# Desarrollo de un Software Pedagógico para el Diseño de Sistemas de Separación, Desalación y Tratamiento Térmico de Crudos

Angel Mario Castilla Amell, Delfin José Oviedo Hernández

Trabajo de Grado para Optar el título de Ingeniero de Petróleos

Director
Manuel Enrique Cabarcas Simancas
Magister en Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Bucaramanga
2018

## Dedicatoria

***Angel,***

Primeramente, a Dios quien hizo todo esto posible y quien ha estado a mi lado siempre.

A mis padres quienes han compartido conmigo las sensaciones de aflicción y triunfo vividas a lo largo de todo este ciclo, y que a pesar de todas las dificultades presentadas no dejaron de brindarme todo el apoyo necesario para que esto fuera posible.

A mis pastores quienes con sus oraciones y consejos me ayudaron a la toma de decisiones trascendentales.

Al resto de mis familiares y amigos por todo el apoyo brindado.

Y a todas las personas que me abrieron sus puertas aún sin conocerme acogiéndome en sus lugares de residencia.

***Delfin,***

A Jehová nuestro señor, por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado la sabiduría, el conocimiento y la inteligencia para lograr mis objetivos, además de su infinita misericordia y amor.

A mis padres, Jesús Oviedo B. y Marcelia Hernandez P. por su apoyo incondicional, valores, consejos, motivación y ejemplo propio para hacer de mí una persona de bien ante la sociedad.

A mis hermanos: Derlis, Eiter y Jesús por su ejemplo, apoyo y palabras de aliento.

A mi abuelo Silvio Hernandez, por sus historias de antaño y anécdotas de su vida.

A mis sobrinos y demás familiares por su ayuda y estar pendientes de mis estudios.

A mi novia Yanexy Manjarres, por su comprensión, apoyo, buenos deseos, confianza y palabras de aliento.

## Agradecimientos

***Angel,***

Primeramente, a Dios quien estuvo a mi lado siempre ayudándome durante la toda realización de este proyecto.

A mis padres por su continuo apoyo emocional y económico necesarios para que todo esto fuera posible.

A nuestro director de trabajo de grado por brindarnos la oportunidad de trabajar a su lado y por su continua orientación durante este ciclo.

A mi compañero de proyecto por todo su esfuerzo, apoyo y consejos.

Y a todas las personas que me brindaron voces de aliento y consejos cuando fueron necesarios.

***Delfin,***

A Jehová nuestro señor, por su guía en los momentos de dificultad, pero también de felicidad.

A mis padres, Jesús Oviedo B. y Marcelia Hernandez P. por su constante apoyo, valores, consejos, y enseñanzas a través de su ejemplo.

A mis hermanos: Derlis, Eiter y Jesús por su ejemplo, apoyo y palabras de aliento.

A mi novia Yanexy Manjarres, por su comprensión, apoyo, buenos deseos, confianza y palabras de aliento.

Al profesor Manuel Cabarcas S. por la confianza, apoyo constante y consejos en la realización de este proyecto.

A mi compañero de proyecto, por embarcarse en esta aventura.

A nuestros calificadores, profesores Edison Odilio Navas y Jose Carlos Cárdenas por la revisión de nuestro trabajo.

**Tabla de Contenido**

Introducción ..... 18

1. Objetivos ..... 22

1.1 Objetivo General ..... 22

1.2 Objetivos Específicos ..... 22

2. Tendencias en la enseñanza de las ingenierías ..... 23

3. Contexto curricular del software ..... 28

4. Parámetros conceptuales en el diseño de equipos de separación, desalación y tratamiento térmico de crudos ..... 31

4.1 Propiedades físicas de los fluidos ..... 31

4.1.1 Gravedad específica del gas. ..... 31

4.1.2 Factor de compresibilidad del gas. ..... 32

4.1.3 Densidad del gas. ..... 32

4.1.4 Viscosidad del gas ..... 32

4.1.5 Capacidad calorífica del gas, $Cp$. ..... 33

4.1.6 Gravedad API del aceite. ..... 34

4.1.7 Solubilidad del gas, Rs. ..... 34

4.1.8 Factor volumétrico del aceite, Bo. ..... 36

4.1.9 Viscosidad del aceite, $\mu o$. ..... 37

4.1.9.1 Viscosidad del aceite muerto, μod. ..... 37

4.1.9.2 Viscosidad del aceite saturado, μob. ..... 37

4.1.9.3 Viscosidad del aceite subsaturado, μo. ..... 37

4.1.10 Capacidad calorífica del aceite, $CP$. ..... 37

4.1.11 Sólidos totales disueltos en el agua producida, TDS. ..... 38

4.1.12 Gravedad específica del agua producida. ..... 38

4.1.13 Viscosidad del agua, $\mu w$. ..... 38

4.2 Diseño de equipos separadores de crudo ..... 38

4.2.1 Grado de separación. ..... 38

4.2.1.1 Separación bifásica. ..... 38

4.2.1.2 Separación trifásica. ..... 39

4.2.2 Secciones de un separador. ..... 39

4.2.2.1 Dispositivo de entrada. ..... 39

4.2.2.2 Sección de separación por gravedad del gas. ..... 42

4.2.2.3 Sección de separación por gravedad del líquido. ..... 42

4.2.2.3.1 Desgasificación del líquido. ..... 42

4.2.2.3.2 Suavizado de las cargas intermitentes de flujo de entrada para proporcionar un flujo de líquido más estable al equipo/procesamiento aguas abajo. ..... 43

4.2.2.3.3 Para mantener un sello líquido en la parte inferior del separador, un requisito mínimo para el diseño de la instrumentación y el control del proceso. ..... 43

4.2.2.4 Extractor de niebla. ..... 44

4.2.2.4.1 Desempeño de los extractores de niebla. ..... 45

4.2.2.4.2 Tipos de extractores de niebla..... 46

4.2.3 Descripción de equipos de separación de crudo ..... 48

4.2.3.1 Separadores bifásicos. ..... 48

4.2.3.2 Separadores trifásicos. ..... 50

4.3 Diseño de equipos de deshidratación de crudo ..... 52

4.3.1 Gunbarrel. ..... 52

4.3.2 Tratador térmico..... 54

4.3.3 Tratador electrostático. ..... 55

4.4 Diseño de sistemas de desalación de crudos. ..... 55

4.4.1 Sistema de desalación en una etapa. ..... 56

4.4.2 Sistema de desalación en dos etapas. ..... 56

5. Arquitectura del software..... 57

5.1 Módulo 1. Sistemas de separación de crudo ..... 58

5.2 Módulo 2. Sistemas de deshidratación de crudos ..... 69

5.3 Módulo 3. Sistemas de desalación de crudos ..... 75

6. Interfaz del software ..... 78

7. Validación del software ..... 81

8. Conclusiones ..... 90

9. Recomendaciones ..... 91

Referencias bibliográficas ..... 92

## Lista de Figuras

Figura 1. Artículos de investigación indexados en Scopus relacionados con software educativo. ..... 25

Figura 2. Artículos indexados en Scopus sobre software educativo en ciertas ingenierías. ..... 26

Figura 3. Estructura del curso de Facilidades de Superficie de la Universidad Industrial de Santander..... 29

Figura 4. Estrategias y recursos implementados en el curso de Facilidades de Superficie de la Universidad Industrial de Santander. ..... 31

Figura 5. Nota: Cálculo de la viscosidad de un gas hidrocarburo. Adaptado de (Arnold y Stewart, 2008, p. 93). ..... 33

Figura 6. Nota: Relación típica solubilidad del gas vs. presión. Adaptado de (Ahmed, 2016, p. 261). ..... 35

Figura 7. Nota: Relación típica factor volumétrico del crudo vs. presión. Adaptado de (Ahmed, 2016, p. 276). ..... 36

Figura 8. Nota: Partes de un separador (vertical y horizontal). Adaptado de (Bothamley, 2013, p. 22). ..... 39

Figura 9. Nota: Dispositivos de entrada. Adaptado de (Bothamley, 2013, p. 26). ..... 40

Figura 10. Nota: Suavizado del flujo intermitente. Adaptado de (Bothamley, 2013, p. 45). ..... 43

Figura 11. Nota: Guía para la sección de manejo de líquidos en un separador bifásico. Adaptado de (Bothamley, 2013, p. 46)..... 44

Figura 12. Funcionamiento de un extractor de niebla..... 45

Figura 13. Nota: Esquema de un separador bifásico horizontal. Adaptado de (Arnold y Stewart, 2008, p. 153). ..... 49

Figura 14. Nota: Esquema de un separador bifásico vertical. Adaptado de (Arnold y Stewart, 2008, p. 153). ..... 50

Figura 15. Nota: Esquema de un separador trifásico horizontal. Adaptado de (Arnold y Stewart, 2008, p. 246). ..... 51

Figura 16. Nota: Esquema de un separador trifásico vertical. Adaptado de (Arnold y Stewart, 2008, p. 255). ..... 52

Figura 17. Nota: Esquema de un gunbarrel. Adaptado de (Arnold y Stewart, 2008, p. 353). ..... 53

Figura 18. Nota: Esquema simplificado de un tratador térmico horizontal. Adaptado de (Arnold y Stewart, 2008, p. 374). ..... 54

Figura 19. Nota: Esquema simplificado de un tratador electrostático horizontal. Adaptado de (Arnold y Stewart, 2008, p. 380). ..... 55

Figura 20. Nota: Esquema de un sistema de desalación en una etapa. Adaptado de (Arnold y Stewart, 2008, p. 445). ..... 56

Figura 21. Nota: Esquema de un sistema de desalación en dos etapas. Adaptado de (Arnold y Stewart, 2008, p. 445). ..... 57

Figura 22. Módulos de cálculo y filosofía de programación. ..... 58

Figura 23. Correlación de (Heidaryan et al., 2010) para el cálculo del factor de compresibilidad. ..... 63

Figura 24. Cálculo de boquillas de un separador horizontal bifásico por el enfoque Ks. ..... 66

Figura 25. Diseño básico de un separador bifásico horizontal por el enfoque Ks. ..... 67

Figura 26. Diseño detallado de un separador bifásico horizontal. ..... 68

Figura 27. Ejemplo del diseño de un gunbarrel. ..... 71

Figura 28. Nota: Configuración típica de la sección de coalescencia en un tratador dual polarity. Adaptado de (Sellman et al., 2013). ..... 73

Figura 29. Cálculo de la temperatura de tratamiento en un tratador electrostático. ..... 74

Figura 30. Cálculo del "flux" de tratamiento en un tratador electrostático. ..... 75

Figura 31. Ejemplo de un sistema de desalación en dos etapas. ..... 77

Figura 32. Ejemplo de un sistema de desalación en dos etapas. ..... 78

Figura 33. Ventana principal del software Oiltreat. ..... 79

Figura 34. Imagen tridimensional de un separador bifásico horizontal. ..... 80

Figura 35. Ejemplo de un datasheet en Oiltreat. ..... 81

## Lista de Tablas

Tabla 1. Desempeño de los diferentes dispositivos de entrada. ..... 40

Tabla 2. Momentum de entrada para varios dispositivos de entrada. ..... 41

Tabla 3. Parámetros de construcción y diseño de extractores tipo malla de alambre. ..... 46

Tabla 4. Parámetros de construcción y diseño de extractores tipo aleta. ..... 47

Tabla 5. Parámetros de construcción y diseño de extractores tipo ciclón. ..... 48

Tabla 6. Selección de la temperatura de tratamiento inicial para un gunbarrel tank. ..... 69

Tabla 7. Tiempo de retención de líquido típico de deshidratación de crudos. ..... 70

Tabla 8. Módulo 1. Tabla de validación de un separador vertical bifásico. ..... 82

Tabla 9. Módulo 1. Tabla de validación de un separador vertical trifásico. ..... 82

Tabla 10. Módulo 1. Tabla de validación de un separador horizontal bifásico. ..... 83

Tabla 11. Módulo 1. Tabla de validación de un separador horizontal trifásico. ..... 83

Tabla 12. Módulo 1. Tabla de validación de las propiedades de los fluidos en los separadores. ..... 84

Tabla 13. Módulo 1. Tabla de validación de boquillas, espesor y peso de los equipos separadores. ..... 85

Tabla 14. Módulo 1. Tabla de validación de un gas scrubber. ..... 86

Tabla 15. Módulo 1. Tabla de validación diseño detallado de un separador horizontal bifásico. 86

Tabla 16. Módulo 2. Tabla de validación de un tratador térmico. ..... 87

Tabla 17. Módulo 2. Tabla de validación de un tratador electrostático. ..... 87

Tabla 18. Módulo 2. Tabla de validación de un gunbarrel tank. ..... 88

Tabla 19. Módulo 3. Tabla de validación desalación en una etapa. ..... 89

Tabla 20. Módulo 3. Tabla de validación desalación en dos etapas. ..... 89

## RESUMEN

**TITULO:** DESARROLLO DE UN SOFTWARE PEDAGÓGICO PARA EL DISEÑO DE SISTEMAS DE SEPARACIÓN, DESALACIÓN Y TRATAMIENTO TÉRMICO DE CRUDOS*

**AUTORES:** ANGEL MARIO CASTILLA AMELL

DELFIN JOSÉ OVIEDO HERNÁNDEZ **

**PALABRAS CLAVE:** SOFTWARE PEDAGÓGICO, EQUIPOS SEPARACIÓN, DESHIDRATACIÓN, DESALACIÓN DE CRUDOS.

**DESCRIPCIÓN :**

En los últimos años la educación superior ha experimentado cambios considerables gracias a la integración de la tecnología en los procesos de enseñanza/aprendizaje. El desarrollo y la innovación de la ingeniería avanza a un ritmo cada vez más rápido, lo que obliga a los docentes de ingeniería a adaptarse a las nuevas tendencias. La forma en que se enseña la ingeniería ha cambiado en los últimos años con la introducción del diseño asistido por computador. Uno de los avances más significativos es la implementación y uso de software tanto comercial como educativo dentro del aula de clase. Este trabajo presenta un software educativo desarrollado para diseñar equipos de separación, tratamiento y desalación de crudo para estudiantes de pregrado de ingeniería de petróleos. El diseño intuitivo de la interfaz del software sigue un componente modular con respuestas parciales el cual permite a los estudiantes centrarse en el análisis de los resultados, y no en aprender el manejo del programa. De igual manera, se presentan gráficos bidimensionales y tridimensionales, así como, la posibilidad de guardar los datos, visualizar el resultado del dimensionamiento final en un formato gráfico junto con la posibilidad de imprimir un datasheet. El software educativo ha sido diseñado para guiar a los estudiantes siguiendo la misma metodología y orden presentado en las clases magistrales del curso de Facilidades de Superficie impartido en la Universidad Industrial de Santander.

---

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Manuel Enrique Cabarcas Simancas.

## ABSTRACT

**TITLE:** DEVELOPMENT OF A PEDAGOGICAL SOFTWARE FOR THE DESIGN OF SYSTEMS OF SEPARATION, DESALATION AND THERMAL TREATMENT OF CRUDES*

**AUTHORS:** ANGEL MARIO CASTILLA AMELL

DELFIN JOSÉ OVIEDO HERNÁNDEZ **

**KEYWORDS:** PEDAGOGICAL SOFTWARE, SEPARATION, DEHYDRATION EQUIPMENT, CRUDE DESALATION.

**DESCRIPTION:**

In recent years, higher education has undergone considerable changes thanks to the integration of technology in the teaching / learning processes. The development and innovation of engineering is progressing at an increasingly rapid pace, forcing engineering teachers to adapt to new trends. The way in which engineering is taught has changed in recent years with the introduction of computer-aided design. One of the most significant advances is the implementation and use of both commercial and educational software within the classroom. This paper presents an educational software developed to design equipment for separation, treatment and desalination of crude oil for undergraduate students of petroleum engineering. The intuitive design of the software interface follows a modular component with partial answers which allows students to focus on the analysis of the results, and not on learning how to use the program. In the same way, two-dimensional and three-dimensional graphics are presented, as well as the possibility of saving the data, visualizing the final dimensioning result in a graphic format together with the possibility of printing a datasheet. The educational software has been designed to guide the students following the same methodology and order presented in the master classes of the Surface Facilities course taught at the Industrial University of Santander.

---

* Bachelor Thesis

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Manuel Enrique Cabarcas Simancas.

## Introducción

En los últimos años la educación superior ha experimentado cambios considerables gracias a la integración de la tecnología en los procesos de enseñanza/aprendizaje. Estos cambios han sido acelerados y sin precedentes. Gracias al avance tecnológico, el conocimiento es cada vez más accesible a través de internet en cualquier dispositivo electrónico; y el papel del docente ha cambiado totalmente de su rol de transferir conocimientos al de apoyar a los estudiantes en la selección, depuración y uso de ese conocimiento para resolver problemas reales. Las universidades están adaptando la forma en que los estudiantes aprenden en la educación superior, considerando que esto tendrá un impacto en sus habilidades, competencias y capacidades para contribuir de manera efectiva en una sociedad más digital y globalizada (Morris, 2014)

El desarrollo y la innovación de la ingeniería avanza a un ritmo cada vez más rápido, lo que obliga a los docentes de ingeniería a adaptarse a las nuevas tendencias. Existen nuevas pedagogías y métodos para enseñar y facilitar el aprendizaje, que pueden mejorar el proceso y los resultados de la educación en ingeniería. Los avances en las tecnologías de la información y las comunicaciones hacen posible utilizar estos métodos y pedagogías de manera innovadora para impartir educación, facilitando así la enseñanza/aprendizaje (Rosen, 2009). Los beneficios del uso de herramientas asistidas por computador para mejorar el proceso de aprendizaje de los estudiantes de ingeniería son ampliamente reconocidos. La forma en que se enseña la ingeniería ha cambiado en los últimos años con la introducción del diseño asistido por computador. Uno de los avances más significativos es la implementación y uso de software tanto comercial como educativo dentro

del aula de clase. En los últimos años estos softwares se han incorporado a los planes de estudios, permitiendo una mejor comprensión de los contenidos (Cartaxo & Fernandes, 2010)

Muchos docentes o instructores han desarrollado sus propias herramientas o han introducido software de ingeniería de procesos desarrollado por terceros en su práctica cotidiana dentro del aula (Cartaxo & Fernandes, 2010). Dentro del software de tipo comercial en el área de ingeniería de procesos en la industria oil & gas se encuentran Hysys, ProMax, Pro/II, COMSOL y ASPEN Plus, entre otros. De igual manera, dentro del software de tipo educativo en el área de la ingeniería de procesos en esta industria podemos encontrar como antecedentes: (Lona, Fernandes, Roque, & Rodrigues, 2000), quienes desarrollaron un software pedagógico que proporciona al estudiante una respuesta rápida en los parámetros y condiciones de operación al momento de diseñar unidades y redes de intercambiadores de calor, brindando la capacidad de analizar sus decisiones, concentrarse en lo técnico y no solo aprender cómo proceder con los cálculos. (Fernandes & Rodrigues, 2003), crearon un software que provee una forma atractiva de introducir a los estudiantes en el análisis de los procesos de separación gas-sólido, líquido-sólido y su simulación. Está diseñado con una interfaz fácil de usar y puede utilizarse como una herramienta didáctica complementaria a las clases teóricas o como herramienta de autoaprendizaje. (Martín & Mato, 2008), implementaron un software no comercial para el diseño de redes de intercambiadores de calor con el método pinch llamado Hint (integración de calor); centrándose en obtener una presentación clara de los conceptos de los métodos de diseño pinch y dejando que los estudiantes tomen el control de todas las etapas del diseño. (Cartaxo & Fernandes, 2010), crearon una herramienta software para introducir equipos de intercambiadores de calor (doble tubería e intercambiadores de calor de carcasa y tubos) principalmente a estudiantes de ingeniería química, que permite realizar ejercicios y simulaciones independientes, centrándose no solo en el diseño del

intercambiador de calor, sino también en el análisis de su aplicación a procesos químicos. (Cartaxo Samuel J.M., Silvino Pedro F.G., 2014), generaron un software diseñado para el análisis transitorio de equipos de intercambiadores de calor de carcasa y tubos a estudiantes de ingeniería química. El software fue desarrollado para proporcionar a los estudiantes con ejercicios reales que implican la simulación dinámica de procesos químicos. (Dry et al., 2016), inventaron una herramienta de simulación fácil de usar que combina la geometría de un tubo 3D con cálculos de caída de presión/transferencia de calor para estudiantes de ingeniería química. (Dabaghian, Movagharnejad, & Mohammadi, 2016), cuyo software permite la simulación de una torre de destilación y el sistema hidráulico de los platos, contribuyendo al proceso de enseñanza/aprendizaje de las operaciones unitarias y la transferencia de masa. Cabe resaltar, también, el uso amplio del software educativo implementado en diferentes áreas del conocimiento como la ingeniería civil, ingeniería mecánica, el sector salud, entre otros.

Los principales inconvenientes de utilizar los paquetes de software comercial para los procesos de enseñanza/aprendizaje en las universidades, son el requerimiento por parte del estudiante de un conocimiento previo del uso del software comercial; del mismo modo, la implementación de los conceptos de ingeniería en estos paquetes de software no es clara o evidente, lo que dificulta el aprendizaje. Para llenar el vacío dejado por los softwares comerciales, los docentes de todo el mundo han optado por desarrollar aplicaciones computacionales (software educativo). Dentro de estas aplicaciones educativas pocas se encaminan a la industria oil & gas.

Este trabajo presenta un software educativo desarrollado para diseñar equipos de separación, tratamiento y desalación de crudo para estudiantes de pregrado de ingeniería de petróleos. El diseño intuitivo de la interfaz del software sigue un componente modular con respuestas parciales el cual permite a los estudiantes centrarse en el análisis de los resultados, y no en aprender el

manejo del programa. De igual manera, se presentan gráficos bidimensionales y tridimensionales, así como, el resultado del dimensionamiento final en un formato gráfico junto con la posibilidad de imprimir un datasheet.

El software educativo ha sido diseñado para guiar a los estudiantes siguiendo la misma metodología y orden presentado en las clases magistrales del curso de Facilidades de Superficie impartido en la Universidad Industrial de Santander.

# 1. Objetivos

## 1.1 Objetivo General

Desarrollar un software pedagógico para el diseño de sistemas de separación, desalación y tratamiento térmico de crudos.

## 1.2 Objetivos Específicos

- Realizar una recopilación bibliográfica de los fenómenos físicos involucrados en los procesos de separación, desalación y tratamiento térmico de crudos.
- Identificar e integrar los diferentes modelos y teorías que describen los fenómenos físicos involucrados en los procesos de separación, desalación y tratamiento térmico de crudos.
- Diseñar la interfaz gráfica y el algoritmo de solución del software para lograr una interacción didáctica con el usuario en ambientes pedagógicos e industriales.
- Realizar el desarrollo del software de diseño con un enfoque modular empleando un lenguaje de programación adecuado.
- Validar los resultados del software con datos reportados en la literatura y con una herramienta de simulación de procesos a nivel comercial.

## 2. Tendencias en la enseñanza de las ingenierías

La forma en que los estudiantes de hoy procesan la información es muy diferente de las generaciones anteriores. Las universidades se están esforzando por adaptar sus modelos de enseñanza/aprendizaje a los estilos de aprendizaje de sus estudiantes, mientras tratan de aprovechar los recursos tecnológicos de la mejor manera posible. Los estudiantes de hoy han sido catalogados como 'nativos digitales', habiendo crecido en una era digital de internet, videojuegos y redes sociales; por ende, la forma como adquieren conocimiento en la actualidad es diferente debido a sus características de aprendizaje: (1) Acostumbrados a recibir información de manera rápida y de múltiples fuentes, (2) A gusto con el procesamiento paralelo y multitarea, (3) Adaptado a imágenes, sonidos y videos antes que a textos, (4) Prefieren el aprendizaje que sea instantáneamente útil, claramente relevante y atractivo, (5) Motivados por recompensas y gratificación instantánea, (6) Funcionan mejor cuando trabajan en equipo (Aggour, Donohue, & Donohue, 2015).

Es evidente que los estudiantes de hoy en día son diferentes a los del pasado. Actualmente, los estudiantes pueden tener poco interés por las clases tradicionales, por lo que, se enfocan en aprender de aplicaciones tecnológicas útiles, comprensibles y fáciles de usar, así como también de interactuar con el profesor el cual es visto como mentor en lugar de docente. Las universidades son conscientes de la realidad de adaptarse a las nuevas generaciones de estudiantes, por tal motivo, han establecido sistemas de aprendizaje con contenido en línea que permiten a los profesores compartir el contenido de sus cursos, diapositivas de clase, notas, animaciones, realizar

exámenes en línea; en algunos casos, las clases sobre procesos y temas complejos son grabadas en video para una posterior retroalimentación. Si bien estos avances en aprendizaje mezclado, combinando lo virtual con lo tradicional, revelan cierto progreso; se necesita la implementación de más ayuda tecnológica en términos de herramientas software para agilizar el proceso de aprendizaje de los estudiantes. El mundo laboral es cada vez más competitivo y la adquisición de nuevos saberes se debe lograr con tal rapidez y efectividad que el futuro profesional pueda enfrentar los desafíos tecnológicos, científicos, económicos y sociales en el campo laboral sin quedar relegado o desactualizado.

Al combinar los principios de la educación universitaria tradicional con herramientas tecnológicas modernas como el software educativo, es posible mejorar la experiencia de aprendizaje de los estudiantes y dotarlos en menor tiempo de los conocimientos básicos y las habilidades necesarias para tener un buen desempeño en sus carreras profesionales.

En los últimos años se ha evidenciado un creciente uso del software educativo como herramienta de apoyo en el aula de clase. Alrededor de 7457 artículos de investigación se han publicado en los últimos 20 años sobre software educativo. Un indicador simple de este uso creciente del software educativo es el número de artículos de investigación que incluyen el término “Educational software” como el foco de investigación. A partir de la consulta simple en una base de datos bibliográfica como Scopus, se revela una clara tendencia creciente al uso del software educativo, especialmente en tres áreas diferentes (Figura 1): (1) Educational software and Computer Science; (2) Educational software and Engineering; y (3) Educational software and Medicine.

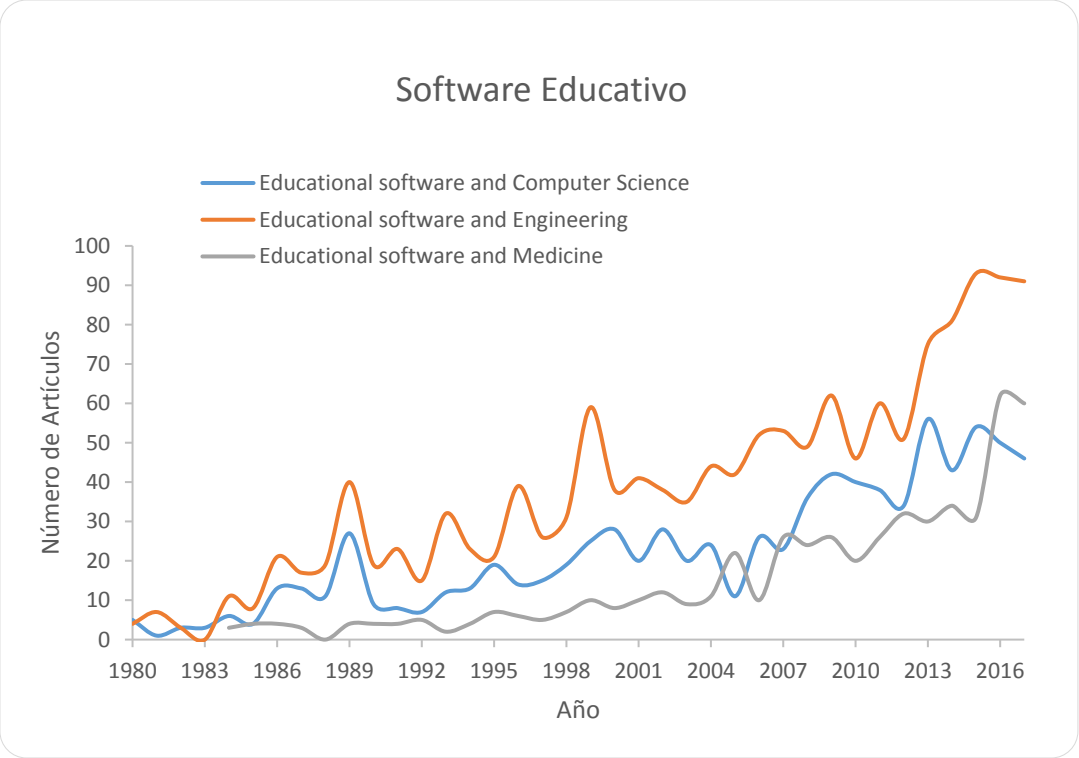



*Figura 1.* Artículos de investigación indexados en Scopus relacionados con software educativo.

Número de artículos de investigación indexados en Scopus relacionados con las siguientes palabras claves en el título: (1) Educational software and Computer Science; (2) Educational software and Engineering; y (3) Educational software and Medicine. (Datos recopilados en mayo de 2018).

De la anterior figura se puede evidenciar un número creciente en la publicación de artículos sobre software educativo en el ámbito ingenieril, no obstante, al implementar una nueva consulta en la base de datos bibliográfica Scopus restringiendo la consulta a ciertas ingenierías entre ellas la ingeniería de petróleos, se evidenció una escasa o nula publicación de artículos de software educativo relacionados con la ingeniería de petróleos. La figura 2 evidencia según la base de datos bibliográfica consultada que sólo 2 artículos han sido publicados sobre software educativo en la ingeniería de petróleos en un periodo comprendido entre los años 1980-2017, esto comparado con

ingenierías como ingeniería mecánica con 61 artículos publicados, ingeniería química con 38 artículos publicados e ingeniería civil con 31 artículos publicados en el mismo periodo de tiempo.

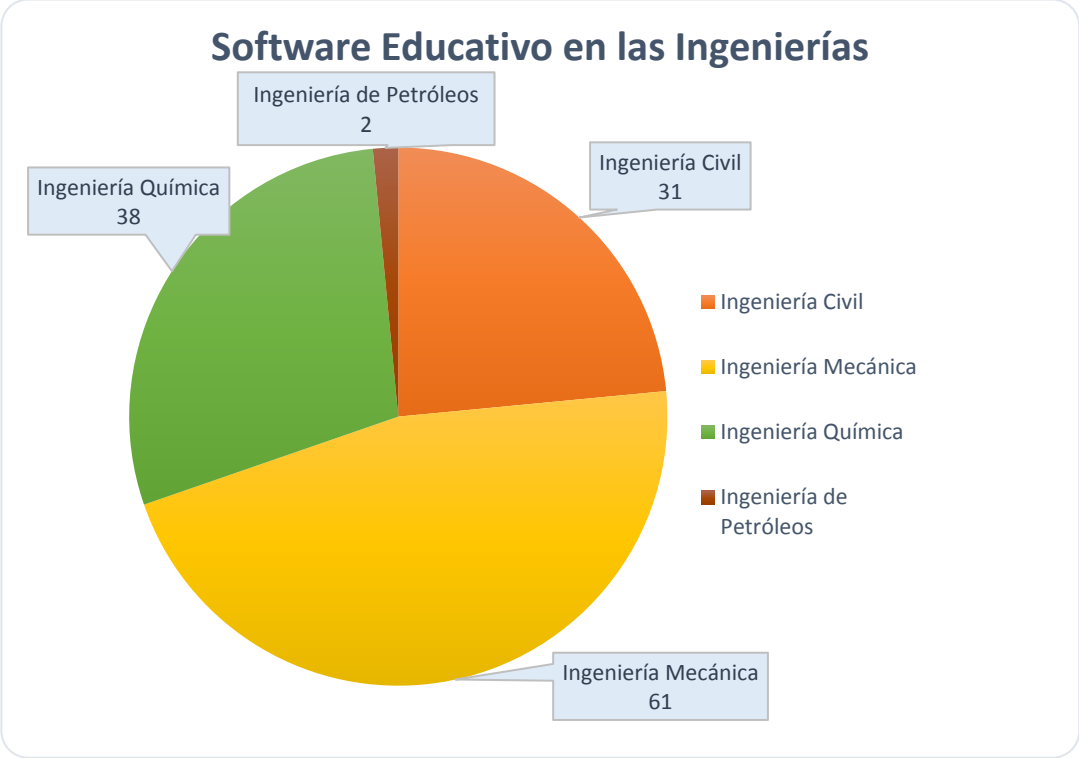



*Figura 2.* Artículos indexados en Scopus sobre software educativo en ciertas ingenierías.

Número de artículos de investigación indexados en Scopus relacionados con las siguientes palabras claves en el título: (1) Educational software and Civil Engineering; (2) Educational software and Mechanical Engineering; (3) Educational software and Chemical Engineering y (4) Educational software and Petroleum Engineering. (Artículos publicados entre los años 1980-2017) (Datos recopilados en mayo de 2018).

Lo anterior evidencia una necesidad por implementar herramientas de tipo software pedagógico en las aulas donde se enseña la ingeniería de petróleos, para disminuir esa brecha con respecto a las demás ingenierías.

Dentro del caso particular de la industria oil & gas, los desafíos que las nuevas generaciones de profesionales deberán enfrentar son principalmente el desarrollo de competencias y habilidades

que no se encuentran o se desarrollan en menor medida en los currículos tradicionales de pregrado. Competencias de (1) liderazgo, (2) interdisciplinarias, (3) interculturales y de (4) HSE[1], son cada vez más importantes para los profesionales que trabajan en esta industria, debido a que su ambiente de trabajo involucra aspectos tanto técnicos como no técnicos, tiene un mayor impacto en HSE y cada vez se asumen retos más complejos, multidisciplinarios y de ámbito global. El desarrollo de la competencia en liderazgo a nivel de pregrado es una necesidad esencial para el futuro profesional (Lau, 2017). Sin embargo, no se pueden descuidar las competencias básicas y de fundamentación con las que debe contar todo profesional de ingeniería en la industria oil & gas; esto conlleva a optimizar el tiempo en las clases presenciales por parte de los docentes.

Dentro de este orden de ideas, métodos de enseñanza en línea (webinars en vivo, bibliotecas en línea como onepetro, cursos de capacitación, horas de expertos, videos educativos) acompañados con el uso de software educativo como herramienta de apoyo, se están integrando como complemento a los planes de estudio para suplir el tiempo requerido en desarrollar las competencias y habilidades básicas que el estudiante requerirá en su ambiente laboral. Esta mezcla de herramientas tecnológicas y ambientes virtuales permite que el estudiante asimile conceptos, metodologías, teorías e implemente la resolución de problemas sin colocar cargas de tiempo excesivas a las clases presenciales.

[1] HSE, Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente.

## 3. Contexto curricular del software

En la escuela de ingeniería de petróleos de la Universidad Industrial de Santander se imparte la asignatura Facilidades de Superficie como parte del ciclo profesional de la carrera de ingeniería de petróleos. Este es un curso semestral perteneciente al área de operaciones con una intensidad horaria de cuatro horas semanales, ofrecido a estudiantes de últimos semestres. Regularmente, cuenta con un número de 30 estudiantes en promedio matriculados. Con el desarrollo de esta asignatura se busca que el estudiante desarrolle competencias sobre los procesos y sistemas existentes en las facilidades de superficie para el manejo del crudo, gas, agua y sólidos de producción. Los temas que abarca comprenden: (1) Sistemas de Recolección de fluidos, (2) Separación y Tratamiento de Crudo, (3) Almacenamiento y fiscalización de crudo, (4) Sistemas de manejo de agua y sólidos de producción.

Las competencias que el docente de la asignatura debe formar en los estudiantes tienen como objetivo la comprensión y aplicación de los conceptos básicos requeridos en las operaciones de tratamiento de los fluidos producidos de pozos de aceite y gas. Una visión general del curso se presenta en la figura 3.

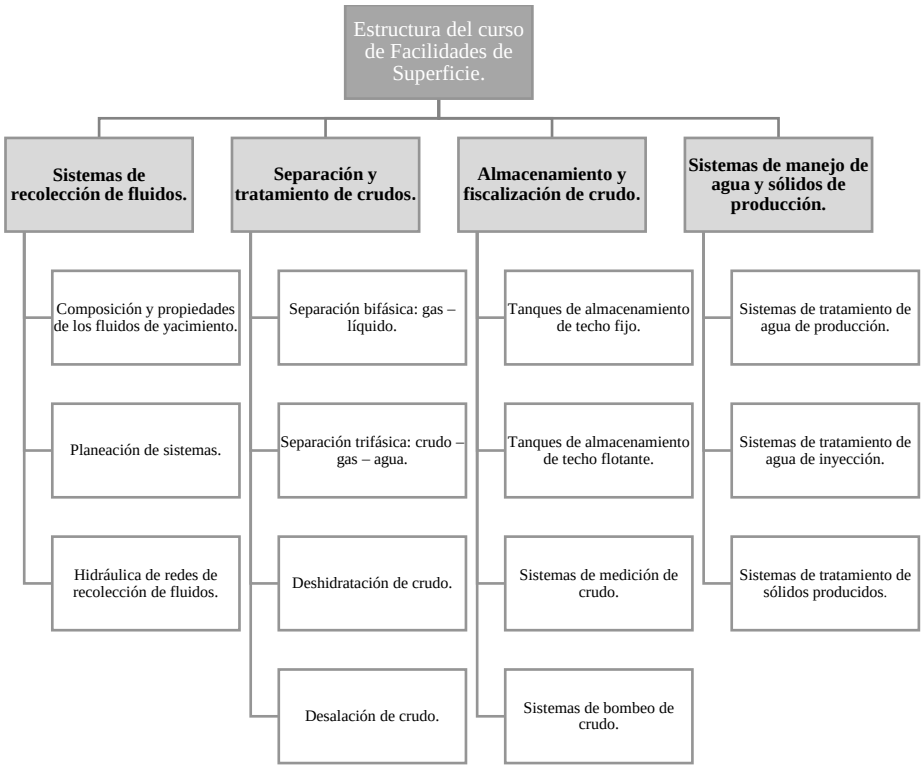



*Figura 3.* Estructura del curso de Facilidades de Superficie de la Universidad Industrial de Santander.

Como es presentado en esta figura, el curso está dividido en cuatro unidades principales. En la primera unidad, se presenta a los estudiantes los sistemas de recolección de fluidos con el apoyo de un software comercial llamado Hysys, no obstante, el alcance de esta herramienta comercial abarca sólo este módulo y de manera limitada las unidades 2 y 4. Sus capacidades permiten la realización de ejercicios de diseño y simulación de redes de recolección de fluidos considerando un manejo composicional del crudo. La segunda unidad desarrolla la separación y tratamiento de crudos, donde los estudiantes por medio del software educativo han podido superar los vacíos dejados por el software comercial. A esta unidad pertenece el software educativo Oiltreat tratado en este artículo. La tercera unidad trata del almacenamiento y fiscalización de crudo donde junto

con la cuarta unidad que trata de sistemas de manejo de agua y sólidos de producción se ha proyectado desarrollar un software educativo de apoyo para estas unidades.

Cabe resaltar la ayuda que brinda el uso de software de tipo comercial dentro del aula de clase, su implementación ha permitido un mejor entendimiento de los fenómenos y procesos que son difíciles de explicar y entender. Su uso en ambientes educativos ha sido de gran acogida, aunque, este tipo de software requiere de un conocimiento previo para su uso y su interfaz no está diseñada para estudiantes sino para profesionales con experiencia laboral. Es por eso, que la implementación del software educativo como Oiltreat juega un papel importante en cubrir las desventajas del software comercial. Su componente modular y sus recursos audiovisuales lo hacen ideal para tratar los temas de la unidad 2.

Para el desarrollo de cada uno de los temas correspondientes a cada unidad y de las competencias que los estudiantes deben adquirir, se realiza el trabajo de acompañamiento directo e independiente al estudiante, aplicando las siguientes estrategias presentadas en la figura 4.

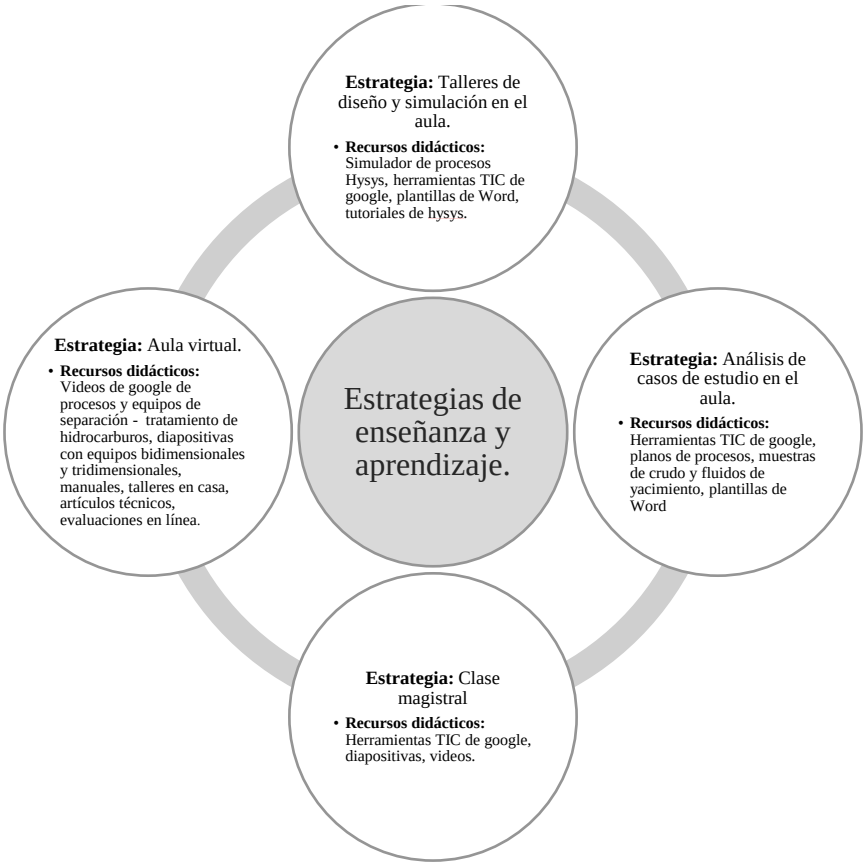



*Figura 4.* Estrategias y recursos implementados en el curso de Facilidades de Superficie de la Universidad Industrial de Santander.

## 4. Parámetros conceptuales en el diseño de equipos de separación, desalación y tratamiento térmico de crudos

### 4.1 Propiedades físicas de los fluidos

**4.1.1 Gravedad específica del gas.** La gravedad específica se define como la relación entre la densidad del gas y la del aire. Ambas densidades se miden o expresan a la misma presión y temperatura. Comúnmente, la presión estándar,$\boldsymbol{P_{sc}}$, y la temperatura estándar,$\boldsymbol{T_{sc}}$, se usan para definir la gravedad específica del gas (Ahmed, 2016) p.194.

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{Aire}} \quad (1)$$

**4.1.2 Factor de compresibilidad del gas.** El factor de compresibilidad del gas, Z, es una cantidad adimensional, definida como la relación entre el volumen real de n-moles de gas a una temperatura y presión, y el volumen ideal del mismo número de moles a la misma temperatura y presión (Ahmed, 2016), p.196:

$$Z = \frac{V_{real}}{V_{ideal}} = \frac{V}{(nRT)/P} \quad (2)$$

**4.1.3 Densidad del gas.** La densidad del gas en condiciones estándar de temperatura y presión es, por definición:

$$\rho_{std} = 0.0762S \quad (3)$$

Para cualquier gas, comparando su ecuación de estado en condiciones estándar con la de las condiciones reales (Arnold & Stewart, 2008), p. 72-73:

$$\rho = 2.7\frac{SP}{TZ} \quad (4)$$

**4.1.4 Viscosidad del gas.** Esta propiedad de un fluido indica su resistencia al flujo. Es una propiedad importante utilizada en ecuaciones de flujo y dimensionamiento de equipos de proceso. Es una propiedad dinámica ya que solo se puede medir cuando el fluido está en movimiento. La viscosidad es un número que representa las fuerzas de arrastre causadas por las fuerzas de atracción en capas de fluido adyacentes. Se podría considerar como la fricción interna entre moléculas, separada de la que existe entre el fluido y la pared de la tubería. La unidad de viscosidad en la

industria del petróleo es el centipoise. Hay dos expresiones de viscosidad, viscosidad absoluta (o dinámica) y viscosidad cinemática (Arnold & Stewart, 2008), p. 92.

La figura 5 se puede usar para estimar la viscosidad de un gas hidrocarbonado en diversas condiciones de temperatura y presión si se conoce la gravedad específica del gas en condiciones estándar.

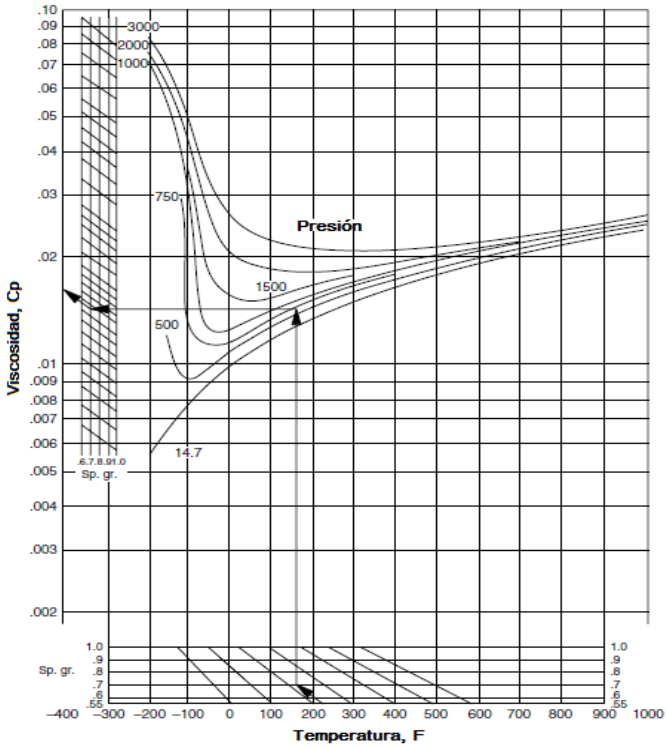



*Figura 5. Nota:* Cálculo de la viscosidad de un gas hidrocarburo. Adaptado de (Arnold y Stewart, 2008, p. 93).

**4.1.5 Capacidad calorífica del gas, $C_p$.** La capacidad calorífica del gas es la pendiente de una isobara en la gráfica de entalpía, h vs. temperatura, T. Matemáticamente, esto se expresa mediante la siguiente ecuación (Moshfeghian, n.d.):

$$C_P = \left(\frac{\partial h}{\partial T}\right)_P \tag{5}$$

(Moshfeghian, n.d.) desarrolló una correlación generalizada para calcular la capacidad calorífica del gas natural, en función de la temperatura, la presión y la composición. La correlación desarrollada es la siguiente:

$$C_P = [ab^T T^c + de^p p^f]\left(\frac{SG}{0.60}\right)^{0.025} \quad (6)$$

**4.1.6 Gravedad API del aceite.** La densidad del petróleo crudo se define como la masa de una unidad de volumen del crudo a una presión y temperatura específicas. Por lo general, se expresa en libras por pie cúbico. La gravedad específica de un petróleo crudo se define como la relación entre la densidad del aceite y la del agua. Ambas densidades se miden a 60 ° F y a presión atmosférica:

$$\gamma_o = \frac{\rho_{aceite}}{\rho_{agua}} \quad (7)$$

Aunque la densidad y la gravedad específica se usan ampliamente en la industria del petróleo, la gravedad API es la escala de gravedad preferida. Esta escala de gravedad está relacionada precisamente con la gravedad específica mediante la siguiente expresión (Ahmed, 2016, p. 240):

$$API = \frac{141.5}{\gamma_O} - 131.5 \quad (8)$$

**4.1.7 Solubilidad del gas, Rs.** Se define como la cantidad de pies cúbicos estándar de gas que se disuelve en un barril de petróleo crudo a cierta presión y temperatura. La solubilidad de un gas natural en un petróleo crudo es una función fuerte de la presión, la temperatura, la gravedad API

y la gravedad del gas. Para que exista un gas y petróleo crudo en particular a una temperatura constante, la solubilidad aumenta con la presión hasta que se alcanza la presión de saturación.

A la presión de saturación (presión del punto de burbujeo), todos los gases disponibles se disuelven en el aceite y la solubilidad del gas alcanza su valor máximo. En lugar de medir la cantidad de gas que se disuelve en un crudo de stock dado a medida que aumenta la presión, se acostumbra a determinar la cantidad de gas que sale de una muestra de petróleo crudo de yacimiento a medida que disminuye la presión (Ahmed, 2016, p. 260).

En la figura 6 se muestra una curva de solubilidad de gas, en función de la presión para un petróleo crudo insaturado.

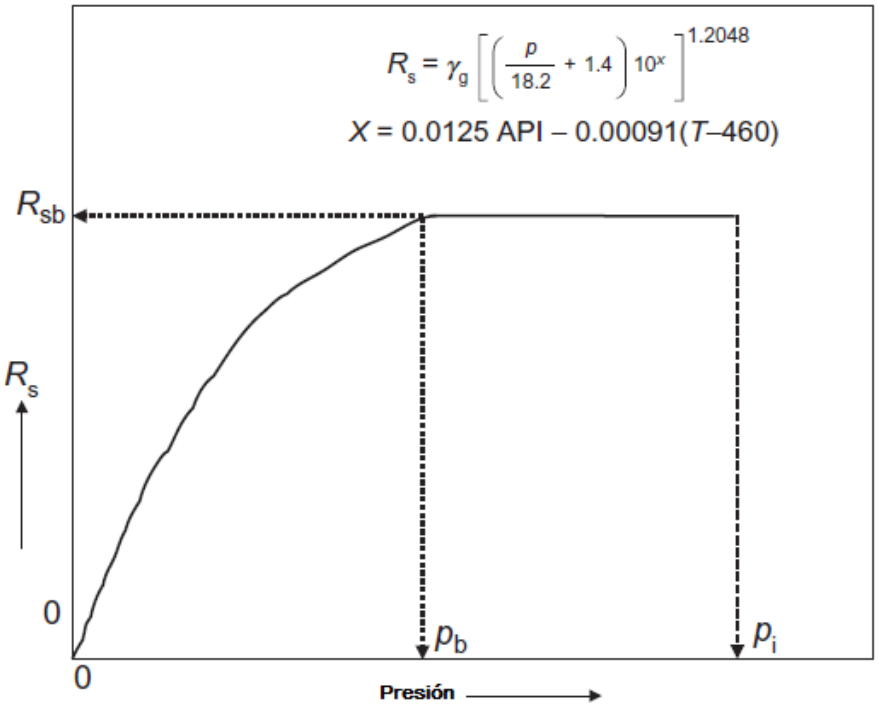



*Figura 6. Nota*: Relación típica solubilidad del gas vs. presión. Adaptado de (Ahmed, 2016, p. 261).

**4.1.8 Factor volumétrico del aceite, Bo.** Se define como la relación entre el volumen de petróleo (más el gas en solución) a la temperatura y presión del yacimiento prevaleciente y el volumen de petróleo a condiciones estándar. Evidentemente, Bo siempre es mayor o igual que la unidad (Ahmed, 2016, p. 275).

El factor volumétrico del aceite se puede expresar matemáticamente como:

$$B_o = \frac{(V_o)_{P,T}}{(V_o)_{sc}} \tag{9}$$

Una curva típica del factor volumétrico del aceite, como función de la presión para un crudo subsaturado, se presenta en la figura 7.

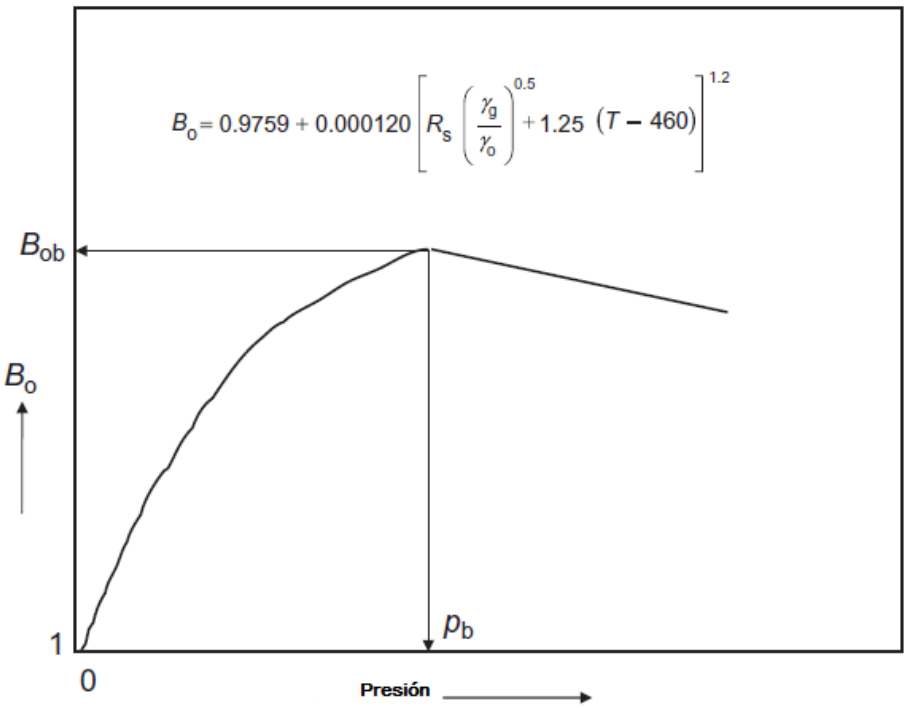



*Figura 7. Nota:* Relación típica factor volumétrico del crudo vs. presión. Adaptado de (Ahmed, 2016, p. 276).

**4.1.9 Viscosidad del aceite, $\mu_o$.** La viscosidad, en general, se define como la resistencia interna del fluido a fluir. La viscosidad del aceite es una función fuerte de la temperatura, la presión, la gravedad del petróleo, la gravedad del gas, la solubilidad del gas y la composición del petróleo crudo. Siempre que sea posible, la viscosidad del aceite debe determinarse mediante mediciones de laboratorio a la temperatura y presión del yacimiento (Ahmed, 2016, p. 304).

Dependiendo de la presión, la viscosidad del aceite se puede clasificar en tres categorías:

***4.1.9.1 Viscosidad del aceite muerto,*** **$\mu_{od}$.** La viscosidad del aceite muerto (aceite sin gas en la solución) se define como la viscosidad del petróleo crudo a la presión atmosférica y la temperatura del sistema (Ahmed, 2016, p. 304).

***4.1.9.2 Viscosidad del aceite saturado,*** **$\mu_{ob}$.** La viscosidad del aceite saturado (punto de burbujeo) se define como la viscosidad del petróleo crudo a cualquier presión inferior o igual a la presión del punto de burbujeo (Ahmed, 2016, p. 304).

***4.1.9.3 Viscosidad del aceite subsaturado,*** **$\mu_o$.** La viscosidad del aceite subsaturado se define como la viscosidad del petróleo crudo a una presión por encima del punto de burbujeo y la temperatura del yacimiento (Ahmed, 2016, p. 305).

**4.1.10 Capacidad calorífica del aceite, $C_P$.** (Wright, 2014) presentó una ecuación simple de ajuste de curvas que proporciona la variación de la capacidad calorífica del aceite como una función de la gravedad API y la temperatura. La ecuación es la siguiente:

$$C_P = (-1.39x10^{-6} * T + 1.847 * 10^{-3}) * API + (6.312 * 10^{-4}) * T + 0.352 \quad (10)$$

**4.1.11 Sólidos totales disueltos en el agua producida, TDS.** Las aguas producidas contienen sólidos disueltos, pero la cantidad varía de menos de 100 mg/l a más de 300,000 mg/l, dependiendo de la ubicación geográfica, la edad y el tipo de yacimiento. En general, el agua producida con gas es vapor de agua condensada con pocos sólidos disueltos y será fresca con una salinidad muy baja. El agua del acuífero producida con gas o petróleo será mucho más alta en sólidos disueltos. El agua producida de los yacimientos calientes tiende a tener concentraciones de TDS más altas, mientras que los yacimientos más fríos tienden a tener niveles más bajos de TDS (Arnold y Stewart, 2008, p. 484).

**4.1.12 Gravedad específica del agua producida.** La gravedad específica del agua de formación, $\boldsymbol{\gamma_w}$, puede ser estimada mediante la siguiente ecuación si se conoce la concentración de sólidos totales disueltos (Bánzer, 1996) p. 131:

$$\gamma_w = 1 + 6.95x10^{-7}\left(TDS_{mg/l}\right) \tag{11}$$

**4.1.13 Viscosidad del agua, $\mu_w$.** La viscosidad del agua, $\boldsymbol{\mu_w}$ en cp., depende de la presión, la temperatura y sólidos disueltos. Así, la viscosidad del agua aumenta con un incremento de presión, disminuye con un aumento de temperatura y aumenta con un incremento en la concentración de sólidos disueltos (Bánzer, 1996) p. 126).

## 4.2 Diseño de equipos separadores de crudo

**4.2.1 Grado de separación.** Según el número de fases a separar se puede clasificar el grado de separación de la siguiente manera:

***4.2.1.1 Separación bifásica.*** Los separadores bifásicos son aquellos que separan el gas de la corriente total de líquidos (aceite y agua).

***4.2.1.2 Separación trifásica.*** Los separadores trifásicos son aquellos que separan la corriente de líquidos en sus componentes aceite y agua.

**4.2.2 Secciones de un separador.** En la figura 8 se presentan las principales partes de un separador, cada una de las cuales será discutida.

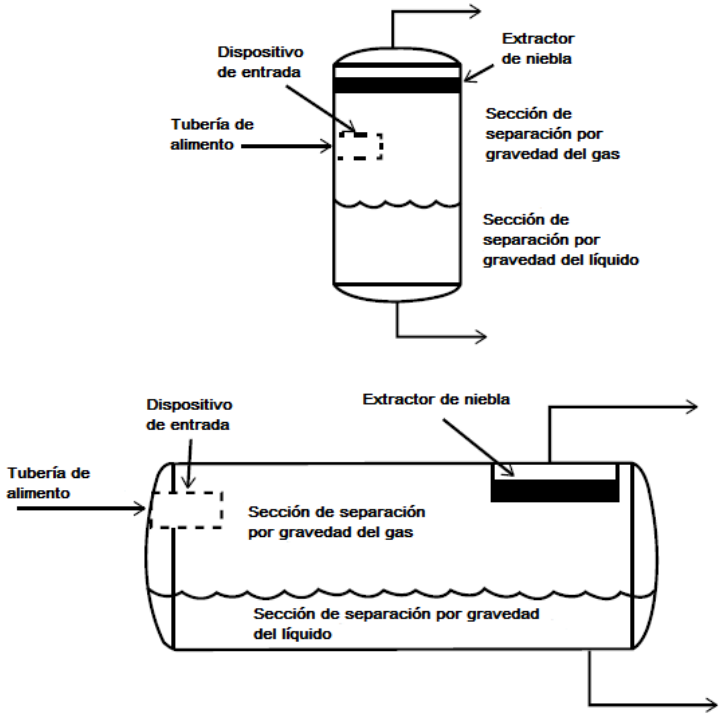



*Figura 8. Nota:* Partes de un separador (vertical y horizontal). Adaptado de (Bothamley, 2013, p. 22).

***4.2.2.1 Dispositivo de entrada.*** La función principal de un dispositivo de entrada es mejorar el rendimiento de separación, se logra de las siguientes maneras (Bothamley, 2013):

- Maximizando la eficiencia de separación gas/líquido en función de las condiciones de alimentación de entrada.
- Minimizando el cizallamiento de las gotas.

- Provisionando una buena distribución en la velocidad aguas abajo en las fases separadas.

La figura 9 muestra los diferentes tipos de dispositivos de entrada comúnmente usados.

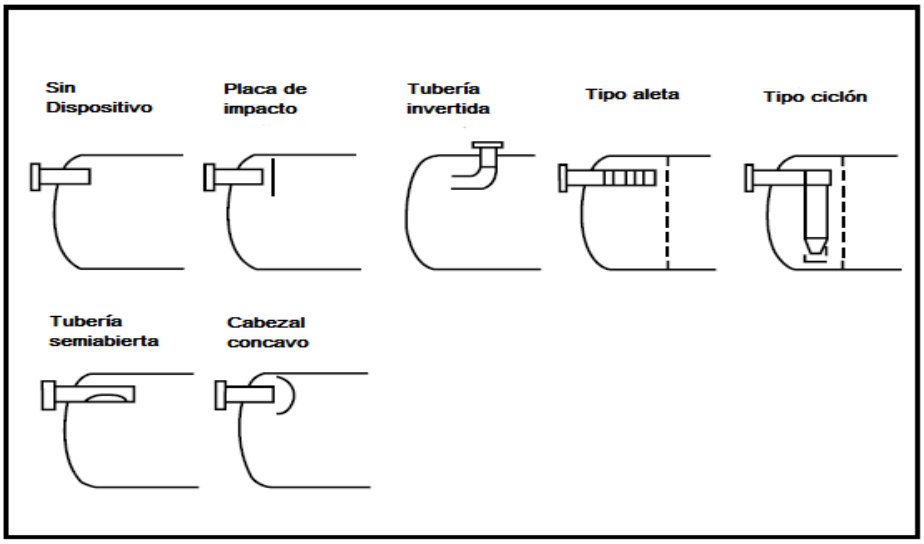



*Figura 9. Nota:* Dispositivos de entrada. Adaptado de (Bothamley, 2013, p. 26).

En los separadores más nuevos y de gran capacidad, los dispositivos de entrada tipo aleta y ciclónicos se usan con mayor frecuencia. Los dispositivos de placa de impacto o plato desviador son más simples y menos costosos; aún se usan en aplicaciones de separación más pequeñas y menos críticas. La entrada del dispositivo de tubería semi-abierta es simple, económica y proporciona un rendimiento general relativamente bueno (Bothamley, 2013, p. 27). La tabla 1 muestra las pautas de rendimiento cualitativas típicas para diferentes dispositivos de entrada.

Tabla 1.
*Desempeño de los diferentes dispositivos de entrada.*

| Función | Sin dispositivo | Placa de impacto | Tubería semi-abierta | Tipo aleta | Ciclónico |
|---|---|---|---|---|---|
| Reducción del momento | Pobre | Promedio | Bueno | Bueno | Bueno |
| Separación global del liquido | Pobre | Pobre | Promedio | Bueno | Bueno |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| Prevención del arrastre | Pobre | Pobre | Promedio | Bueno | Promedio/Bueno |
| Reducción de ruptura de la gota | Pobre | Pobre | Promedio | Bueno | Bueno |
| Desaparición de la espuma | Pobre | Pobre | Pobre | Promedio | Bueno |
| Reducción de caída de presión | Bueno | Bueno | Bueno | Bueno | Promedio |
| Buena distribución del gas | Pobre | Pobre | Pobre | Bueno | Promedio |

*Nota:* Adaptado de Bothamley, 2013, p. 26.

Los dispositivos de entrada típicamente se seleccionan y se dimensionan en función del momento de entrada (a veces denominado presión dinámica) de la corriente de alimentación del separador. La intención es reducir la energía / velocidad de los fluidos de alimentación para proporcionar condiciones favorables para la separación de fases (Bothamley, 2013, p. 27).

La tabla 2 muestra los valores de diseño típicos (límites) para el momentum de entrada de varios dispositivos de entrada.

Tabla 2.
*Momentum de entrada para varios dispositivos de entrada.*

| **Dispositivo de entrada** | |
|---|---|
| **Tipo de dispositivo** | **Momentum de entrada, $\rho V^2$** |
| Sin dispositivo de entrada | 700 |
| Placa de impacto | 950 |
| Tubería semi-abierta | 1400 |
| Tipo aleta | 5400 |
| Tipo ciclón | 10000 |

*Nota:* Adaptado de Bothamley, 2013, p. 27.

***4.2.2.2 Sección de separación por gravedad del gas.*** La función principal de la sección de separación por gravedad del gas de un separador es reducir la carga de líquido arrastrado no eliminada por el dispositivo de entrada. Los extractores de niebla disponibles tienen limitaciones en cuanto a la cantidad de líquido arrastrado (gotas) que pueden manipular. Una función secundaria, pero relacionada, es la mejora/enderezamiento del perfil de velocidad del gas.

La sección de separación por gravedad del gas proporciona preacondicionamiento al gas y a su carga de líquido arrastrado, antes del extractor de niebla. Dos enfoques para dimensionar esta sección del separador para eliminar las gotas de líquido del gas son el método Ks (ecuación de Souders-Brown) y la teoría de asentamiento de gotas (Bothamley Mark, 2013) p. 35.

***4.2.2.3 Sección de separación por gravedad del líquido.*** Las funciones de la sección de separación por gravedad del líquido dependen del tipo de separador y su aplicación, incluyendo las siguientes (Bothamley, 2013, p. 43):

*4.2.2.3.1 Desgasificación del líquido.* Este proceso separa el gas libre del líquido (aceite) para evitar el arrastre excesivo de gas. Los problemas asociados incluyen lo siguiente:

- Por lo general, la desgasificación no controla el arrastre de gas, especialmente en los separadores de gas/aceite a alta presión.
- La desgasificación puede ser un problema para el crudo pesado, frío y de alta viscosidad.
- Históricamente, las pautas del tiempo de residencia del líquido (por ejemplo, API 12J 1989) se han utilizado para dimensionar la parte de retención del líquido del separador con fines de desgasificación. Un método más preciso y consistente es usar las ecuaciones de la teoría de asentamiento de gotas para diseñar las dimensiones del equipo para lograr la eliminación de las

burbujas de gas arrastradas. Al igual que con las gotas líquidas en la fase gaseosa, la dificultad es calcular cuánto gas se arrastra en el líquido y la distribución del tamaño de las burbujas.

*4.2.2.3.2 Suavizado de las cargas intermitentes de flujo de entrada para proporcionar un flujo de líquido más estable al equipo/procesamiento aguas abajo.* Para muchas aplicaciones de separadores, en particular, el primer separador en la salida de un sistema de tuberías/recolección, o un separador de pozo, el manejo del flujo intermitente debería ser el criterio de control para dimensionar la sección de manejo de líquidos del separador. Las características del flujo de entrada son una función del diseño y operación del sistema de alimentación aguas arriba. Los baches de flujo de líquido se acomodan al permitir que el nivel de líquido en el separador suba y baje mientras se mantiene la salida de líquido relativamente constante, ver figura 10 (Bothamley, 2013, p. 45).

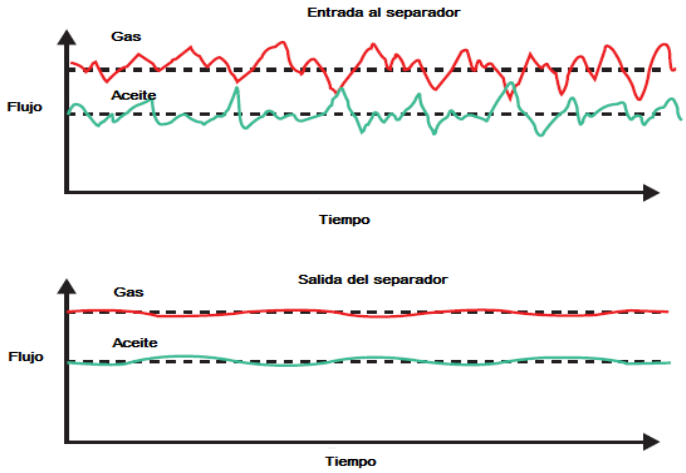



*Figura 10. Nota:* Suavizado del flujo intermitente. Adaptado de (Bothamley, 2013, p. 45).

*4.2.2.3.3 Para mantener un sello líquido en la parte inferior del separador, un requisito mínimo para el diseño de la instrumentación y el control del proceso.* Los siguientes criterios se utilizan generalmente para el diseño / espaciado de la instrumentación de control de nivel:

- Distancias mínimas entre los ajustes de alarma y apagado para las conexiones/espaciamiento de los instrumentos.
- Distancias mínimas (volumen) para una acción de control de nivel estable.
- Distancias mínimas (volumen) para dar tiempo a la intervención del operador.

La figura 11 presenta una guía para la sección de manejo de líquido para un separador bifásico.

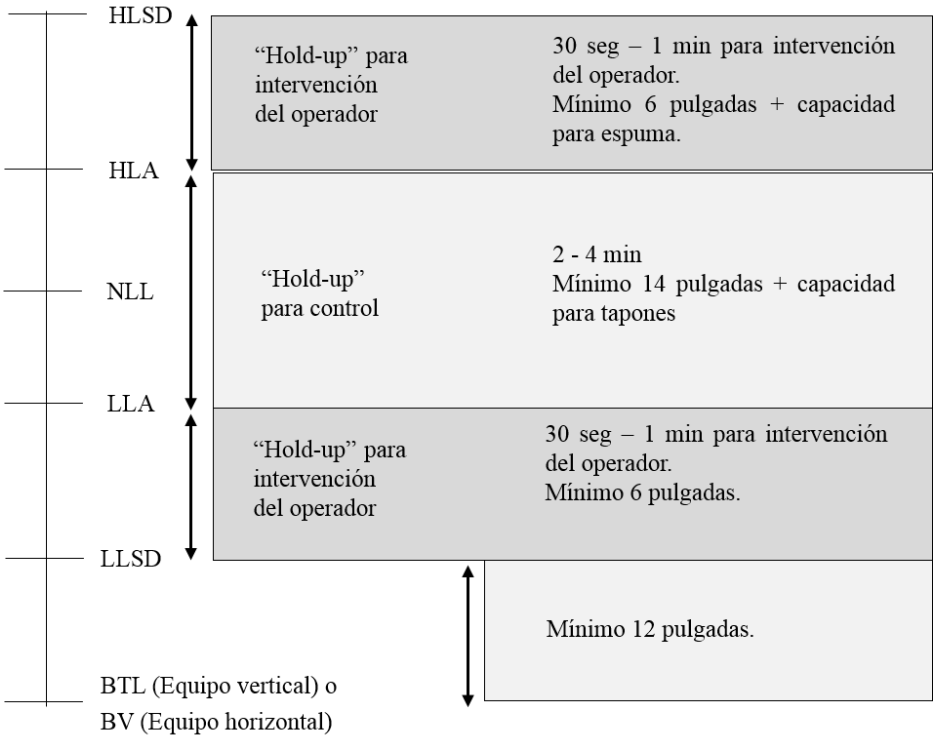



*Figura 11. Nota:* Guía para la sección de manejo de líquidos en un separador bifásico. Adaptado de (Bothamley, 2013, p. 46).

***4.2.2.4 Extractor de niebla.*** El extractor de niebla actúa como el paso final de limpieza del gas en un separador convencional. Su selección y diseño determinará la cantidad de líquido restante en la fase gaseosa (carryover). Históricamente, y sin duda para muchas aplicaciones onshore, el "extractor de niebla" se refiere al tipo malla de alambre. Los extractores malla de

alambre se usan comúnmente, pero se utilizan cada vez más extractores de mayor capacidad, los cuales incluyen el tipo aleta y los ciclónicos de flujo axial, especialmente en aplicaciones de gran flujo (Bothamley, 2013, p. 40). La figura 12 muestra el funcionamiento y la localización de un extractor de niebla típico en un separador vertical.

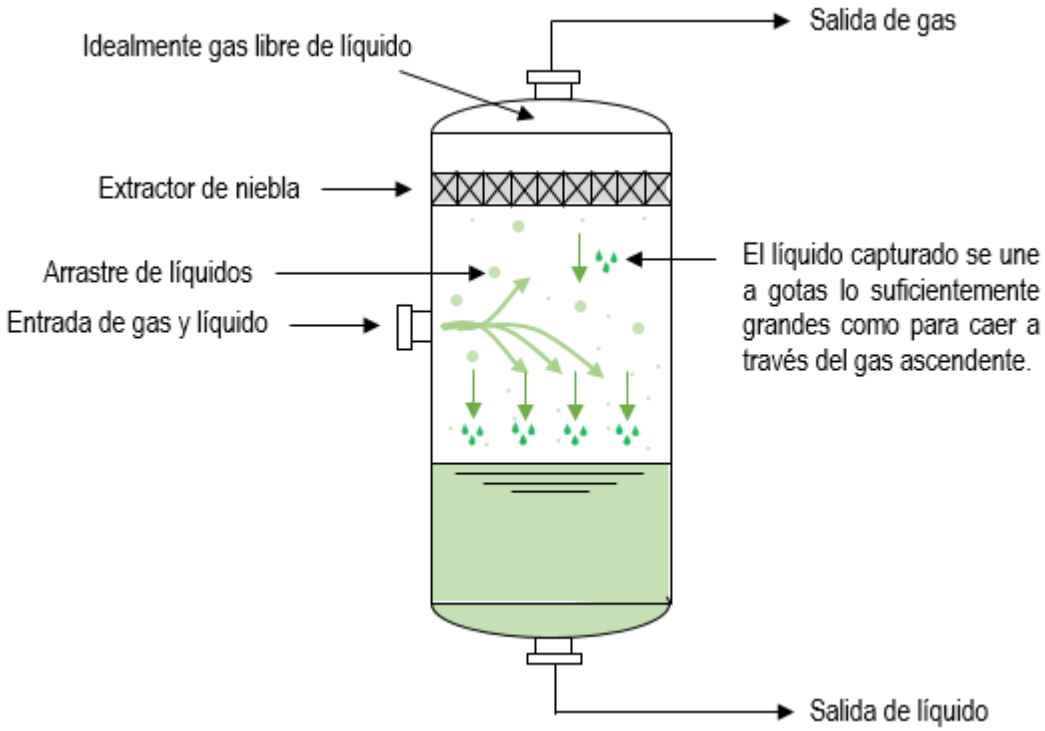



*Figura 12.* Funcionamiento de un extractor de niebla.

*4.2.2.4.1 Desempeño de los extractores de niebla.* El desempeño de los extractores de niebla depende de las siguientes condiciones (Bothamley, 2013, p. 40-41):

- Eficiencia de remoción de gotas. La eficiencia de remoción requerida y la cantidad tolerable de carryover se determina por la sensibilidad del proceso o equipo aguas abajo al contenido de líquido en el gas.

- Capacidad de gas. La capacidad del gas generalmente se determina por la velocidad máxima permitida antes de que el re-arrastre sea excesivo. La capacidad se cuantifica normalmente usando la ecuación de Souders-Brown.
- Manejo de líquidos. Se refiere a la cantidad de carga líquida arrastrada (gal/min/ft2) que el extractor de niebla puede manejar antes de que el rendimiento de la separación se degrade sustancialmente (generalmente debido al re-arrastre).

*4.2.2.4.2 Tipos de extractores de niebla.* Existen tres tipos principales de extractores de niebla:

- Extractor tipo malla de alambre: El mecanismo primario de captura de gotas utilizado por los extractores de malla de alambre es el impacto inercial. La capacidad de la malla de alambre se define por el valor de Ks usado en la ecuación de Souders-Brown.

La tabla 3 contiene información, incluidos los valores Ks, para varios diseños de extractores de niebla tipo malla de alambre.

Tabla 3.
*Parámetros de construcción y diseño de extractores tipo malla de alambre.*

| Descripción | Densidad ($\mathbf{lb/ft^3}$) | Porosidad (%) | Diámetro del alambre (**inches**) | Área superficial específica ($\mathbf{ft^2/ft^3}$) | Ks ($\mathbf{ft/s}$) | Carga de líquido antes del deterioro de la capacidad ($\mathbf{gal/min/ft^2}$) |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Malla de alambre estándar | 9 | 98.5 | 0.011 | 85 | 0.35 | 0.75 |
| Malla de alambre de alta capacidad | 5 | 99.0 | 0.011 | 45 | 0.4 | 1.5 |
| Malla de alambre de alta eficiencia | 12 | 96.2 | 0.011 x 0.0008 | 83 1100 | 0.25 | 0.5 |

Notas:
- La dirección del flujo es vertical (flujo hacia arriba).
- Asumir que valores de Ks para la malla de alambre declinan con la presión.

- Si la carga de líquido excede los valores de la tabla, asuma que Ks decrece un 10% por $(\mathbf{gal/min/ft^2})$.
- Estos parámetros son aproximados. Los fabricantes de ciclones deben ser contactados para información específica.

*Nota:* Adaptado de Bothamley, 2013, p. 39.

- Extractor de niebla tipo aleta. De forma similar a los extractores tipo malla de alambre, el mecanismo primario de captura de gotas utilizado por los extractores tipo aleta es el impacto inercial. La tabla 4 proporciona parámetros de construcción y diseño, incluidos valores de Ks, para varios tipos genéricos de tipos de aletas.

Tabla 4.
*Parámetros de construcción y diseño de extractores tipo aleta.*

| Tipo de aleta | Dirección de flujo | Número de curvas | Espaciamiento de las aletas $(\mathbf{inches})$ | Angulo de curvatura (°) | Ks $(\mathbf{ft/s})$ | Carga de líquido del deterioro de la capacidad $(\mathbf{gal/min/ft^2})$ |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Aleta simple | Hacia arriba | 5-8 | 0.5-1 | 30-60 | 0.5 | 2 |
| | Horizontal | 5-8 | 0.5-1 | 30-60 | 0.65 | 2 |
| Aleta de alta capacidad con bolsillos | Hacia arriba | 5-8 | 0.5-1 | 30-60 | 0.82-1.15 | 5 |
| | Horizontal | 5-8 | 0.5-1 | 30-60 | 0.82-1.15 | 5 |

Notas:
- Un ángulo de curvatura de 45º es el más común.
- Asumir la declinación de valores de Ks con la presión para empaques de aletas.
- Si la carga de líquido excede los valores de la tabla, asuma que Ks decrece un 10% por $(\mathbf{gal/min/ft^2})$.
- La eficiencia puede ser baja a presiones de operación altas (>500 psig).
- Estos parámetros son aproximados. Los fabricantes de ciclones deben ser contactados para información específica.

*Nota:* Adaptado de Bothamley, 2013, p. 41.

- Extractor de niebla tipo ciclón. Las principales características de este tipo de extractor de niebla son: (1) Las gotas son removidas por altas fuerzas centrífugas, (2) Capacidad de manejo de

gas muy alta, (3) Buen desempeño en la remoción de las gotas de líquido, (4) Buen desempeño en la separación a alta presión, (5) Capacidad de atrapar líquidos relativamente alta, (6) Mayor tolerancia a sólidos arrastrados. La tabla 5 muestra los parámetros de construcción y diseño, incluidos valores de Ks, para un extractor de niebla tipo ciclón.

Tabla 5.
*Parámetros de construcción y diseño de extractores tipo ciclón.*

| Diámetro interno del ciclón (**inches**) | Longitud del ciclón (**inches**) | Ángulo del espiral de entrada (º) | Espaciamiento ciclón a ciclón (**diámetros**) | Ks ($\mathbf{ft/s}$) | Carga de líquido antes del deterioro de la capacidad ($\mathbf{gal/min/ft^2}$) |
|---|---|---|---|---|---|
| **2.0** | 10 | 45 | 1.5-1.75 | ~0.8-1 | 10+ |

Notas:
- La dirección de flujo puede ser horizontal o vertical.
- Asumir declinación de valores Ks para extractores tipo ciclón con la presión.
- Si la carga de líquido excede los valores de la tabla, asuma que Ks decrece un 10% por ($\mathbf{gal/min/ft^2}$).
- Estos parámetros son aproximados. Los fabricantes de ciclones deben ser contactados para información específica.

*Nota:* Adaptado de Bothamley, 2013, p. 42.

### 4.2.3 Descripción de equipos de separación de crudo

***4.2.3.1 Separadores bifásicos.*** Dentro de esta clasificación podemos encontrar los siguientes separadores:

- Separadores horizontales: Son más pequeños y, por lo tanto, menos costosos que un separador vertical para un caudal de gas y líquido determinado. Se usan comúnmente en corrientes de flujo con altas relaciones gas-líquido y crudo espumoso. La figura 13 muestra el esquema de un separador bifásico horizontal (Arnold y Stewart, 2008, p. 156).

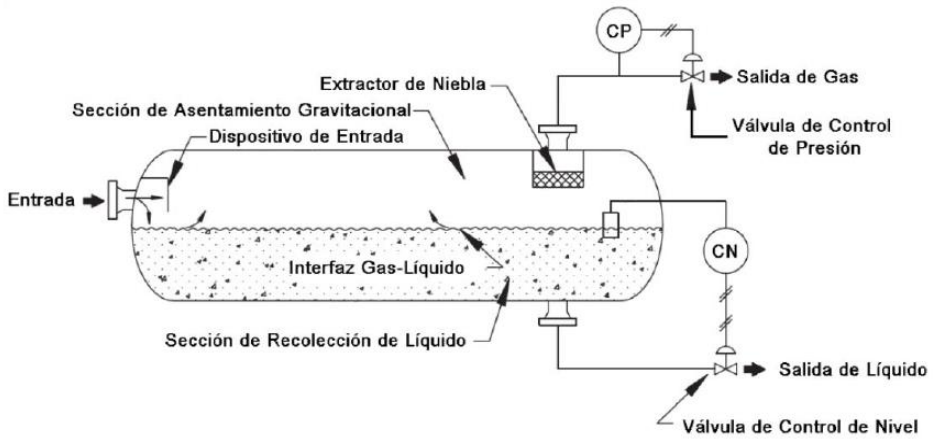



*Figura 13. Nota*: Esquema de un separador bifásico horizontal. Adaptado de (Arnold y Stewart, 2008, p. 153).

- Separadores verticales: Los separadores verticales se usan comúnmente en corrientes de flujo con relaciones gas-líquido de bajas a intermedias. Son adecuados para la producción que contiene arena y otros sedimentos y, por lo tanto, a menudo están equipados con un fondo de cono falso para manejar la producción de arena (Arnold y Stewart, 2008, p. 157). La figura 14 muestra el esquema de un separador bifásico vertical.

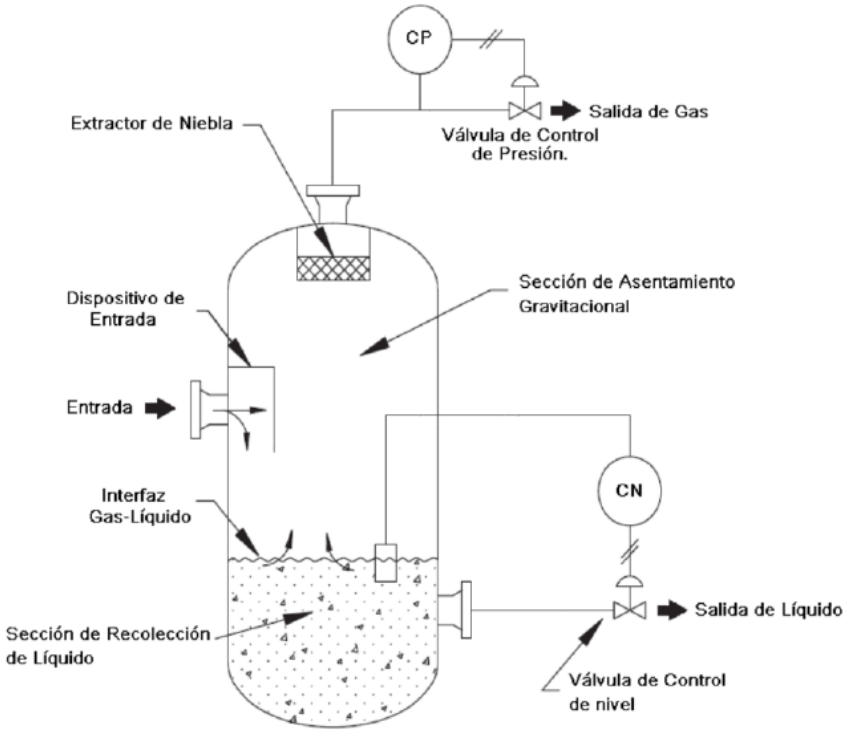



*Figura 14. Nota:* Esquema de un separador bifásico vertical. Adaptado de (Arnold y Stewart, 2008, p. 153).

- Scrubber: Diseñado para recuperar líquidos transportados desde las salidas de gas de los separadores de producción o para atrapar líquidos condensados debido al enfriamiento o las caídas de presión (Arnold y Stewart, 2008, p. 164).

***4.2.3.2 Separadores trifásicos.*** Dentro de esta clasificación podemos encontrar los siguientes separadores:

- Separadores horizontales: La sección de recolección de líquido del separador trifásico maneja dos líquidos inmiscibles (aceite y agua) en lugar de uno. Proporciona medios para controlar el nivel de cada líquido y proporciona salidas separadas para cada líquido (Hussein K. Abdel-Aal, Mohamed A. Aggour, 2003). La figura 15 muestra el esquema de un separador trifásico horizontal.

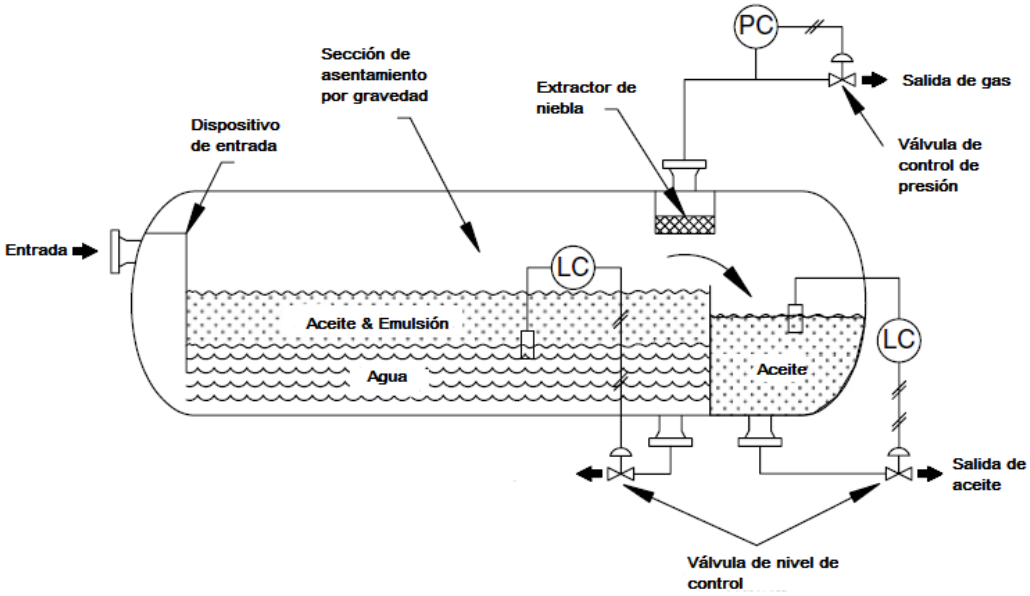



*Figura 15. Nota:* Esquema de un separador trifásico horizontal. Adaptado de (Arnold y Stewart, 2008, p. 246).

- Separadores verticales: Esta clase de separadores se pueden usar en aplicaciones u operaciones offshore, donde las limitaciones de espacio en la plataforma de producción pueden requerir el uso de estos separadores (Hussein K. Abdel-Aal, Mohamed A. Aggour, 2003). La figura 16 muestra el esquema de un separador trifásico horizontal.

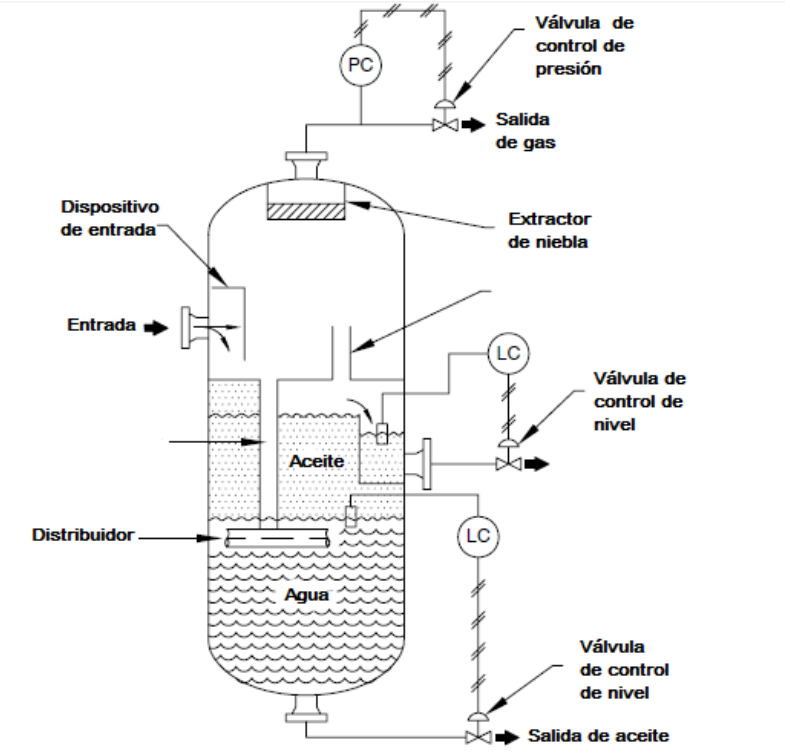



*Figura 16. Nota:* Esquema de un separador trifásico vertical. Adaptado de (Arnold y Stewart, 2008, p. 255).

### 4.3 Diseño de equipos de deshidratación de crudo

La principal función de estos equipos es remover el agua del aceite y de igual manera remover el aceite del agua. Se presenta a continuación una breve descripción de los sistemas de tratamiento de crudo.

**4.3.1 Gunbarrel.** A veces llamado tanque de lavado es el equipo más antiguo utilizado para el tratamiento de crudo en una estación de recolección convencional o en una batería. El tanque gunbarrel es un tratador de flujo vertical en un tanque atmosférico. Los gunbarrels son simples de operar y, a pesar de su gran tamaño, son relativamente económicos. Los gunbarrels contienen un gran volumen de fluidos, lo cual es una desventaja si se desarrolla un problema (Arnold y Stewart, 2008, p. 352). La figura 17 muestra el esquema de un gunbarrel con bota de gas interna.

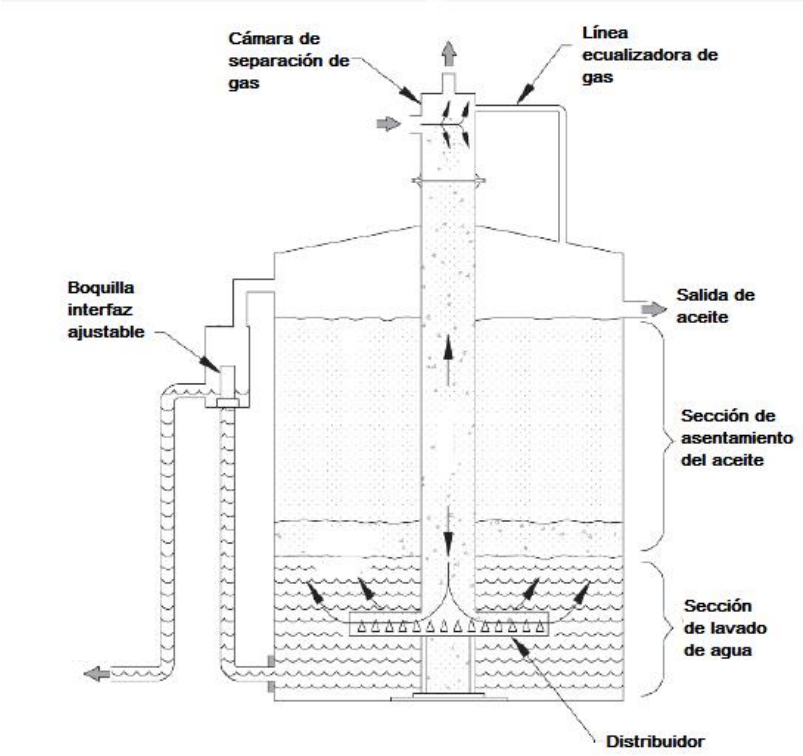



*Figura 17. Nota:* Esquema de un gunbarrel. Adaptado de (Arnold y Stewart, 2008, p. 353).

(Sivalls, 1986) recomienda las siguientes configuraciones para un buen diseño de gunbarrel:

- Los gunbarrel sin aplicación de calor externa son recomendados para emulsiones sueltas de cualquier tipo de gravedad API, con temperaturas de fluido de entrada de 80 F o mayores.
- Los gunbarrel con calentador de fuego directo son recomendados para aceites dulces o ligeramente corrosivos de cualquier tipo de gravedad API tanto para emulsiones sueltas, moderadas y apretadas.
- Los gunbarrel con calentador de fuego indirecto son recomendados para emulsiones moderadas o muy corrosivas, normalmente utilizados para emulsiones sueltas o moderadas. También, se usan donde se puede esperar una incrustación (escamas) en las superficies de calentamiento.

- Los gunbarrel con generadores de vapor son recomendados para emulsiones moderadas o muy corrosivas de cualquier gravedad API, normalmente se usan para emulsiones en el rango de moderadas a apretadas cuando se requieren temperaturas de calentamiento más altas que las que se pueden obtener con calentadores indirectos.

**4.3.2 Tratador térmico.** Son una mejora de los equipos gunbarrel y el sistema de calentamiento. Se ofrecen muchos diseños para manejar diversas condiciones tales como viscosidad, gravedad del aceite, caudales altos y bajos, corrosión y clima frío (Arnold y Stewart, 2008, p. 363). Su configuración puede ser horizontal o vertical. La figura 18 muestra el esquema de un tratador térmico horizontal.

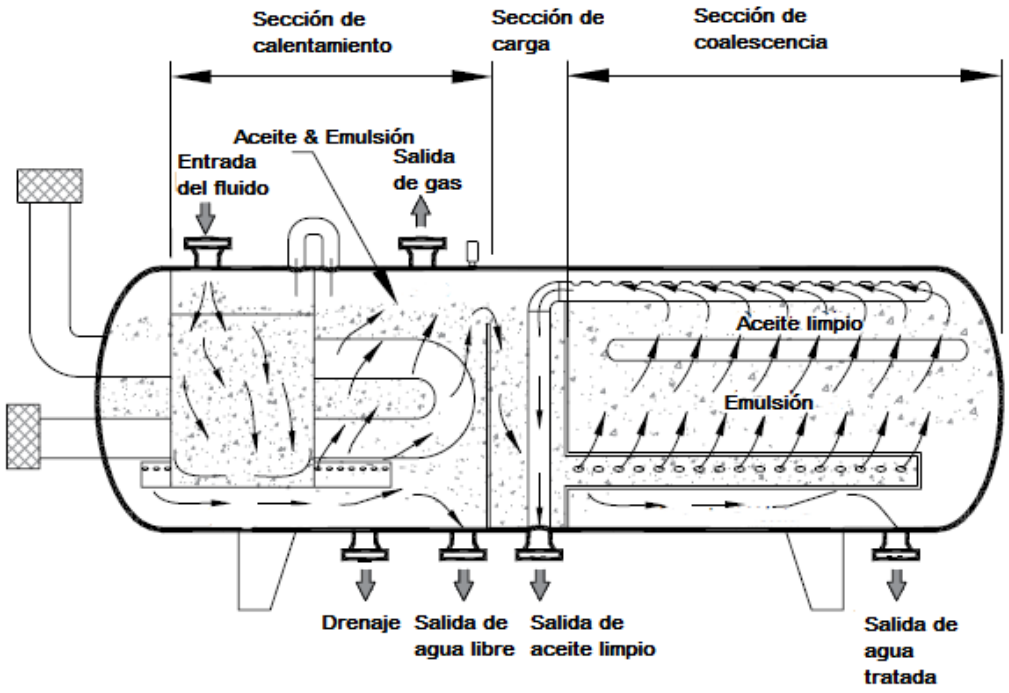



*Figura 18. Nota:* Esquema simplificado de un tratador térmico horizontal. Adaptado de (Arnold y Stewart, 2008, p. 374).

**4.3.3 Tratador electrostático.** Algunos tratadores térmicos horizontales agregan una rejilla electrostática en la sección de coalescencia. Las aplicaciones de estos equipos son deshidratar y desalar el petróleo crudo producido en las facilidades de producción. La figura 19 muestra el esquema de un tratador electrostático horizontal.

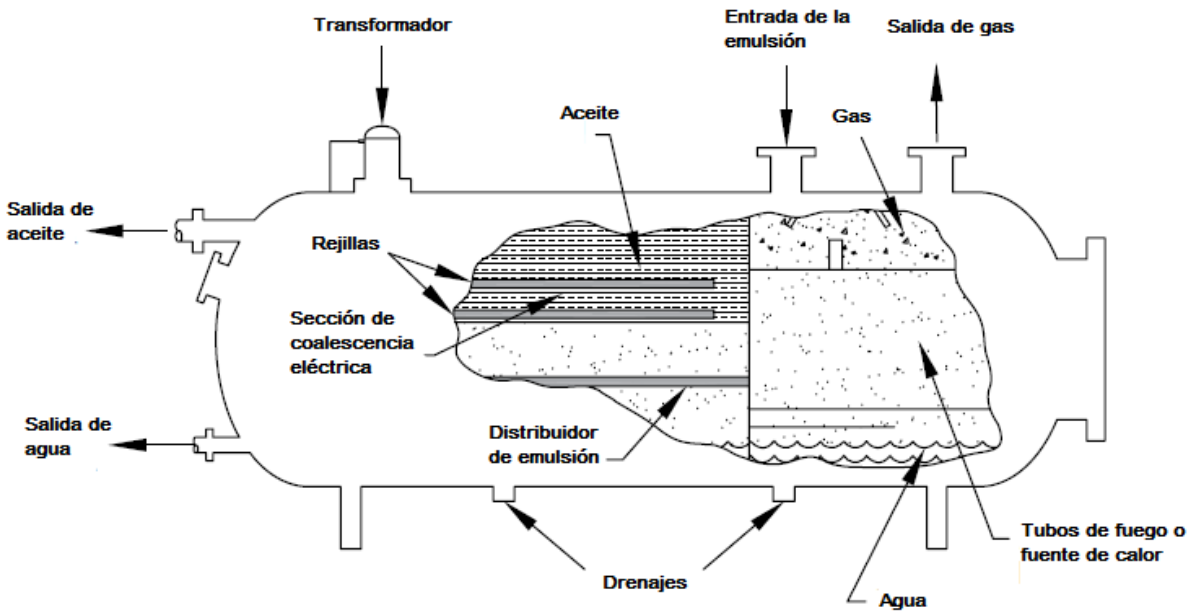



*Figura 19. Nota:* Esquema simplificado de un tratador electrostático horizontal. Adaptado de (Arnold y Stewart, 2008, p. 380).

## 4.4 Diseño de sistemas de desalación de crudos.

El proceso de eliminación de sales solubles en agua de una corriente de crudo se llama desalación. Casi todo el petróleo crudo contiene agua, que casi siempre contiene sales disueltas, específicamente cloruro de sodio, magnesio y calcio. La mayoría del agua salada producida se elimina por separación y el proceso de tratamiento del aceite. Sin embargo, queda una pequeña cantidad de agua en el petróleo crudo. Según Arnold y Stewart (2008) el proceso de desalado involucra dos pasos. El primer paso es mezclar agua dulce con el agua de producción. Esto reducirá

la salinidad del agua producida al diluir la sal. El segundo paso es la deshidratación, que es la eliminación del agua del crudo. Esta dilución y deshidratación produce una menor salinidad en el agua residual en el petróleo crudo.

El agua de dilución en la desalación no tiene que ser fresca. Se puede usar cualquier agua con un contenido de sal menor que el agua producida. Se presenta a continuación una breve descripción de los sistemas de desalado de crudo (Arnold y Stewart, 2008, p. 440).

**4.4.1 Sistema de desalación en una etapa.** En este sistema, el agua de dilución se inyecta en la corriente de crudo y luego se mezcla. El crudo luego ingresa al desalador donde el agua es removida. Para reducir los requerimientos de dilución de agua, el crudo puede deshidratarse antes del proceso de desalación. La figura 20 muestra el esquema de un sistema de desalación en una etapa.

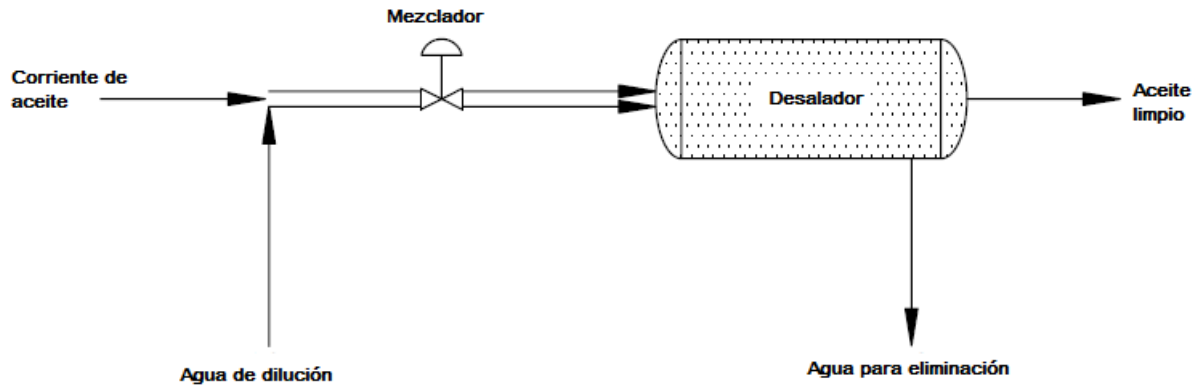



*Figura 20. Nota:* Esquema de un sistema de desalación en una etapa. Adaptado de (Arnold y Stewart, 2008, p. 445).

**4.4.2 Sistema de desalación en dos etapas.** Este sistema es similar al anterior. La única diferencia es que el agua removida en la segunda etapa es bombeada nuevamente a la primera

etapa. La adición de esta corriente de reciclo proporciona cierta dilución del agua salada antes de la primera etapa. Esto reduce aún más el requerimiento de agua de dilución en comparación con un desalador de una etapa (Arnold y Stewart, 2008, p. 445). La figura 21 muestra el esquema de un sistema de desalación en dos etapas.

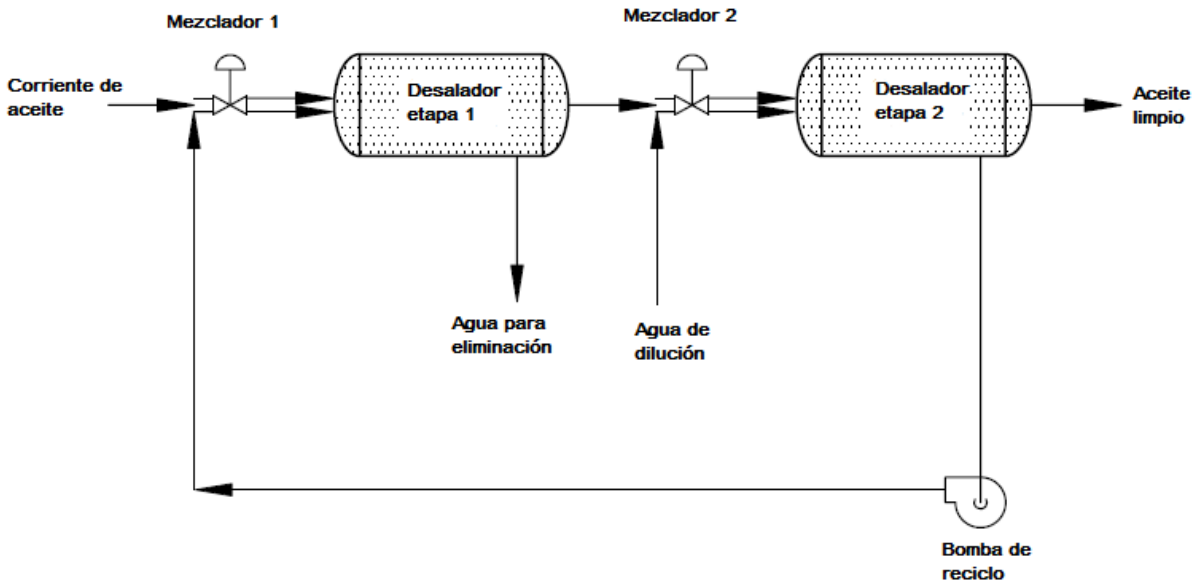



*Figura 21. Nota:* Esquema de un sistema de desalación en dos etapas. Adaptado de (Arnold y Stewart, 2008, p. 445).

## 5. Arquitectura del software

Para desarrollar el software educativo Oiltreat, se implementó como lenguaje de programación Visual Basic. Este es un lenguaje diseñado para crear aplicaciones orientadas a objetos, donde se utilizan formularios y controles para crear la interfaz de los programas; admite elementos de

lenguaje y construcciones de programación comunes. Dentro de sus ventajas Visual Basic ofrece una manera rápida y sencilla de crear aplicaciones basadas en .NET Framework, tiene una curva de aprendizaje muy rápida y permite usar con facilidad la plataforma de los sistemas Windows.

Para programar en este lenguaje se estableció una filosofía basada en módulos. Esta filosofía de programación facilita la organización, comprensión y visualización de las variables, ecuaciones y correlaciones desde el punto de vista del usuario final. Con esta organización por módulos resultó más fácil detectar errores, corregirlos y tener una visión más amplia de la estructura y funcionamiento del programa. En la figura 22 se presentan los diferentes módulos de cálculo y la filosofía de programación.

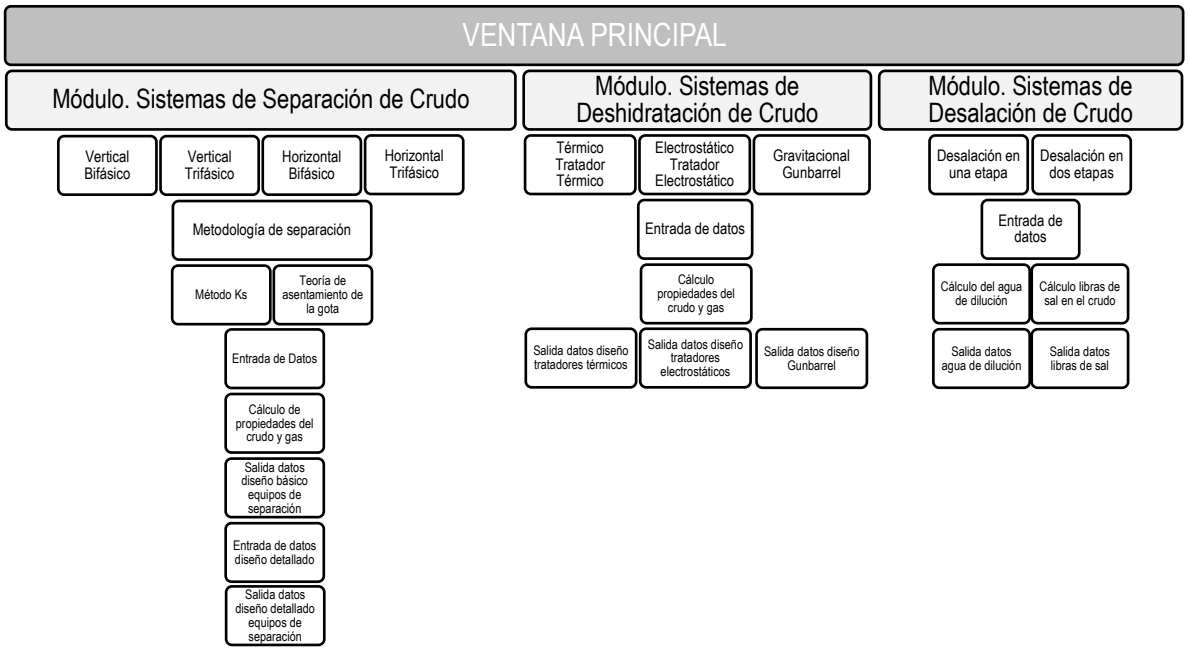



*Figura 22.* Módulos de cálculo y filosofía de programación.

### 5.1 Módulo 1. Sistemas de separación de crudo

El primer módulo llamado sistemas de separación de crudo como lo muestra la figura 22, contempla los equipos de separación bifásica y trifásica en dos configuraciones (vertical y

horizontal). Dentro de la configuración vertical bifásica que diseña Oiltreat se encuentran los equipos conocidos como Separadores Convencionales y Scrubbers. Los Separadores Convencionales son utilizados cuando la corriente de fluidos proveniente del yacimiento contiene una cantidad significativa de líquidos (crudo y agua), posee cierta variabilidad en el flujo (flujo intermitente), la tasa de producción del yacimiento oscila entre cientos y miles de barriles de crudo por día ($m^3/d$); y la relación gas-líquido (GOR) es baja. Por otra parte, los separadores Scrubbers son utilizados cuando el flujo del yacimiento presenta una cantidad pequeña de líquido y su tasa de producción es menor a 10 bbl/MMSCF (56 $m^3$/E06 std $m^3/d$).

Los siguientes equipos de separación diseñados en este primer módulo son los separadores horizontales bifásicos y trifásicos que son normalmente usados para manejar altas tasas de flujo, tienen un mejor desempeño los de configuración trifásica, son apropiados para manejar crudos espumosos; pero tienen un control de nivel más crítico. Por último, en este módulo se contempla el diseño de los separadores verticales trifásicos los cuáles son adecuados para tratar arenas, parafinas, pequeñas tasas de flujo, su control de nivel es menos crítico; pero necesitan un diámetro mayor para determinado flujo de gas.

En este primer módulo, así como en los siguientes módulos, el software Oiltreat presenta el resultado final del dimensionamiento de los equipos en un formato gráfico. En este gráfico podemos visualizar las partes principales de los separadores: (1) dispositivo de entrada, (2) Sección de separación del gas por gravedad, (3) Sección de recolección de líquido y (4) extractor de niebla (ver figura 8).

Los dispositivos de entrada tienen como finalidad reducir el momentum de la corriente que entra al separador, mejorar la distribución del flujo de las fases de los fluidos, prevenir la formación

de espumas en los separadores y separar la fase líquida de manera eficiente. La ecuación que describe el fenómeno principal de separación en esta sección es el momentum de entrada:

$$\rho_m V_m^2 \tag{12}$$

$\rho_m$: Densidad de la mezcla; $V_m^2$: Velocidad de la mezcla

La sección de separación del gas por gravedad tiene como propósito disminuir la cantidad de líquido arrastrado que no fue removido por el dispositivo de entrada. Además, mejora el perfil de velocidad del gas y lo acondiciona antes de llegar al extractor de niebla. Para el diseño de la sección de separación del gas por gravedad el software utiliza dos metodologías o enfoques: Método Ks (Ecuación Souders-Brown) y teoría de asentamiento de la gota (Ley de Stoke). Los modelos matemáticos que describen el fenómeno principal de separación en esta sección se presentan a continuación:

$$v_{max} = K_s \sqrt{\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g}} \tag{13}$$

Ecuación de Souders-Brown

$$V_t = \frac{g D_p^2 (\rho_l - \rho_g)}{18 \mu_g} \tag{14}$$

Ley de Stoke

En la sección de recolección de líquido se busca calcular el tiempo de retención que el líquido debe permanecer en el equipo para lograr una buena separación (crudo y agua). La ecuación que describe el fenómeno principal de separación en esta sección desde un punto de vista conceptual es la siguiente:

$$t_r = \frac{V_L}{q_L} \tag{15}$$

$t_r$: Tiempo de retención; $V_L$: Volumen de líquido; $q_L$: Caudal de líquido

El extractor de niebla remueve las pequeñas gotas de líquido que permanecen en la salida de la sección de separación del gas por gravedad y actúa como un paso final de limpieza del gas en los separadores convencionales. La ecuación mayormente usada para describir esta sección es la siguiente:

$$v_{max} = K_s \sqrt{\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g}} \tag{16}$$

Ecuación de Souders-Brown

Luego de seleccionar la metodología de diseño adecuada para cada equipo de separación, se ingresan los datos específicos que cada diseño requiere. Al momento de ingresar ciertas propiedades y condiciones de los fluidos a tratar, el software automáticamente llena los espacios de las propiedades que tienen alguna relación con las ingresadas, como ayuda para los usuarios. Sin embargo, si algún dato ingresado se encuentra fuera de rango el software despliega una ventana de tipo informativo donde se le indica la opción correcta a ingresar.

La primera ventana de salida de resultados de Oiltreat tiene como propósito mostrar las principales propiedades del crudo y del gas. Propiedades como el factor de compresibilidad del gas a condiciones del separador, la viscosidad y densidad del gas, la cantidad de gas en solución dentro del crudo (Rs), el factor volumétrico de formación del crudo (FVF), la viscosidad y densidad del crudo; y el caudal corregido del crudo a condiciones de superficie, son las distintas propiedades que se presentan en las primeras ventanas en el diseño de los distintos equipos que integran el módulo de sistemas de separación de crudo.

Para el cálculo del factor de compresibilidad del gas a condiciones del separador, el software emplea distintas correlaciones empleadas en la literatura especializada oil & gas. (Kareem, Iwalewa, & Al-Marhoun, 2016) presentan un compendio de las características y rangos de aplicación de las principales correlaciones propuestas en la literatura reciente para el cálculo del factor de compresibilidad del gas. En su resumen presentan correlaciones tanto explícitas como implícitas, siendo las correlaciones explícitas las escogidas para su uso en el software. Las correlaciones explícitas no requieren de un procedimiento iterativo, por lo que no presentan el problema de convergencia como sus opuestas, las correlaciones implícitas.

Una de las mejores correlaciones explícitas para el cálculo de esta propiedad fue dada por (Beggs & Brill, n.d.). Esta correlación es bastante precisa para ciertos rangos, sin embargo, no es aplicable cuando la temperatura pseudoreducida, $T_{pr} < 0.92$. (Heidaryan, Salarabadi, & Moghadasi, 2010) desarrollaron una nueva correlación explícita utilizando el análisis de regresión del valor experimental del factor de compresibilidad para presiones pseudoreducidas de $P_{pr} \leq 3$ y $P_{pr} > 3$. Azizi *et al.* presentaron una correlación explícita con 20 constantes para un rango de temperatura reducida de $1.1 \leq T_{pr} \leq 2$ y un rango de presión reducida de $0.2 \leq P_{pr} \leq 11$. La correlación usó 3038 puntos de datos dentro de los rangos dados. Por último (Sanjari & Lay, 2012)

usaron 5844 puntos de datos, para desarrollar una correlación explícita para el factor z. Esta correlación, como con (Heidaryan et al., 2010), tiene diferentes constantes para los valores de $P_{pr} \leq 3$ y $P_{pr} > 3$, pero un total de 16 constantes como lo expresan (Kareem et al., 2016). Todas estas correlaciones para el cálculo del factor de compresibilidad del gas son usadas dentro del software Oiltreat, dejando por defecto la correlación de (Heidaryan et al., 2010), por tener el menor porcentaje de error de cálculo.

Desplegando la opción de ayuda ubicada en cada correlación, podemos visualizar las distintas correlaciones y el procedimiento completo para su cálculo (ver figura 23).

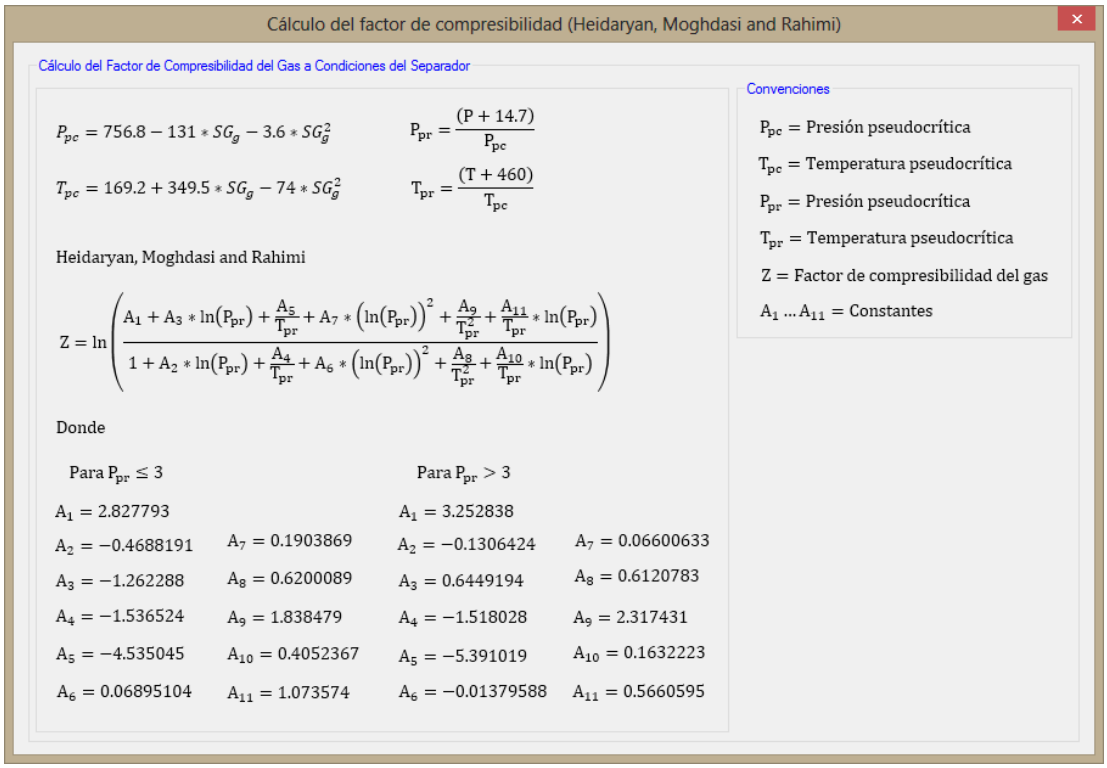



*Figura 23.* Correlación de (Heidaryan et al., 2010) para el cálculo del factor de compresibilidad.

Para el cálculo de la viscosidad del gas, el software utiliza la correlación desarrollada por (Lee, González, & Eakin, 1966), quienes utilizaron la viscosidad de cuatro gases naturales con

impurezas, en un rango de temperatura entre 100 F – 340 F y presiones entre 100 – 8000 psia. Asimismo, el software utiliza la ley de los gases reales para calcular la densidad del gas a tratar en los equipos de separación.

Por su parte, en el cálculo de las propiedades del crudo, el software implementa la correlación de (Vasquez & Beggs, 1980) para estimar la cantidad de gas en solución dentro del crudo (Rs). Esta propiedad del crudo está en función de la composición del gas y del crudo a tratar, la temperatura y la presión de estos. La correlación que se utiliza para el cálculo del factor volumétrico de formación del crudo (FVF), es la expuesta por (Standing, 1947). Este es un término utilizado en la ingeniería de yacimientos, pero es usado para cálculos a nivel de superficie. Se define como el volumen de crudo a condiciones de temperatura y presión, incluyendo gas en solución, ocupado por un volumen de aceite a condiciones de superficie.

En relación con el cálculo de la viscosidad del crudo, el software utiliza la correlación de (Glasso, 1980) para el cálculo de la viscosidad de crudo muerto (crudo sin gas en solución) y la correlación de (Chew & Connally, 1959) para el cálculo de la viscosidad de crudo vivo (petróleo saturado con gas). Con frecuencia se requieren de ambas viscosidades, debido a que normalmente se utiliza la viscosidad de aceite muerto para hallar la viscosidad de aceite vivo. Estas correlaciones se basan en la gravedad API y la temperatura; y la cantidad de gas en solución respectivamente.

La densidad del crudo a condiciones de separador se calcula teniendo en cuenta el gas en solución en el crudo. Esta propiedad es principalmente una función de la temperatura en crudos muertos y una función de la cantidad de gas en solución (Rs) en crudos vivos. El caudal corregido del crudo a condiciones del separador se calcula multiplicando el caudal de crudo ingresado con el factor volumétrico de formación (FVF).

A lo largo de las ventanas subsecuentes, se presentan las ecuaciones y correlaciones paso a paso detallando cada uno de los procedimientos para el diseño básico de los equipos de separación. Entiéndase por diseño básico el cálculo del diámetro, la longitud efectiva, la longitud costura-costura, el diámetro de la boquilla de entrada y el diámetro de las boquillas de salida de los fluidos, y por último el peso y espesor del cascarón de cada equipo de separación que conforma este módulo.

En el caso del diseño por la metodología de la teoría de asentamiento de la gota, se presenta de manera automática el cálculo iterativo del coeficiente de arrastre en un formato tabular, este coeficiente es utilizado en el cálculo de la longitud efectiva del separador. Al mismo tiempo, dependiendo de la implementación o no de dispositivos de entrada y de extractores de niebla se presentan las ecuaciones para calcular la longitud costura-costura de los equipos de separación. Con el desarrollo de estas ecuaciones se calculan los posibles diámetros comerciales de los equipos y se presentan los resultados en formato tabular junto con los resultados de las longitudes efectivas y las longitudes costura-costura.

En la ventana para el cálculo del diámetro de la boquilla de entrada y las boquillas de salida de los equipos, se muestran las ecuaciones para determinar la densidad y el caudal de la mezcla que se ingresa en los equipos, la velocidad en la boquilla de entrada de la mezcla y las velocidades de salida de los fluidos en las boquillas de salida de los equipos (ver figura 24). Todas estas ecuaciones permiten al software obtener el diámetro interno de la boquilla de entrada de los fluidos a los equipos y el diámetro interno de las boquillas de salida de los fluidos.

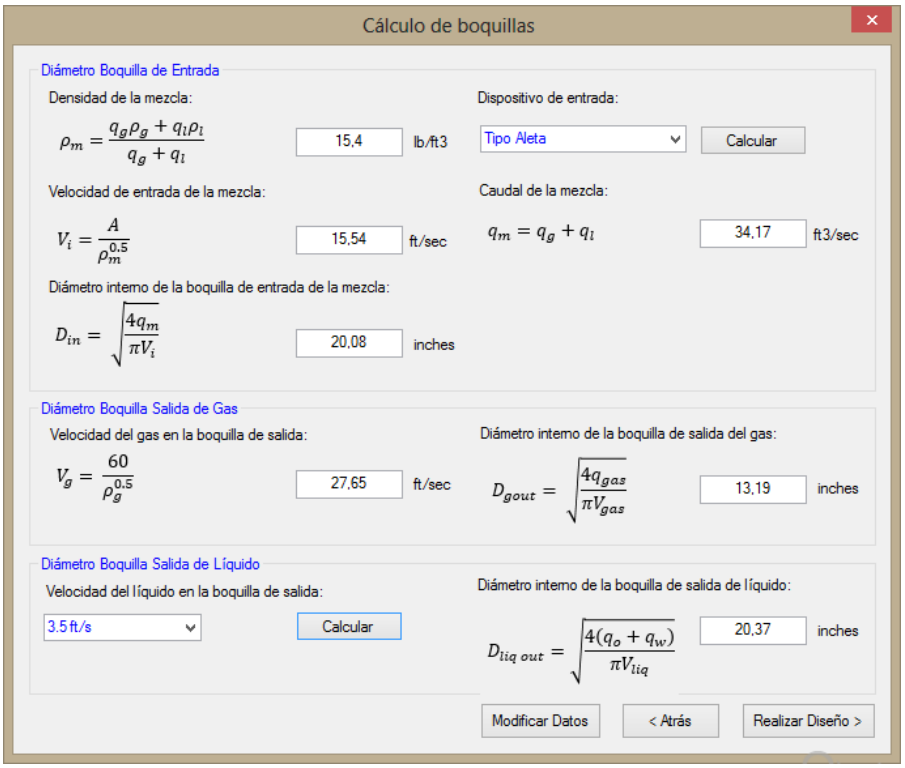



*Figura 24.* Cálculo de boquillas de un separador horizontal bifásico por el enfoque Ks.

Cada diseño básico en cada equipo de separación finaliza con la presentación en forma de gráfico de las principales variables calculadas (ver figura 25). Por medio de estos gráficos, el software muestra la ubicación y posición de las boquillas de entrada y salida en los diferentes equipos. Los gráficos muestran de manera visual el proceso y los mecanismos de separación que ocurren en las distintas partes dentro de los equipos. Por otra parte, en esta misma ventana, el usuario tiene la posibilidad de calcular el peso y espesor del cascaron del equipo que esté diseñando.

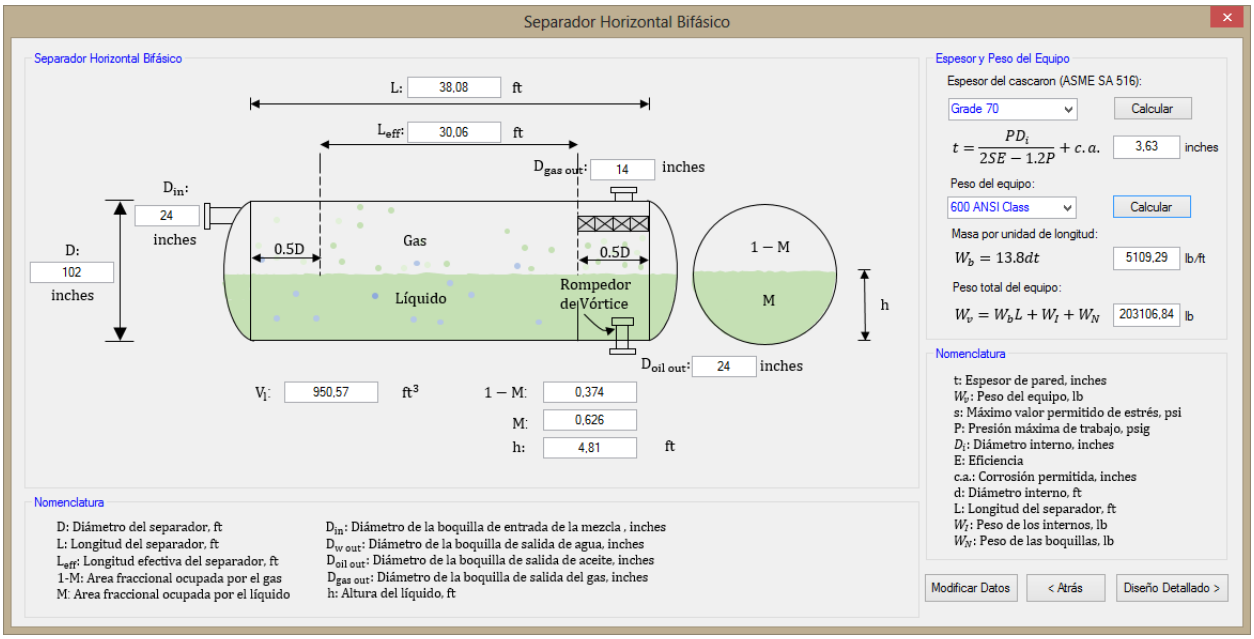



*Figura 25.* Diseño básico de un separador bifásico horizontal por el enfoque Ks.

Luego de finalizar el diseño básico de los equipos separadores el software permite al usuario diseñar de manera detallada estos equipos. El usuario solo debe seguir los pasos intuitivos del software hasta llegar a la visualización gráfica del diseño detallado. En este diseño detallado se presentan los niveles de líquido bajo tres condiciones: (1) nivel alto de líquido, (2) nivel normal de líquido y (3) nivel bajo de líquido. Igualmente se presenta (1) el área del bache, (2) el área del "hold-up" y (3) el área del nivel bajo de líquido junto con otras características propias de este diseño. La figura 26 presenta un ejemplo del diseño detallado de un separador horizontal bifásico.

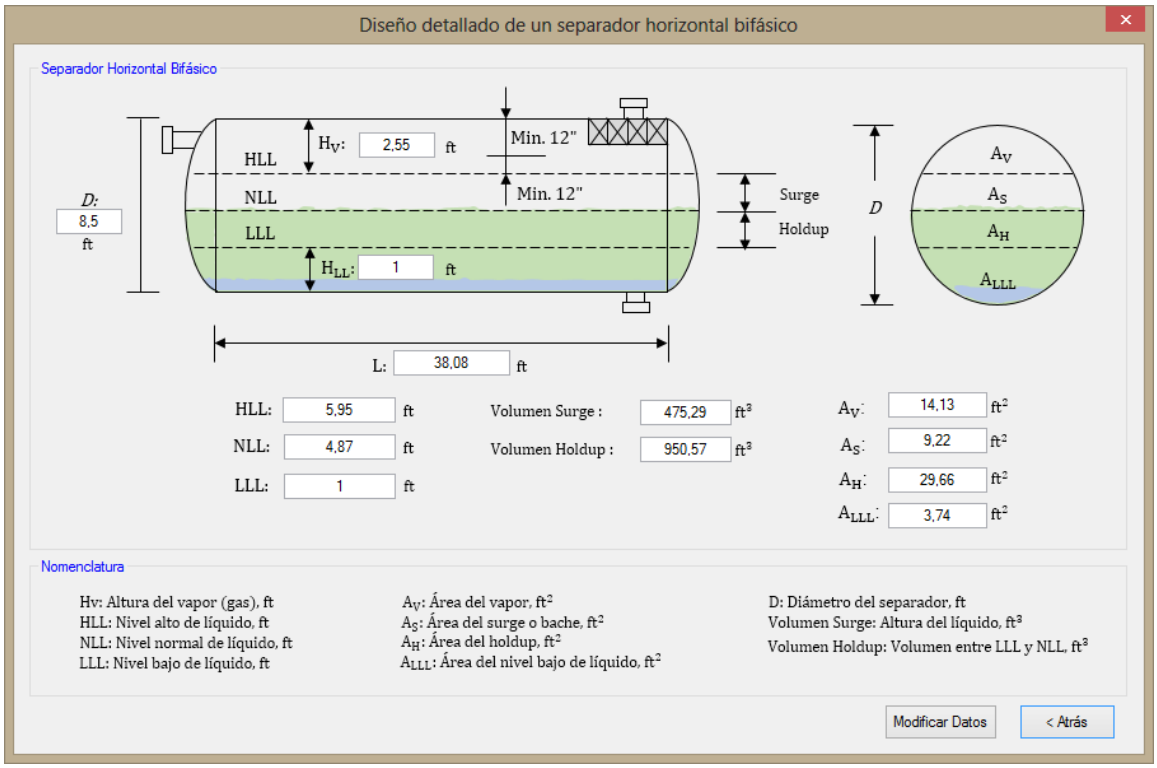



*Figura 26*. Diseño detallado de un separador bifásico horizontal.

En el caso del diseño por la metodología del enfoque Ks, se puede visualizar el mismo procedimiento que el anterior método respecto a la manera de ingresar los datos y el cálculo de las propiedades de los fluidos. Se utilizan las mismas ecuaciones y correlaciones del anterior método. De manera consecutiva, se presentan las ecuaciones para determinar la tasa de flujo y la velocidad máxima permitida para el flujo de gas dentro de los equipos. Estas ecuaciones son utilizadas por el software para hallar el diámetro del equipo de separación. En la misma ventana, se visualizan las ecuaciones para calcular la altura de los equipos, la altura y los volúmenes de los niveles de líquido, el tiempo de retención de los líquidos dentro de los equipos y la relación entre la altura del nivel de los líquidos y la altura total del equipo. De igual manera, se presentan las ecuaciones necesarias para calcular el diámetro interno de la boquilla de entrada de los fluidos a los equipos

y el diámetro interno de las boquillas de salida de los fluidos en la respectiva ventana de cálculo de boquillas.

### 5.2 Módulo 2. Sistemas de deshidratación de crudos

En este módulo se presenta el diseño de equipos cuya función es la de remover el agua y sedimentos del crudo producido de los yacimientos. Esto es necesario para cumplir con especificaciones de venta. Dentro de los equipos que puede diseñar Oiltreat con este propósito se encuentran los gunbarrel, los tratadores térmicos y los tratadores electrostáticos.

Para determinar la capacidad de un gunbarrel el software implementa el diseño de un gunbarrel/wash tank bajo la ley de Stoke (flujo laminar). Se calcula el tamaño de gota mínimo que podría ser separado por este diseño y se configura la altura del flujo de agua de la tubería externa para alcanzar el nivel de interfaz agua-aceite deseado. El modelo matemático que describe el fenómeno principal en un gunbarrel se presenta a continuación:

$$V_T = \frac{g D_P^2 (\rho_L - \rho_L)}{18\mu} \tag{17}$$

La condición de operación que requiere de entrada el gunbarrel es el valor de la temperatura de tratamiento, es importante conocer esta condición para un buen diseño final. En la tabla 6 se presentan las recomendaciones que el software sugiere al usuario:

Tabla 6.
*Selección de la temperatura de tratamiento inicial para un gunbarrel tank.*

| Característica de la emulsión | Temperatura tratamiento promedio |
|---|---|
| Emulsión Suave | 80 – 100 F |
| Emulsión Moderada | 100 – 120 F |
| Emulsión Apretada | >120 F |

*Nota:* Adaptado de “Crude Oil Treating Systems Design Manual”. Sivalls, Inc. (1979) p. 4.

La ventana de entrada de datos comparte la misma filosofía del anterior módulo. Dentro de los datos específicos que solicita el software encontramos los tiempos de retención para el crudo y el agua, junto con el diámetro y la altura posible del gunbarrel. Para ayudar al usuario a introducir estos datos de manera correcta se han implementado tablas y tiempos de retención típicos encontrados en la literatura. A continuación, en la tabla 7 se presentan los tiempos típicos de retención de líquido para distintos equipos de deshidratación de crudos utilizados en el software.

Tabla 7.
*Tiempo de retención de líquido típico de deshidratación de crudos.*

| Tipo de tratador | Tiempo de retención de la fase líquida |
|---|---|
| Gunbarrel/Wash Tanks | 8 - 24 hr |
| Tratador Térmico Vertical | 0.5 – 4 hr |
| Tratador Térmico Horizontal | 0.5 – 4 hr |
| Tratador Electrostático | 5 min – 0.75 hr |

*Nota:* Adaptado de "Separation Equipment – Selection and Sizing". ©2014 PetroSkills, LLC. All rights reserved.

Con respecto al cálculo del diámetro y la altura del gunbarrel el software implementa la tabla API SPEC 12B para tanques.

Siguiendo el enfoque de mostrar los resultados paso a paso la primera ventana de resultados en el diseño de un gunbarrel muestra las propiedades de los fluidos con sus respectivas correlaciones y ecuaciones utilizadas para su cálculo. En ventanas posteriores se presenta el cálculo del volumen ocupado por los fluidos tratados, se establecen las dimensiones (alturas) ocupadas por cada fluido, se presenta el cálculo de las velocidades y el diámetro de las gotas en las distintas fases (agua en aceite y aceite en agua) y la altura de la tubería de agua externa. Por último, se presenta de manera gráfica todos los resultados obtenidos en las anteriores ventanas. La figura 27 presenta un ejemplo del resultado final en el diseño de un gunbarrel.

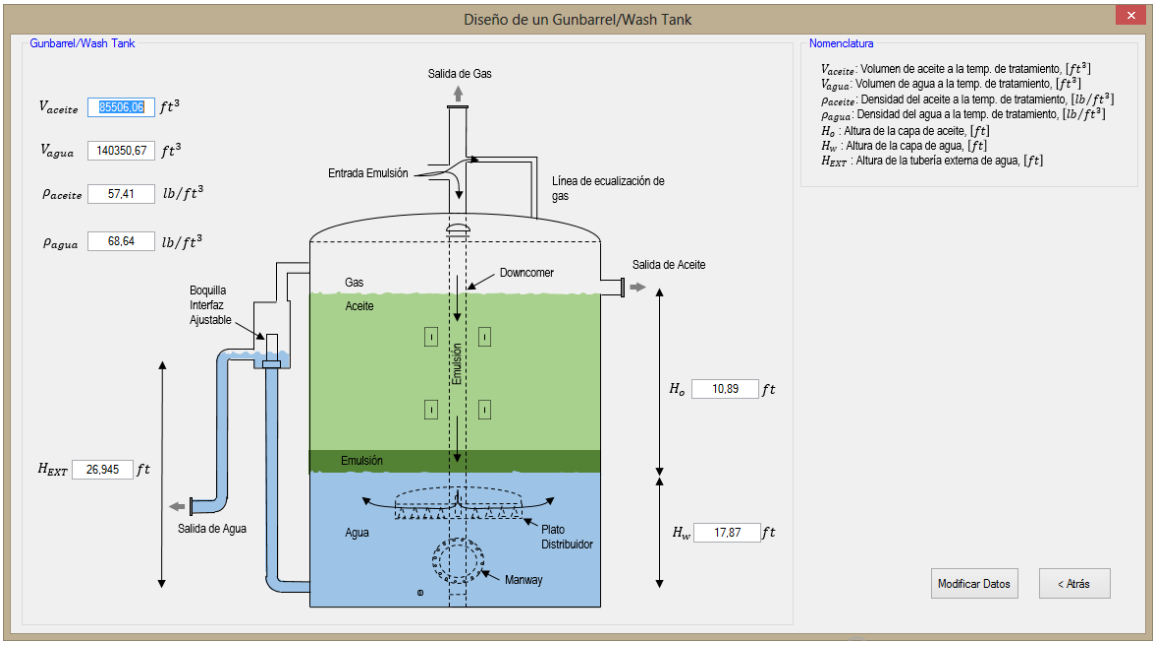



*Figura 27.* Ejemplo del diseño de un gunbarrel.

El siguiente equipo diseñado en este módulo es el tratador térmico. Este tratador es utilizado cuando las condiciones del crudo requieran de una adición de calor para romper la emulsión. Consiste en tres principales secciones: (1) Sección de calentamiento y lavado de agua, (2) Cámara de carga de crudo y (3) Sección de coalescencia (ver figura 18).

En la sección de calentamiento el software calcula la temperatura de tratamiento esperada de acuerdo con las condiciones ingresadas o permite la opción de ingresar el valor manualmente. Se puede visualizar por medio de una gráfica en la opción de ayuda el procedimiento para el cálculo de esta temperatura. De igual manera se visualizan de manera secuencial las correlaciones utilizadas para calcular las propiedades del crudo y del agua.

En la segunda ventana de salida de resultados se presenta el calor requerido y el consumo de gas de la sección de calentamiento (tubos de fuego), obtenidos de la sumatoria de los tres fluidos

en el proceso (gas, crudo y agua). Se presenta el diámetro del tratador, la longitud efectiva de la sección de coalescencia y el área de los tubos de fuego.

Para el diseño de la longitud efectiva de la sección de coalescencia se utilizan las ecuaciones para asentamiento y tiempo de retención descritas a continuación:

$$dL_{eff} = 438\frac{FQ_o\mu_o}{(\Delta SG)d_m^2} \tag{18}$$

$$d^2L_{eff} = \frac{Q_o(t_r)_o}{1.05} \tag{19}$$

Dentro de este módulo de igual manera encontramos el diseño de tratadores electrostáticos. Este tipo de tratadores tienen como propósito añadir electricidad (alto voltaje) para reducir la cantidad de calor que se añade a los sistemas de deshidratación. Esto con el fin de mejorar la separación de fases. Existen dos tipos principales de tratadores electrostáticos: (1) Tratador electrostático de corriente alterna AC y Tratador electrostático de corriente alterna/directa AC/DC, también llamado Dual Polarity. El software Oiltreat diseña el tratador electrostático del tipo de corriente alterna/directa AC/DC.

Según (Sellman, Mandewalkar, Sams, Process, & Systems, 2013) en el proceso dual polarity, la emulsión de crudo se somete primero a un campo AC más débil para remover la mayor cantidad de agua, seguido de un campo DC más fuerte donde se eliminan las gotas de agua remanente. Como el campo de DC existe solo entre las placas de electrodo, se elimina la posibilidad de electro-corrosión. En el campo de DC, las gotas de agua adquieren una carga y se aceleran hacia la placa del electrodo de polaridad opuesta. Al acercarse al electrodo de polaridad opuesta, la gota adquiere la carga de esa polaridad y luego se acelera al electrodo opuesto. A medida que las gotas se mueven

en el campo DC (principalmente debido a la fuerza electroforética[2]), se deforman (debido a la fuerza de atracción dipolar) y colisionan, se vuelven más grandes y eventualmente se separan del campo DC. En la figura 28 podemos visualizar la configuración típica en un tratador dual polarity.

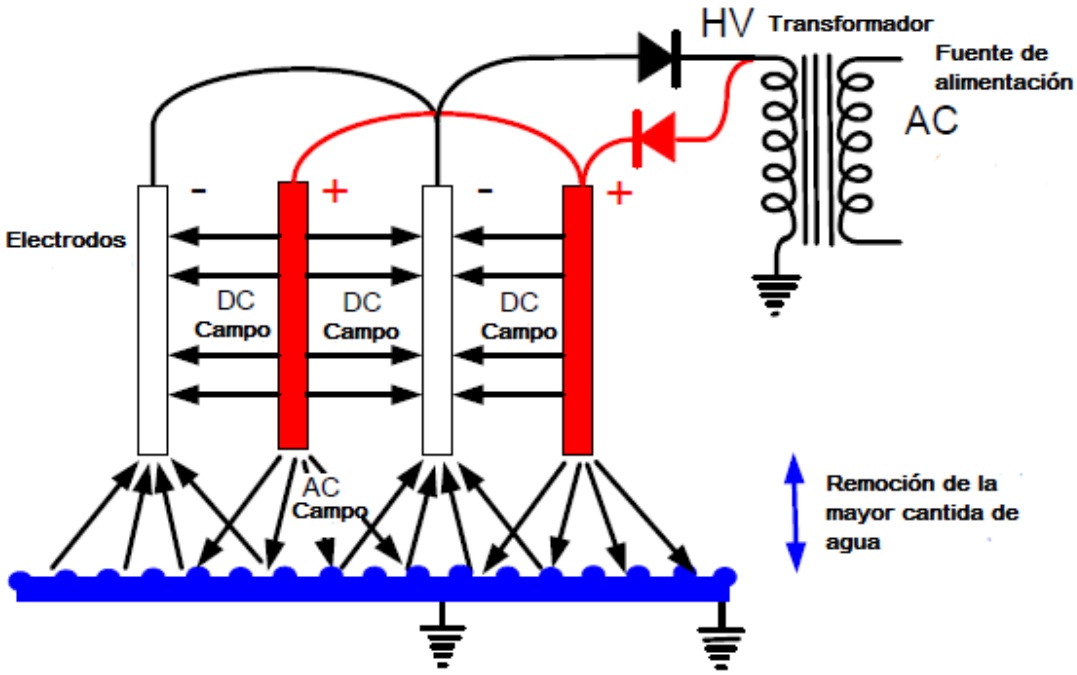



*Figura 28. Nota:* Configuración típica de la sección de coalescencia en un tratador dual polarity. Adaptado de (Sellman et al., 2013).

El software Oiltreat diseña tratadores electrostático dual polarity en dos secciones principales: (1) Sección de entrada de calor o calentamiento y (2) Sección de coalescencia electrostática. La sección de entrada de calor se diseña de acuerdo con la temperatura de tratamiento que calcula el software o la ingresada manualmente por el usuario. El software como ayuda permite visualizar la gráfica y las ecuaciones empleadas en el cálculo de la temperatura de tratamiento (ver figura 29).

[2] Fuerza que separa las moléculas según la movilidad de éstas en un campo eléctrico.

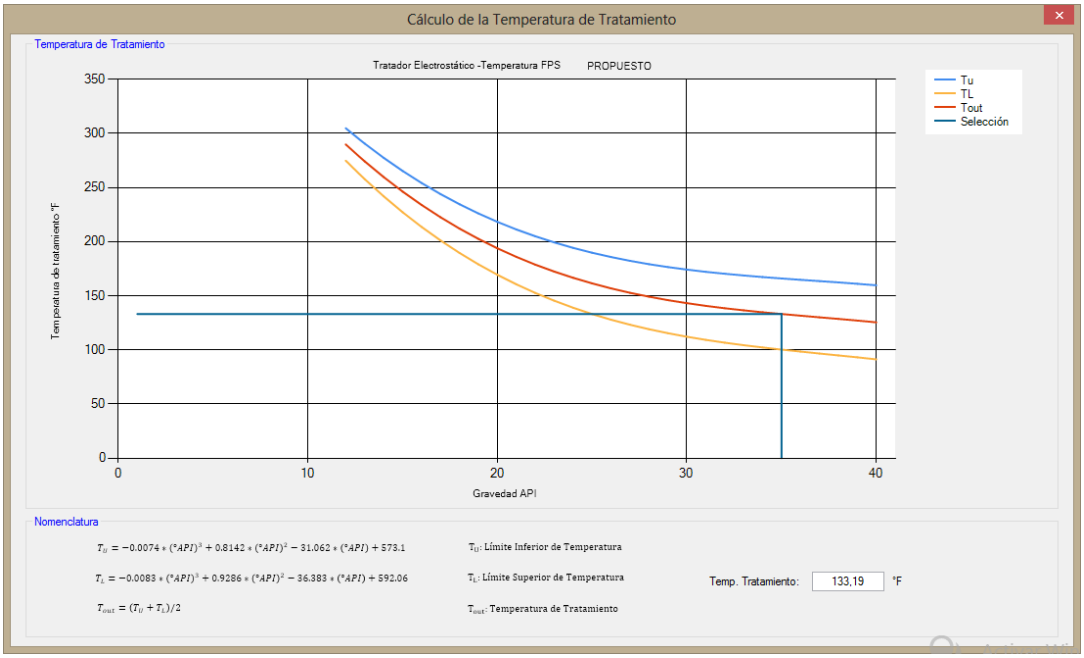



*Figura 29.* Cálculo de la temperatura de tratamiento en un tratador electrostático.

Luego del cálculo de las capacidades caloríficas de los fluidos, el software permite determinar cuánto calor requieren los tubos de fuego a través del cálculo de los flujos másicos de los fluidos y los duties. Todos estos procedimientos son colocados paso a paso en la ventana de salida de datos del software. La ecuación que permite el cálculo del "heat duty" es la siguiente:

$$Q = \sum \dot{m}\, C_p \Delta T \tag{20}$$

Con el ingreso del número y diámetro de los tubos de fuego, el software puede calcular el área superficial requerida para los tubos de fuego y el consumo de gas combustible. Todas las ecuaciones para este procedimiento se presentan en su respectiva ventana de datos de salida.

En la sección de coalescencia electrostática el software de manera gráfica permite visualizar al usuario el procedimiento para hallar el "flux" de tratamiento (ver figura 30). En esta sección se determina la longitud y diámetro del tratador, el área transversal y la longitud de la sección de

coalescencia, el tiempo de retención del crudo (ver ecuación 15) y el diámetro de la gota de agua (usando la ley de Stoke). El diseño finaliza con un gráfico del tratador electrostático con todas las variables calculadas.

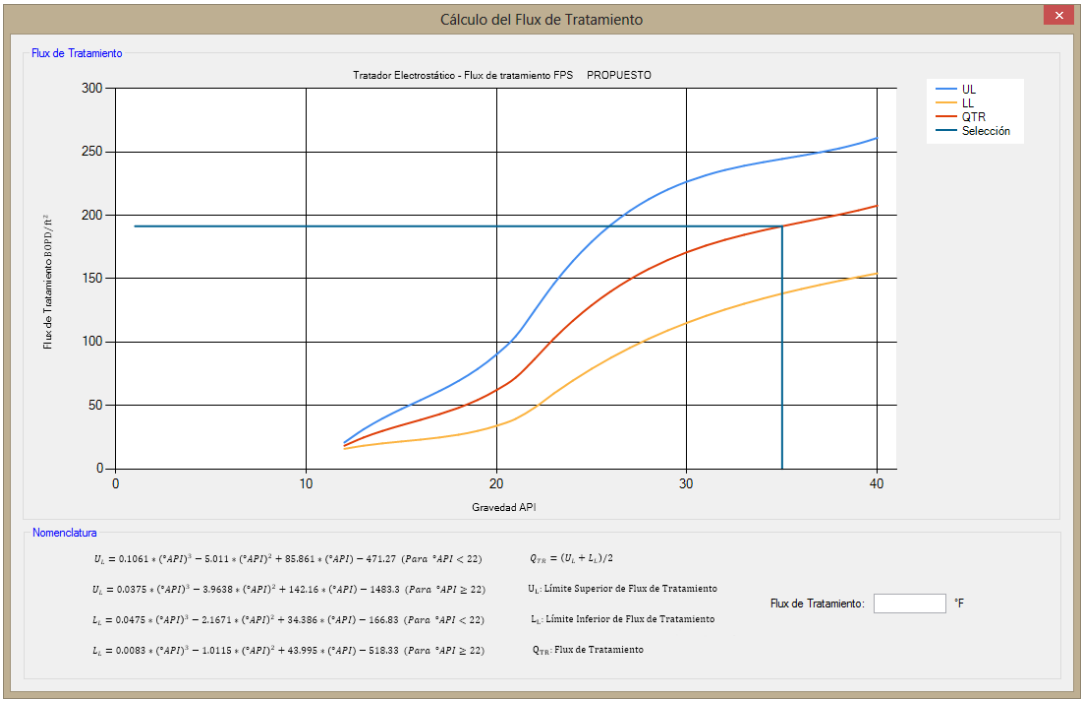



*Figura 30.* Cálculo del "flux" de tratamiento en un tratador electrostático.

### 5.3 Módulo 3. Sistemas de desalación de crudos

Los sistemas de desalado de crudos tienen como propósito remover las sales y sólidos del crudo, lavando el crudo con relativa agua fresca y una subsecuente deshidratación. El software permite la posibilidad de diseñar dos sistemas de desalación de crudo: (1) Desalación en una etapa y (2) Desalación en dos etapas. Los procedimientos consisten en desarrollar un balance de masa. En ambos sistemas permite el cálculo del volumen de agua de dilución requerido por barril de crudo y el contenido de sal en el crudo a la salida del desalador. El usuario escoge el procedimiento a ejecutar en una ventana de selección.

Para ambos sistemas de desalación la ventana de datos se divide en dos partes: (1) Datos a la entrada del separador y (2) Datos a la salida del separador. Los datos a la entrada del separador son el caudal de aceite, el corte de agua y el contenido de sal para el agua de producción y el contenido de sal para el agua de dilución. Los datos a la salida del separador son el contenido de sal deseado en el crudo, el contenido de agua y sedimentos a la salida del desalador y la eficiencia de mezclado del agua de producción con el agua de dilución.

Para el cálculo del volumen de agua de dilución requerido por barril de crudo, los datos de salida de resultados se presentan como en los demás módulos y se toma como base de cálculo 1000 barriles de crudo para desarrollar el procedimiento. Se presentan las ecuaciones para hallar el contenido de sal (NaCl) por barril de agua en la corriente de entrada, la cantidad de agua producida en la corriente de entrada, el contenido de sal (NaCl) por barril de agua en el agua de dilución, la cantidad de agua a la salida del desalador, los barriles de agua de dilución por cada 1000 barriles de crudo neto, los barriles de agua total de dilución, los barriles de agua a desalar, los barriles de agua para eliminación y las libras de sal por barril de agua a desalar. Para un mejor entendimiento se presenta en forma gráfica todos los cálculos anteriormente mencionados. La figura 31 presenta el esquema para un sistema de desalado en una etapa.

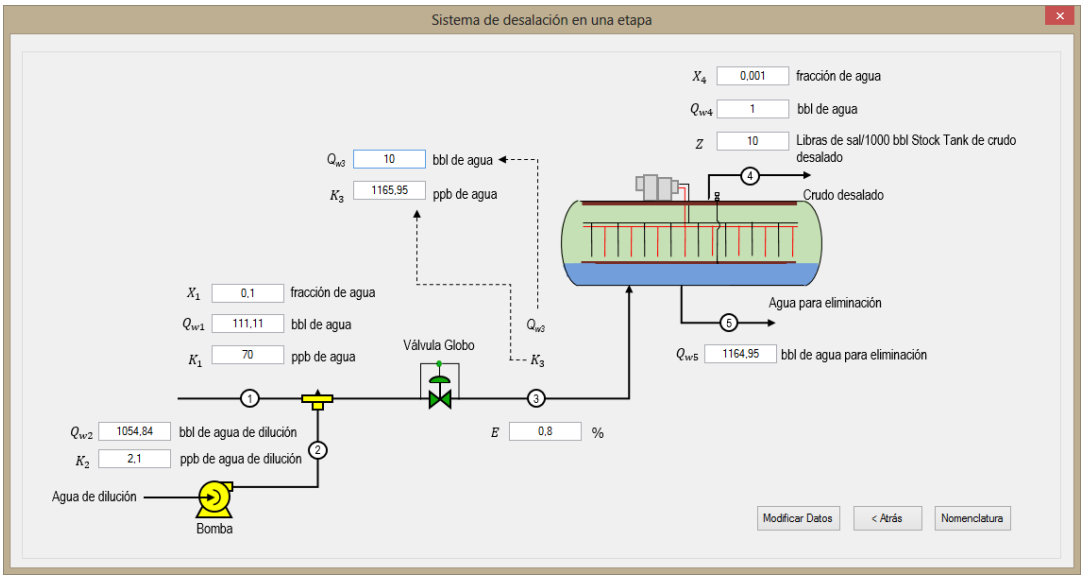



*Figura 31*. Ejemplo de un sistema de desalación en dos etapas.

En el cálculo del procedimiento del contenido de sal en el crudo a la salida del desalador se deben ingresar los mismos datos a la entrada y salida del desalador como en el cálculo del agua de dilución. La ventada de salida de resultados muestra las ecuaciones del contenido de sal (NaCl) por barril de agua en la corriente de entrada, la cantidad de agua producida en la corriente de entrada, el contenido de sal (total) en el crudo sin aplicar desalación (agua de dilución), la cantidad de agua a la salida del desalador y el contenido de sal (total) en el crudo sin aplicar desalación (agua de dilución).

Para el sistema de desalación en dos etapas los procedimientos son similares y las ecuaciones empleadas son presentadas paso a paso en las ventanas de salida de resultados. Para un mejor entendimiento se presenta el esquema de desalación en dos etapas en forma de gráfico. La figura 32 presenta el esquema para un sistema de desalado en dos etapas.

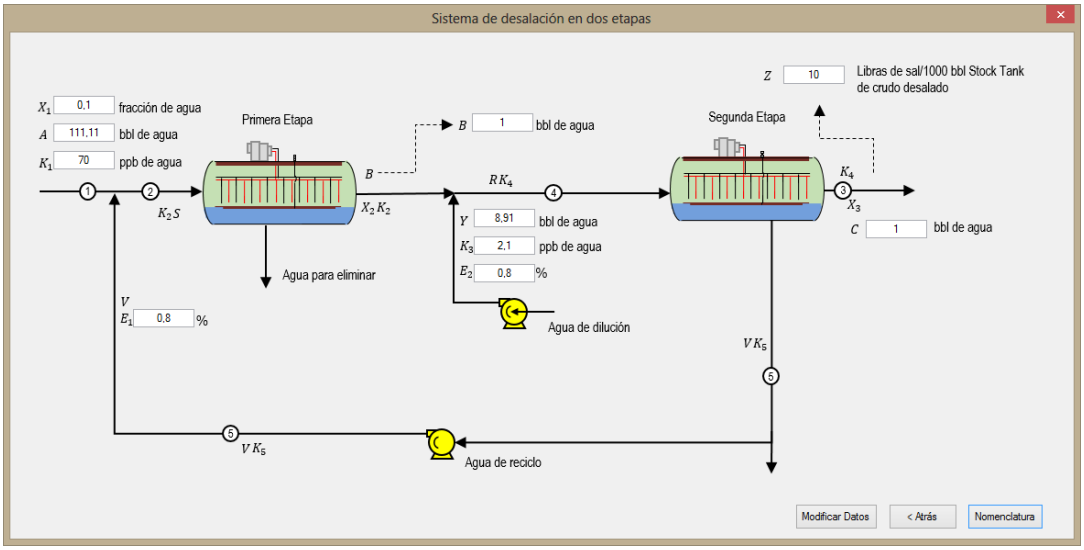



*Figura 32.* Ejemplo de un sistema de desalación en dos etapas.

## 6. Interfaz del software

El software Oiltreat presenta una interfaz similar a la de programas comerciales utilizados en la ingeniería de procesos. El usuario tiene la posibilidad de elegir entre tres opciones para seleccionar su equipo: (1) por la barra principal desplegando las opciones, (2) por los botones ubicados en la cinta y (3) por medio de carpetas. Cualquiera de estas opciones iniciará las ventanas de ingreso de datos (ver figura 33).

El diseño de cada equipo se muestra en diferentes ventanas con resultados parciales para que los estudiantes puedan comparar paso a paso los ejercicios que ellos hacen a mano. Como complemento el software tiene como apoyo plantillas en hojas de cálculo automatizadas y formularios en PDF con todos los procedimientos, ecuaciones, modelos matemáticos y correlaciones de manera detallada.

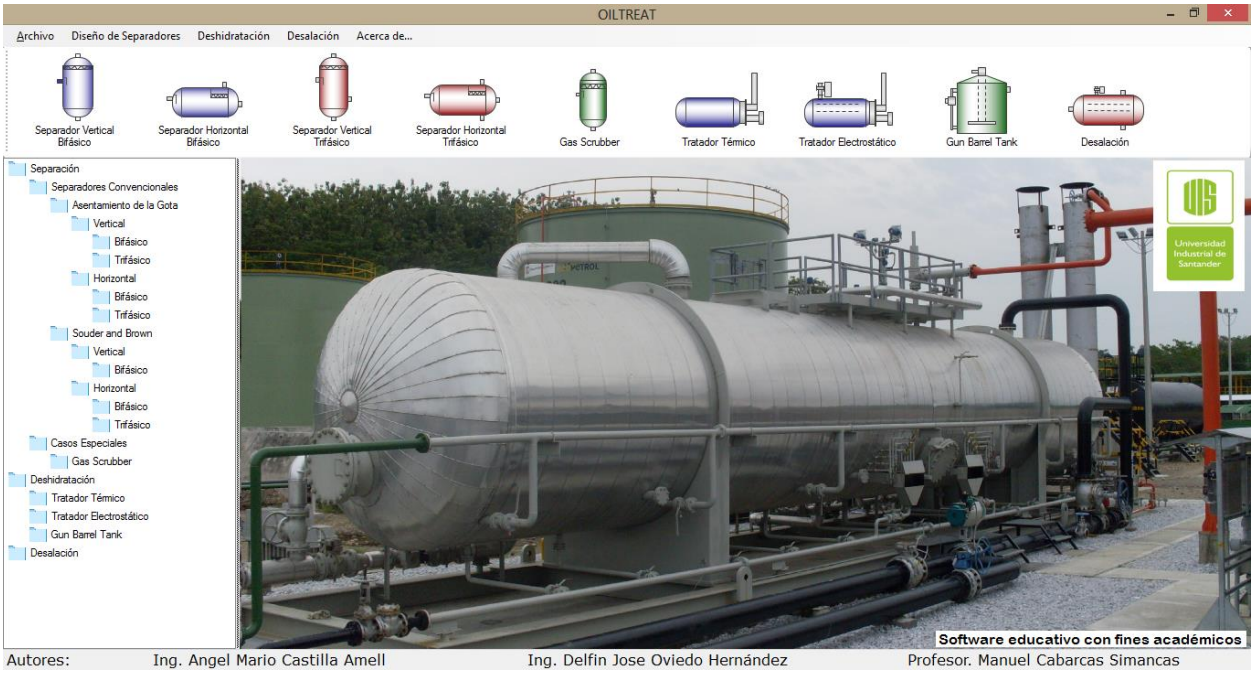



*Figura 33.* Ventana principal del software Oiltreat.

El diseño modular de la interfaz permite que las diferentes ventanas que corresponden a cada equipo muestren los resultados numéricos y sus respectivas ecuaciones, correlaciones y gráficos que describen los diferentes fenómenos de separación y tratamiento de crudo. De esta forma desaparece la noción de caja negra asociada a la mayoría de los programas.

Las ventanas tienen la opción de desplegar videos, gráficos 2D y 3D que describen de una manera didáctica fenómenos físicos-químicos que se presentan al interior de cada uno de los equipos de separación y tratamiento de crudo. La figura 34 presenta un ejemplo de los gráficos 3D implementados en el software.

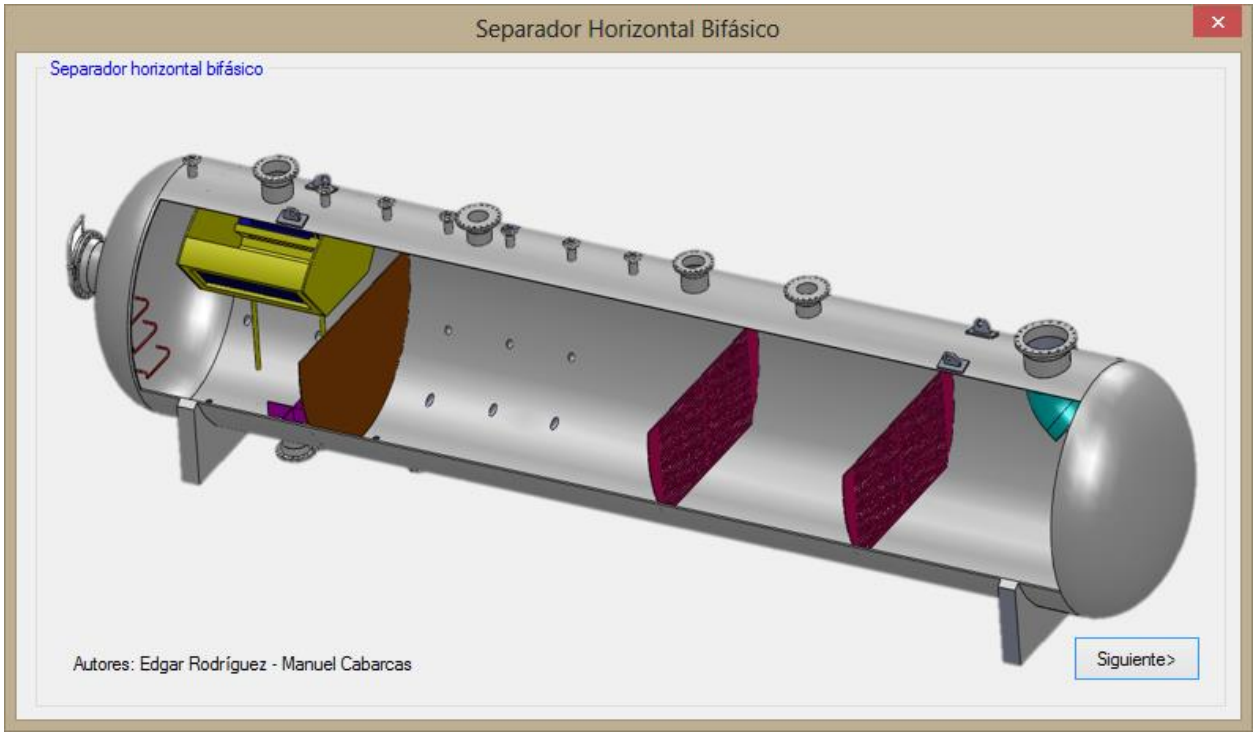


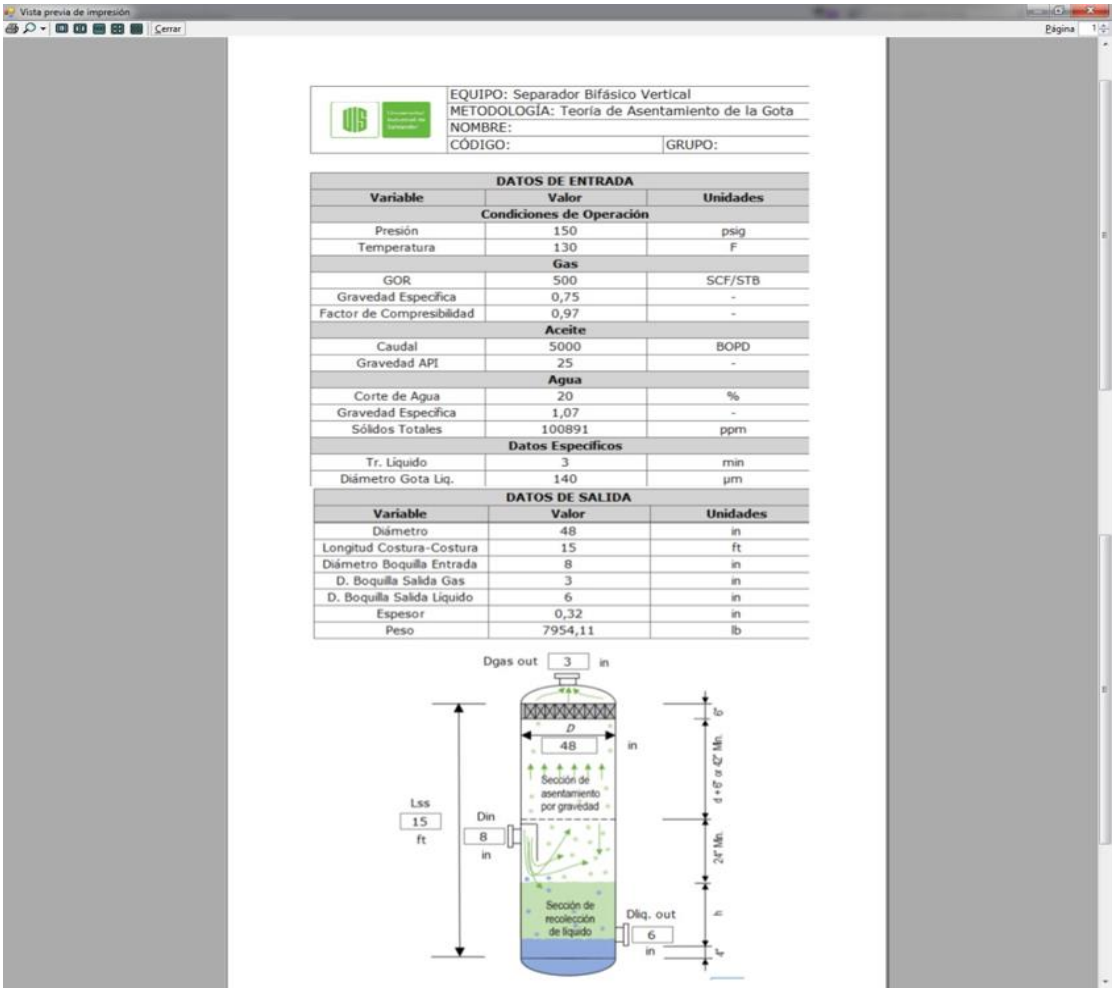

*Figura 34.* Imagen tridimensional de un separador bifásico horizontal.

Las ventanas de resultados proporcionan los rangos de aplicación de cada una de las variables y parámetros de diseño con su respectiva referencia bibliográfica. Para mayor confiabilidad del usuario, el software proporciona las tablas de validación de resultados tomando como referencia ejercicios de la literatura o software comercial. Se muestra el porcentaje de error cada tabla.

Al final del proceso de diseño, el usuario puede generar un archivo PDF con el "Datasheet" del equipo de proceso, el cual incluye los datos de entrada, cálculos, resultados gráficos y el diagrama de los equipos y sus respectivas dimensiones. Es importante destacar cómo cada uno de estos recursos didácticos y estrategias pedagógicas contribuyen al aprendizaje y a la formación de competencias en los usuarios del software (ver figura 35).

La interfaz del software Oiltreat permite de una manera práctica y amena agilizar la adquisición de competencias de diseño en los usuarios, de tal forma que se genere un ahorro en tiempo al

momento de adquirir destrezas para el mundo laboral y puedan dedicar más tiempo a la formación de competencias nuevas que se requieren en los nuevos escenarios.



EQUIPO: Separador Bifásico Vertical
METODOLOGÍA: Teoría de Asentamiento de la Gota
NOMBRE:
CÓDIGO: GRUPO:

| DATOS DE ENTRADA | | |
|---|---|---|
| **Variable** | **Valor** | **Unidades** |
| **Condiciones de Operación** | | |
| Presión | 150 | psig |
| Temperatura | 130 | F |
| **Gas** | | |
| GOR | 500 | SCF/STB |
| Gravedad Especifica | 0,75 | - |
| Factor de Compresibilidad | 0,97 | - |
| **Aceite** | | |
| Caudal | 5000 | BOPD |
| Gravedad API | 25 | - |
| **Agua** | | |
| Corte de Agua | 20 | % |
| Gravedad Especifica | 1,07 | - |
| Sólidos Totales | 100891 | ppm |
| **Datos Específicos** | | |
| Tr. Liquido | 3 | min |
| Diámetro Gota Liq. | 140 | µm |

| DATOS DE SALIDA | | |
|---|---|---|
| **Variable** | **Valor** | **Unidades** |
| Diámetro | 48 | in |
| Longitud Costura-Costura | 15 | ft |
| Diámetro Boquilla Entrada | 8 | in |
| D. Boquilla Salida Gas | 3 | in |
| D. Boquilla Salida Liquido | 6 | in |
| Espesor | 0,32 | in |
| Peso | 7954,11 | lb |



*Figura 35.* Ejemplo de un datasheet en Oiltreat.

## 7. Validación del software

La validación del software se desarrolló por módulos, iniciando con el módulo de sistemas de separación de crudo, luego por el módulo de deshidratación y finalizando con el módulo de

sistemas de desalación. Se utilizó un software comercial reconocido llamado Aspen Hysys para validar el módulo de sistemas de separación de crudo y para el resto de los módulos se utilizaron ejercicios de literatura. Las siguientes tablas muestran los resultados de validación en los diferentes módulos del software.

Tabla 8.
*Módulo 1. Tabla de validación de un separador vertical bifásico.*

| Metodología | Caso | Propiedad | Unidad | OilTreat | Hysys | Error % |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Teoría de Asentamiento de la Gota | 1 | Diámetro | ft | 4 | 4 | 0.00 |
| | | Longitud Costura-Costura | ft | 15 | 14 | 7.14 |
| Souders and Brown | 1 | Diámetro | ft | 4 | 4 | 0.00 |
| | | Longitud Costura-Costura | ft | 10 | 14 | 28.57 |
| Teoría de Asentamiento de la Gota | 2 | Diámetro | ft | 6.5 | 7.5 | 13.33 |
| | | Longitud Costura-Costura | ft | 22.5 | 24.37 | 7.67 |
| Souders and Brown | 2 | Diámetro | ft | 6 | 7.5 | 20.00 |
| | | Longitud Costura-Costura | ft | 16 | 24.37 | 34.35 |

Tabla 9.
*Módulo 1. Tabla de validación de un separador vertical trifásico.*

| Metodología | Caso | Propiedad | Unidad | OilTreat | Hysys | Error % |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Teoría de Asentamiento de la Gota | 1 | Diámetro | ft | 6.5 | 6 | 8.33 |
| | | Longitud Costura-Costura | ft | 20 | 17.64 | 13.38 |
| Teoría de Asentamiento de la Gota | 2 | Diámetro | ft | 11.5 | 11.5 | 0.00 |
| | | Longitud Costura-Costura | ft | 33.94 | 33.25 | 2.08 |

Tabla 10.
*Módulo 1. Tabla de validación de un separador horizontal bifásico.*

| Metodología | Caso | Propiedad | Unidad | OilTreat | Hysys | Error % |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Teoría de Asentamiento de la Gota | 1 | Diámetro | ft | 3 | 3 | 0.00 |
| | | Longitud Costura-Costura | ft | 12.5 | 15.6 | 19.87 |
| Souders and Brown | 1 | Diámetro | ft | 2.5 | 3 | 16.67 |
| | | Longitud Costura-Costura | ft | 10.26 | 15.6 | 34.23 |
| Teoría de Asentamiento de la Gota | 2 | Diámetro | ft | 10.5 | 11.5 | 8.70 |
| | | Longitud Costura-Costura | ft | 37.5 | 49.45 | 24.17 |
| Souders and Brown | 2 | Diámetro | ft | 9 | 11.5 | 21.74 |
| | | Longitud Costura-Costura | ft | 33.49 | 49.45 | 32.28 |

Tabla 11.
*Módulo 1. Tabla de validación de un separador horizontal trifásico.*

| Metodología | Caso | Propiedad | Unidad | OilTreat | Hysys | Error % |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Teoría de Asentamiento de la Gota | 1 | Diámetro | ft | 6 | 5.5 | 9.09 |
| | | Longitud Costura-Costura | ft | 23.67 | 24.42 | 3.07 |
| Souders and Brown | 1 | Diámetro | ft | 6 | 5.5 | 9.09 |
| | | Longitud Costura-Costura | ft | 20.02 | 24.42 | 18.02 |
| Teoría de Asentamiento de la Gota | 2 | Diámetro | ft | 15.5 | 13.5 | 14.81 |
| | | Longitud Costura-Costura | ft | 56.04 | 54 | 3.78 |
| Souders and Brown | 2 | Diámetro | ft | 14.35 | 13.5 | 6.30 |
| | | Longitud Costura-Costura | ft | 50.22 | 54 | 7.00 |

Tabla 12.
*Módulo 1. Tabla de validación de las propiedades de los fluidos en los separadores.*

| Metodología | Caso | Propiedad | Unidad | OilTreat | Hysys | Error % |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Teoría de Asentamiento de la Gota** | 1 | Factor de Compresibilidad del Gas | - | 0.97 | 0.96 | 1.04 |
| | | Viscosidad del Gas | cp | 0.011 | 0.012 | 8.33 |
| | | Densidad del Gas | lb/ft3 | 0.67 | 0.6219 | 7.73 |
| | | Densidad de Aceite Corregida | lb/ft3 | 55.52 | 53.69 | 3.41 |
| **Souders and Brown** | 1 | Factor de Compresibilidad del Gas | - | 0.97 | 0.96 | 1.04 |
| | | Viscosidad del Gas | cp | NO APLICA | NO APLICA | NO APLICA |
| | | Densidad del Gas | lb/ft3 | 0.7 | 0.6219 | 12.56 |
| | | Densidad de Aceite Corregida | lb/ft3 | 55.49 | 53.69 | 3.35 |
| **Teoría de Asentamiento de la Gota** | 2 | Factor de Compresibilidad del Gas | - | 0.76 | 0.77 | 1.30 |
| | | Viscosidad del Gas | cp | 0.013 | 0.014 | 7.14 |
| | | Densidad del Gas | lb/ft3 | 5.64 | 5.76 | 2.08 |
| | | Densidad de Aceite Corregida | lb/ft3 | 55.07 | 56.89 | 3.20 |
| **Souders and Brown** | 2 | Factor de Compresibilidad del Gas | - | 0.76 | 0.77 | 1.30 |
| | | Viscosidad del Gas | cp | NO APLICA | NO APLICA | NO APLICA |
| | | Densidad del Gas | lb/ft3 | 5.6 | 5.76 | 2.78 |
| | | Densidad de Aceite Corregida | lb/ft3 | 54.9 | 56.89 | 3.50 |

Tabla 13.
*Módulo 1. Tabla de validación de boquillas, espesor y peso de los equipos separadores.*

| Metodología | Caso | Propiedad | Unidad | OilTreat | Literatura | Error % |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Teoría de Asentamiento de la Gota | 1 | Boquilla de Entrada de la Mezcla | in | 24 | 24 | 0.00 |
| | | Boquilla Salida de Gas | in | 16 | 16 | 0.00 |
| | | Boquilla Salida de Líquido | in | 20 | 20 | 0.00 |
| | | Espesor del Cascarón | in | 3.22 | 3.425 | 5.99 |
| | | Peso | lb | 199316 | 183897 | 8.38 |
| Souders and Brown | 1 | Boquilla de Entrada de la Mezcla | in | 24 | 24 | 0.00 |
| | | Boquilla Salida de Gas | in | 16 | 16 | 0.00 |
| | | Boquilla Salida de Líquido | in | 20 | 20 | 0.00 |
| | | Espesor del Cascarón | in | 3.42 | 3.425 | 0.15 |
| | | Peso | lb | 188308 | 183897 | 2.40 |
| Teoría de Asentamiento de la Gota | 2 | Boquilla de Entrada de la Mezcla | in | 24 | 24 | 0.00 |
| | | Boquilla Salida de Gas | in | 12 | 12 | 0.00 |
| | | Boquilla Salida de Aceite | in | 16 | 16 | 0.00 |
| | | Boquilla Salida de Agua | in | 12 | 12 | 0.00 |
| | | Espesor del Cascarón | in | 1.05 | 0.975 | 7.69 |
| | | Peso | lb | 108348 | 112698 | 3.86 |
| Souders and Brown | 2 | Boquilla de Entrada de la Mezcla | in | 24 | 24 | 0.00 |
| | | Boquilla Salida de Gas | in | 12 | 12 | 0.00 |
| | | Boquilla Salida de Aceite | in | 16 | 16 | 0.00 |
| | | Boquilla Salida de Agua | in | 12 | 12 | 0.00 |
| | | Espesor del Cascarón | in | 0.9 | 0.975 | 7.69 |
| | | Peso | lb | 118098 | 112698 | 4.79 |

Tabla 14.
*Módulo 1. Tabla de validación de un gas scrubber.*

| Metodología | Caso | Propiedad | Unidad | OilTreat | Literatura | Error % |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Con Condensado | 1 | Velocidad del Gas Permitida | f/s | 3.11 | 3.36 | 7.44 |
| | | Tasa de Flujo de Gas | ft/s | 38.23 | 46.62 | 18.00 |
| | | Área | ft2 | 12.29 | 13.87 | 11.39 |
| | | Diámetro | ft | 3.96 | 4.2 | 5.71 |
| Sin Condensado | 2 | Velocidad del Gas Permitida | ft/s | 1.16 | 1.04 | 11.54 |
| | | Tasa de Flujo de Gas | ft/s | 6.22 | 7.59 | 18.05 |
| | | Área | ft2 | 5.37 | 7.3 | 26.44 |
| | | Diámetro | ft | 2.61 | 3.04 | 14.14 |

Tabla 15.
*Módulo 1. Tabla de validación diseño detallado de un separador horizontal bifásico.*

| Propiedad | Unidad | OilTreat | Literatura | Error % |
|---|---|---|---|---|
| Volumen de Bache | ft3 | 72.91 | 98.85 | 26.24 |
| Volumen de HoldUp | ft3 | 145.81 | 197.9 | 26.32 |
| Área Total | ft2 | 23.76 | 19.63 | 21.04 |
| Área del Vapor | ft2 | 5.92 | 7.34 | 19.35 |
| Altura del Nivel Bajo de Líquido | ft | 0.83 | 0.83 | 0.00 |
| Diámetro | ft | 5.5 | 5.5 | 0.00 |

Tabla 16.
*Módulo 2. Tabla de validación de un tratador térmico.*

| Caso | Propiedad | Unidad | OilTreat | Literatura | Error % |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | Diámetro de la Gota | µm | 338.1 | 394 | 14.19 |
| | Duty | MMBTU/hr | 0.75 | 0.86 | 12 |
| | Diámetro | ft | 96 | 96 | 0.00 |
| | Lóngitud Efectiva | ft | 14 | 14 | 0.00 |
| | Área Mínima | ft2 | 75 | 75 | 0.00 |
| 2 | Diámetro de la Gota | µm | 313.31 | 346 | 9.45 |
| | Duty | MMBTU/hr | 1.52 | 1.72 | 11 |
| | Diámetro | ft | 96 | 96 | 0.00 |
| | Lóngitud Efectiva | ft | 10 | 10 | 0.00 |
| | Área Mínima | ft2 | 200 | 200 | 0.00 |

Tabla 17.
*Módulo 2. Tabla de validación de un tratador electrostático.*

| Caso | Propiedad | Unidad | OilTreat | Literatura | Error % |
|---|---|---|---|---|---|
| **1** | Temperatura de Tratamiento | °F | 133.19 | 130 | 2.45 |
| | Duty | MMBTU/hr | 12.3 | 11.2 | 9.82 |
| | Área de los Tubos de Fuego | ft2 | 2045.4 | 1873 | 9.20 |
| | Diámetro de los Tubos de Fuego | in | 24 | 24 | 0.00 |
| | Número de los Tubos de Fuego | - | 3 | 3 | 0.00 |
| | Consumo de Combustible | MMSCFD | 0.42 | 0.39 | 7.69 |
| | Flux de Tratamiento | BOPD/ft2 | 191.36 | 195 | 1.87 |
| | Tiempo de Residencia | Minutos | 6.53 | 7.3 | 10.55 |
| | Diámetro de la Gota | µm | 294.2 | 326 | 9.75 |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | Diámetro del Tratador | ft | 7.23 | 7.5 | 3.60 |
| | Longitud Del Tratador | ft | 72.33 | 68 | 6.37 |
| | Temperatura de Tratamiento | °F | 125.52 | 125 | 0.42 |
| | Duty | MMBTU/hr | 10.64 | 10.2 | 4.31 |
| | Área de los Tubos de Fuego | ft2 | 1772.76 | 1708 | 3.79 |
| | Diámetro de los Tubos de Fuego | in | 24 | 24 | 0.00 |
| | Número de los Tubos de Fuego | - | 6 | 6 | 0.00 |
| **2** | Consumo de Combustible | MMSCFD | 0.36 | 0.35 | 2.86 |
| | Flux de Tratamiento | BOPD/ft2 | 207.65 | 205 | 1.29 |
| | Tiempo de Residencia | Minutos | 5.78 | 5.9 | 2.03 |
| | Diámetro de la Gota | µm | 231.21 | 247 | 6.39 |
| | Diámetro del Tratador | ft | 6.94 | 7 | 0.86 |
| | Longitud Del Tratador | ft | 64.37 | 63 | 2.17 |

Tabla 18.
*Módulo 2. Tabla de validación de un gunbarrel tank.*

| Caso | Propiedad | Unidad | OilTreat | Literatura | Error % |
|---|---|---|---|---|---|
| | Volumen Aceite | BOPD | 85506.06 | 85506 | 0.00 |
| | Volumen Agua | BWPD | 140350.67 | 140375 | 0.02 |
| | Altura de la Capa de Aceite | ft | 10.89 | 10.887 | 0.03 |
| **1** | Altura de la Capa de Agua | ft | 17.87 | 17.87 | 0.00 |
| | Diámetro de la Gota de Agua en la Fase Aceite | µm | 157.36 | 142 | 10.82 |
| | Diámetro de la Gota de Aceite en la Fase Agua | µm | 33.64 | 33 | 1.94 |
| | Altura Flujo de Agua en la Tubería Externa | ft2 | 26.945 | 27.2 | 0.94 |

Tabla 19.
*Módulo 3. Tabla de validación desalación en una etapa.*

| Metodología | Propiedad | Unidad | OilTreat | Literatura | Error % |
|---|---|---|---|---|---|
| **Agua de Dilución** | Contenido de Sal por Barril de Agua en la Corriente de Entrada | ppb de agua | 70 | 70 | 0.00 |
| | Contenido de Sal por Barril de Agua en el Agua de Dilución | ppb de agua | 2.1 | 2.1 | 0.00 |
| | Barriles de Agua de Dilución por Cada Mil Barriles Crudo Neto | bbl de agua | 1054.84 | 1053.8 | 0.10 |
| | Cantidad de Agua Producida en la Corriente de Entrada | bbl de agua | 111.11 | 111 | 0.10 |
| | Barriles de Agua Total de Dilución | bwpd | 52742 | 52690 | 0.10 |

Tabla 20.
*Módulo 3. Tabla de validación desalación en dos etapas.*

| Metodología | Propiedad | Unidad | OilTreat | Literatura | Error % |
|---|---|---|---|---|---|
| Agua de Dilución | Contenido de Sal por Barril de Agua en la Corriente de Entrada | ppb de agua | 70 | 70 | 0.00 |
| | Contenido de Sal por Barril de Agua en el Agua de Dilución | ppb de agua | 2.1 | 2.1 | 0.00 |
| | Barriles de Agua de Dilución por Cada Mil Barriles Crudo Neto | bbl de agua | 8.91 | 8.95 | 0.45 |

# 8. Conclusiones

- Se ha logrado desarrollar e implementar una herramienta cuyo enfoque modular permite a los usuarios comprender todo el proceso de diseño de los diferentes equipos de separación, deshidratación y desalación. De igual manera, el software presenta una interfaz agradable con el usuario y de fácil manejo, facilitando de esta manera el entendimiento de los fenómenos de manera secuencial hasta llegar a la representación gráfica de todas las variables calculadas y la posibilidad de imprimir los resultados en forma de datasheet.
- Se implementó una herramienta de tipo software educativo enfocada en diseñar de manera básica y detallada equipos de separación utilizados en la industria oil & gas, arrojando buenos resultados la metodología basada en la ley de Stoke al compararla con software de tipo comercial.
- Se puede evidenciar la creación de herramientas pedagógicas desde los propios estudiantes desarrollando desde las aulas de clase productos útiles para beneficio propio de los mismos. Estas herramientas permiten agilizar los procesos de enseñanza/aprendizaje de los estudiantes y de paso generar espacios para la adquisición de nuevos saberes.
- Este software educativo permite de una manera práctica y amena agilizar la adquisición de competencias de diseño en los estudiantes, de tal forma que los programas de formación puedan dedicar más tiempo al análisis de resultados y a la formación de competencias de liderazgo, interdisciplinarias, interculturales y de HSE y no al cálculo de procedimientos mecánicos y repetitivos.

# 9. Recomendaciones

- Implementar el software para modelos composicionales.

- Desarrollar en detalle los diferentes internos de los equipos tales como rompedores de vórtice, platos antiespumantes, sand jets y drenajes. Además, implementar los diferentes sistemas de control (control de nivel, presión, temperatura) en los diferentes equipos diseños.

- Integrar en el software los distintos módulos de separación, deshidratación y desalación y generar una interdependencia entre ellos. Además, crear el diseño de equipos desaladores.

- Implementar en el software cálculos para el costo de instalación de los equipos de separación, deshidratación y desalación; y análisis de selección de estos.

## Referencias bibliográficas

Aggour, T., Donohue, T., & Donohue, D. A. (2015). Modernizing Petroleum Engineering Education : A New Global Online Petroleum Engineering University Serving all Universities. *Society of Petroleum Engineers*, 1–9. https://doi.org/10.2118/176749-MS

Ahmed Tarek. (2016). *Equation of State and PVT Analysis. Applications for Improved Reservoir Modeling* (Second Edi). Oxford: Gulf Professional Publishing Elsevier.

Arnold, K., & Stewart, M. (2008). *Surface production operations. Volume 1, Design of oil handling systems and facilities* (Third Edit). Oxford: Gulf Professional Publishing Elsevier.

Bánzer, C. (1996). *Correlaciones Numéricas P.V.T.* (Preliminar). Maracaibo: Universidad del Zulia. Retrieved from http://oilproduction.net/files/Correlaciones PVT-Carlos Banzer.pdf

Beggs, D., & Brill, J. (n.d.). A study of two-phase flow in inclined pipes. *Journal of Petroleum Technology*, *25*(05), 11. https://doi.org/https://doi.org/10.2118/4007-PA

Bothamley, M. (2013). Gas/Liquid Separators: Quantifying Separation Performance - Part 1. *Oil and Gas Facilities*, *2*(04), 21–29. https://doi.org/10.2118/0813-0021-OGF

Bothamley Mark, J. M. C. (2013). Gas/Liquids Separators—Part 2 Quantifying Separation Performance. *Society of Petroleum Engineers*, (October), 35–47. https://doi.org/10.2118/1013-0035-OGF

Cartaxo, S. J. M., & Fernandes, F. A. N. (2010). Educational Software for Heat Exchanger Equipment RID E-7948-2011. *Computer Applications in Engineering Education*, *18*(1), 193–

199. https://doi.org/10.1002/cae.20137

Cartaxo Samuel J.M., Silvino Pedro F.G., F. F. A. N. (2014). Transient analysis of shell-and-tube heat exchangers using an educational software. *Education for Chemical Engineers*, *9*(3), e77–e84. https://doi.org/10.1016/J.ECE.2014.05.001

Chew, J.-N., & Connally, C. A. (1959). A Viscosity Correlation for Gas-Saturated Crude Oils. *American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers*, 3.

Dabaghian, Z., Movagharnejad, K., & Mohammadi, M. (2016). Development of educational software for undergraduate Chemical Engineering courses. *Computer Applications in Engineering Education*, *24*(4), 577–585. https://doi.org/10.1002/cae.21733

Dry, R., Rabadia, H., Felipe, D., Ingram, G., Maynard, N., & Ventura-Medina, E. (2016). SigmaPipe as an education tool for engineers. *Education for Chemical Engineers*, *14*, 1–15. https://doi.org/10.1016/j.ece.2015.10.002

Fernandes, F. A. N., & Rodrigues, S. (2003). Educational software for gas-solid and liquid-solid separation equipment. *Computer Applications in Engineering Education*, *11*(4), 226–232. https://doi.org/10.1002/cae.10051

Glasso, O. (1980). Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations. *Journal of Petroleum Technology*, *32*(05), 11. https://doi.org/https://doi.org/10.2118/8016-PA

Heidaryan, E., Salarabadi, A., & Moghadasi, J. (2010). A novel correlation approach for prediction of natural gas compressibility factor. *Journal of Natural Gas Chemistry*, *19*(2), 189–192. https://doi.org/10.1016/S1003-9953(09)60050-5

Hussein K. Abdel-Aal, Mohamed A. Aggour, M. A. F. (2003). *Petroleum and Gas Field*

*Processing*. New York: CRC Press.

Kareem, L. A., Iwalewa, T. M., & Al-Marhoun, M. (2016). New explicit correlation for the compressibility factor of natural gas: linearized z-factor isotherms. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, *6*(3), 481–492. https://doi.org/10.1007/s13202-015-0209-3

Lau, H. C. (2017). Competency Development for the Next Generation of Petroleum Engineers. *SPE Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*, (November), 13–16. https://doi.org/10.2118/188466-MS

Lee, A. L., González, M. H., & Eakin, B. E. (1966). The Viscosity of Natural Gases. *Journal of Petroleum Technology*, *18*(08), 4. https://doi.org/https://doi.org/10.2118/1340-PA

Lona, L. M. F., Fernandes, F. A. N., Roque, M. C., & Rodrigues, S. (2000). Developing an educational software for heat exchangers and heat exchanger networks projects. *Computers and Chemical Engineering*, *24*, 1247–1251. https://doi.org/10.1016/S0098-1354(00)00324-0

Martín, Á., & Mato, F. A. (2008). Hint: An educational software for heat exchanger network design with the pinch method. *Education for Chemical Engineers*, *3*(1), 6–14. https://doi.org/10.1016/j.ece.2007.08.001

Morris, N. P. (2014). How digital technologies, blended learning and MOOCs will impact the future of higher education. In *Proceedings of the International Conference e-Learning 2014 - Part of the Multi Conference on Computer Science and Information Systems, MCCSIS 2014* (pp. 401–404). Retrieved from http://www.scopus.com/inward/record.url?eid=2-s2.0-84929411342&partnerID=tZOtx3y1

Moshfeghian, M. (n.d.). Variation of Ideal Gas Heat Capacity Ratio with Temperatue and Relative Density. Retrieved from http://www.jmcampbell.com/tip-of-the-month/2013/05/variation-of-ideal-gas-heat-capacity-ratio-with-temperature-and-relative-density/

Rosen, M. A. (2009). Engineering education: future trends and advances. In *…Conference on ENGINEERING EDUCATION* (pp. 44–52). Retrieved from http://www.wseas.us/e-library/conferences/2009/rodos/EDU/EDU05.pdf

Sanjari, E., & Lay, E. N. (2012). An accurate empirical correlation for predicting natural gas compressibility factors. *Journal of Natural Gas Chemistry*, *21*(2), 184–188. https://doi.org/10.1016/S1003-9953(11)60352-6

Sellman, E., Mandewalkar, P., Sams, G., Process, C., & Systems, C. (2013). SPE 167376 Improved Desalting of Challenging Crude Slates, (October), 7–10.

Sivalls, R. (1986). *Crude Oil Treating Systems Design Manual Sivalls*. Texas.

Standing, M. B. (1947). A Pressure-Volume-Temperature Correlation For Mixtures Of California Oils And Gases. *Drilling and Production Practice*, 275–287.

Vasquez, M., & Beggs, H. D. (1980). Correlations for Fluid Physical Property Prediction. *Journal of Petroleum Technology*, *32*(06), 4. https://doi.org/https://doi.org/10.2118/6719-PA

Wright, W. (2014). Simple Equations to Approximate Changes to the Properties of Crude Oil with Changing Temperature.