longitud del bache ( $L_S$ ), velocidad de traslación ( $V_{TB}$ ), velocidad de arrastre ( $V_D$ ), frecuencia de bache o *slug* ( $f_s$ ) y el gasto instantáneo de líquido ( $Q_{insL}$ ) y gas ( $Q_{insG}$ ).

Colgamiento del líquido en el bache ( $H_{LLS}$ ). Se determina con base en la velocidad de la mezcla. Si la viscosidad es inferior a 500 cP, el retraso se calcula utilizando la correlación de Gregory et al. (1978):

$$H_{LLS} = \frac{1}{1 + \left(\frac{v_M}{8.66}\right)^{1.39}} \quad (1)$$

Para una viscosidad superior a 500 cP la retención de slug ( $H_{LLS}$ ) se determina utilizando la correlación desarrollada por PDVSA Intevep (2009):

$$H_{LLS} = 1.0046 * e^{-(0.0022 * ReL)} \quad (2)$$

Retención en la burbuja de Taylor. Se determina utilizando la correlación desarrollada por PDVSA Intevep (2009):

$$H_{LTB} = \frac{(v_{TB} - v_L) * H_{LLS}}{v_{TB}} \quad (3)$$

Fracción de gas en solución. Se determina utilizando la correlación de Beggs (1991):

$$\alpha_S = 1 - H_{LLS} \quad (4)$$

Longitud de la película de la unidad de slug. Se predice utilizando la correlación de PDVSA Intevep (2009), desarrollada experimentalmente para líquidos de alta viscosidad:

$$L_F = 0.0365 * \left( \frac{Re_{SL}}{Re_{SL} + Re_{SG}} \right)^{-0.8606} \quad (5)$$

Longitud de bache (*slug*). Esta correlación se obtiene insertando la ecuación  $L_F$  (5) en la correlación desarrollada por Shoham (2000), la cual, solo considera el flujo hidrodinámico de tipo bache (*slug*):

$$L_S = \frac{0.0365 * \left( \frac{Re_{SL}}{Re_{SL} + Re_{SG}} \right)^{-0.8606}}{\frac{v_L * H_{LLS}}{v_{SL}} - 1} \quad (6)$$

Es importante notar que para resolver las ecuaciones que se han mostrado hasta el momento, se requiere estimar: velocidad de líquido ( $v_L$ ), velocidad de la mezcla ( $v_M$ ), velocidad en la burbuja de Taylor, también conocida como velocidad de traslación ( $v_{TB}$ ), velocidad aparente del líquido ( $v_{SL}$ ) y velocidad aparente del gas ( $v_{SG}$ ), donde velocidad aparente se refiere a la velocidad que tendría el líquido o el gas si fluyera solo por la sección transversal

de la tubería, ocupando así toda el área disponible. No obstante, la presentación de J. Márquez et al. (2009) no especifica de manera precisa como obtuvieron dichas velocidades. Razón por la cual, no es posible calibrar el diseño del equipo con los resultados obtenidos por los autores. De tal manera que en la sección “formulación de la metodología” presentada en este trabajo asumiremos algunas consideraciones especiales para diseñar el equipo, con base en la literatura consultada.

Velocidad de Traslación o velocidad de la burbuja de Taylor. Está dada por la correlación de Nicklin (1962), depende del perfil de velocidad, la velocidad de la mezcla y la velocidad de arrastre (que a su vez se calcula en función de la inclinación de la tubería):

$$V_{TB} = (C * V_M) + V_D \quad (7)$$

Donde C está dada según el tipo de flujo. Si el flujo es laminar, el valor de C=2, si es turbulento C=1.2, y si está entre laminar y turbulento se utiliza la correlación de Taitel (2000):

$$C = \frac{2}{1 + \left(\frac{Re_L}{Re_{CL}}\right)^2} + \frac{1.2}{1 + \left(\frac{Re_{CL}}{Re_L}\right)^2} \quad (8)$$

Velocidad de arrastre. Se calcula en función de la inclinación de la tubería, mediante la correlación de Bendiksen (1984):

Para tuberías con un ángulo de inclinación mínimo:

$$v_D = ((v_D)_{horizontal} * \cos \theta) + ((v_D)_{vertical} * \sin \theta) \quad (9)$$

Para tuberías horizontales:

$$(v_D)_{horizontal} = 0.54\sqrt{gD} \quad (10)$$

Para tuberías verticales:

$$(v_D)_{vertical} = 0.35\sqrt{gD} \quad (11)$$

Frecuencia de bache (*slug*). Se estima como:

$$f_s = \frac{v_{TB}}{L_U} \quad (12)$$

Flujo instantáneo. EL gasto de flujo instantáneo se calcula a partir del modelo de Miyoshi et al. (1988):

Para la fase líquida:

$$Q_{insL} = v_{Mins} * A_{pipe} * H_{LLS} \quad (13)$$

Para la fase gas:

$$Q_{insG} = v_{Mins} * A_{pipe} * (1 - H_{LLS}) \quad (14)$$

## Predicción de la acumulación de líquido

La acumulación de líquido en el equipo *Slug Catcher* se estima aplicando un balance de masa de la fase líquida, es decir, la diferencia que existe entre la entrada y la salida del equipo (Sarica et al. 1990):

$$[\text{Liquid input}]_{\text{mass rate}} - [\text{Liquid discharger}]_{\text{mass rate}} = [\text{Liquid accumulation}]_{\text{mass rate}} \quad (15)$$

- *Liquid input mass rate*: Gasto de líquido a la entrada del equipo (kg/s)
- *Liquid discharger mass rate*: Gasto de líquido a la salida del equipo (kg/s)
- *Liquid accumulation mass rate*: Acumulación de líquido en el equipo (Kg/s)

El gasto de la fase líquida que entra al equipo se determina por medio del modelo de Miyoshi et al. (1988). El resultado permite el cálculo del flujo instantáneo líquido.

El gasto de la fase líquida a la salida del equipo depende del tamaño de la válvula de control de flujo. Dicho de otra manera, la válvula de control de flujo determinará el flujo de líquido a la salida del equipo y, por implicación, la acumulación de líquido en el equipo.

A partir del balance de masa de la fase líquida, el volumen de líquido acumulado está dado por la siguiente ecuación:

$$V_{accum} = t_{sp} * Q_{acum} = \frac{L_{Smax}}{v_{TB}} [(v_M * H_{LLS} * A_{pipe}) - Q_{dis}] \quad (16)$$

## Dimensionamiento del equipo Slug Catcher–Finger Type

El parámetro más importante en el diseño del equipo *Slug Catcher Finger Type* es el diámetro de cada uno de los *fingers* (o tubulares). El diámetro de diseño se calcula para obtener un patrón de flujo estratificado al interior de los tubos.

Además, es necesario determinar la transición del flujo tipo bache (*slug*) a flujo estratificado. Para lo cual se utilizará el Criterio de inestabilidad viscosa de Kelvin-Helmholtz (VKH) presentado por Barnea y Taitel (1993) ya que el diseño del equipo está aplicado a la separación de aceite pesado, y el criterio de VKH predice la transición de flujo para un rango amplio de viscosidades, de 100 a 5,000 cP (J. Márquez et al. 2009).

Criterio de inestabilidad viscosa (VKH). Se expresa de la siguiente manera:

$$v_{Gtran} \geq K_V \left[ (\rho_L R_G - \rho_g R_L) \left( \frac{\rho_L - \rho_g}{\rho_L \rho_g} \right) g \frac{A_{Pipe}}{\frac{\partial A_L}{\partial h_L}} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (17)$$

Factor de corrección  $K_V$ . Se expresa de la siguiente manera:

$$K_V = \sqrt{1 - \frac{(C_V - C_{IV})^2}{\left( \frac{\rho_L - \rho_g}{\rho} g * \cos \theta * \frac{A_p}{\frac{dA_L}{dh_L}} \right)}} \quad (18)$$

El criterio VKH proporciona el diámetro mínimo a partir del cual se puede asegurar un patrón de flujo estratificado. A continuación, se muestra de manera gráfica en la Figura 23. Se puede apreciar con una equis, ubicado en la curva de transición.

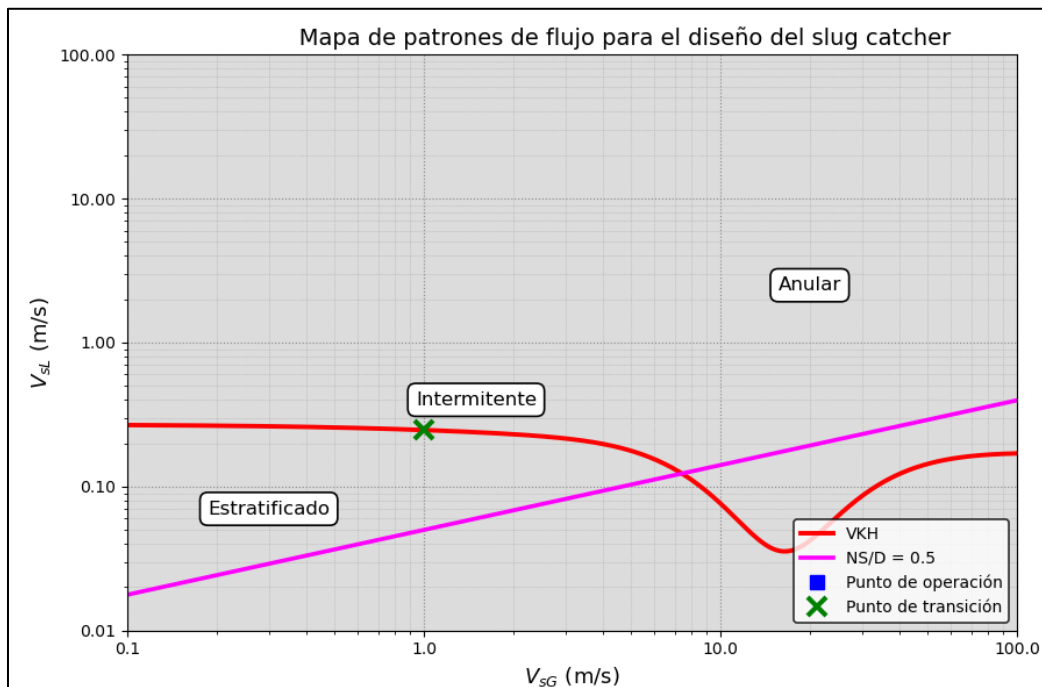


Figura 23 Mapa de patrones de flujo para el diseño del equipo Slug Catcher

Cuando la velocidad real del gas ( $v_G$ ) es menor que la velocidad del gas en la zona de transición ( $v_{Gtran}$ ) se espera flujo estratificado. El diámetro mínimo a partir del cual se puede asegurar un patrón de flujo estratificado está marcado en la Figura 23 Con un punto verde, ubicado en la curva de transición. Por lo tanto, para asegurar el patrón de flujo estratificado en el equipo, el diámetro del receptor debe ser mayor que el diámetro mínimo. En la Figura 23 se muestra como punto de operación.

Otras consideraciones importantes son el gasto de líquido a la entrada del equipo, el espacio disponible para la instalación y los costos.

Para una velocidad aparente de gas ( $v_{sG}$ ) dada hay un valor de colgamiento de líquido en el bache ( $H_{LLS}$ ) y un valor del colgamiento de líquido de transición ( $H_{LTB}$ ). El colgamiento de líquido de transición ( $H_{LTB}$ ) está dado por el valor máximo de la velocidad aparente del líquido ( $v_{SLMáx}$ ) para el flujo estratificado y se calcula utilizando el criterio VKH. El valor del colgamiento de líquido, a condiciones de operación, está dado por los gastos promedios de líquido y de gas en el equipo *Slug Catcher*. La diferencia entre estos dos valores de colgamiento (*holdups*) proporcionará el volumen disponible para manejar la acumulación de líquido al interior del equipo.

Longitud del *Catcher*. La longitud para el diámetro diseñado está dada por la siguiente ecuación:

$$L_{finger} = \frac{V_{accum}}{A_{finger} [H_{Ltrans} - H_{Loper}]} \quad (19)$$

## Capítulo 3. Metodología

Este capítulo muestra paso a paso el procedimiento de diseño de un equipo *Slug Catcher* aplicado a la separación de aceite pesado, a partir de la metodología propuesta por Márquez, Manzanilla y Trujillo, PDVSA Intevep, 2009. El ejercicio de aplicación está desarrollado para un campo de aceite pesado en la Faja del Orinoco. Los datos del campo fueron publicados por los autores en la Conferencia de Ingeniería Petrolera de Latinoamérica y el Caribe de la SPE, que tomó lugar en Colombia, 2009. No obstante, hay datos cruciales para el diseño que no fueron publicados y se identificaron con un (\*) como supuestos teóricos, los cuales fueron determinados al consultar la literatura referente a la Faja del Orinoco (Tabla 4).

### Datos de entrada

*Tabla 4 Datos de campo, Faja del Orinoco*

°API	16
* $\mu$ (cP)	501
Temperatura (°F)	72 – 95
Presión (psig)	105.80
Q <sub>L</sub> (BPD)	14,343.55
Q <sub>G</sub> (MMSFD)	8.556
BS&W (%)	42.65
Y <sub>G</sub>	0.55
*D <sub>tubería</sub> (in)	20
*v <sub>L</sub> (m/s)	0.41

## Cálculos

### Conversiones iniciales

#### Diámetro interno de la tubería

$$D = 20 \text{ "}$$

$$D = 20 * 0.0254$$

$$D = 0.508 \text{ m}$$

#### Presión absoluta

$$P = 105.8 \text{ psi}$$

$$P = 105.8 + 14.7 = 120.5 \text{ psia}$$

$$P = 120.5 * 6,894.76 \text{ Pa}$$

$$P = 830,818.6 \text{ Pa}$$

#### Temperatura a °K

$$T = 83.5 \text{ °F}$$

$$T = 83.5 - 32 = 51.5$$

$$T = 51.5 * \frac{5}{9} = 28.61$$

$$T = 28.61 + 273.15$$

$$T = 301.76 \text{ °K}$$

## Cálculo de gastos

### Gasto de líquido

$$Q_L = 14,343.55 \text{ BPD}$$

$$1 \text{ bbl} = 0.158987294928 \text{ m}^3$$

$$Q_L = 14,343.55 * 0.158987294928 = 2,280.78 \left[ \frac{\text{m}^3}{\text{day}} \right]$$

$$1 \text{ día} = 86,400 \text{ s}$$

$$Q_L = 2,280.78 / 86,400 = 0.0263940071 \left[ \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \right]$$

$$Q_L = 0.0263940071 \left[ \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \right]$$

### Gasto de gas

$$Q_G = 8.556 * 10^6 \text{ scf/day}$$

$$1 \text{ scf} = 0.028316846592 \text{ m}^3$$

$$Q_G = (8.556 * 10^6) ( 0.028316846592) = 242,830 \left[ \frac{\text{m}^3}{\text{day}} \right]$$

$$Q_G = 242,830 / 86,400 = 2.8126 \left[ \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \right] \text{ std}$$

$$Q_G = 2.8126 \left[ \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \right] \text{ std}$$

Para el cálculo del gasto de gas es necesario un factor de corrección.

Factor de corrección =  $\left(\frac{P_{std}}{P}\right)\left(\frac{T}{T_{std}}\right)$  para calcular el gasto de gas a las condiciones de operación del equipo Slug Catcher Finger Type.

$P_{estandar} = 101.325$  KPa (Presión atmosférica estándar a nivel del mar)

$P_{operación} = 830.818$  KPa

$T_{operación} = 301.76$  °K

$T_{estandar} = 288.15$  °K (Temperatura estándar condiciones atmosféricas)

$$\text{Factor de corrección} = \left(\frac{P_{std}}{P}\right)\left(\frac{T}{T_{std}}\right)$$

$$\text{Factor de corrección} = \left(\frac{101.325}{830.818}\right)\left(\frac{301.76}{288.15}\right)$$

$$\text{Factor de corrección} = 0.12766587$$

Gasto de gas a condiciones operacionales en el equipo.

$$Q_{G,op} = Q_{G,std} * \text{Factor de corrección}$$

$$Q_{G,op} = 2.8126 * 0.1276$$

$$Q_{G,op} = 0.358 \left[\frac{m^3}{s}\right]$$

Gastos por *dedo* (4 *dedos*, distribución uniforme)

$$Q_{L,per\_finger} = \frac{0.0263940}{4} = 0.00659850 \frac{m^3}{s}$$

$$Q_{G,per\_finger} = \frac{0.358452}{4} = 0.08961299 \frac{m^3}{s}$$

Propiedades de los fluidos

Densidad de la fase líquida a partir de los °API

$$SG = \frac{141.5}{^{\circ}API + 131.5} = \frac{141.5}{16 + 131.5} = \frac{141.5}{147.5} = \frac{283}{295} = 0.9593220339$$

$$\rho_L = 0.9593220339 * 1,000$$

$$\rho_L = 959.322 \frac{Kg}{m^3}$$

Densidad de la fase gas (Ley de los gases ideales con  $\gamma_g$  aplicado a MW):

$$MW_{air} = 28.97; MW_{gas} = 28.97 * 0.55 = 15.9335 \frac{g}{mol}$$

$$P = 120.4959 \text{ psia} = 120.4959 * 6894.75729 = 830,789.9849 \text{ Pa}$$

$$\rho_g = \frac{P * (MW/1,000)}{R * T}$$

$$\rho_g = \frac{830,789.9849 * 0.0159335}{8.3144626 * 302.039}$$

$$\rho_g = 5.271148232 \frac{Kg}{m^3}$$

Densidad de la mezcla

$$\rho_{mezcla} = (w_1 * \rho_1) + (w_2 * \rho_2)$$

$w_1, w_2$  = fracciones másicas o volumétricas

$\rho_1, \rho_2$  = densidad de las fases

Porcentaje de agua [BS&W = 42.65%] → Fracción de agua = 0.4265

Porcentaje de aceite = 100 - 42.65 = 57.35 % → Fracción de aceite = 0.5735

Densidad del aceite =  $\rho_o = 959.3 \text{ Kg/m}^3$

Densidad del agua =  $\rho_w = 1,000 \text{ Kg/m}^3$

$$\rho_{mezcla} = (0.5735 * 959.3) + (0.4265 * 1,000)$$

$$\rho_{mezcla} = 976.5 \text{ Kg/m}^3$$

Velocidades aparentes

Área transversal de una tubería circular

$$A_{pipe} = \pi * r^2$$

$$A_{pipe} = \pi * \left(\frac{D}{2}\right)^2$$

D = diámetro interno de la tubería

$$A_{pipe} = \pi * \left(\frac{0.508}{2}\right)^2$$

$$A_{pipe} = 0.2027 \text{ m}^2$$

Velocidad aparente

$$v_S = \frac{Q}{A}$$

$Q =$  gasto de la fase ( $m^3/s$ )

$A_{pipe} =$  Área transversal de la tubería ( $m^2$ )

Velocidad aparente del líquido

$$v_{SL} = \frac{Q_L}{A_{pipe}}$$

$$v_{SL} = \frac{0.0264}{0.2027}$$

$$v_{SL} = 0.1302 \text{ m/s}$$

Velocidad aparente del gas

$$v_{SG} = \frac{Q_G}{A_{pipe}}$$

$$v_{SG} = \frac{0.358}{0.2027}$$

$$v_{SG} = 1.766 \text{ m/s}$$

Velocidad de la mezcla

$$v_M = v_{SL} + v_{SG}$$

$$v_M = 0.1302 + 1.766$$

$$v_M = 1.896 \text{ m/s}$$

## Velocidad de arrastre

Correlación correspondiente a tuberías horizontales

$$(v_D)_{horizontal} = 0.54\sqrt{gD}$$

$$gravedad\ g = 9.81\ m/s^2$$

$$diámetro\ interno\ de\ la\ tubería\ D = 0.508\ m$$

$$(v_D)_{horizontal} = 0.54\sqrt{(9.81 * 0.508)}$$

$$(v_D)_{horizontal} = 1.205\ m/s$$

## Velocidad de la burbuja de Taylor

También referida habitualmente en la literatura como “velocidad de traslación”. Está dada por la correlación de Nicklin (1962).

$$v_{TB} = (C * v_M) + v_D$$

$C$  = Coeficiente está dado según el tipo de flujo

$v_M$  = velocidad de la mezcla

$v_D$  = velocidad de arrastre

Número de Reynolds del líquido

$$Re_L = \frac{\rho_L v_{SL} D}{\mu_L}$$

$$Densidad\ del\ líquido\ \rho_L = 976.5\ kg/m^3$$

$$Velocidad\ aparente\ del\ líquido\ v_{SL} = 0.1302\ m/s$$

$$Diametro\ de\ tubería\ D = 0.508\ m$$

$$Viscosidad\ del\ líquido\ \mu = 0.501\ Kg/m * s$$

$$Re_L = \frac{(976.5 * 0.1302 * 0.508)}{0.501}$$

$$Re_L = 129.1$$

Determinación del coeficiente "C"

Criterio:

$$\text{Si } Re_L < 2,000 \rightarrow \text{Flujo laminar} \rightarrow C = 2$$

$$\text{Si } Re_L > 2,000 \rightarrow \text{Flujo turbulento} \rightarrow C = 1.2$$

Para este caso:

$$Re_L = 129.1 < 2,000 \rightarrow C = 2$$

$$v_{TB} = (C * v_M) + v_D$$

$$C = 2$$

$$v_M = 1.896 \text{ m/s}$$

$$v_D = 1.205 \text{ m/s}$$

$$v_{TB} = (2 * 1.896) + 1.205$$

$$v_{TB} = 4.997 \text{ m/s}$$

### Colgamiento de líquido en el bache (*slug holdup*)

Se determina con base en el número de Reynolds del líquido ( $H_{LLS}$ ). Para una viscosidad superior a 500 cP el valor del colgamiento de líquido en el bache ( $H_{LLS}$ ) se utiliza la correlación desarrollada por PDVSA Intevep (2009):

$$H_{LLS} = 1.0046 e^{(-0.0022Re_L)}$$

$$Re_L = 129.1$$

$$H_{LLS} = 1.0046 e^{(-0.0022(129.1))}$$

$$H_{LLS} = 0.7563$$

## Longitud de la película en el bache (por unidad)

Longitud de la película por unidad de bache ( $L_F$ ). Se predice utilizando la correlación desarrollada experimentalmente por PDVSA Intevep (2009) para líquidos de alta viscosidad:

$$L_F = 0.0365 * \left( \frac{Re_{SL}}{Re_{SL} + Re_{SG}} \right)^{-0.8606}$$

Número de Reynolds del gas

$$Re_G = \frac{\rho_G v_{SG} D}{\mu_G}$$

$$\text{Densidad del gas } \rho_G = 5.28 \text{ kg/m}^3$$

$$\text{Velocidad aparente del gas } v_{SG} = 1.766 \text{ m/s}$$

$$\text{Diametro de tubería } D = 0.508 \text{ m}$$

$$\text{Viscosidad del gas } \mu = 0.000015 \text{ Kg/m} * \text{s}$$

$$Re_G = \frac{(5.28 * 1.766 * 0.508)}{0.000015}$$

$$Re_G = 315,789.056$$

Longitud de película en el bache (por unidad)

$$L_F = 0.0365 * \left( \frac{Re_{SL}}{Re_{SL} + Re_{SG}} \right)^{-0.8606}$$

$$Re_G = 315,789.056$$

$$Re_L = 129.1$$

$$L_F = 0.0365 * \left( \frac{129.1}{129.1 + 315,789.056} \right)^{-0.8606}$$

$$L_F = 30.09980132$$

## Longitud de bache (*Slug*)

Longitud de bache ( $L_S$ ). Esta correlación se obtiene sustituyendo la ecuación  $L_F$  en la correlación desarrollada por Shoham (2000), la cual, solo considera el flujo hidrodinámico de tipo bache:

$$L_S = \frac{0.0365 * \left( \frac{Re_{SL}}{Re_{SL} + Re_{SG}} \right)^{-0.8606}}{\frac{v_L * H_{LLS}}{v_{SL}} - 1}$$

$$L_S = \frac{L_F}{\frac{v_L * H_{LLS}}{v_{SL}} - 1}$$

$$L_F = 30.09980132$$

$$* v_L = 0.41 \text{ m/s}$$

$$v_{SL} = 0.1302 \text{ m/s}$$

$$H_{LLS} = 0.7563$$

$$L_S = \frac{30.09980132}{\frac{0.41 * 0.7563}{0.1302} - 1}$$

$$L_S = 21.78635075 \text{ m}$$

## Volumen líquido de acumulación

A partir del balance de masa de la fase líquida, el volumen de líquido acumulado está dado por la siguiente ecuación:

$$V_{accum} = t_{sp} * Q_{acum} = \frac{L_{Smax}}{v_{TB}} [(v_M * H_{LLS} * A_p) - Q_{dis}]$$

Tiempo de bache (*slug*). Intervalo de tiempo asociado al paso de un bache (*slug*) por el equipo de separación

$$t_{sp} = \frac{L_{Smax}}{v_{TB}}$$

$$v_{TB} = 4.997 \text{ m/s}$$

$$L_{Smax} = 21.78635075 \text{ m}$$

$$t_{sp} = \frac{21.78635075}{4.997}$$

$$t_{sp} = 4.359886082 \text{ s}$$

Gasto *instantáneo* de líquido y de gas. Este es el flujo volumétrico de líquido o gas en un momento específico dentro del ciclo de un bache (*slug*), no al promedio a lo largo del tiempo. Se calcula a partir del modelo de Miyoshi et al. (1988):

Para la fase líquida:

$$Q_{insL} = v_{Mins} * A_{pipe} * H_{LLS}$$

Para la fase gas:

$$Q_{insG} = v_{Mins} * A_{pipe} * (1 - H_{LLS})$$

$$v_{Mins} \approx v_{TB} = 4.997 \text{ m/s}$$

$$A_{pipe} = 0.2027 \text{ m}^2$$

$$H_{LLS} = 0.7563$$

Fase líquida:

$$Q_{insL} = 4.997 * 0.2027 * 0.7563$$

$$Q_{insL} = 0.766050144 \text{ m}^3/\text{s}$$

Fase gas:

$$Q_{insG} = 4.997 * 0.2027 * (1 - 0.7563)$$

$$Q_{insG} = 0.246841756 \text{ m}^3/\text{s}$$

## Gasto a la salida del equipo

Al realizar el balance de masa se obtiene el volumen de líquido que se acumula durante la llegada de un bache. El gasto de salida es un parámetro de diseño. Se elige para que sea menor que el gasto instantáneo de entrada, pero lo suficientemente grande como para contar con un factor de seguridad. Una práctica común es diseñar la válvula de salida para el gasto promedio de líquido ( $Q_L$ ), dándole cierta capacidad adicional. Para este ejercicio, se propone diseñar la válvula de salida para un 150 % del gasto promedio

$$Q_{L,Out} = 1.5 * Q_L$$

$$Q_L = 0.0263940071 \left[ \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \right]$$

$$Q_{L,Out} = 1.5 * 0.0263940071$$

$$Q_{L,Out} = 0.03959101065 \left[ \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \right]$$

## Volumen acumulado

A partir del balance de masa de la fase líquida, el volumen de líquido acumulado está dado por la siguiente ecuación:

$$V_{accum} = t_{sp} * [Q_{L,ins} - Q_{L,out}]$$

$$t_{sp} = 4.359886082 \text{ s}$$

$$Q_{L,ins} = 0.766 \left[ \frac{m^3}{s} \right]$$

$$Q_{L,out} = 0.0396 \left[ \frac{m^3}{s} \right]$$

$$V_{accum} = 4.359886082 * [0.766 - 0.0396]$$

$$V_{accum} = 3.16702 \text{ m}^3$$

## Longitud del *finger*

La longitud del *finger* está dada por la siguiente ecuación. Se sustituye el cálculo de la longitud el número de *fingers* ( $N_{fingers}$ ) para el diseño, el cual se determina con base en el flujo de líquido a la entrada del equipo, el espacio disponible para la instalación y los costos.

$$L = \frac{V_{accum}}{N_{fingers} A_{pipe} (H_{trans} - H_{oper})}$$

$$V_{accum} = 3.16702 \text{ m}^3$$

$$A_{pipe} = 0.2027 \text{ m}^2$$

$$H_{trans} = 0.2027 \text{ m}^2$$

$$H_{oper} = 0.2027 \text{ m}^2$$

$$N_{finger} = 4$$

$$L = \frac{3.16702}{4 (0.2027) (0.8 - 0.201)}$$

$$L = 6.520940591 \text{ m}$$

Finalmente, los parámetros de diseño del equipo *Slug Catcher* se resumen en la Tabla 5.

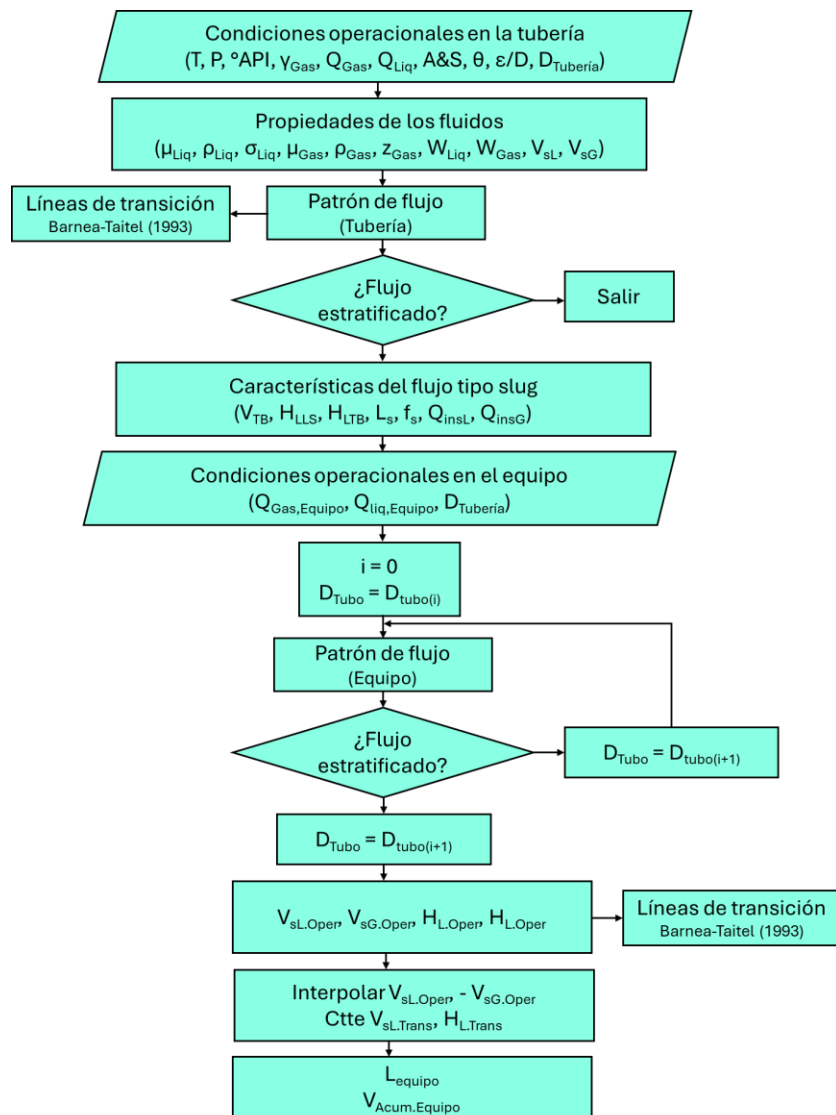
*Tabla 5 Resumen de los parámetros de diseño*

Resumen de los parámetros de diseño	
Parámetro	Valor
Diámetro interno de la tubería D (m)	0.508
$v_M$ (m/s)	1.896
$v_{TB}$ (m/s)	4.997
HLLS	0.756
Longitud de la película de slug $L_F$ (m)	30.12
Longitud de la unidad de slug $L_S$ (m)	21.81
Volumen de acumulación $V_{accum}$ (m <sup>3</sup> )	3.17
Longitud del finger $L_{finger}$ (m)	6.52

La formulación de la metodología muestra todos los pasos para que los cálculos del dimensionamiento del equipo puedan ser replicados. Pero no debe olvidarse que para este ejercicio se han asumido datos que no están incluidos en la presentación de los autores.

## Capítulo 4. Programación de la Metodología

Este capítulo presenta la metodología de diseño del equipo *Slug Catcher Finger Type* en un programa computacional. Se presenta un diagrama de flujo (Figura 24), y la interfaz gráfica con la que interactúa el usuario, así como las dimensiones del equipo. El código de programación se encontrará como un anexo al trabajo escrito.



**Figura 24** Diagrama de flujo para el diseño del equipo *Slug Catcher*

El costo total de los equipos de separación y su rendimiento están estrechamente relacionados con las dimensiones del separador. El desarrollo de un programa computacional permite probar diferentes configuraciones del equipo para seleccionar el diseño óptimo para el manejo de la producción de aceite pesado.

### Elección del lenguaje de programación

El lenguaje de programación seleccionado para desarrollar la herramienta computacional es Python. Esta elección se debe a varias razones fundamentales:

- Es un lenguaje de alto nivel, de sintaxis clara y legible, lo que facilita la comprensión del código incluso para usuarios con conocimientos básicos de programación.
- Cuenta con una amplia comunidad científica y de ingeniería, así como con bibliotecas especializadas para el cálculo numérico, el manejo de datos y el desarrollo de interfaces gráficas las cuales facilitan la interacción del usuario con el programa.
- Es multiplataforma y de libre distribución, lo que permite ejecutar el programa en distintos sistemas operativos sin costos adicionales.
- Resulta especialmente adecuado para la implementación de modelos matemáticos y algoritmos de ingeniería, como los involucrados en el diseño de equipos de separación.

El uso de Python permite, además, separar de forma ordenada la lógica de los cálculos del diseño gráfico de la aplicación, manteniendo un código modular y escalable.

## Requisitos de software y entorno de desarrollo

Para desarrollar el programa es necesario contar con un entorno básico de trabajo en Python. De manera general, se requiere:

- Un intérprete de Python en su versión 3.7+
- Un entorno de desarrollo integrado (IDE), como Spyder, PyCharm, VS Code o Jupyter Notebook, que facilite la escritura, depuración y ejecución del código.
- Bibliotecas estándar para cálculo y manejo de datos, principalmente:
  - NumPy - para operaciones matemáticas y manejo de arreglos.
  - Math - para funciones matemáticas básicas.
- Una biblioteca para el desarrollo de la interfaz gráfica, como Tkinter, incluida de forma nativa en Python, o bien alternativas como - PyQt - o - PySide -

La instalación de estos componentes proporciona todas las herramientas necesarias para reproducir el código presentado en esta tesis.

## Enfoque general de la programación

La programación del diseño del *Slug Catcher* se basa en una traducción directa y ordenada de la metodología de diseño desarrollada en el Capítulo 3. Cada paso del procedimiento para el dimensionamiento del equipo se transforma en una secuencia lógica de instrucciones computacionales.

El enfoque general seguido es el siguiente:

1. Definir claramente los datos de entrada requeridos por la metodología.
2. Realizar conversiones iniciales de unidades para asegurar consistencia.
3. Calcular propiedades de los fluidos y parámetros hidrodinámicos.
4. Evaluar criterios de transición de patrones de flujo.
5. Determinar la acumulación de líquido y el volumen requerido.
6. Dimensionar los elementos principales del *Slug Catcher Finger Type*.
7. Mostrar los resultados de forma clara al usuario mediante una interfaz gráfica.

Este enfoque permite que el programa siga exactamente la lógica de la metodología teórica, reduciendo errores y facilitando la validación de resultados.

### Estructura modular del código

Una característica importante del programa es su estructura modular. En lugar de concentrar todos los cálculos en un solo bloque de código, la metodología se divide en funciones independientes, cada una encargada de una tarea específica.

De manera general, el código puede dividirse en los siguientes módulos conceptuales:

- **Módulo de entrada de datos:** recibe los valores proporcionados por el usuario, tales como gastos de gas y líquido, propiedades del aceite pesado, presión y temperatura de operación.

- **Módulo de conversión de unidades:** transforma los datos de entrada a un sistema de unidades coherente, generalmente el Sistema Internacional.
- **Módulo de propiedades de fluidos:** calcula densidades, viscosidades y otros parámetros necesarios para los modelos hidrodinámicos.
- **Módulo de cálculo hidrodinámico:** evalúa velocidades superficiales, velocidad de arrastre, velocidad de la burbuja de Taylor y retención de *slug*.
- **Módulo de acumulación y dimensionamiento:** determina el volumen de líquido acumulado, la longitud de los *fingers* y los parámetros geométricos del equipo.
- **Módulo de presentación de resultados:** organiza y despliega los resultados de diseño de manera clara para el usuario.

Esta separación facilita la lectura del código, su mantenimiento y futuras modificaciones.

### Implementación de los cálculos para el desarrollo de la metodología

Cada ecuación presentada en el Capítulo 3 se implementa directamente en Python, respetando el orden lógico del procedimiento de diseño. Las expresiones matemáticas se traducen a la sintaxis del programa computacional utilizando funciones matemáticas estándar y operaciones aritméticas.

Es fundamental mantener una nomenclatura coherente entre las variables utilizadas en la formulación teórica y las variables empleadas en el código. De esta manera, el lector puede identificar fácilmente la

correspondencia entre las ecuaciones del diseño y su implementación en el programa.

Asimismo, el programa incorpora validaciones básicas, como la verificación de valores positivos o rangos razonables de entrada, con el fin de evitar resultados físicamente inconsistentes.

### Desarrollo de la interfaz gráfica

Con el propósito de facilitar el uso del programa, se desarrolló una interfaz gráfica que permite al usuario introducir los datos de entrada y visualizar los resultados sin necesidad de interactuar directamente con el código.

La interfaz gráfica se estructura en dos secciones principales:

- **Sección de datos de entrada:** incluye campos para ingresar las variables requeridas por la metodología, organizadas de forma lógica y acorde al proceso de diseño.
- **Sección de resultados:** muestra los parámetros finales del diseño del *Slug Catcher*.

El uso de una interfaz gráfica convierte al programa en una herramienta de ingeniería aplicada, adecuada tanto para fines académicos como para evaluaciones preliminares de diseño.

## Flujo de ejecución del programa

El funcionamiento general del programa sigue un flujo secuencial bien definido:

1. El usuario introduce los datos mediante la interfaz gráfica.
2. El programa valida la información ingresada.
3. Se ejecutan los cálculos de la metodología en el orden establecido.
4. Los resultados se almacenan y procesan internamente.
5. Los valores finales se muestran en pantalla de forma clara y ordenada.

Este flujo de ejecución se ilustra mediante un diagrama de flujo presentado al inicio de este capítulo, el cual refuerza la comprensión del proceso computacional.

## Ventajas del enfoque computacional

La implementación de la metodología de diseño en un programa computacional ofrece diversas ventajas frente al cálculo manual:

- Reduce significativamente el tiempo requerido para realizar el dimensionamiento del equipo.
- Minimiza errores aritméticos y de conversión de unidades.
- Permite analizar distintos escenarios operativos de forma rápida.
- Facilita la comprensión del impacto de las variables de entrada sobre el diseño final.

Además, el código puede adaptarse fácilmente para incluir nuevas correlaciones, criterios de diseño o mejoras en la interfaz gráfica.

## Consideraciones adicionales

En este capítulo se presenta el procedimiento general para la construcción del código de programación del equipo *Slug Catcher Finger Type*. Más que un manual de programación detallado, constituye un puente entre la metodología teórica de diseño y su aplicación práctica mediante herramientas computacionales.

La combinación de fundamentos de ingeniería, programación estructurada y una interfaz gráfica amigable convierte al programa desarrollado en una herramienta útil para el análisis y dimensionamiento preliminar de equipos de separación aplicados a la producción de aceite pesado, cumpliendo así con uno de los objetivos centrales de esta tesis.

## Interfaz gráfica

La interfaz gráfica permite al usuario una interacción sencilla con el programa computacional para el dimensionamiento del equipo *Slug Catcher Finger Type* para su aplicación en el manejo de la producción de aceite pesado (Figura 25).

Propiedades del Fluido	
API	16
$\mu$ (cP)	501
Temperatura (°F)	83.5
Presión (psig)	105.80
QL (BPD)	14343.55
QG (MMSCFD)	8.556
BS&W (%)	42.65
Yg	0.55
D_tuberia (in)	20
v_L (m/s)	0.41

Parámetros de Diseño	
N_fingers	4
H_L_trans	0.80
H_L_oper	0.201
Inclinación (°)	0

**CALCULAR DISEÑO**

*Figura 25* Interfaz gráfica - Datos de entrada -

Una vez que las propiedades de los fluidos y los parámetros de diseño son ingresadas al programa, se presiona el botón "CALCULAR DISEÑO" y la interfaz gráfica proporcionará un resumen de los datos de entrada, las variables calculadas, las dimensiones del equipo y el mapa de patrones de flujo (Figura 26).

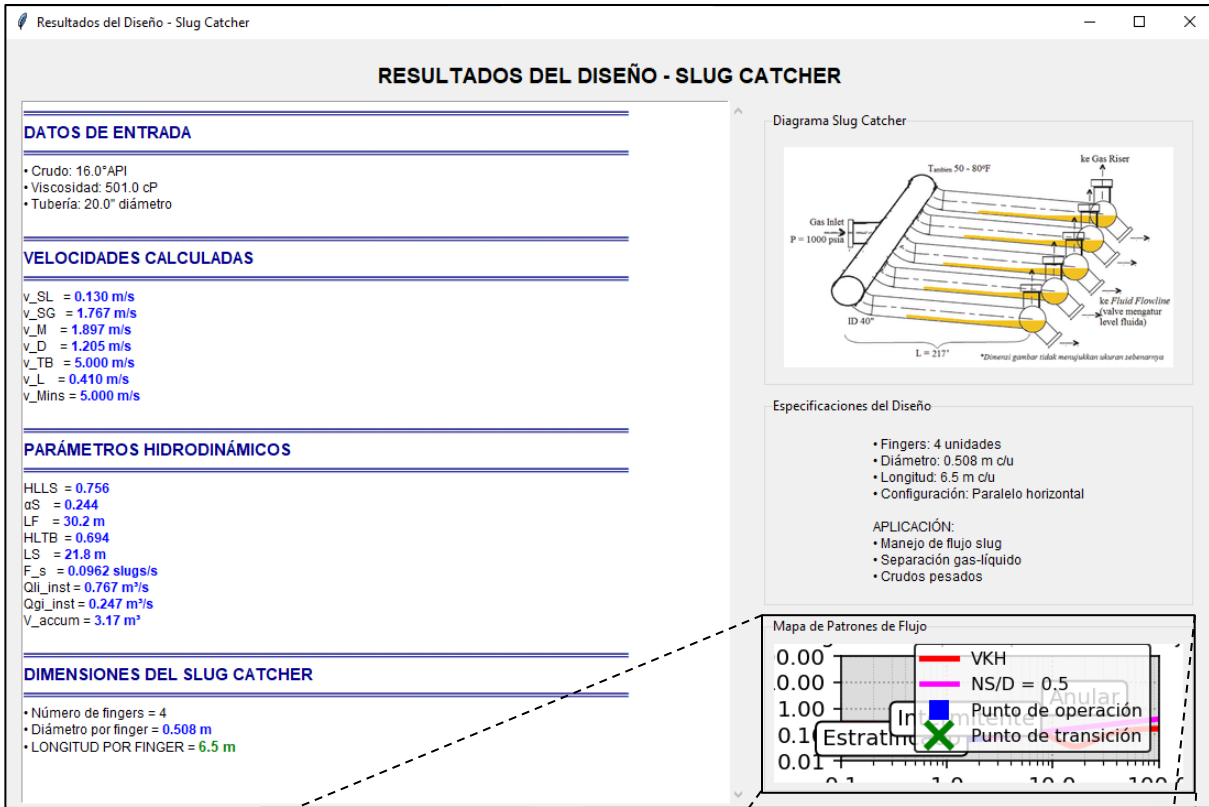
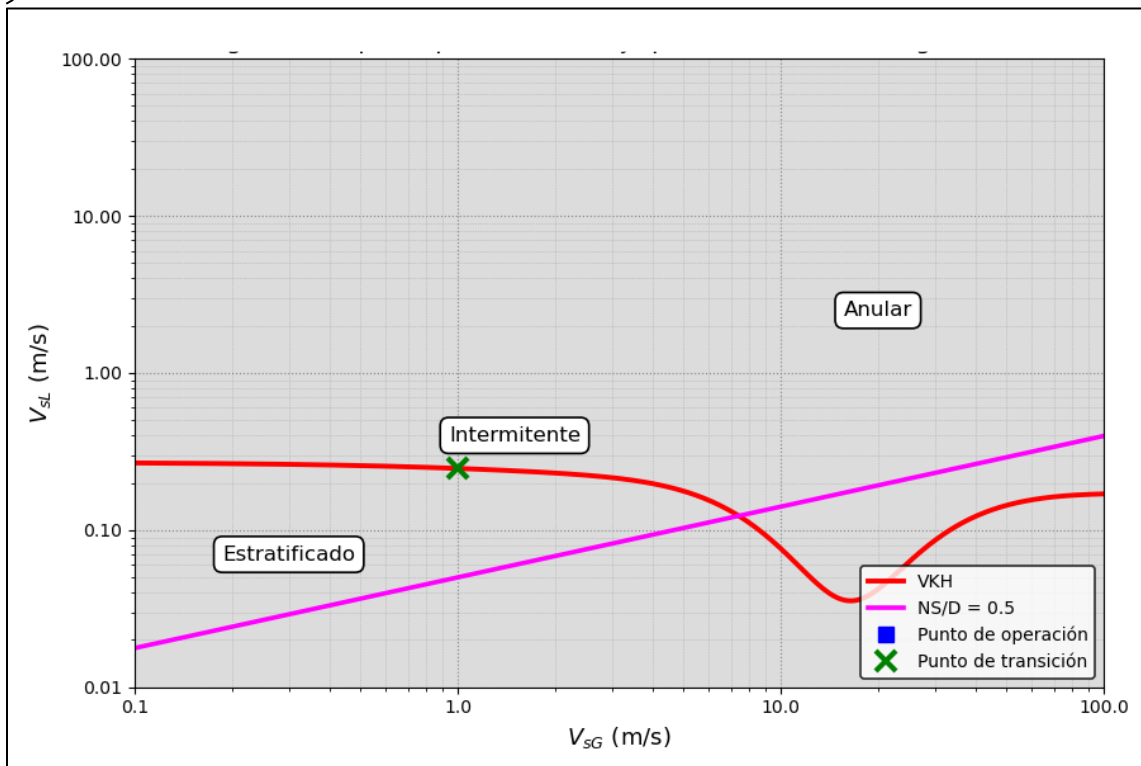


Figura 26 Interfaz gráfica – Resultados del diseño del Equipo Slug Catcher Finger Type aplicado a la producción de aceite pesado -



## Capítulo 5. Análisis comparativo

Este capítulo presenta los resultados del diseño de un equipo Slug Catcher para el manejo de la producción de aceite pesado, como una opción económicamente más viable que un separador tipo tanque y un equipo eficiente en mitigar el fenómeno de flujo tipo bache.

### Criterios de selección para un equipo Slug Catcher aplicado a la separación de aceite pesado

La mitigación de fenómenos de flujo en el manejo de la producción de hidrocarburos constituye un desafío técnico, particularmente en campos de aceite pesado donde la presencia de flujo tipo bache puede comprometer la estabilidad operativa de los separadores. Los equipos Slug Catcher se diseñan para recibir y almacenar temporalmente estos volúmenes de líquido, evitando sobrecargas difíciles de mitigar en los separadores convencionales tipo tanque, garantizando la eficiencia de los procesos de producción (Vergara & Foucart, 2007).

Existen dos configuraciones principales de los equipos *Slug Catcher*: el tipo tanque (*Vessel*) y el tipo dedos (*Finger*). El primero corresponde a un recipiente horizontal de gran capacidad, compacto y de fácil instalación, con alta eficiencia en la separación de partículas finas (hasta 8 micras), esta es la configuración convencional de los equipos de separación. Su peso y dimensiones representan un reto logístico en proyectos terrestres y marítimos, ya que pueden superar las 120 toneladas, lo que incrementa los costos de transporte y montaje (Vergara & Foucart, 2007).

Por otro lado, el *Slug Catcher Finger Type* se compone de varias tuberías de gran diámetro dispuestas en paralelo. Este diseño modular permite distribuir el volumen de líquido y mitigar los fenómenos de flujo. El *Slug Catcher* requiere un área extensa para su instalación en comparación con un equipo de separación convencional, no obstante, su peso reducido lo convierte en una opción más viable en proyectos donde el transporte y la logística son factores críticos (Vergara & Foucart, 2007).

El análisis comparativo entre los diferentes equipos de separación realizado por Vergara y Foucart (2007) establecen criterios que son extrapolables a proyectos de producción de aceite pesado:

- **Desempeño técnico:** El equipo tipo tanque muestra mejor eficiencia en la captura de partículas pequeñas. El equipo *Finger Type* es un equipo de separación más eficiente en rangos de 50 micras y superiores, condiciones suficientes para operaciones de producción de crudo pesado.
- **Costos de capital (CAPEX):** El equipo tipo tanque resulta más costoso, con diferencias de hasta un 34% respecto a los equipos *Finger Type*. Al considerar transporte e instalación, el ahorro global con el *Finger Type* puede alcanzar un 30%.
- **Costos de instalación:** El equipo tipo tanque requiere menor área para su instalación y el montaje del equipo requiere poco tiempo en el cronograma de actividades. El *Finger*, pese a necesitar más soldaduras en campo, sigue siendo competitivo gracias a su simplicidad y modularidad.

- **Transporte y logística:** Este aspecto es decisivo. El *Finger Type*, por su menor peso y facilidad de ensamblaje en sitio, reduce riesgos y costos asociados al traslado en carreteras estrechas o de baja capacidad.
- **Riesgo tecnológico:** Ambos diseños son ampliamente conocidos y fabricados por distintos proveedores, por lo que el riesgo es bajo en cualquiera de las dos opciones.

En el contexto de la producción de aceite pesado, la elección del *Slug Catcher Finger Type* sobre un separador horizontal convencional se justifica plenamente. El aceite pesado presenta mayores retos en cuanto a viscosidad y arrastre de la fase líquida, lo que incrementa la probabilidad de formación de fenómenos de flujo tipo bache en las líneas de flujo. El diseño modular del *Finger Type* permite manejar estos volúmenes de manera más flexible, evitando que los diferentes equipos involucrados en el manejo de la producción trabajen en parámetros para los cuales no están diseñados, garantizando una operación más estable (Vergara & Foucart, 2007).

Además, la facilidad de transporte y montaje del *Finger Type* es un factor crítico en proyectos tanto terrestres como marinos, donde las limitaciones de infraestructura pueden impedir la instalación de equipos de gran tamaño y peso como los equipos de separación tipo tanque. En este sentido, el *Finger Type* no solo representa una solución técnica adecuada, sino también una alternativa económicamente más eficiente y logísticamente viable.

### Factores estratégicos para el diseño del equipo *Slug Catcher*:

Los equipos especializados para la conducción y el manejo de la producción de hidrocarburos comprenden una parte importante del proyecto, requieren un diseño, construcción y montaje de las instalaciones eficiente.

El diseño del Equipo *Slug Catcher* requiere un análisis oportuno que determine de manera temprana cuáles serán los factores a tomar en cuenta para el diseño del equipo en el contexto particular del proyecto, las condiciones del "terreno", el presupuesto, los tiempos de entrega, y las fases que comprenderán. Cada uno de estos factores podrían obstaculizar el desarrollo del proyecto si se subestiman, aumentando el riesgo de atraso y la insatisfacción del cliente.

El Equipo *Slug Catcher* suple de manera apropiada la necesidad de mitigar los efectos del fenómeno de flujo de tipo slug, asegurando las operaciones de producción en la central de procesamiento. Las condiciones para el diseño de este equipo se determinan principalmente en función de las variables de operación.

El *Slug Catcher* es un equipo cuyas dimensiones pueden ser muy grandes, razón por la cual, su costo es elevado. Normalmente es un equipo para el cual se solicita un plazo de entrega amplio, y es un factor clave en el cronograma del proyecto. Su diseño, fabricación, transporte y montaje deben ser fijados cuidadosamente dentro de los plazos del proyecto.

El equipo *Slug Catcher Finger Type* está constituido por una serie de tuberías, *Fingers*, de gran diámetro ubicadas en paralelo. Esta distribución prevé una ligera pendiente, de tal manera que la zona de menor altura actúe como

un receptáculo de la fase líquida y la ubicada en la zona de mayor altura cuenta con un área transversal adecuada para la separación de gas-líquido.

En la mayoría de proyectos relacionados a la producción de hidrocarburos la primera opción para realizar la separación de fluidos es un equipo de separación convencional, tipo tanque. No obstante, en ocasiones el diseño teórico sugiere dimensiones complejas para su construcción y transporte, estos equipos pueden llegar a pesar más de 100 toneladas y requerir plazos de fabricación muy prolongados para las necesidades requeridas en un proyecto. Es por esta razón que en ocasiones se recurre a equipos que suplan las necesidades operacionales de una forma más eficiente, ventajosa y económica para el proyecto, y que aborden otros problemas específicos, como la mitigación de fenómenos de flujo.

Los factores principales para implementar un equipo *Slug Catcher* son:

- **Disponibilidad de materiales en el momento del diseño:** Descuidar este aspecto puede llevar a una considerable pérdida de tiempo y recursos. El contacto fluido con proveedores de materiales permite el desarrollo de una ingeniería sobre base real evitando configuraciones de construcción impracticable.
- **Dimensiones máximas para transporte:** Conocer esta limitación desde el comienzo del proyecto es clave, por ejemplo, las limitaciones de los caminos del lugar de emplazamiento. Identificar esta limitación tardíamente puede implicar la necesidad de invertir muchas horas para rehacer ingeniería o, peor aún, realizar intervenciones mayores sobre un equipo ya fabricado.

- **Dificultades para trabajos en obra:** Prever con anticipación los factores climatológicos y sociales que existirán en la obra durante la etapa de montaje facilita la selección de una estrategia adecuada de fabricación.

El análisis de todos los factores que intervienen en las etapas de un proyecto reviste suma importancia. El diseño conceptual, materiales para su fabricación, logística, locación, etc. Deben constituir un trabajo integrado, el cual resultará ventajoso para la totalidad del proyecto (Cristina Szwed et al. 2009).

## Resultados

La metodología de diseño para un equipo *Finger Type Slug Catcher* fue aplicada para un campo de aceite pesado en la Faja del Orinoco, una de las principales áreas con reservas de aceite pesado en el mundo. La información para el diseño se presentó en la Tabla 4 y la ubicación del punto de operación en el mapa de diagramas de flujo (Figura 27). Es necesario mencionar que hay datos cruciales para el diseño del equipo que no son publicados por los autores, por ejemplo, la viscosidad de la mezcla y el volumen de líquido en la corriente de flujo. Al consultar la literatura se puede hacer una aproximación acorde a los valores obtenidos típicamente en campos del Orinoco, no obstante, por la amplitud del rango de valores que estas variables pueden tomar y debido a que cada campo debe tratarse de manera particular, aún cada pozo, no será posible reproducir fielmente los resultados obtenidos por lo autores (Revisar Tabla 6). Para la formulación y ejecución de la metodología, se asumen los valores de estas variables y se identifican plenamente con un asterisco (\*).

En el diseño del equipo Slug Catcher se consideran cuatro *fingers* y una distribución del gasto uniforme a través de cada *finger*, tal como lo proponen J. Márquez et al. 2009. El punto de operación del *finger* se muestra en la Figura 20.

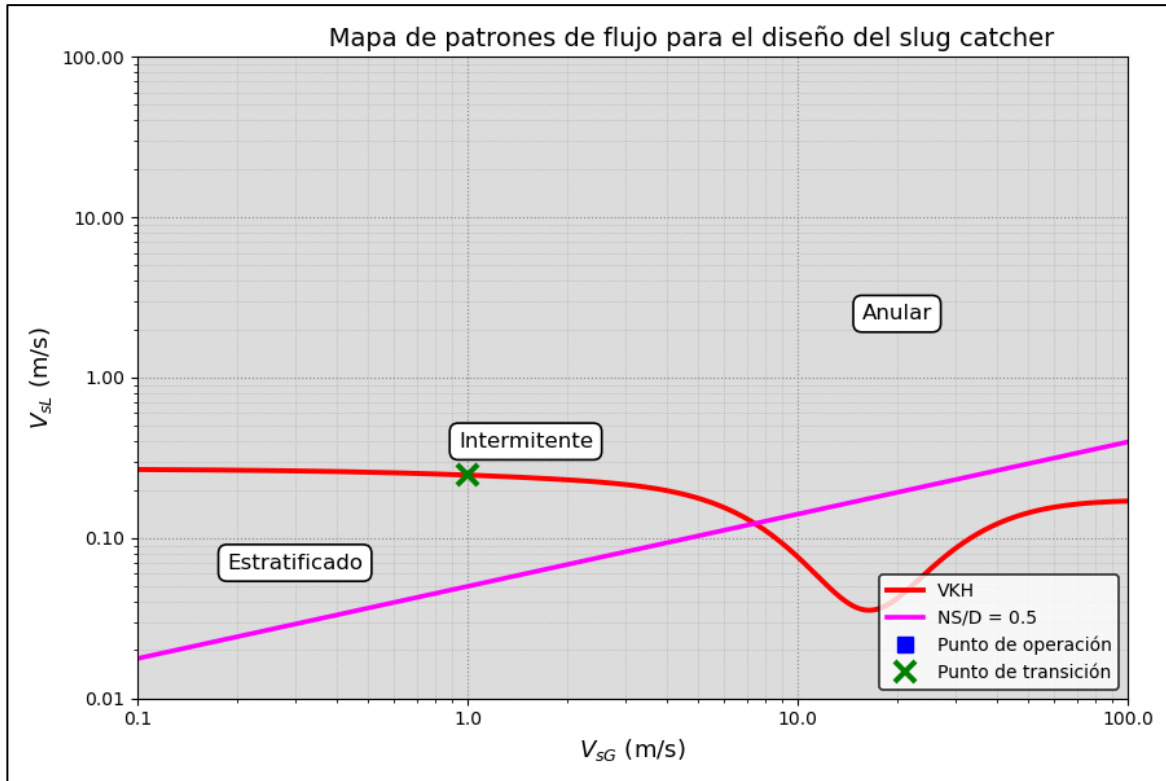


Figura 27 Mapa de patrones de flujo para el diseño del equipo Slug Catcher Finger Type

Tabla 6 Diseño calculado con relación al diseño de los autores de PDVSA

Equipo	SCFT (Calculado)	SCFT (Autores)
Diámetro por <i>finger</i> (m)	0.508	0.508
Longitud por <i>finger</i> (m)	6.5	8
Desviación (%)	19	

Por lo tanto, la revisión técnica y económica demuestra que, aunque el equipo tipo tanque ofrece ventajas, tales como, una eficiencia de separación ampliamente estudiada y menor área de instalación, sus costos elevados y dificultades de transporte lo hacen menos atractivo en proyectos *onshore* de producción de aceite pesado. El equipo *Finger Type*, combina simplicidad operativa, menor peso, modularidad y ahorro económico, adicionalmente mitiga el fenómeno de flujo tipo bache, lo que lo convierte en la opción más recomendable.

Es importante mencionar que cada proyecto requiere su propio estudio para el diseño y la selección de equipos para la conducción y el manejo de la producción de hidrocarburos.

Por estas razones, la selección del equipo *Slug Catcher Finger Type* se alinea con los objetivos de esta tesis: diseñar un sistema de separación robusto, eficiente y adaptado a las condiciones reales de operación en campos de aceite pesado, superando las limitaciones de los separadores horizontales convencionales. Lo que también puede rectificarse con el diseño conceptual desarrollado por J. Márquez et al. 2009, donde el estudio acerca del *Slug Catcher* resultó en un equipo eficiente para el manejo de la producción de aceite pesado en un campo del Orinoco, además de económicamente más viable que un equipo convencional tipo tanque.

## Conclusiones

### El aceite pesado y extrapesado como negocio

Los yacimientos de aceite pesado alrededor del mundo comparten una sola característica: son difíciles de producir. Las reservas de aceite pesado representan aproximadamente el 70% de las reservas totales de petróleo en el mundo (Alboudwarej et al., 2006). Actualmente se realizan esfuerzos para superar las dificultades asociadas con la producción de este tipo de fluidos.

En cada yacimiento se emplean un conjunto diverso de tecnologías y metodologías para superar los retos técnicos de manera costo-efectiva. Entre estas tecnologías se encuentran los sistemas artificiales de producción (SAP), ya que el crudo no fluye de manera natural debido a problemas de movilidad y baja presión en el yacimiento.

Hasta hace pocos años, las reservas de aceite pesado eran consideradas recursos económicamente no viables o poco atractivos. Hoy en día, las compañías petroleras, impulsadas por la creciente demanda energética mundial y la necesidad de aumentar las reservas, han comenzado a invertir más en el aceite pesado bajo la premisa de que es parte integral del futuro del negocio petrolero. Sin embargo, producir aceite pesado requiere una inversión inicial significativa y un monitoreo continuo para mantener la eficiencia económica.

Venezuela está catalogada como uno de los países con mayores reservas de hidrocarburos pesados en el planeta, junto con Arabia Saudita, Rusia y Estados Unidos, con aproximadamente 236 mil millones de barriles de aceite pesado y extrapesado (Ana Maria et al. 2008).

La Faja Petrolífera del Orinoco está compuesta por cuatro bloques: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo. Actualmente existen proyectos que buscan aumentar el factor de recuperación de la faja mediante métodos térmicos de producción (SAGD, combustión in situ), reemplazando los actuales métodos de producción en frío con levantamiento mecánico (PCP's, ESP's) y métodos no térmicos que involucran inyección de diluyentes en superficie y/o en el fondo del pozo (Ana Maria et al. 2008).

Debido a las características particulares del aceite pesado, estudios recientes llevados a cabo por PDVSA muestra que los separadores convencionales tipo tanque se ven limitados en el manejo de la producción de aceite pesado, caracterizado por bajo GOR, gran cantidad de espuma y alta viscosidad (Ana Maria et al. 2008).

### Los retos en el manejo de la producción de aceite pesado

El desarrollo de un proyecto para la explotación de campos de aceite pesado constituye un reto técnico-económico en el diseño de las instalaciones, equipos, procesos y estrategias, para el manejo de la producción, manejo de sólidos y agua producida, mitigación de fenómenos de flujo, etc. La información disponible del yacimiento, los estudios y pruebas realizadas, constituyen los componentes para el desarrollo del proyecto.

La experiencia operativa en numerosos campos, no solo de aceite pesado, demuestra que una interpretación inadecuada de los datos puede derivar en problemas severos de operación, incrementos sustanciales en los costos de capital (CAPEX) y de operación (OPEX), e incluso comprometer la viabilidad económica de un proyecto.

Como hemos venido desarrollando, el aceite pesado se caracteriza principalmente por su viscosidad elevada y densidad API baja, usualmente inferior a 23°. Estas propiedades son el resultado de procesos geológicos como la biodegradación y el lavado por agua, que eliminan selectivamente los hidrocarburos ligeros y favorecen la formación de compuestos más complejos, como resinas y asfáltenos. En consecuencia, estos crudos presentan una densidad elevada, proporciones de hidrógeno-carbono bajas, un contenido elevado de asfáltenos, azufre, nitrógeno y metales pesados, así como componentes ácidos (según sea el caso). Estas características no solo dificultan la producción y el transporte, sino que también complican de manera significativa los procesos de separación gas-líquido y aceite-agua (Meredith et al. 2000).

Ante la declinación progresiva de los yacimientos convencionales, el aceite pesado representa una alternativa estratégica para satisfacer la creciente demanda de energía a nivel mundial. Se estima que las reservas potenciales de aceite pesado y extrapesado alcanzan hasta 1,000 mil millones de barriles; sin embargo, menos del 1 % ha sido producido o se encuentra actualmente en desarrollo, debido a las limitaciones tecnológicas y económicas operativas (Wally Georgie et al. 2012). Aun así, una mejora sustancial en los factores de recuperación podría cubrir una fracción significativa de la demanda energética durante varias décadas. En este contexto, se están desarrollando diferentes investigaciones con relación a las técnicas de recuperación y el manejo de la producción, tanto en instalaciones terrestres como marinas, enfocados al aceite pesado.

La producción, transporte y procesamiento de aceite pesado requieren de sistemas de producción artificial para movilizar fluidos altamente viscosos, la dificultad para manejar regímenes de flujo multifásico inestables, la formación de emulsiones altamente viscosas, requerimientos térmicos elevados para reducir la viscosidad del crudo y la producción frecuente de sólidos como arenas. Asimismo, durante la refinación, estos crudos tienden a generar un volumen mayor de productos de bajo valor y conllevan múltiples retos operativos, como el manejo de residuos contaminantes. Por lo que el desafío técnico-económico constituye un reto (Cupcic et al. 2003).

Desde el punto de vista del aseguramiento de flujo, los sistemas de producción de aceite pesado están particularmente expuestos a diferentes patrones de flujo, particularmente el fenómeno de flujo de tipo bache (slug), tanto en líneas de superficie como en ductos submarinos. Estas condiciones impactan de manera directa el desempeño de los equipos de producción, los cuales suelen seleccionarse durante las fases de diseño conceptual en las etapas tempranas del proyecto. Dentro de este marco, el dimensionamiento de los equipos de separación, la configuración de los tanques de almacenamiento, el manejo integral de aceite, agua, emulsiones, espuma, sólidos y mitigación de fenómenos de flujo constituyen elementos críticos para garantizar una operación estable y eficiente (Cupcic et al. 2003).

La información representativa del yacimiento constituye uno de los fundamentos para el diseño de los sistemas de separación. Durante la fase de evaluación del yacimiento, resulta indispensable la obtención de muestras de aceite y agua representativas de la formación, es decir, en la medida de lo posible libres de contaminación por lodos de perforación, especialmente

cuando se emplean lodos base aceite. Estas muestras deben destinarse no solo a estudios PVT y análisis de crudo, sino también a la determinación precisa de propiedades reológicas y químicas, tales como el comportamiento dinámico de la viscosidad en función de la temperatura, presión y esfuerzo cortante, así como el comportamiento reológico de emulsiones agua-en-aceite a diferentes cortes de agua. La ausencia de esta información implica el uso de correlaciones y técnicas de probabilidad y estadística que buscan encontrar valores representativos para el diseño de los equipos y los procesos de producción, los cuales podrían no ser la opción más viable para el proyecto (Barnes H. A. 1994).

La selección adecuada de metodologías de laboratorio y técnicas de simulación numérica es igualmente crucial. Las condiciones de corte aplicadas durante las pruebas deben representar fielmente las condiciones reales del campo, considerando los efectos de equipos como bombas electrosumergibles, sistemas de gas lift y válvulas de estrangulamiento. Una caracterización incorrecta puede conducir a estimaciones erróneas de viscosidad y estabilidad de emulsiones, lo que se traduce en diseños inadecuados, los cuales no preveían posteriormente la presencia de ciertos fenómenos de flujo, resultando en costosas modificaciones operativas (Wally Georgie et al. 2012).

Los aceites pesados pueden exhibir comportamientos reológicos complejos y una amplia variedad de problemas de aseguramiento de flujo, entre los que destacan: elevadas viscosidades que dificultan los sistemas artificiales de producción; regímenes de flujo multifásico variables y propensos al patrón de flujo tipo bache; velocidades de separación aceite-agua extremadamente bajas debido a contrastes de densidad reducidos; formación

de emulsiones estables con viscosidades elevadas, particularmente cercanas al punto de inversión de fases; generación de espuma estable en separadores; arrastre de gas en la fase líquida; problemas para reiniciar los equipos y las líneas de producción tras paros prolongados; precipitación de sólidos orgánicos e inorgánicos, como asfáltenos, ceras, naftenos y sales, que alteran la reología y la eficiencia de separación (Wally Georgie et al. 2012).

Dentro de este contexto, el diseño de los separadores debe cumplir simultáneamente con múltiples criterios: proporcionar tiempos de residencia suficientes para la separación gravitacional de las fases, permitir la coalescencia y ruptura de emulsiones, absorber fluctuaciones de gasto asociadas al patrón de flujo tipo bache, facilitar la remoción de sólidos y tolerar variaciones en las tasas de producción sin comprometer la eficiencia. En aceites pesados, estas exigencias suelen traducirse en equipos de gran tamaño cuando se emplean separadores convencionales tipo tanque, lo cual resulta poco atractivo desde el punto de vista económico y operativo, especialmente en instalaciones marinas con restricciones severas de espacio y peso.

El diseño de los equipos de separación juega un papel determinante en su desempeño, deben seleccionarse y configurarse con cuidado. En particular, un gasto inadecuado a la entrada de los separadores puede deteriorar la eficiencia de los equipos y afectar el proceso de separación. La experiencia operativa ha demostrado que, en sistemas de aceite pesado, una configuración interna simplificada, acompañada de una estrategia clara de separación y manejo térmico, puede ser más efectiva que el uso excesivo de mecanismos internos como en el caso de los separadores tipo tanque.

La configuración de las diferentes etapas en los procesos necesarios para el manejo de la conducción y el manejo de la producción, constituye otro aspecto clave. Factores como el régimen de flujo en las líneas de entrada, la presencia de fenómenos de flujo de tipo bache, la integración de equipos como el *Slug Catcher*, separadores de alta, media y baja presión, calentadores y equipos de coalescencia, así como el diseño de recirculación de agua y sistemas de inyección química, deben ser evaluados de manera integral. En este sentido, el uso de un equipo *Slug Catcher Finger Type* se presenta como una alternativa ventajosa para el manejo de grandes volúmenes de líquido asociados a fenómenos de flujo tipo bache, permitiendo amortiguar las fluctuaciones en la corriente de flujo, estabilizar el gasto a la entrada de los equipos posteriores y mejorar de manera significativa la eficiencia global del sistema.

Finalmente, la conducción y el manejo de la producción de aceite pesado, como todas las operaciones en la industria petrolera, constituyen un gran reto técnico-económico, una operación exitosa requiere un sistema de procesamiento minucioso, programas robustos de monitoreo, control e intervención. La detección temprana de fenómenos de flujo, arrastre de líquido o gas, formación de emulsiones, el seguimiento de los cambios químicos a lo largo de los procesos de producción y la ejecución de análisis integrales de causa-consecuencia, son herramientas indispensables para mantener la estabilidad operativa. En conjunto, un enfoque holístico que integre estudios representativos de los fluidos producidos, diseño adecuado de equipos y estrategias operativas bien definidas, resulta esencial para minimizar CAPEX y OPEX, y constituye el fundamento técnico-económico que justifica la selección y el diseño de un equipo *Slug Catcher Finger Type* como una alternativa

apropiada frente a los separadores convencionales tipo tanque para el manejo de la producción de aceite pesado.

### Diseño conceptual del equipo *Slug Catcher* como un separador para aceite pesado

Para el manejo de la producción de aceite se utilizan correlaciones y modelos que permiten predecir con precisión las características del fluido y los fenómenos de flujo presentes durante la operación. Esto resulta en una selección adecuada de equipos, y por lo tanto, en procesos más eficientes, tal es el caso del *Finger Type Slug Catcher* como un equipo más eficiente en el manejo de la producción de aceite pesado en comparación con los equipos de separación convencionales tipo tanque.

La metodología clásica para el diseño de un equipo *Slug Catcher* es la de Sarica et al. (1990). Para su implementación en el manejo de la producción de aceite pesado, se considera el criterio viscoso de inestabilidad de Kelvin – Helmholtz (VKH) para predecir la transición de flujo estratificado y no – estratificado de una manera más rigurosa para determinar las dimensiones de un equipo *Finger Type Slug Catcher* para manejar líquidos viscosos. La mejora permite realizar un diseño más eficiente del equipo *Slug Catcher* para garantizar la segregación y separación de las fases mientras se logra la mitigación de flujo tipo bache.

Con base en los resultados obtenidos por J. Márquez et al. 2009, se observa que la distribución del gasto a través de cada *finger* es uniforme, en el diseño del *Catcher* se consideraron cuatro dedos. Bajo estas consideraciones y a partir de los datos de entrada se determinaron el diámetro y la longitud del *Catcher*. El diámetro registrado fue de 0.508 m y la longitud de cada *finger* es de

8 m. El peso del equipo *Slug Catcher Finger Type* considerando cada sección de tubería es de 3,573 kg (Tabla 7).

Por otro lado, un separador convencional, de configuración horizontal tipo tanque para las mismas condiciones tendrá aproximadamente un diámetro de 1.83 m (6 ft) y una longitud de 6.1 m (20 ft). El peso del separador es de 4,627 kg (Tabla 7).

*Tabla 7 Comparación entre un Separador Horizontal tipo Tanque y un Slug Catcher Finger Type*

	<b>Separador horizontal tipo tanque</b>	<b>Slug Catcher Finger Type</b>
<b>Peso del equipo (Kg)</b>	4,627	3,573
<b>Equipo seleccionado</b>		✓

Se puede hacer una comparación económica a partir del peso de los equipos. El *Slug Catcher Finger Type* es un 23% más ligero que el separador horizontal tipo tanque. Por lo tanto, se puede esperar una reducción equivalente en el costo de fabricación.

Los resultados obtenidos muestran que el *Slug Catcher* diseñado es capaz de asegurar un patrón de flujo estratificado en su interior, mitigar de manera efectiva los efectos del flujo tipo slug y proporcionar una separación gas-líquido más estable que la lograda con equipos convencionales bajo condiciones similares.

## Anexos

A continuación, se muestra el código de programación para el *Finger Type Slug Catcher* y la nomenclatura del diseño conceptual del equipo.

### Código de programación

```
#!/usr/bin/env python3
# -*- coding: utf-8 -*-
"""
Diseño de Slug Catcher Finger Type para Aceite Pesado
Incluye:
Interfaz Gráfica
Mapa de Patrones de Flujo con el criterio de VKH / NSD (Se actualiza según los
datos de entrada)
"""

import math
import tkinter as tk
from tkinter import ttk, messagebox
from PIL import Image, ImageTk
import os
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
from matplotlib.backends.backend_tkagg import FigureCanvasTkAgg

class SlugCatcherDesign:
    def __init__(self, root):
        self.root = root
        self.root.title("Diseño de Slug Catcher - PDVSA Intervep")
        self.root.geometry("1100x780")

        # Referencias al canvas (para evitar GC)
        self._map_canvas = None
        self._map_fig = None

        self.create_input_section()
        self.create_calculate_button()

    def create_input_section(self):
        # Frame principal
        main_frame = ttk.Frame(self.root, padding="10")
        main_frame.grid(row=0, column=0, sticky=(tk.W, tk.E, tk.N, tk.S))

        # Título
        title_label = ttk.Label(main_frame,
                                text="DISEÑO DE SLUG CATCHER FINGER TYPE",
                                font=("Arial", 14, "bold"))
        title_label.grid(row=0, column=0, columnspan=2, pady=10)
```

```

# Propiedades del fluido
fluid_frame = ttk.LabelFrame(main_frame, text="Propiedades del Fluido",
padding="5")
fluid_frame.grid(row=1, column=0, columnspan=2, sticky=(tk.W, tk.E),
pady=5)

# Datos de entrada
self.entries = {}
fields = [
    ("API", "16", 0),
    ("μ (cP)", "501", 1),
    ("Temperatura (°F)", "83.5", 2),
    ("Presión (psig)", "105.80", 3),
    ("QL (BPD)", "14343.55", 4),
    ("QG (MMSCFD)", "8.556", 5),
    ("BS&W (%)", "42.65", 6),
    ("Yg", "0.55", 7),
    ("D_tuberia (in)", "20", 8),
    ("v_L (m/s)", "0.41", 9)
]

for i, (label, default, row) in enumerate(fields):
    ttk.Label(fluid_frame, text=label).grid(row=row, column=0,
sticky=tk.W, padx=5, pady=2)
    entry = ttk.Entry(fluid_frame, width=15)
    entry.insert(0, default)
    entry.grid(row=row, column=1, padx=5, pady=2)
    self.entries[label] = entry

# Parámetros de diseño
design_frame = ttk.LabelFrame(main_frame, text="Parámetros de Diseño",
padding="5")
design_frame.grid(row=2, column=0, columnspan=2, sticky=(tk.W, tk.E),
pady=5)

design_fields = [
    ("N_fingers", "4", 0),
    ("H_L_trans", "0.80", 1),
    ("H_L_oper", "0.201", 2),
    ("Inclinación (°)", "0", 3)
]

for i, (label, default, row) in enumerate(design_fields):
    ttk.Label(design_frame, text=label).grid(row=row, column=0,
sticky=tk.W, padx=5, pady=2)
    entry = ttk.Entry(design_frame, width=15)
    entry.insert(0, default)
    entry.grid(row=row, column=1, padx=5, pady=2)
    self.entries[label] = entry

def create_calculate_button(self):
    calculate_btn = ttk.Button(self.root, text="CALCULAR DISEÑO",
command=self.calculate_design,
style="Accent.TButton")
    calculate_btn.grid(row=1, column=0, pady=10)

```

```

# Configurar estilo para botón destacado
style = ttk.Style()
style.configure("Accent.TButton", font=("Arial", 12, "bold"))

def get_float_value(self, key):
    """Obtener valor float de los campos de entrada"""
    try:
        return float(self.entries[key].get())
    except ValueError:
        messagebox.showerror("Error", f"Valor inválido en {key}")
        return None

def calculate_design(self):
    # Obtener valores de entrada
    API = self.get_float_value("API")
    mu_liquid_cp = self.get_float_value("μ (cP)")
    T_f = self.get_float_value("Temperatura (°F)")
    P_psig = self.get_float_value("Presión (psig)")
    QL_BPD = self.get_float_value("QL (BPD)")
    QG_MMSCFD = self.get_float_value("QG (MMSCFD)")
    BSW = self.get_float_value("BS&W (%)")
    Yg = self.get_float_value("Yg")
    D_pipe_inch = self.get_float_value("D_tuberia (in)")
    v_L = self.get_float_value("v_L (m/s)")

    N_fingers = self.get_float_value("N_fingers")
    H_L_trans = self.get_float_value("H_L_trans")
    H_L_oper = self.get_float_value("H_L_oper")
    inclinacion_grados = self.get_float_value("Inclinación (°)")

    if any(val is None for val in [API, mu_liquid_cp, T_f, P_psig, QL_BPD,
                                   QG_MMSCFD, BSW, Yg, D_pipe_inch, v_L,
                                   N_fingers, H_L_trans, H_L_oper,
                                   inclinacion_grados]):
        return

    # Realizar cálculos
    try:
        resultados = self.perform_calculations(
            API, mu_liquid_cp, T_f, P_psig, QL_BPD, QG_MMSCFD,
            BSW, Yg, D_pipe_inch, v_L, N_fingers, H_L_trans,
            H_L_oper, inclinacion_grados
        )

        # Mostrar resultados en ventana emergente (incluye el mapa de
        patrones de flujo)
        self.show_results(resultados)

    except Exception as e:
        messagebox.showerror("Error en cálculo", f"Error: {str(e)}")

def perform_calculations(self, API, mu_liquid_cp, T_f, P_psig, QL_BPD,
                           QG_MMSCFD, BSW, Yg, D_pipe_inch, v_L, N_fingers,
                           H_L_trans, H_L_oper, inclinacion_grados):

```

```

=====
#
#                               CONSTANTES Y CONVERSIÓN DE UNIDADES
#
=====

D_pipe = D_pipe_inch * 0.0254
P_psi_abs = P_psig + 14.7
P_Pa = P_psi_abs * 6894.76
T_K = (T_f - 32) * 5/9 + 273.15

QL = QL_BPD * 0.158987 / 86400
QG_std = QG_MMSCFD * 1e6 * 0.0283168 / 86400

T_std = 288.15
P_std = 101325
QG = QG_std * (P_std / P_Pa) * (T_K / T_std)

rho_water = 1000
rho_oil = 141.5 / (131.5 + API) * 1000
rho_L = (1 - BSW/100) * rho_oil + (BSW/100) * rho_water

MM_gas = Yg * 29
R = 8314
rho_G = (P_Pa * MM_gas) / (R * T_K)

mu_L = mu_liquid_cp / 1000
mu_G = 0.000015

A_pipe = math.pi * (D_pipe/2)**2

=====
#
#                               CÁLCULO DE VELOCIDADES
#
=====

v_SL = QL / A_pipe
v_SG = QG / A_pipe
v_M = v_SL + v_SG

g = 9.81
v_D_horizontal = 0.54 * math.sqrt(g * D_pipe)
theta = math.radians(inclinacion_grados)
v_D_vertical = 0.35 * math.sqrt(g * D_pipe)
v_D = v_D_horizontal * math.cos(theta) + v_D_vertical * math.sin(theta)

Re_L = (rho_L * v_SL * D_pipe) / mu_L
Re_CL = 2000

if Re_L <= 2000:
    C = 2.0
elif Re_L >= 4000:
    C = 1.2
else:
    term1 = 2.0 / math.sqrt(1 + (Re_CL/Re_L)**2)
    term2 = 1.2 / math.sqrt(1 + (Re_L/Re_CL)**2)
    C = term1 + term2

```

```
v_TB = C * v_M + v_D
v_Mins = v_TB
```

```
#####
#                               ECUACIONES PRINCIPALES
#####
```

```
Re_SL = Re_L
Re_SG = (rho_G * v_SG * D_pipe) / mu_G

if mu_liquid_cp > 500:
    HLLS = 1.0046 * math.exp(-0.0022 * Re_L)
else:
    HLLS = 1 / (1 + (v_M/8.66)**1.39)

alpha_S = 1 - HLLS

term_Re = Re_SL / (Re_SL + Re_SG) if (Re_SL + Re_SG) != 0 else 0.0
LF = 0.0365 * term_Re**(-0.8606) if term_Re>0 else float('nan')

HLTB = ((v_TB - v_L) * HLLS) / v_TB if v_TB!=0 else float('nan')

denominator = (v_L * HLLS / v_SL) - 1 if v_SL!=0 else float('nan')
if denominator > 0 and (not math.isnan(LF)):
    LS = LF / denominator
else:
    LS = float('nan')
```

```
#####
#                               GASTO(S) INSTANTÁNEO(S) Y VOL DE ACUMULACIÓN
#####
```

```
if not math.isnan(LS):
    F_s = v_TB / (LS + LF) if (LS+LF)!=0 else float('nan')
    t_slug = LS / v_TB if v_TB!=0 else float('nan')
else:
    F_s = float('nan')
    t_slug = float('nan')

Qli_inst = A_pipe * v_TB * HLLS
Qgi_inst = A_pipe * v_TB * alpha_S

if not math.isnan(LS) and (not math.isnan(t_slug)):
    QL_out = 1.5 * QL
    V_accum = (Qli_inst - QL_out) * t_slug
else:
    V_accum = float('nan')
```

```
#####
#                               DIMENSIONAMIENTO DEL EQUIPO
#####
```

```
D_finger = 0.508
A_finger = math.pi * (D_finger/2)**2
```

```

        if not math.isnan(V_accum) and (H_L_trans - H_L_oper) != 0:
            L_finger = V_accum / (N_fingers * A_finger * (H_L_trans -
H_L_oper))
        else:
            L_finger = float('nan')

#=====
#                               RESULTADOS
#=====

resultados = {
    'API': API,
    'mu_liquid_cp': mu_liquid_cp,
    'v_SL': v_SL,
    'v_SG': v_SG,
    'v_M': v_M,
    'v_D': v_D,
    'v_TB': v_TB,
    'v_L': v_L,
    'v_Mins': v_Mins,
    'HLLS': HLLS,
    'alpha_S': alpha_S,
    'LF': LF,
    'HLTB': HLTB,
    'LS': LS,
    'F_s': F_s,
    'Qli_inst': Qli_inst,
    'Qgi_inst': Qgi_inst,
    'V_accum': V_accum,
    'D_finger': D_finger,
    'L_finger': L_finger,
    'N_fingers': N_fingers,
    'D_pipe_inch': D_pipe_inch
}

return resultados

def load_slug_catcher_image(self):
    """Cargar ilustración del equipo slug catcher"""
    try:
        # Opción 1: Cargar ilustración desde archivo local
        image_path = "slug_catcher_diagram.png" # Cambia por la ruta de tu
imagen
        if os.path.exists(image_path):
            image = Image.open(image_path)
        else:
            # Opción 2: Ilustración NO disponible
            image = self.create_default_image()

        # Tamaño de la ilustración en la interfaz
        max_width = 350 # Ancho máximo
        max_height = 250 # Alto máximo

```

```

        # Calcular nuevas dimensiones manteniendo proporción
        original_width, original_height = image.size
        ratio = min(max_width/original_width, max_height/original_height)
        new_width = int(original_width * ratio)
        new_height = int(original_height * ratio)

        image = image.resize((new_width, new_height),
Image.Resampling.LANCZOS)
        return ImageTk.PhotoImage(image)

    except Exception as e:
        print(f"Error cargando imagen: {e}")
        return None

def create_default_image(self):
    """Crear una imagen por defecto si no hay archivo"""
    from PIL import Image, ImageDraw, ImageFont

    # Ilustración dentro de la interfaz
    image = Image.new('RGB', (300, 200), color='white')
    draw = ImageDraw.Draw(image)

    # If not/Dibujar esquema simple y compacto
    # Cuerpo principal
    draw.rectangle([30, 30, 270, 100], outline='black', width=2)

    # Fingers
    draw.rectangle([60, 110, 90, 180], outline='blue', width=2)
    draw.rectangle([110, 110, 140, 180], outline='blue', width=2)
    draw.rectangle([160, 110, 190, 180], outline='blue', width=2)
    draw.rectangle([210, 110, 240, 180], outline='blue', width=2)

    # Añadir texto
    try:
        font = ImageFont.load_default()
        draw.text((80, 10), "SLUG CATCHER", fill='black', font=font)
        draw.text((70, 185), "Finger Type", fill='black', font=font)
    except:
        pass

    return image

def show_results(self, resultados):
    # Crear ventana de resultados
    result_window = tk.Toplevel(self.root)
    result_window.title("Resultados del Diseño - Slug Catcher")
    result_window.geometry("1100x750") # Un poco más ancha para mejor
distribución

    # Frame principal
    main_frame = ttk.Frame(result_window, padding="10")
    main_frame.pack(fill=tk.BOTH, expand=True)

    # Título
    title_label = ttk.Label(main_frame,

```

```

        text="RESULTADOS DEL DISEÑO - SLUG CATCHER",
        font=("Arial", 14, "bold"))
title_label.pack(pady=10)

# Frame para el contenido (resultados + imagen)
content_frame = ttk.Frame(main_frame)
content_frame.pack(fill=tk.BOTH, expand=True)

# Frame para resultados textuales (60% del ancho)
results_frame = ttk.Frame(content_frame)
results_frame.pack(side=tk.LEFT, fill=tk.BOTH, expand=True, padx=5)

# Mostrar resultados
self.display_text_results(results_frame, resultados)

# Frame para imagen y especificaciones (40% del ancho)
image_specs_frame = ttk.Frame(content_frame, width=400)
image_specs_frame.pack(side=tk.RIGHT, fill=tk.BOTH, expand=False,
padx=5)
image_specs_frame.pack_propagate(False) # Mantener el ancho fijo

# Mostrar imagen del slug catcher + especificaciones + Mapa de Patrones
self.display_slug_catcher_image(image_specs_frame, resultados)

# Botón de cerrar
close_btn = ttk.Button(main_frame, text="CERRAR",
                        command=result_window.destroy)
close_btn.pack(pady=10)

def display_text_results(self, parent, resultados):
    # Crear widget Text con scroll
    text_frame = ttk.Frame(parent)
    text_frame.pack(fill=tk.BOTH, expand=True)

    text_widget = tk.Text(text_frame, wrap=tk.WORD, width=60, height=35,
                          font=("Arial", 9))
    scrollbar = ttk.Scrollbar(text_frame, orient=tk.VERTICAL,
command=text_widget.yview)
    text_widget.configure(yscrollcommand=scrollbar.set)

    text_widget.pack(side=tk.LEFT, fill=tk.BOTH, expand=True)
    scrollbar.pack(side=tk.RIGHT, fill=tk.Y)

    # Configurar tags para formato
    text_widget.tag_configure("title", font=("Arial", 11, "bold"),
foreground="darkblue")
    text_widget.tag_configure("header", font=("Arial", 10, "bold"),
foreground="darkred")
    text_widget.tag_configure("normal", font=("Arial", 9))
    text_widget.tag_configure("highlight", font=("Arial", 10, "bold"),
foreground="green")
    text_widget.tag_configure("warning", font=("Arial", 10, "bold"),
foreground="red")
    text_widget.tag_configure("value", font=("Arial", 9, "bold"),
foreground="blue")

```

```

# Insertar contenido (mismo formato que antes)
text_widget.insert(tk.END, "=" * 50 + "\n", "title")
text_widget.insert(tk.END, "DATOS DE ENTRADA\n", "title")
text_widget.insert(tk.END, "=" * 50 + "\n", "title")
text_widget.insert(tk.END, f"• Crudo: {resultados['API']}°API\n",
"normal")
text_widget.insert(tk.END, f"• Viscosidad: {resultados['mu_liquid_cp']}
cP\n", "normal")
text_widget.insert(tk.END, f"• Tubería: {resultados['D_pipe_inch']}\n"
diámetro\n", "normal")

text_widget.insert(tk.END, "=" * 50 + "\n", "title")
text_widget.insert(tk.END, "VELOCIDADES CALCULADAS\n", "title")
text_widget.insert(tk.END, "=" * 50 + "\n", "title")
text_widget.insert(tk.END, "v_SL = ", "normal")
text_widget.insert(tk.END, f"{resultados['v_SL']:.3f} m/s\n", "value")
text_widget.insert(tk.END, "v_SG = ", "normal")
text_widget.insert(tk.END, f"{resultados['v_SG']:.3f} m/s\n", "value")
text_widget.insert(tk.END, "v_M = ", "normal")
text_widget.insert(tk.END, f"{resultados['v_M']:.3f} m/s\n", "value")
text_widget.insert(tk.END, "v_D = ", "normal")
text_widget.insert(tk.END, f"{resultados['v_D']:.3f} m/s\n", "value")
text_widget.insert(tk.END, "v_TB = ", "normal")
text_widget.insert(tk.END, f"{resultados['v_TB']:.3f} m/s\n", "value")
text_widget.insert(tk.END, "v_L = ", "normal")
text_widget.insert(tk.END, f"{resultados['v_L']:.3f} m/s\n", "value")
text_widget.insert(tk.END, "v_Mins = ", "normal")
text_widget.insert(tk.END, f"{resultados['v_Mins']:.3f} m/s\n\n",
"value")

# ... (resto del contenido igual)
text_widget.insert(tk.END, "=" * 50 + "\n", "title")
text_widget.insert(tk.END, "PARÁMETROS HIDRODINÁMICOS\n", "title")
text_widget.insert(tk.END, "=" * 50 + "\n", "title")
text_widget.insert(tk.END, "HLLS = ", "normal")
text_widget.insert(tk.END, f"{resultados['HLLS']:.3f}\n", "value")
text_widget.insert(tk.END, "αS = ", "normal")
text_widget.insert(tk.END, f"{resultados['alpha_S']:.3f}\n", "value")
text_widget.insert(tk.END, "LF = ", "normal")
text_widget.insert(tk.END, f"{resultados['LF']:.1f} m\n", "value")
text_widget.insert(tk.END, "HLTB = ", "normal")
text_widget.insert(tk.END, f"{resultados['HLTB']:.3f}\n", "value")

if not math.isnan(resultados['LS']):
text_widget.insert(tk.END, "LS = ", "normal")
text_widget.insert(tk.END, f"{resultados['LS']:.1f} m\n", "value")
text_widget.insert(tk.END, "F_s = ", "normal")
text_widget.insert(tk.END, f"{resultados['F_s']:.4f} slugs/s\n",
"value")
else:
text_widget.insert(tk.END, "• LS = NO VÁLIDO\n", "warning")

text_widget.insert(tk.END, "Qli_inst = ", "normal")

```

```

text_widget.insert(tk.END, f"{resultados['Qli_inst']:.3f} m³/s\n",
"value")
text_widget.insert(tk.END, "Qgi_inst = ", "normal")
text_widget.insert(tk.END, f"{resultados['Qgi_inst']:.3f} m³/s\n",
"value")

if not math.isnan(resultados['V_accum']):
text_widget.insert(tk.END, "V_accum = ", "normal")
text_widget.insert(tk.END, f"{resultados['V_accum']:.2f} m³\n\n",
"value")
else:
text_widget.insert(tk.END, "• V_accum = NO VÁLIDO\n\n", "warning")

text_widget.insert(tk.END, "=" * 50 + "\n", "title")
text_widget.insert(tk.END, "DIMENSIONES DEL SLUG CATCHER\n", "title")
text_widget.insert(tk.END, "=" * 50 + "\n", "title")
text_widget.insert(tk.END, f"• Número de fingers =
{int(resultados['N_fingers'])}\n", "normal")
text_widget.insert(tk.END, "• Diámetro por finger = ", "normal")
text_widget.insert(tk.END, f"{resultados['D_finger']:.3f} m\n",
"value")

if not math.isnan(resultados['L_finger']):
text_widget.insert(tk.END, "• LONGITUD POR FINGER = ", "normal")
text_widget.insert(tk.END, f"{resultados['L_finger']:.1f} m\n",
"highlight")
else:
text_widget.insert(tk.END, "• LONGITUD POR FINGER = NO VÁLIDA\n",
"warning")

text_widget.config(state=tk.DISABLED)

def display_slug_catcher_image(self, parent, resultados):
# Frame principal para imagen y especificaciones
main_image_frame = ttk.Frame(parent)
main_image_frame.pack(fill=tk.BOTH, expand=True, pady=5)

# Frame para la imagen (parte superior)
image_frame = ttk.LabelFrame(main_image_frame, text="Diagrama Slug
Catcher", padding="5")
image_frame.pack(fill=tk.X, padx=5, pady=5)

# Cargar y mostrar imagen real (tamaño compacto)
photo = self.load_slug_catcher_image()
if photo:
image_label = tk.Label(image_frame, image=photo, bg='white')
image_label.image = photo # Mantener referencia
image_label.pack(pady=10)

# Frame para especificaciones (parte inferior superior)
specs_frame = ttk.LabelFrame(main_image_frame, text="Especificaciones
del Diseño", padding="5")
specs_frame.pack(fill=tk.BOTH, expand=True, padx=5, pady=5)

# Mostrar especificaciones del diseño

```

```

        if not math.isnan(resultados['L_finger']):
            specs_text = f"""\b• Fingers: {int(resultados['N_fingers'])} unidades
\b• Diámetro: {resultados['D_finger']:.3f} m c/u
\b• Longitud: {resultados['L_finger']:.1f} m c/u
\b• Configuración: Paralelo horizontal

APLICACIÓN:
\b• Manejo de flujo slug
\b• Separación gas-líquido
\b• Crudos pesados"""

            specs_label = tk.Label(specs_frame, text=specs_text,
                                   justify=tk.LEFT, font=("Arial", 9),
wraplength=350)
            specs_label.pack(padx=10, pady=10)
        else:
            specs_label = tk.Label(specs_frame, text="Especificaciones no
disponibles (L no válido)",
                                   justify=tk.LEFT, font=("Arial", 9),
wraplength=350)
            specs_label.pack(padx=10, pady=10)

#-----
# Aquí añadimos el Mapa de Patrones de Flujo (debajo de Especificaciones)
#-----

        map_frame = ttk.LabelFrame(main_image_frame, text="Mapa de Patrones de
Flujo", padding="5")
        map_frame.pack(fill=tk.BOTH, expand=True, padx=5, pady=5)

        # Generar figura y embeirla con FigureCanvasTkAgg
        fig = self.generate_flow_pattern_map(resultados['v_SG'],
resultados['v_SL'])
        canvas = FigureCanvasTkAgg(fig, master=map_frame)
        canvas.draw()
        widget = canvas.get_tk_widget()
        widget.pack(fill=tk.BOTH, expand=True, padx=2, pady=2)

        # Guardar referencias para evitar GC
        self._map_canvas = canvas
        self._map_fig = fig

    def generate_flow_pattern_map(self, VsG, VsL):
        VsG_array = np.logspace(-1, 2, 500)
        lg = np.log10(VsG_array)
        VsL_VKH = 0.22 - 0.05 * np.tanh((lg - 0.5) * 1.2) - 0.15 * np.exp(-((lg
- 1.2) / 0.4)**2)
        VsL_VKH = np.clip(VsL_VKH, 0.012, 5.0)
        VsL_NSD = 0.05 * (VsG_array ** 0.45)

        fig, ax = plt.subplots(figsize=(5.8,3.8))
        ax.set_facecolor('#dcdcdc')
        ax.loglog(VsG_array, VsL_VKH, color='red', lw=2.6, label='VKH')

```

```

ax.loglog(VsG_array, VsL_NSD, color='magenta', lw=2.4, label='NS/D =
0.5')

# Puntos
ax.plot(VsG, VsL, 's', color='blue', ms=8, label='Punto de operación')
ax.plot(1.0, np.interp(1.0, VsG_array, VsL_VKH), 'x', color='green',
ms=12, markeredgewidth=3, label='Punto de transición')

def boxed_text(x, y, txt):
    ax.text(x, y, txt, fontsize=10, ha='center', va='center',
           bbox=dict(boxstyle='round,pad=0.3', facecolor='white',
edgecolor='black', linewidth=1.0))

    boxed_text(0.3, 0.07, "Estratificado")
    boxed_text(1.5, 0.4, "Intermitente")
    boxed_text(20, 2.5, "Anular")

ax.set_xlim(0.1, 100)
ax.set_ylim(0.01, 100)
ax.set_xscale('log')
ax.set_yscale('log')
ax.set_xlabel(r"$V_{sG}$ (m/s)", fontsize=11)
ax.set_ylabel(r"$V_{sL}$ (m/s)", fontsize=11)
ax.set_title("Figura 1. Mapa de patrones de flujo", fontsize=10)
ax.set_xticks([0.1, 1, 10, 100])
ax.set_yticks([0.01, 0.1, 1, 10, 100])
ax.get_xaxis().set_major_formatter(plt.ScalarFormatter())
ax.get_yaxis().set_major_formatter(plt.ScalarFormatter())
ax.grid(which='major', linestyle=':', linewidth=0.8, color='gray',
alpha=0.9)
ax.grid(which='minor', linestyle=':', linewidth=0.5, color='gray',
alpha=0.5)
leg = ax.legend(loc='lower right', frameon=True, fontsize=8)
leg.get_frame().set_edgecolor('black')
leg.get_frame().set_linewidth(1.0)
leg.get_frame().set_facecolor('white')
plt.tight_layout()
return fig

def main():
    root = tk.Tk()
    app = SlugCatcherDesign(root)
    root.mainloop()

if __name__ == "__main__":
    main()

```

## Nomenclatura

°API	Gravedad API
A	Área sección transversal [m <sup>2</sup> ]
fs	Frecuencia de slug por segundo [slug/s]
g	Aceleración de la gravedad [m/s <sup>2</sup> ]
H	Colgamiento [adimensional]
Kv	Coefficiente de estabilidad [adimensional]
L	Longitud [m]
Q	Gasto [m <sup>3</sup> /s]
Re	Número de Reynolds [adimensional]
t	Tiempo [s]
v	Velocidad [m/s]
V	Volumen [m <sup>3</sup> ]
BS&W	Sedimentos de fondo y agua

## Subíndices

Accum	Acumulación
D	Deriva
dis.	Descarga
F	Película líquida (Burbuja de Taylor)
G	Gas
V	Viscoso
IV	Inviscid (no viscoso)
L	Líquido
LS	<i>Bache líquido</i>

M	Mezcla (Gas-Líquido)
max	Máximo
Oper	Operacional
P	Tubería (Pipe)
S	Slug o Bache
sG	Gas superficial
sL	Líquido superficial
sp	Paso de bache
TB	Burbuja de Taylor
trans	Transición
U	Unidad de bache
ins	Instantáneo

### Letras griegas

$\gamma$	Gravedad específica [adimensional]
$\theta$	Ángulo de inclinación [°]
$\rho$	Densidad [Kg/m <sup>3</sup> ]

*Nomenclatura correspondiente al diseño conceptual de J. Márquez et al. 2009*

## Referencias Bibliográficas

- A., B. H. (1994). *Rheology of Emulsions - A Review, Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects* .
- Abul Jamaluddin, David Hin-Sum Law, Shawn David Taylor, Simon Ivar Andersen. (2018). *Heavy Oil Exploitation*. Tulsa, Oklahoma, USA: PenWell Corporation.
- Ana Maria, PDVSA, Onerazan Bornia, and Bruno Pinguet, Schlumberger. (2008). Case Study in Venezuela: Performance of Multiphase Meter in Extra Heavy Oil. *SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium*, 1-3.
- Arnold, k. E. (2007). *Petroleum Engineering Handbook - Vol. III, Facilities and construction Engineering*. Society of Petroleum Engineers.
- Cristina Szwed y Francisco Sánchez Carelli, TECNA. (2009). *Selección de la estrategia para diseñar un slug catcher bajo un marco complejo*. OilProduction.
- Cupcic, F. (2003). Extra Heavy Oil and Bitumen Impact of Technologies on the Recovery Factor: The Challenges of Enhanced Recovery. *ASPO General Meeting, Reuil*.
- Cutler J. Cleveland and Alejandra Roman. (2007). Orinoco Heavy Oil Belt, Venezuela. *The Encyclopedia of Earth*.
- Godoy, C. A. (2013). *Determinación de la eficiencia del separador en flujo bache*. CDMX: Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería.
- J. Agrell, Alfa Laval Tumba A.B.; and M. Faucher, SPE, Alfa Laval Inc. (2007). *Heavy Oil and Bitumen Dehydration-A Comparison Between Disc-Stack Centrifuges and Conventional Separation Technology*. Society of Petroleum Engineering.
- J. Márquez, C. Manzanilla y J. Trujillo, PDVSA Intevep. (2009). Slug Catcher Conceptual Design as Separator for Heavy Oil. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference* (pág. 8). Cartagena, Colombia: Society of Petroleum Engineers .
- Maurice Stewart, Ken Arnold. (2008). *Gulf Professional Publishing* . Elsevier Inc. .
- Meredith, W., Kelland, S. J. AND Jones D. M. (2000). *Influence of Biodegradation ON Crude Oil Acidity and Carboxylic acid Composition*. *Organic Geochemistry* 31, pages 1059 to 1073.

- N. E. Burke, SPE, and S. F. Kashou, SPE, Texaco Group Inc. (1996). Slug-Sizing/Slug-Volume Prediction: State of the Art Review and Simulation. *SPE Production & Facilities*.
- Vergara, M. A., & Foucart, N. (2007). Selection Slug Catcher Type. Buenos Aires, Argentina: Society of Petroleum Engineers (SPE) Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference.
- Wally Georgie and Colin Smith, Maxoil Solutions, Inc. (2012). *The Challenges in Processing Heavy Oil*. Alberta, Canada: Society of Petroleum Engineers.
- Wally Georgie and Colin Smith, Maxoil Solutions, Inc. (2012). The Challenges in Processing Heavy Oil. *SPE Heavy Oil Conference Canada*. Calgary, Alberta, Canada: Society of Petroleum Engineers.
- Weissman, J.G. and Kessler R. V. (1996). *Downhole heavy crude oil hydroprocessing*. *Appl. Catal. A* 140.