

**Modelo de simulación de tratamiento de crudo en campos offshore mediante la  
implementación de software especializado**

**Camilo Andrés Becerra Carreño**

**Carlos Alberto Almeyda Martínez**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de ingeniero  
de petróleos**

**Director**

**Manuel Enrique Cabarcas Simancas**

**Magíster en Ingeniería Química**

**Universidad Industrial de Santander**

**Facultad de Ingeniería Físicoquímicas**

**Escuela de Ingeniería de Petróleos**

**Bucaramanga**

**2024**

### **Dedicatoria**

A mí, por dedicar tiempo y energía en la búsqueda de este logro, por mantener mi creencia firme y superar cada desafío sin abandonar el camino.

A Dios y a mi familia por siempre acompañarme en cada paso de mi vida, por llenarme diariamente de fortaleza y compañía.

Para mis queridos padres, quienes con su amor incondicional y apoyo constante han sido mi faro en este viaje académico. Esta tesis es un tributo a su sacrificio y dedicación.

¡Gracias por ser mi inspiración y guía en cada paso del camino!

Para mi adorada hermana, cuyo amor, aliento y complicidad han sido mi mayor fortaleza en este camino hacia la meta. Esta tesis es un reflejo de nuestro vínculo indestructible y del valor que le otorgo a tu inquebrantable apoyo. ¡Gracias por ser mi cómplice de sueños y mi eterna fuente de inspiración!

Para mi amada novia, quien con su amor, comprensión y apoyo incondicional ha sido mi roca en las tormentas y mi luz en los momentos oscuros. Esta tesis es un testimonio de nuestro amor y de la fuerza que me brindas cada día para alcanzar mis metas.

¡Gracias por ser mi compañera de vida y mi inspiración constante!

## Contenido

Introducción.....	11
1. Objetivos.....	14
1.1 Objetivo general .....	14
1.2 Objetivos específicos.....	14
1.3 Delimitación .....	14
1.4 Espacio .....	15
1.5 Tiempo.....	15
1.6 Contenido .....	15
1.7 Alcance .....	15
2. Descripción general y operaciones de las plataformas offshore.....	16
2.1 Prospección superficial offshore y profundidad de trabajo .....	17
2.2 Tipos de plataforma y barcos.....	18
2.2.1 Plataformas convencionales para exploración.....	18
2.2.1.1 Plataformas sumergibles.....	18
2.2.1.2 Plataforma autoelevables “Jack-up” .....	19
2.2.1.3 Plataformas semisumergibles “Semi-submersibles” (SSP).....	19
2.2.1.4 Barcos perforadores “drill ships” .....	20
2.2.2 Plataformas convencionales para producción.....	20
2.2.2.1 Estructura pesada “Gravity-Based Structures” (GBS) .....	20
2.2.2.2 Steel Jacket .....	21
2.2.2.3 Compliant Towers (CT).....	21
2.2.2.4 Tension Leg Platforms (TLPs).....	22
2.2.2.5 Semisumergible “Semi-Sumersibles”.....	22

2.2.2.6 Sistemas de producción flotante y almacenamiento “Floating Production Store and Offloading vessels” (FPSO).....	22
2.2.2.7 Spars .....	23
3. Simulador Aspen Hysys .....	24
3.1 Paquetes Termodinámicos .....	25
3.1.1 Ecuaciones de estado .....	25
3.1.1.1 Peng-Robinson y el modelo Soave-Redlich-Kwong .....	25
3.1.2 Modelos de actividad.....	26
3.2 Entorno de simulación.....	26
3.3 Paleta Modelado .....	26
4. Manejo de fluidos en campos offshore.....	28
4.1 Separación de fluidos costa afuera .....	28
4.1.1 Separadores gravitacionales. ....	29
4.1.2 Separadores centrífugos o tipo ciclón.....	32
4.2 Tratamiento de fluidos costa afuera.....	33
4.2.1 Sistemas de intercambio de calor .....	34
4.2.2 Intercambiadores de calor.....	34
4.2.3 Intercambiadores de combustión indirecta .....	34
4.2.4 Calentador de combustión directa .....	35
4.2.5 Recuperación de calor residual.....	36
4.2.6 Aeroenfriadores .....	37
4.2.7 Sistemas de desalinización de petróleo .....	38
4.2.8 Desalinizadores.....	38
4.2.9 Válvulas de Globo .....	39
4.2.10 Boquillas de rociado .....	40

MODELO DE SIMULACIÓN DE TRATAMIENTO DE CRUDO EN CAMPOS OFFSHORE...	5
4.2.11 Mezcladores estáticos .....	41
4.3 Transporte de fluidos costa afuera .....	43
4.3.1 Bombas .....	43
5. Diseño de simulación .....	44
5.1 Caracterización del crudo de proceso .....	46
5.2 Ingreso de la corriente de hidrocarburo .....	51
5.3 Simulación del proceso de separación.....	52
6. Resultados.....	59
6.1 Resultados finales del proceso y composición condiciones y propiedades del gas...59	
6.1.1 Composición de la corriente de gas final listo para venta .....	59
6.1.2 La Envoltura de un Gas y sus Implicaciones en las Fases Líquida y Gaseosa.....59	
6.1.3 Condiciones de la corriente final del gas.....	60
6.1.4 Propiedades de la corriente final del gas .....	61
6.2 Resultados finales del proceso y composición condiciones y propiedades de crudo 62	
6.2.1 Composición de las corrientes de crudo del proceso.....	62
6.2.2 Envoltura de la corriente de crudo final.....	62
6.2.3 Condiciones de la corriente final del petróleo .....	63
6.2.4 Propiedades de la corriente final de petróleo.....	64
6.3 Resultados finales del proceso y composición condiciones y propiedades del agua 65	
6.3.1 Composición final del agua de producción .....	65
6.3.2 Condiciones de la corriente final del agua de producción.....	66
7. Conclusiones.....	68
Referencias .....	71
Apéndices .....	72

### Lista de tablas

<b>Tabla 1.</b> Composición del gas.....	45
<b>Tabla 2.</b> <i>Destilación en fracción</i> .....	46
<b>Tabla 3.</b> Viscosidad del crudo.....	46
<b>Tabla 4.</b> <i>Composición de la corriente de gas de venta</i> .....	59
<b>Tabla 5.</b> Envoltente del gas de venta.....	60
<b>Tabla 6.</b> <i>Propiedades de la corriente final del gas</i> .....	61
<b>Tabla 7.</b> Composición de las corrientes de crudo del proceso.....	62
<b>Tabla 8.</b> Envoltente de la corriente final del crudo.....	63
<b>Tabla 9.</b> <i>Condiciones de la corriente final del petróleo</i> .....	64
<b>Tabla 10.</b> <i>Propiedades de la corriente final del petróleo</i> .....	65
<b>Tabla 11.</b> Composición final del agua de producción .....	66
<b>Tabla 12.</b> <i>Condiciones de la corriente final del agua de producción</i> .....	66

**Lista de figuras**

**Figura 1.** *Ubicación de bloques offshore en Colombia* ..... 12

**Figura 2.** *Paleta de modelado*..... 27

**Figura 3.** *Separador horizontal / vertical* ..... 30

**Figura 4.** *Deflector de entrada* ..... 31

**Figura 5.** *Difusores de neblina* ..... 32

**Figura 6.** *Separadores centrífugos o tipo ciclón*..... 33

**Figura 7.** *Diseño intercambiador de calor* ..... 35

**Figura 8.** *Intercambiador de calor*..... 36

**Figura 9.** *Vista en planta de un tanque de tratamiento cilíndrico que incorpora deflectores internos que establecen flujo horizontal.* ..... 37

**Figura 10.** *Esquema de un sistema de desalinización de una sola etapa.* ..... 39

**Figura 11.** *Esquema de un sistema de boquillas rociadoras para premezclar agua y aceite* ..... 41

**Figura 12.** *Static mixer* ..... 42

**Figura 13.** *Lista de componentes seleccionados para la simulación* ..... 47

**Figura 14.** *Entorno Básico de Simulación de Aspen HYSYS 11* ..... 48

**Figura 15.** *Ingreso de datos para caracterizar un crudo en Aspen HYSYS 11* ..... 48

**Figura 16.** *Propiedades de los componentes hipotéticos del crudo simulado.* ..... 49

**Figura 17.** *Distribución de las fracciones del crudo simulado calculado por Aspen HYSYS 11* ..... 50

**Figura 18.** *Curva de destilación TBP del crudo calculada por Aspen HYSYS 11* ..... 50

**Figura 19.** *Simulación de la corriente de hidrocarburo* ..... 51

**Figura 20.** *Datos de la corriente “fluid to sep”* ..... 51

**Figura 21.** *Sistema de compresión de tres etapas* ..... 52

**Figura 22.** *Proceso de separación del hidrocarburo* ..... 53

**Figura 23.** *Proceso de tratamiento y almacenamiento del aceite*..... 54

**Figura 24.** *Proceso de tratamiento del agua* ..... 54

**Figura 25.** *Proceso de separación y compresión del gas* ..... 55

**Figura 26.** *Modelo de simulación de las facilidades de la superficie* ..... 57

**Figura 27.** *Envolvente del gas de venta*..... 60

## Resumen

**Título:** Modelo de simulación de tratamiento de crudo en campos offshore mediante la implementación de software especializado\*

**Autores:** Becerra Carreño Camilo Andrés, Almeyda Martínez Carlos Alberto \*\*

**Palabras claves:** Simulación, Offshore, Crudo, Gas, Facilidades.

### Descripción:

El presente trabajo de investigación pretende realizar una simulación mediante el programa de Aspen HYSYS, en donde intervengan procesos de tratamiento de hidrocarburos tanto crudo como gas, derivando de estos las facilidades de superficie de un campo offshore que permita entregar los fluidos en estado de calidad para su posterior transporte y comercialización. El principal objetivo de esta simulación es conocer más del proceso en general de un campo offshore, incluyendo en él condiciones características de fluidos extraídos en la región caribe y zonas geológicas aledañas para así lograr a un prospecto fiable de lo que sería un proyecto de crudo y gas en el caribe colombiano. Ciertamente la escasez de información presente de campos offshore en fase exploratoria o de producción en Colombia que cuenten con dichas propiedades así como también con posibilidad de extraer crudo y gas, abre una puerta a la especulación y es en este punto donde los procesos de análisis e investigaciones conceptuales hechos entorno a la producción offshore, se convierten en información valiosa que aporta al éxito y correcto desarrollo de los mismas, minimizan riesgos y disminuyen el margen de error en la toma de decisiones.

Este proyecto busca desarrollar una simulación de las facilidades en superficie de un campo offshore para el procesamiento de crudo y gas, características aun no presentes en ningún proyecto offshore colombiano pero desarrollado con datos de fluidos característicos y representativos de las cuencas nacionales; sumándose así de manera sustanciosa a este conjunto de datos e investigaciones referencia a la hora de hacer proyectar, evaluar, desarrollar e implementar proyectos offshore y así también comprender mejor dicho sector.

Para esta investigación conceptual se utilizaron muestras de datos de fluidos representativos y característicos del Colombia, Castilla en el caso de crudo y Guajira en caso del gas, para así, mediante la simulación proyectar resultados objetivos y útiles de un prospecto de campo colombiano, que no abarque solo la producción y tratamiento de gas, cómo es el caso de la situación actual en campos offshore del país, sino que también atienda al caso de producir hidrocarburos líquidos en conjunto con el gas.

\* Trabajo de grado

\*\*Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Manuel Enrique Cabarcas Simancas. Magister en Ingeniería Química

## Abstract

**Title:** Simulation Model of Crude Oil Treatment in Offshore Fields through Specialized Software Implementation\*

**Authors:** Becerra Carreño Camilo Andrés, Almeyda Martínez Carlos Alberto \*\*

**Keywords:** Simulation, Offshore, Crude, Gas, Facilities.

### Description:

This research work aims to perform a simulation using the Aspen HYSYS program, where hydrocarbon treatment processes, both crude and gas, are involved, resulting in the surface facilities of an offshore field that allows delivering fluids in a quality state for subsequent transport and commercialization. The main objective of this simulation is to gain further insight into the overall process of an offshore field, including characteristic conditions of fluids extracted in the Caribbean region and neighboring geological zones, in order to achieve a reliable prospect of what would be a crude and gas project in the Colombian Caribbean. Certainly, the scarcity of present information on offshore fields in exploratory or production phases in Colombia, which have such properties as well as the possibility of extracting crude and gas, opens the door to speculation, and it is at this point that the analysis processes and conceptual research carried out around offshore production become valuable information that contributes to the success and correct development of the same, minimizing risks and reducing the margin of error in decision-making. This project seeks to develop a simulation of surface facilities of an offshore field for the processing of crude and gas, characteristics not yet present in any Colombian offshore project but developed with data from characteristic and representative fluids of national basins; thus, substantially adding to this set of data and research references when projecting, evaluating, developing, and implementing offshore projects, and also better understanding said sector. For this conceptual research, samples of representative and characteristic fluid data from Colombia were used, Castilla in the case of crude, and Guajira in the case of gas, in order to, through simulation, project objective and useful results of a Colombian field prospect, which not only encompasses the production and treatment of gas, as is the case with the current situation in offshore fields in the country, but also addresses the production of liquid hydrocarbons together with gas.

\*\* Degree work

\*\* School of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Advisor: Manuel Enrique Cabarcas Simancas. Master's in Chemical Engineering

## Introducción

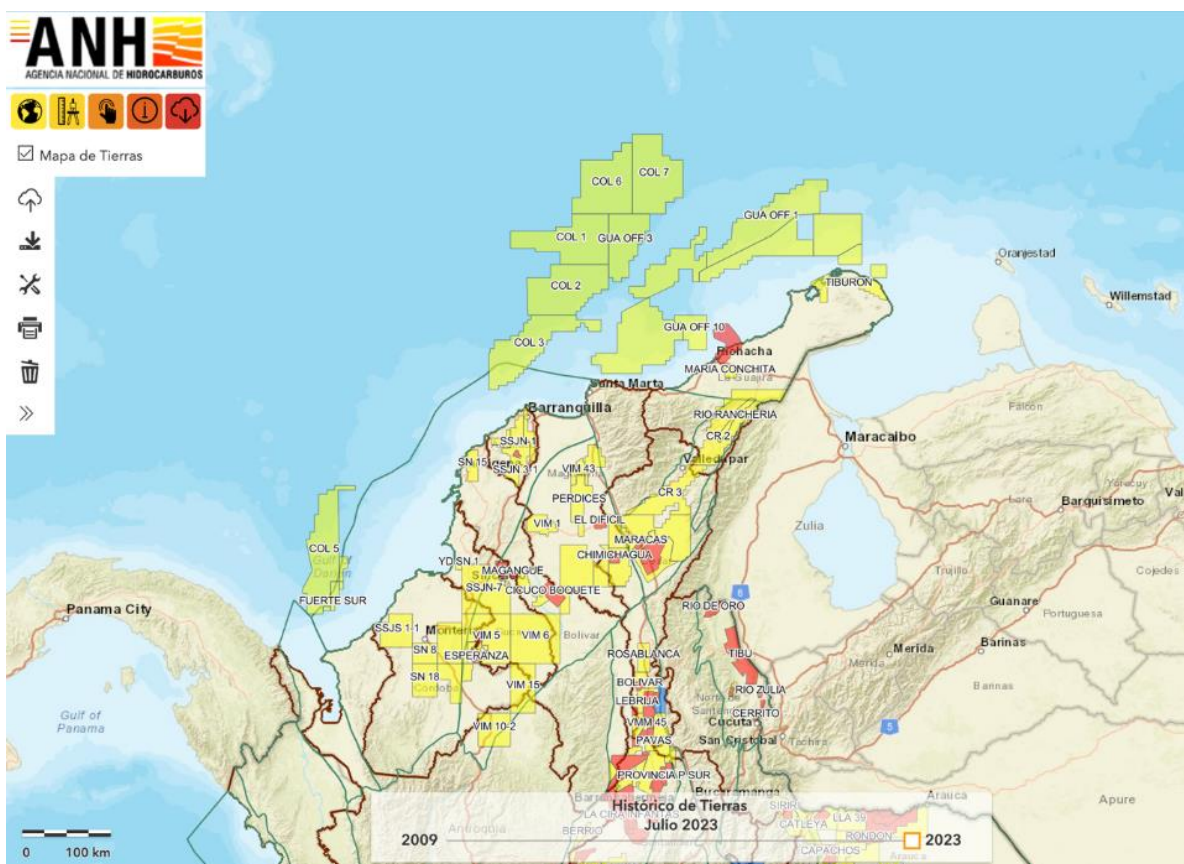
La producción de hidrocarburos 'offshore' o de mar abierto, es una empresa hecha por el hombre derivada de la búsqueda de nuevos yacimientos de hidrocarburos en un medio que es naturalmente ajeno al humano, el océano. Debido a las hostiles condiciones del ambiente marítimo y los retos de ingeniería que representa lograr esta hazaña, se ha logrado evolucionar a la industria offshore en poco tiempo permitiendo así mejoras en tecnología, innovación, responsabilidad ecológica y optimización de costos; lo cual ha llevado a la producción mundial de petróleo offshore entre 2015 y 2020 a la cifra de 26,8 millones de barriles por día y alrededor de 73,7 billones de metros cúbicos de gas, lo que representa aproximadamente el 30% de la producción total de petróleo y el 33% de la producción de gas a nivel mundial. Además, se prevé que la producción offshore llegue a representar el 68% de hidrocarburos convencionales entre 2023 y 2024 (Roca, 2023).

El desarrollo de campos offshore en aguas de Colombia tiene sus raíces en con los campos Chuchupa y Ballena, que fueron inicialmente operados por la Texas Petroleum Company en conjunto con Ecopetrol en 1974, desempeñando un papel fundamental en el abastecimiento de la demanda de gas en el país. Posteriormente la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) impulsó activamente la exploración en la industria de hidrocarburos en aguas profundas a través de la adjudicación de contratos, tanto mediante asignación directa como en rondas exploratorias, estos contratos comprenden un total de 9 contratos de evaluación técnica (TEA) ubicados en la cuenca Colombia, 12 contratos de exploración y producción (E&P) en las cuencas Guajira Offshore y Sinú Offshore, así como un contrato de producción de hidrocarburos (ANH, 2018).

Actualmente, Colombia está explorando y desarrollando proyectos de hidrocarburos costa afuera en el Caribe y el Pacífico, contratos de exploración, evaluación técnica y producción en aguas del mar Caribe y 12 bloques en el Pacífico destinados a

futuras rondas según La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en 2019 se realizó la subasta de bloques de exploración costa afuera en el Caribe, la subasta incluyó 20 bloques de los cuales 10 fueron adjudicados a compañías petroleras nacionales e internacionales (La republica, 2019). Colombia asume así los retos que proponen comercializar y viabilizar estos proyectos.

**Figura 1.** *Ubicación de bloques offshore en Colombia*



*Nota: Bloques subastados de la Agencia Nacional de Hidrocarburos. Fuente (ANH, Geovisor. Cordenadas geograficas, historico de tierras 2009 -2023 , 2023 )*

Esta expansión ha dado como resultado un incremento en la actividad de la industria petrolera en aguas profundas en Colombia durante la última década. Como resultado de este crecimiento, actualmente operan en Colombia empresas como

ExxonMobil, Shell, Chevron, Petrobras, ONGC Videsh, Statoil, Repsol y Anadarko. Además, la empresa estatal colombiana Ecopetrol S.A. también participa como inversionista en siete de estos contratos y opera en dos de ellos (Bustos y otros 2018).

En la economía del país, la industria petrolera tiene gran protagonismo, está representa el 30% de la inversión extranjera directa total, así como también el 55% de la exportación del país no solo con hidrocarburos comercializados sino con productos y derivados de los mismos (ANH, 2022).

Analizando la importancia con la que cuenta la industria de hidrocarburos, no es tan gratificante resaltar el resultado que se ha obtenido en los proyectos en tierra firme del país, el bajo nivel de factor de recobro promedio del país con un valor cercano al 20% frente al casi 50% promedio a nivel mundial, abre paso a pensar en una planeación estratégica, pegada a desarrollos científicos e implementación de nuevas tecnologías que permitan focalizar el desarrollo de una industria offshore sólida.

## **1. Objetivos**

### **1.1 Objetivo general**

Desarrollar una simulación, mediante el programa Aspen HYSYS, de los procesos de tratamiento de hidrocarburos y las facilidades de superficie aplicado a campos offshore en Colombia.

### **1.2 Objetivos específicos**

- ✓ Recopilación bibliográfica sobre plataformas offshore, tipos, facilidades y funcionamiento.
- ✓ Estudio de las condiciones a las cuales realizar la simulación de campo.
- ✓ Elaboración y evaluación de simulación aplicada a campo offshore

### **1.3 Delimitación**

La metodología de la investigación proporciona una serie de herramientas teórico-prácticas para la solución de inconvenientes.

Fueron muchas las variables que se plantearon al emprender la investigación. Inicialmente, ¿Qué se debería investigar? Un interrogante aparentemente fácil teniendo en cuenta el tema asignado, tras esa pregunta surgió la siguiente, ¿Cuáles son las fuentes a las se debe recurrir? Al delimitar el tema, se aclara el alcance que se pretende desarrollar y sobre el particular visionar la validez y grado de confianza que puede obtenerse como resultado

#### **1.4 Espacio**

La circunscripción del tema permitió situar la investigación en un contexto definido y homogéneo, es decir, la pesquisa se orientó a las facilidades de superficie usadas en las plataformas petroleras, su funcionamiento y limitaciones que podrían tener.

#### **1.5 Tiempo**

Delimitar el proyecto a este factor fue fundamental a la hora de evaluar cuál sería el tiempo disponible para desarrollar el tema, pues fue indispensable recurrir a las fuentes primarias de información, por lo tanto, es certero afirmar que el tiempo empleado para ejecutar la investigación no fue sólo de los autores sino también de aquellos funcionarios que muy amablemente atendieron las inquietudes que surgieron durante la etapa de investigación. En consecuencia, de lo anterior, se concluye el desarrollo de este proyecto se ejecutó en un máximo de ocho meses, un tiempo condicionado para recopilarla información y analizar los mismos.

#### **1.6 Contenido**

El entregable está orientado a la investigación conceptual de las diferentes plataformas offshore existentes, las facilidades de superficie que podemos encontrar en estas mismas, y el análisis de un caso hipotético en el cual evaluaremos los resultados dados por el programa.

#### **1.7 Alcance**

El principal objetivo de esta simulación es conocer un poco más del proceso en general de un campo offshore, a condiciones de nuestro país, ya que se tiene muy poca información de los campos offshore que están o en fase exploratoria o del campo que está en producción.

## 2. Operaciones de las plataformas offshore

Las plataformas offshore son instalaciones situadas sobre cuerpos de agua diseñadas para la extracción de hidrocarburos del lecho marino. Estas estructuras albergan maquinaria especializada y personal capacitado para llevar a cabo operaciones de exploración, producción y transporte de hidrocarburos en dichos entornos.

Las operaciones en plataformas offshore abarcan actividades en el mar, en el aire y en tierra. Se utilizan plataformas y embarcaciones de apoyo en el mar, transporte aéreo para el personal y bases de apoyo en tierra, como shore-bases, puertos y astilleros. Estas plataformas no solo sirven para la extracción de recursos, sino que también pueden ser la base para la realización de otros proyectos, como laboratorios o generadores de energía.

Existen diversas clasificaciones de plataformas según su función y sistema de soporte. Las plataformas pueden ser de perforación, producción, enlace, compresión o habitacionales. Además, se clasifican según su sistema de soporte y estabilidad sobre el nivel del agua, incluyendo plataformas fijas, auto-elevables y semi-sumergibles.

Las instalaciones en estas plataformas varían desde simples torres con depósitos hasta complejos edificios interconectados por tuberías. Se diseñan para la extracción conjunta de petróleo y gas natural, con estructuras que permiten su separación in situ. Las plataformas fijas se abastecen de agua potable mediante desalinización del agua de mar y utilizan el gas natural para generar energía eléctrica.

Para garantizar la seguridad, las plataformas están equipadas con mecheros para quemar gases explosivos no aprovechables y barcos-bomba para enfriarlos. El personal incluye buzos para reparaciones submarinas y se realizan limpiezas internas regulares de tuberías.

Las plataformas se construyen con una variedad de materiales avanzados para garantizar su resistencia y flotabilidad. Se utilizan materiales como la rejilla de fibra de vidrio para reducir el peso y combatir la corrosión con plásticos.

Debido a su impacto económico y ambiental, la planificación detallada de las operaciones considera la viabilidad económica del yacimiento, el nivel de producción y las condiciones ambientales, incluyendo las características geomorfológicas del suelo marino.

## **2.1 Prospección superficial offshore y profundidad de trabajo**

La prospección superficial offshore se refiere a la exploración del lecho marino para identificar yacimientos geológicos, petróleo u otros recursos. Se utilizan métodos como la prospección sísmica, que emplea ondas sísmicas artificiales, y métodos potenciales, que detectan variaciones en los campos magnéticos y gravitatorios. Estos estudios detallan la formación del lecho marino para identificar áreas propicias para la extracción.

La profundidad de trabajo de las operaciones se clasifica según la profundidad del agua: aguas someras ( $\leq 1,000$  pies), aguas profundas ( $> 1,000$  pies) y aguas ultra profundas ( $\geq 3,000$  pies en la frontera o  $\geq 5,000$  pies en áreas conocidas). Esta clasificación determina las condiciones específicas de las operaciones y la estabilización de las plataformas.

## 2.2 Tipos de plataforma y barcos

Cuando en la etapa de exploración se halla un pozo con buena prospectiva económica, se debe decidir la forma más adecuada de explotar los recursos encontrados y este proceso es largo, ya que usualmente toma alrededor de 8 años y puede extenderse hasta 20 años entre la primera adquisición sísmica y el primer barril de petróleo producido. El primer paso es seleccionar la plataforma, oleoductos y buques que se adaptan mejor a la situación, una contemplación que es importante es saber cómo el petróleo llegara a la costa, como y donde los recursos deben ser procesados para venderlos en el mercado, todo lo anterior debe estar claro antes de iniciar la primera fase de producción del proyecto.

La plataforma debe tener la capacidad de soportar condiciones naturales extremas. Por ejemplo, en la costa del Reino Unido las plataformas se diseñan con características que le permitan soportar olas y vientos muy fuertes; en el Golfo de México, se presentan huracanes con una velocidad de más de 150 millas por hora (mph) y olas superiores a 75 pies de altura y la plataforma debe ser capaz de soportar esas condiciones por más de 30 años o la vida útil del pozo. Plataformas en zonas con una actividad sísmica alta como Alaska son diseñadas y adecuadas para soportar los movimientos producidos por terremotos.

### 2.2.1 Plataformas convencionales para exploración

**2.2.1.1 Plataformas sumergibles.** Las plataformas sumergibles son usadas en aguas poco profundas y su estructura consta de dos partes principalmente: la primera, es la parte superior la cual tiene las mismas características de una plataforma semi-sumergible y la segunda, es una base que soporta la parte superior y contiene compartimentos, los cuales

se llenan con agua para que la plataforma descansa sobre el fondo del mar y pueda iniciar su proceso de extracción. Cuando es necesario cambiar la ubicación de la plataforma se vacían los contenedores arrojando el agua devuelta al mar para que la estructura flote y pueda ser remolcada por barcos transportadores hasta el siguiente lugar de E&P .

**2.2.1.2 Plataforma auto-elevables “Jack-up”** Es una unidad móvil que tiene forma de balsa triangular o rectangular y varios soportes móviles (usualmente tres o cuatro), los cuales penetran el fondo del mar con la finalidad de ofrecer soporte a la plataforma. La estructura tiene este nombre debido al movimiento vertical que realiza sus soportes, cuando estos descienden funcionan como anclaje, al mismo tiempo elevan la estructura para protegerse de las olas y cuando se elevan permiten la movilidad de la unidad por medio de barcos que arrastran la estructura o por propulsión propia. Este tipo de plataforma es la más popular en el mundo offshore y se utiliza en aguas poco profundas que varían entre 5 a 130 m, también juegan un papel importante en la exploración en aguas someras.

**2.2.1.3 Plataformas semi-sumergibles (SSP)** .La unidad tiene una o varias cubiertas apoyadas en flotadores sumergidos, ésta estructura sufre movimientos debido a las olas, corriente, viento, entre otros factores. Por tal motivo, es importante que la unidad permanezca en una determinada posición para que los equipos que bajan por el pozo no sean afectados gravemente por el movimiento de la estructura. Los equipos responsables de mantener la estructura en un radio de tolerancia establecido son: el sistema de anclaje que se compone por 8 o 12 anclas y cables que actúan como resortes y producen esfuerzos con la capacidad de establecer la posición de la plataforma y, por último, el sistema de posicionamiento dinámico. No existe una conexión física entre el lecho marino y la

plataforma (excepto la de los equipos de perforación), pero tiene sensores acústicos que determinan que propulsores se deben accionar para mantener estable la plataforma petrolera. Este tipo de estructura es la favorita en pozos exploratorios y se puede utilizar en aguas profundas

#### **2.2.1.4 Barcos perforadores “drill ships”**

Son unidades de perforación móviles que operan a profundidades entre 200 y 1000 m, su torre de perforación se encuentra localizada en el centro del barco donde una abertura en el casco permite el descenso de la torre. El sistema de posicionamiento dinámico tiene sensores acústicos que activan los propulsores en diferentes direcciones de la embarcación, con la finalidad de reducir los efectos del viento, oleaje y corrientes marinas. Debido a su forma de barco y al propio movimiento son las unidades móviles más usadas.

### **2.2.2 Plataformas convencionales para producción**

#### **2.2.2.1 Estructura pesada “Gravity-Based Structures” (GBS).**

La principal ventaja de estas estructuras es el tamaño y peso para sostener las instalaciones y equipo necesario para la producción de O&G, se utiliza hasta profundidades de máximo 1000 pies. Estas estructuras pueden ser de concreto o acero y ofrecen una resistencia contra la marea, el viento y otros efectos naturales que pueden restarle estabilidad a la estructura. La unidad tiene una base de concreto o acero pesado, la cual tiene como objetivo principal mantener estable la plataforma y servir de soporte para las instalaciones superiores. GBS se mantienen estables gracias al peso de la estructura de concreto o acero e incluyen tanques de almacenamiento de petróleo a un

costo extra muy bajo, también son adecuadas cuando se tiene una extracción grande. Por ejemplo, cuando la producción es alrededor de 300.000 bpd o superior la estructura GBS puede ofrecer costos más bajos. Este tipo de plataforma ofrece un excelente rendimiento con condiciones de baja temperatura, también el tiempo de construcción es de alrededor de 18 meses mientras que las estructuras en acero son de aproximadamente 36 meses y necesita del uso de materiales tradicionales de la ingeniería civil y personal menos calificado, lo cual reduce su costo

#### **2.2.2.2 Steel Jacket**

Es una de las plataformas más comunes en el mundo offshore, la estructura tiene un cubrimiento de acero el cual protege los tubos de extracción y al mismo tiempo les ofrece estabilidad a las instalaciones ubicadas en la cubierta. La estructura de acero llega hasta el fondo del mar y penetra la misma con pilotes de aproximadamente 2 m de diámetro para asegurar la estructura y de esta forma ofrecer una buena estabilidad a la plataforma. La estructura de acero por lo general representa el 40% del costo total de la plataforma y, por esta razón se utiliza en aguas someras ya que a mayor profundidad los gastos de la estructura de acero se incrementan [100]

#### **2.2.2.3 Compliant Towers (CT)**

La estructura es un conjunto de soportes delgados y flexibles usualmente de acero y/o concreto. Este soporte sostiene el equipo de producción y perforación necesaria para extraer los hidrocarburos, también su rango de operación se encuentra entre 457 a 914 m. La CT es similar a una plataforma fija al tener una chaqueta tubular de acero o concret encargada de proteger la tubería y al mismo tiempo funciona como soporte de las instalaciones, también es necesario asegurar la estructura al fondo del mar por medio de

pilotes para tener una mejor estabilidad en la misma. Es importante mencionar que la chaqueta de CT es más pequeña que la de una plataforma fija y los tubos de transporte de hidrocarburos tienen un diámetro por lo general de 36 pulgadas [101].

#### **2.2.2.4 Tension Leg Platforms (TLPs)**

La plataforma la sostiene unos cascos flotantes, los cuales tienen un sistema de amarre que le permite a la estructura mantenerse estable. El sistema de tensión permite movimientos horizontales debido al movimiento del agua pero en ningún caso permite movimientos verticales. La cubierta de la plataforma está localizada encima de los cascos flotantes y es parecida a una plataforma de producción típica, la cual aloja equipo de perforación, módulos de potencia, acomodación, y demás elementos esenciales para el correcto funcionamiento de la plataforma. La estructura se caracteriza por tener varillas rígidas que succionan los hidrocarburos desde el fondo del mar [98].

#### **2.2.2.5 Semisumergible “Semi-Sumersibles”**

La plataforma semisumergible de producción tiene un conjunto de soportes entre los cuales se encuentra columnas y amarres de acero que mantienen la unidad en posición, estos a su vez tienen tubos que permiten la extracción del recurso [93].

#### **2.2.2.6 Sistemas de producción flotante y almacenamiento “Floating Production Store and Offloading vessels” (FPSO)**

Son instalaciones de producción costa afuera que alberga el equipo de extracción y el almacenamiento de hidrocarburos. La diferencia más grande entre los barcos perforadores y los FPSO es que los últimos almacenan y realizan un proceso al petróleo y/o gas antes de enviar el recurso por buques cisterna o por medio de tuberías. Además,

los pueden operar en aguas profundas y ultra-profundas. La unidad tiene varios sistemas de amarre que le permiten operar en diferentes niveles de profundidad y en condiciones climáticas difíciles. El equipo de los FPSO es similar al de una plataforma de producción. El equipo consiste en un sistema encargado de la separación del agua, tratamiento de gas, producción de petróleo, inyección de agua, compresión de gas, producción de crudo, entre otros. El transporte del petróleo se realiza usualmente por medio de buques cisterna mientras el de gas por lo general es por medio de gasoductos. El uso de estas unidades se remonta a la década del setenta y han sido utilizados en el Mar del Norte, costas de Brasil, Asia y el Pacífico, África Occidental y el Mar Mediterráneo [102].

#### **2.2.2.7 Spars**

La estructura flotante consiste principalmente en un cilindro vertical con espirales y un fondo muy pesado que ubica el centro de gravedad en el centro de la estructura, las funciones principales del cilindro son: mantener por encima del nivel del agua la cubierta e incrementar la estabilidad de la plataforma. El cilindro también es utilizado como protección de las varillas de extracción y equipo en general, también se utiliza para almacenar hidrocarburos. El comportamiento de la plataforma es similar al de un iceberg y además tiene la capacidad de perforación, producción y almacenamiento de hidrocarburos

### 3. Simulador Aspen Hysys

El software de simulación Aspen Hysys constituye una herramienta que se compone de una amplia gama de modelos de unidades de proceso tales como separadores, intercambiadores de calor, válvulas, columnas de destilación, bombas, operaciones fisicoquímicas, extracción, entre otros.

Su principal finalidad radica en simplificar el cálculo en el diseño y la optimización de procesos de manera concisa y organizada. El programa ofrece la capacidad de modificar las condiciones de operación de un proceso específico para obtener resultados diversos y así poder analizar, contrastar y determinar las condiciones óptimas para dicho proceso.

Las aplicaciones de Aspen Hysys abarcan una amplia variedad de campos cruciales como separación, refinación, transporte, endulzamiento de gas, deshidratación, y aplicaciones en la industria química.

La versatilidad de procesamiento inherente a Aspen Hysys lo convierte en una herramienta idónea para la realización de análisis en entornos offshore, particularmente en campos de aguas profundas. Estos contextos presentan desafíos considerables, caracterizados por distancias significativas entre los campos de producción y la costa, lo que se traduce en costos elevados y complejidades logísticas relacionadas con el transporte hacia plantas de procesamiento y refinerías. En respuesta a estas circunstancias, la industria de hidrocarburos offshore ha optado por el diseño de campos con instalaciones en superficie o lecho marino capaces de adecuar los hidrocarburos producidos a estándares internacionales, facilitando así su posterior entrada al mercado.

En el presente estudio se hace uso de este simulador de manera efectiva para llevar a cabo la simulación del proceso de producción de petróleo, que constituye el enfoque principal de nuestra investigación.

### **3.1 Paquetes Termodinámicos**

En Aspen Hysys, la representación de las propiedades físicas de sustancias puras y los cálculos de propiedades de mezclas se encuentran incorporados en entidades conocidas como paquetes termodinámicos. Estos paquetes permiten consolidar toda la información necesaria en una sola entidad. Durante la simulación, la elección adecuada del paquete termodinámico depende de la naturaleza de los componentes presentes en la simulación y sus combinaciones, estos paquetes se agrupan en dos categorías distintas:

#### **3.1.1 Ecuaciones de estado**

Son fundamentales en el diseño de equipos utilizados en operaciones de separación, ya que permiten obtener información crucial sobre entalpía, densidad y las relaciones de equilibrio entre fases. Estas magnitudes son esenciales para el proceso de diseño. La termodinámica clásica proporciona un marco para obtener estas magnitudes a partir de las relaciones entre la presión (P), el volumen (V) y la temperatura (T), conocidas como ecuaciones de estado.

Aunque se han propuesto numerosas ecuaciones de estado, la mayoría de ellas se han desarrollado principalmente para la fase vapor. Sin embargo, solo unas pocas de estas ecuaciones resultan verdaderamente adecuadas para llevar a cabo cálculos prácticos en el ámbito del diseño de equipos de separación.

##### **3.1.1.1 Peng-Robinson y el modelo Soave-Redlich-Kwong**

La ecuación R-K (Redlich-Kwong) enfrenta un desafío principal en la precisión de la predicción de la presión de vapor. Para abordar esta limitación, Soave introdujo una mejora sustancial al agregar un tercer parámetro, el factor acéntrico de Pitzer, a la ecuación R-K. Esto resultó en una concordancia casi exacta con los datos de presión de

vapor de hidrocarburos puros y, al mismo tiempo, mejoró la capacidad de la ecuación para predecir propiedades de la fase líquida. Este desarrollo fue ampliamente aceptado para aplicaciones en mezclas que contienen hidrocarburos y/o gases ligeros debido a su simplicidad y precisión

### **3.1.2 Modelos de actividad**

En sistemas químicos, especialmente los polares o no ideales, se ha empleado tradicionalmente un enfoque dual para abordarlos. Este enfoque implica la utilización de una ecuación de estado para predecir los coeficientes de fugacidad en la fase vapor, y simultáneamente, un modelo de coeficientes de actividad para la fase líquida [3].

En este contexto, la predicción de propiedades en sistemas químicos está principalmente gobernada por los modelos de actividad. Estos modelos son más empíricos en comparación con las ecuaciones de estado, lo que hace que no sea recomendable su uso en aplicaciones generalizadas ni en condiciones operativas no ensayadas.

### **3.2 Entorno de simulación**

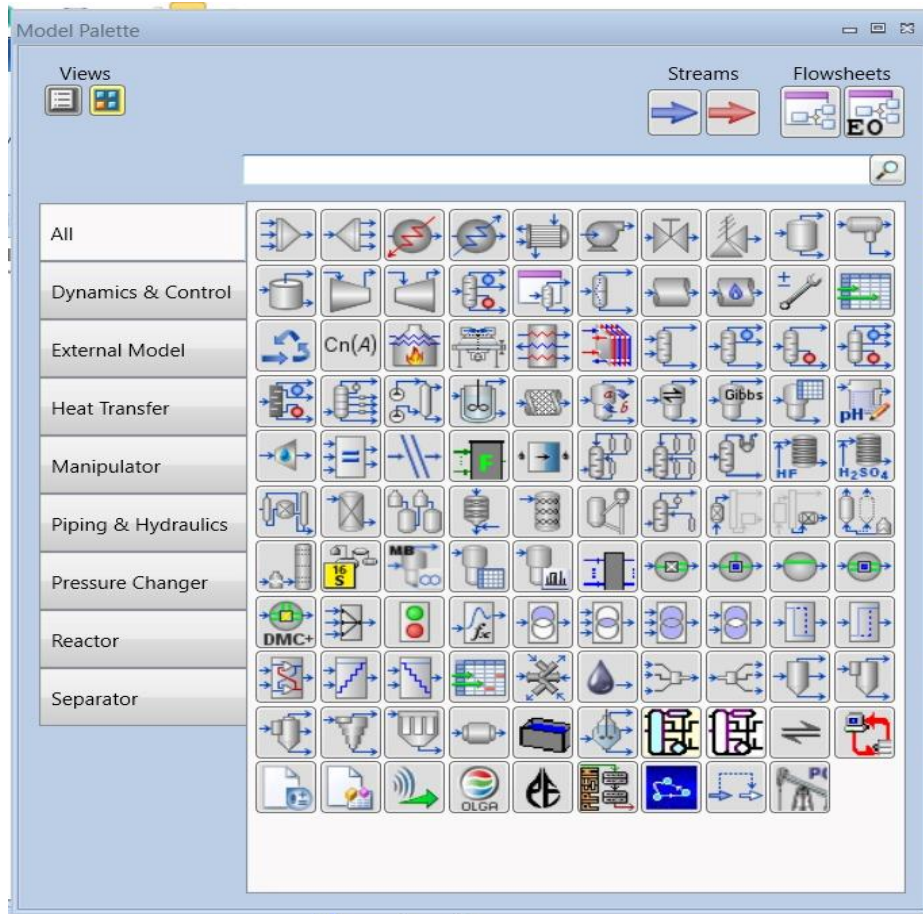
El entorno de simulación se refiere al espacio en el que se llevará a cabo la simulación de un proceso. Este consta de un diagrama de flujo principal en el que se encuentran todas las unidades del proceso conectadas mediante corrientes de materia y energía. Además, incluye una paleta de unidades desde la cual se pueden seleccionar y añadir las unidades de proceso necesarias al diagrama de flujo.

### **3.3 Paleta Modelado**

La Paleta de modelado es una colección de todos los equipos que pueden ser simulados en Hysys, estos equipos se representan mediante iconos representados en la paleta,

destaca la amplitud y la versatilidad de modelado en el simulador, al abarcar todos los procesos posibles, el simulador ofrece una herramienta poderosa para representar una amplia gama de operaciones y escenarios, el simulador se adapta a diferentes aplicaciones y necesidades específicas, lo que lo convierte en una herramienta valiosa en la toma de decisiones en la industria petrolera.

**Figura 2.** Paleta de modelado



## **4. Manejo de fluidos en campos costa afuera**

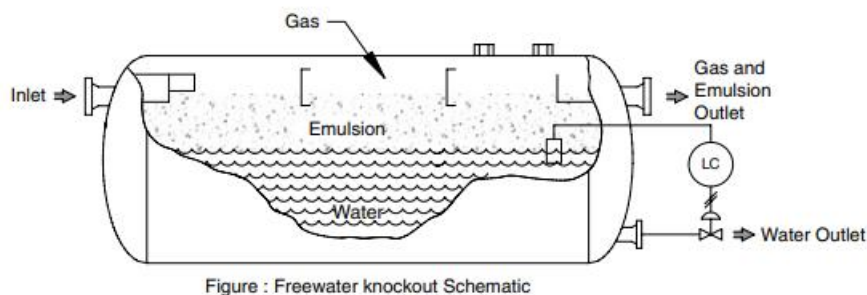
### **4.1 Separación de fluidos costa afuera**

Los separadores son los primeros equipos con los que se encuentran los hidrocarburos al momento de ser extraídos, debido a la naturaleza multifásica de los fluidos, son utilizados para separar los diferentes componentes del fluido de producción, como el petróleo, el gas y el agua. Estos equipos se utilizan en las plataformas de producción y buques de producción offshore para preparar el petróleo y el gas natural para su tratamiento adicional.

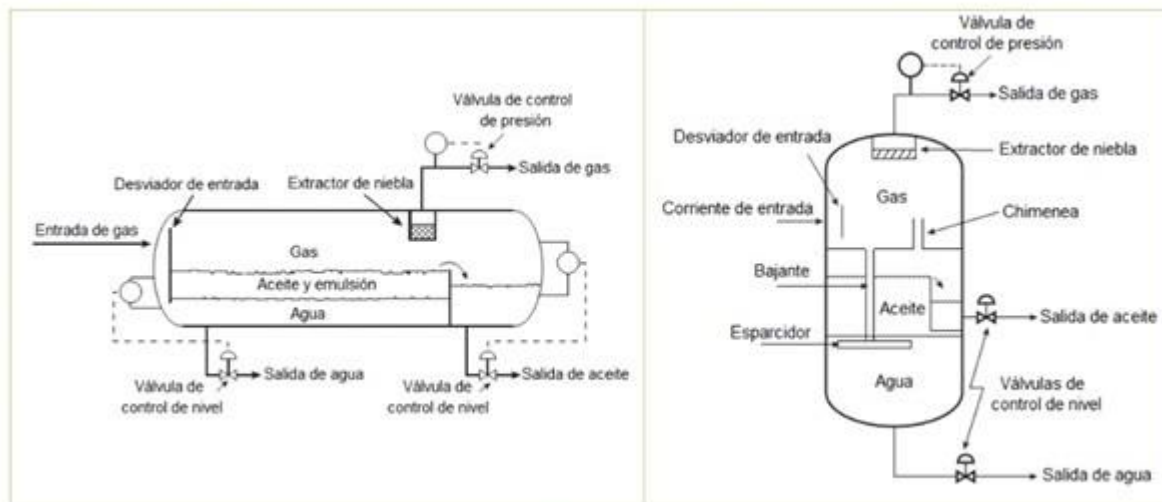
El gas natural es una mezcla compleja de hidrocarburos, que incluye principalmente metano y cantidades significativas de otros hidrocarburos como etano, propano, butano y pentano, así como algunas trazas de hidrocarburos pesados C7+. También puede contener compuestos inorgánicos como N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, CS<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O y trazas de gases nobles como Ar, H<sub>2</sub> y He.

La composición del gas natural nos permite clasificarlo en diferentes tipos, como seco (compuesto principalmente de metano), húmedo (con otros hidrocarburos y compuestos inorgánicos) y condensado (con cantidades considerables de hidrocarburos pesados que se pueden condensar fácilmente). El gas natural también se clasifica como rico o pobre en función de la cantidad de líquido que posee, y dulce o amargo según su contenido de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>.

Se deben separar la fase líquida y el gas natural por diversas razones, como evitar daños en los equipos rotativos, mantener la calidad del gas, prevenir la formación de hidratos y prevenir la suciedad aguas abajo del separador. Los procesos de separación multifase comúnmente se basan en la combinación de uno o varios principios de sedimentación por gravedad, impacto y fuerza centrífuga.



**4.1.1 Separadores gravitacionales.** La separación de fases en equipos gravitacionales se basa en tres principios físicos fundamentales: cantidad de movimiento, sedimentación por gravedad y coalescencia, y los separadores pueden emplear uno o más de estos principios. La cantidad de movimiento se utiliza para separar las fases líquidas de manera gruesa, mediante el cambio de dirección de flujo a la entrada del separador. La fuerza gravitacional permite la reducción de velocidad, lo que permite que las gotas de líquido se depositen en el fondo del separador y que el gas suba al tope. La segregación gravitacional también permite la separación de la fase líquida pesada de la fase líquida liviana. Finalmente, la coalescencia se utiliza para unir las gotas más pequeñas y formar gotas más grandes, lo que facilita la sedimentación. Los separadores gravitacionales pueden ser horizontales o verticales, y se clasifican según su función como separadores bifásicos y trifásicos. Estos últimos se utilizan cuando el gas natural, además de hidrocarburos líquidos, contiene agua. También se pueden clasificar según su presión de operación: baja, media y alta.

**Figura 3.** *Separador horizontal / vertical*

Nota: Proceso de separación de fases del gas natural a alta presión en la industria

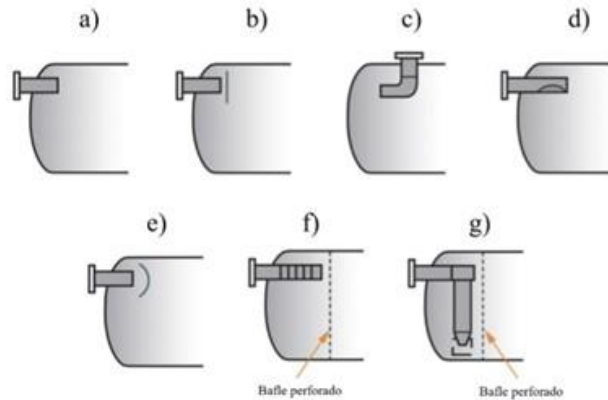
Oil&Gas. Fuente: (Prieto, González, & Chaves, 2019)

En los separadores, tanto horizontales como verticales, se pueden instalar una variedad de accesorios con el propósito de mejorar la eficiencia de separación y el control del proceso. Entre estos accesorios se incluyen desviadores de entrada, controladores de presión y nivel, distribuidores de flujo (deflectores), eliminadores de niebla y dispositivos de alivio de presión.

*Deflectores:* Los desviadores de entrada son accesorios instalados en separadores horizontales y verticales para mejorar el desempeño del proceso de separación de fases. Su objetivo es reducir la energía/velocidad de la mezcla de entrada, proporcionando las condiciones favorables para la separación de fases. Normalmente se seleccionan o clasifican según el momento de entrada (o presión dinámica) de la corriente de alimentación del separador. Para sistemas de alta capacidad y exigencia en eficiencia de separación, se recomienda el uso de desviadores tipo placas paralelas o ciclón, mientras que los dispositivos más simples se utilizan cuando la eficiencia de separación no es una variable. Los desviadores de entrada también minimizan el cizallamiento de las gotas y mejoran las distribuciones de velocidad de cada una de las fases separadas aguas abajo

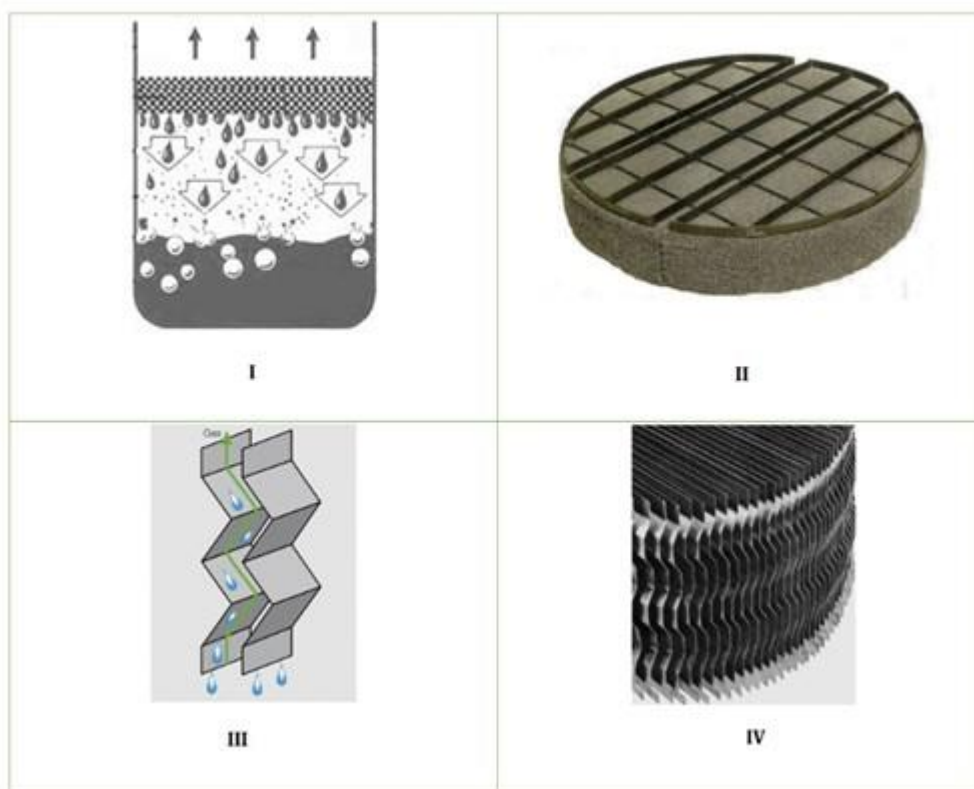
del desviador. El momento de entrada se define como  $\rho v^2/2$ , donde  $\rho$  y  $v$  son la densidad y velocidad de la mezcla respectivamente.

**Figura 4.** *Deflector de entrada*



Fuente: (Prieto, González, & Chaves, 2019)

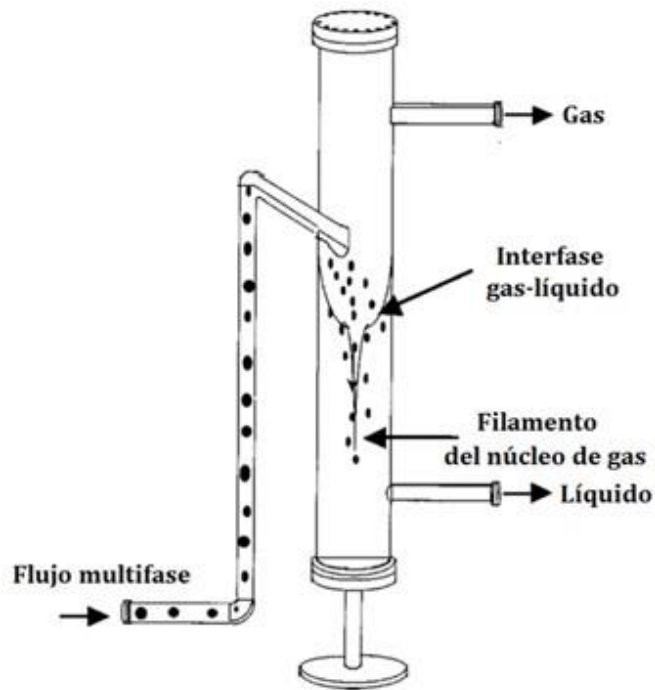
**Difusores de neblina:** Los eliminadores de niebla están compuestos por una malla de alambre tejido (wire mesh) o una serie de placas (vane pack). Ambos mecanismos remueven las gotas más finas de la fase gaseosa a través de la coalescencia, cambios de velocidad, mecanismos de impacto y cambios en la dirección de flujo. Las mallas son utilizadas para retirar gotas en el rango de 10 a 100  $\mu\text{m}$ , pero tienen la desventaja de ensuciarse con facilidad, limitando su uso a mezclas con bajo contenido de líquido (menor al 4%vol) o en scrubbers. Las placas paralelas, por otro lado, utilizan la inercia de las gotas de líquido en la corriente gaseosa para formar una película en la superficie de la placa.

**Figura 5.** *Difusores de neblina*

Fuente: (Prieto, González, & Chaves, 2019)

**4.1.2 Separadores centrífugos o tipo ciclón.** El separador tipo ciclón emplea la fuerza centrífuga para separar componentes de diferentes fases y densidades. En equipos grandes, la fuerza que actúa sobre las gotas de líquido es cinco veces mayor que la gravedad a bajas velocidades y hasta 2000 veces en equipos pequeños a alta presión. Este separador es ampliamente reconocido y utilizado en diversas aplicaciones, desde la separación de condensado de vapor hasta la separación de polvos de hornos. En este equipo, el gas portador y las gotas en suspensión entran tangencialmente en una sección cilíndrica o cónica del separador, luego, la mezcla cruza el espiral hacia abajo, forzando que la materia en suspensión más pesada se acumule en las paredes. Las gotas de condensado humedecen la pared, formando una película descendente que se recoge por la parte inferior del separador.

**Figura 6.** *Separadores centrífugos o tipo ciclón*



Fuente: (Prieto, González, & Chaves, 2019)

#### 4.2 Tratamiento de fluidos costa afuera

Existen diversas alternativas de procesamiento en alta mar para una plataforma petrolera estándar, las cuales se distinguen según el nivel de procesamiento de petróleo y gas. En general, se dividen en dos categorías:

1. Comprende la estabilización de crudo con especificaciones de venta y la deshidratación de gas.
2. Producción de crudo húmedo no estabilizado y gas deshidratado.

En alta mar, el número de plataformas petroleras que utilizan procesamiento adicional de gas, como el control del punto de rocío de hidrocarburos o la recuperación de líquidos del gas natural (LGN), es relativamente bajo.

#### **4.2.1 Sistemas de intercambio de calor**

En los procesos industriales, se utilizan sistemas de intercambio de calor para ajustar la temperatura de las corrientes de proceso con el fin de mejorar el rendimiento del proceso o cumplir con los requisitos de operación de los equipos. Estos sistemas utilizan utilidades de la planta, como agua, vapor o combustibles, o intercambiadores de calor que utilizan corrientes de proceso. Además de calentar el crudo, a menudo se aprovecha el calor residual de otras operaciones, como las chimeneas de escape de compresores o turbinas, para ayudar en el proceso de calentamiento, esto se logra utilizando dispositivos especiales llamados recuperadores de calor residual, que capturan este calor y lo utilizan para calentar el crudo de manera más eficiente, ayudando así a conservar energía y reducir costos.

#### **4.2.2 Intercambiadores de calor**

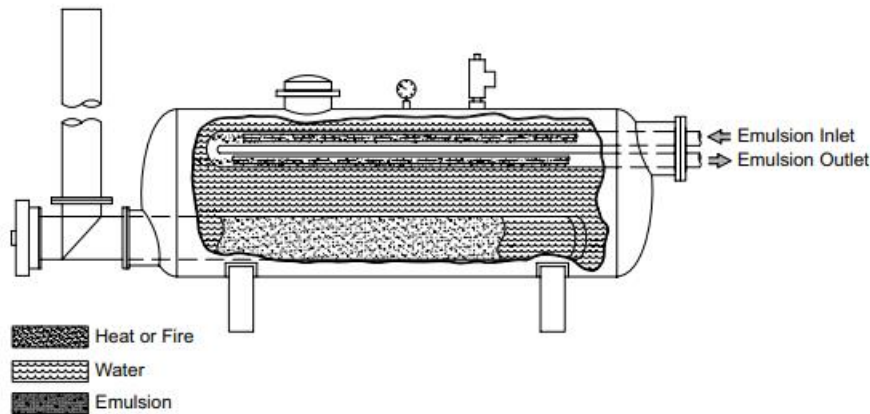
Son equipos en los que se ponen en contacto, de manera directa ó indirecta dos corrientes a diferentes temperaturas para crear un flujo de calor desde la corriente más caliente hacia la más fría. Dichos fluidos circulan a través de dos compartimentos totalmente diferenciados para evitar la mezcla de ellos.

**4.2.3 Intercambiadores de combustión indirecta.** En este tipo de calentadores, el aceite circula a través de tubos sumergidos en agua, la cual es calentada por un tubo de fuego; como alternativa, el calor puede ser suministrado al baño de agua utilizando un fluido calefactor, vapor o calentadores eléctricos sumergidos en lugar de un tubo de fuego, estos calentadores mantienen una temperatura constante durante un período prolongado y son considerados más seguros que sus contrapartes de fuego directo.

La presencia de puntos calientes en el tubo de fuego puede reducirse controlando el contenido de calcio en el agua de calefacción. Sin embargo, una desventaja importante

de estos calentadores es que requieren varias horas para alcanzar la temperatura deseada después de haber estado fuera de servicio.

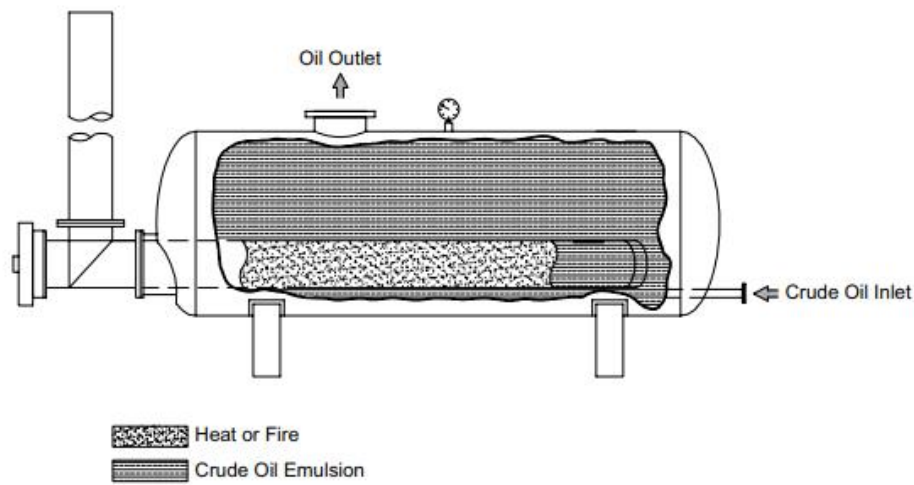
**Figura 7.** *Diseño intercambiador de calor*



#### 4.2.4 Calentador de combustión directa

En este dispositivo, el aceite atraviesa un distribuidor de entrada y se calienta directamente mediante una caja de fuego. Alternativamente, el calor puede ser suministrado al baño de agua a través de un medio de calentamiento, como vapor o un calentador eléctrico sumergido, en lugar del tubo de fuego. Los calentadores de combustión directa son rápidos para alcanzar la temperatura deseada, son eficientes (entre un 75% y un 90%) y ofrecen un costo inicial razonable. Se suelen emplear en situaciones donde hay disponibilidad de gas combustible y se requiere un tratamiento de petróleo a gran escala. Sin embargo, tienen riesgos asociados y requieren equipos de seguridad especiales. La acumulación de escala en el lado del aceite del tubo de fuego puede obstruir la transferencia de calor desde la caja de fuego hasta la emulsión de aceite. Esto puede llevar a la deformación del metal y, eventualmente, a la ruptura del tubo.

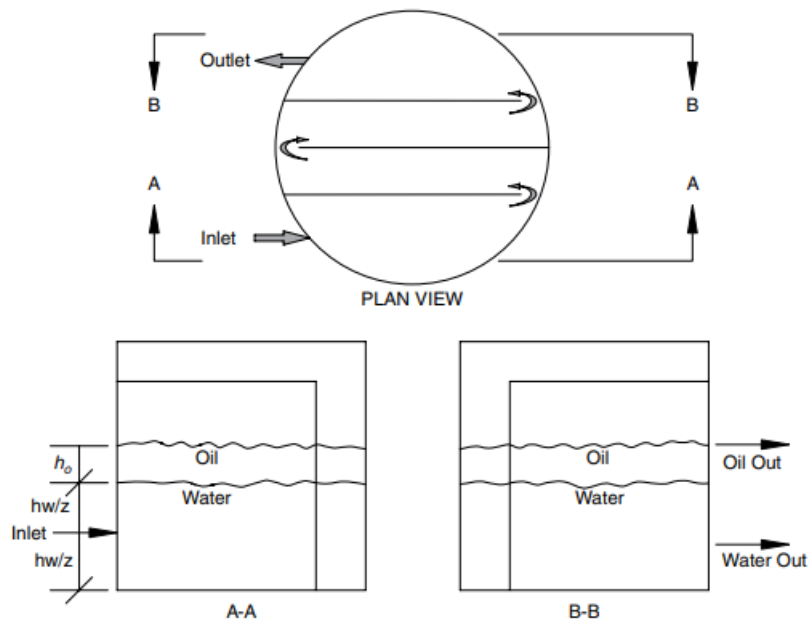
**Figura 8.** *Intercambiador de calor*



#### 4.2.5 Recuperación de calor residual

Un calentador de recuperación de calor residual captura el calor de las chimeneas de escape de compresores, turbinas, generadores y motores grandes. Estos gases de escape calientes pueden dirigirse a través de un tubo y sumergirse en un baño realizando la misma función que un tubo de fuego. Por otra parte, se pueden utilizar intercambiadores de calor para transferir este calor a un medio calefactor, que a su vez se utiliza para calentar la emulsión de crudo. Esto ayuda a reducir el desperdicio de calor y a aumentar la eficiencia energética.

**Figura 9.** Vista en planta de un tanque de tratamiento cilíndrico que incorpora deflectores internos que establecen flujo horizontal.



#### 4.2.6 Aeroenfriadores

Uno de los sistemas de intercambio de calor es los aeroenfriadores, los cuales consisten en un ventilador y un banco de tubos que enfrían un fluido utilizando aire ambiental. Hay dos tipos de aeroenfriadores: de tiro inducido y de tiro forzado.

Los aeroenfriadores de tiro inducido tienen ventajas como una mejor distribución del aire, poca recirculación de aire y un amplio efecto del tiro natural en caso de falla del ventilador. Sin embargo, tienen desventajas como un alto requerimiento energético y no son efectivos para fluidos que están a una temperatura de 350oF o superior.

Por otro lado, los aeroenfriadores de tiro forzado tienen ventajas como un bajo consumo energético y una mayor facilidad de mantenimiento de los ventiladores, pero tienen desventajas como una mala distribución del aire y una mayor recirculación de aire caliente.

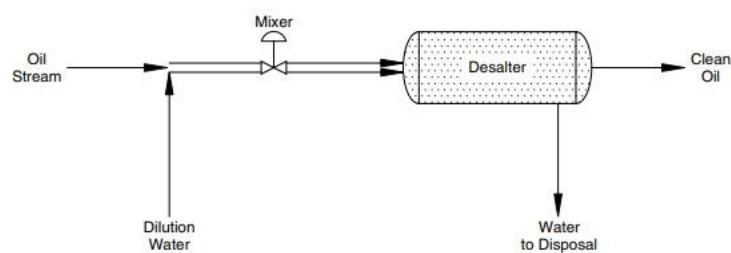
#### **4.2.7 Sistemas de desalinización de petróleo**

La desalinización de petróleo es el proceso de eliminar sales solubles en agua de un flujo de crudo. La mayoría de los crudos contienen agua arrastrada con sales disueltas como cloruro de sodio, magnesio y calcio. Aunque la mayor parte del agua salada se elimina en el proceso de separación y tratamiento del crudo, una pequeña cantidad permanece en él. Esta agua con sal, al llegar a la refinería y calentarse durante los procesos de refinación, libera vapor, pero la sal se cristaliza y queda suspendida en el petróleo, o se deposita como escala en el equipo de intercambio de calor. La presencia de sal puede desactivar catalizadores y obstruir equipos, lo que hace que las refinerías exijan niveles de sal muy bajos antes del procesamiento. Por lo general, esto se especifica en los contratos de compra, con un límite común de 10 a 20 libras por cada mil barriles. Para cumplir con estas especificaciones, las instalaciones de producción a menudo deben llevar a cabo la desalinización del petróleo.

#### **4.2.8 Desalinizadores**

Dado que la cantidad de sal está directamente relacionada con el agua residual, los mejores desalinizadores eliminan la mayor cantidad de agua posible. Cualquier dispositivo capaz de eliminar agua del petróleo puede ser utilizado como desalinizador, pero la mayoría de los desalinizadores son tratadores electrostáticos horizontales. Estos tratadores logran niveles de agua residual muy bajos y suelen operar con presiones superiores al punto de burbujeo del crudo. Además, la temperatura del crudo a desalinizar se ajusta mediante intercambiadores de calor, lo que requiere una sección de desgasificación y calentamiento de entrada.

**Figura 10.** Esquema de un sistema de desalinización de una sola etapa.



## Equipos de Mezcla

### 4.2.9 Válvulas de Globo

Las válvulas de globo de estrangulación manual son una de las formas más simples de fomentar la mezcla de agua de dilución y agua salada. La caída de presión generada al forzar el petróleo y el agua a través de esta válvula manual se utiliza para cortar las gotas de agua y mezclarlas con el petróleo. Sin embargo, la principal limitación de cualquier válvula manual es su incapacidad para ajustarse automáticamente a los cambios en el caudal de petróleo. A medida que varía el flujo, varía la caída de presión y, por lo tanto, la eficiencia de mezcla. Por ende, si el flujo de petróleo aumenta considerablemente, la caída de presión puede ser tan elevada que resulte imposible tratar la emulsión mixta resultante.

Se puede automatizar la válvula de globo para evitar un exceso de mezcla. Se utiliza un controlador de presión diferencial para regular la caída de presión a través de la válvula de globo. Este sistema ajusta automáticamente las tasas de flujo cambiantes y mantiene una caída de presión establecida. Dado que el punto de ajuste de este sistema se puede modificar en el campo, permite a un operador optimizar su rendimiento.

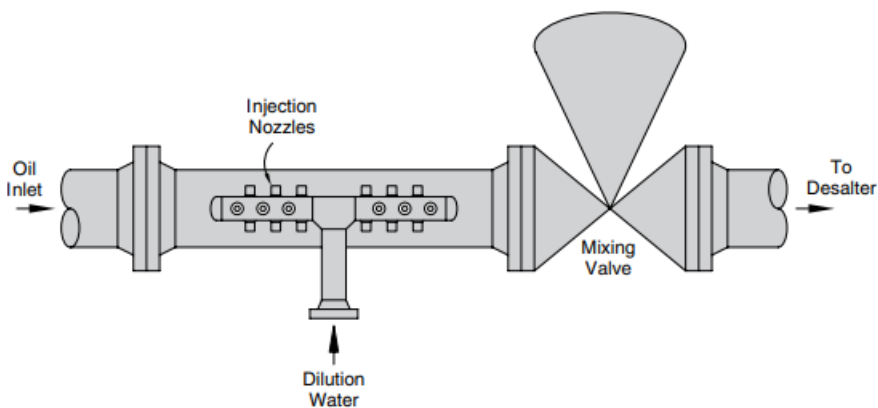
Las válvulas de globo de un solo puerto y de doble puerto equilibradas son comunes y ofrecen buenos resultados. El cuerpo de la válvula debe tener el tamaño adecuado para la línea. Si se utiliza una válvula de un solo puerto, se debe proporcionar alguna forma de premezcla antes de la válvula para garantizar una distribución uniforme de las gotas de agua y controlar el tamaño de las gotas. Las válvulas de globo de doble puerto tienen caídas de presión más bajas que las de un solo puerto y pueden eliminar la necesidad de premezcla.

La caída de presión a través de la válvula de mezcla varía de 10 a 50 psi (70 a 340 kPa). Esta caída de presión necesaria puede reducirse si se instala un dispositivo de premezcla aguas arriba de la válvula de mezcla. La razón de esto es que el dispositivo de premezcla distribuye el agua en el petróleo, y la válvula solo necesita cortar las gotas. Si la mezcla debe cortar y distribuir el agua, se necesitarán caídas de presión más altas.

#### **4.2.10 Boquillas de rociado**

La premezcla aguas arriba se realiza comúnmente con boquillas de rociado o mezcladores estáticos. Como se muestra en la Figura 7-51, un método común para premezclar el agua y el aceite implica el uso de un sistema de boquillas de rociado. El agua se bombea a través de las boquillas y luego se distribuye por todo el flujo de aceite. Estos sistemas son efectivos y generalmente menos costosos que los mezcladores estáticos.

**Figura 11.** Esquema de un sistema de boquillas rociadoras para premezclar agua y aceite.

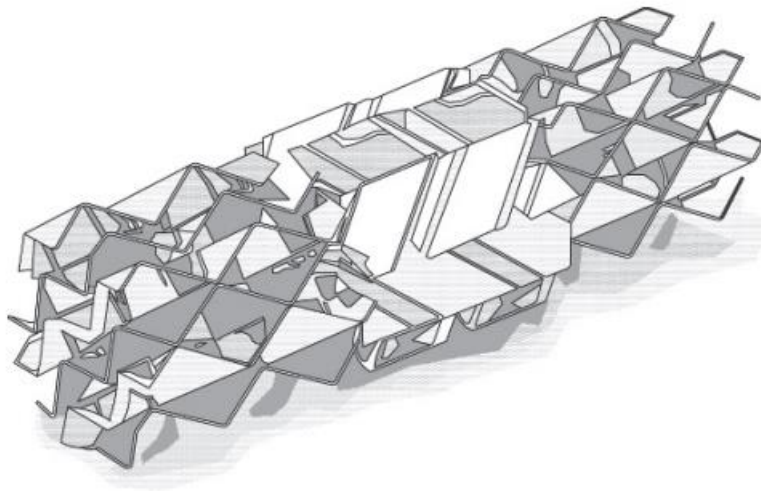


#### 4.2.11 Mezcladores estáticos

Los mezcladores estáticos emplean piezas de placa corrugada, estos dispositivos suelen dividirse en numerosas trayectorias paralelas que se dividen y se recombinan a medida que el flujo atraviesa el mezclador. Las capas alternas de corrugaciones son perpendiculares entre sí, lo que obliga al fluido a pasar a través de una serie de aberturas relativamente pequeñas. Este diseño permite que el mezclador reduzca el tamaño de las gotas de agua de manera significativa en comparación con los modelos anteriores. Además, estos mezcladores generan un rango estrecho de tamaños de gotas. Esta característica se debe a dos fenómenos contrarios: las gotas grandes se dividen por la acción de mezcla en las aberturas pequeñas, mientras que, al mismo tiempo, los mezcladores proporcionan amplias áreas de superficie donde las gotas pequeñas pueden unirse y fusionarse. Desde un punto de vista teórico, esta capacidad de fusión mejora el rendimiento del equipo de deshidratación al reducir el número de gotas muy pequeñas, lo que facilita el proceso de deshidratación y disminuye la probabilidad de crear una emulsión estable e irre recuperable durante la mezcla.

Los mezcladores estáticos se dimensionan para proporcionar un tamaño de gota promedio utilizando ecuaciones empíricas basadas en datos de prueba. Para la desalación, el tamaño de gota promedio oscila aproximadamente entre 250 y 500 micrones y varía en función de la tasa de flujo de petróleo. Sin embargo, la principal desventaja de los mezcladores estáticos radica en su incapacidad para ajustarse conforme varía el flujo. Por lo tanto, si se anticipa una variación significativa en el flujo de petróleo, con una relación de hasta 3 a 1 o superior, se recomienda no utilizar los mezcladores estáticos como el único dispositivo de mezcla.

**Figura 12.** *Static mixer*



### **4.3 Transporte de fluidos costa afuera**

Para transportar fluidos a través de tuberías, se requiere un equipo que le entregue energía mecánica al fluido, aumentando su velocidad o presión. Los fenómenos que tienen lugar en estos equipos se clasifican según si el flujo es compresible o no compresible. En bombas y ventiladores, donde la densidad del fluido no varía significativamente, se utiliza la teoría del flujo no compresible. En soplantes y compresores, donde la densidad aumenta demasiado, se utiliza la teoría del flujo compresible.

#### **4.3.1 Bombas**

Existen dos tipos principales que se utilizan en una planta: las bombas centrífugas y las bombas de desplazamiento positivo.

Una bomba centrífuga es un dispositivo que aumenta la presión de un fluido mediante la acción de las fuerzas rotativas generadas dentro de la bomba debido al movimiento giratorio de los rodetes.

El líquido ingresa a través de una conexión de succión, que es concéntrica con el eje de una pieza que gira a alta velocidad, conocida como impulsor o rodete. El rodete está equipado con aletas radiales que están unidas a él. El líquido fluye hacia afuera, a través de los espacios entre las aletas, y sale del rodete a una velocidad mucho mayor que la que tenía al entrar.

Por otro lado, las bombas de desplazamiento positivo incrementan la presión del fluido directamente por medio de sus partes móviles. Un volumen determinado de líquido queda encerrado en una cámara que se llena desde la entrada y se vacía a una presión más alta a través de la descarga. Hay dos subclases de bombas de desplazamiento positivo: las bombas alternativas, que utilizan un cilindro estacionario con un émbolo, y las bombas rotatorias, en las que la cámara se mueve desde la entrada hasta la descarga y regresa a la entrada de nuevo.

## 5. Modelo de simulación

El modelo de simulación se fundamenta en la investigación previa realizada, lo que permitió desarrollar un modelo eficaz y factible para aplicaciones en campos offshore, el cual no se limita únicamente al enfoque gasífero, sino que abarca el tratamiento de todos los fluidos de hidrocarburos involucrados en los procesos de producción en tierra firme, considerando características que hasta el momento no han sido implementadas o plenamente investigadas en contextos en Colombia. Los parámetros de entrada se tomaron en base a lo que normalmente se tiene en campos colombianos dados por el director de proyecto para tener bases de un campo hipotético, el crudo para analizar se tomó en base al crudo del campo castilla como previamente se menciona en las tablas 1,2 y 3, estos datos son tomados en base a lo que se podría encontrar en un campo colombiano para poder trabajar con un caso hipotético, los datos fueron proporcionados por el director del proyecto y es un caso puramente hipotético.

Se realizan simulaciones de procesos completos para evaluar la viabilidad tecnológica y obtener balances de materia y energía para un análisis operacional. Aunque se esperaban algunas diferencias entre las simulaciones y la operación real, los simuladores de procesos son ampliamente utilizados para proporcionar información confiable sobre el funcionamiento del proceso, gracias a sus bibliotecas de componentes extensas, paquetes termodinámicos completos y métodos computacionales avanzados. Para llevar a cabo la simulación, se utilizó HYSYS v11 (ASPEN Tech, Cambridge MA), seleccionado por sus capacidades de simulación. Los primeros pasos en el desarrollo de la simulación del proceso incluyeron la selección de los componentes químicos del proceso, un modelo termodinámico y las operaciones unitarias y las condiciones de operación. Además, se seleccionaron y especificaron las condiciones de entrada.

La librería de Hysys contenía la información de los siguientes componentes: Nitrógeno ( $N_2$ ), dióxido de carbono ( $CO_2$ ), ácido sulfúrico ( $H_2S$ ), etano ( $C_1$ ), metano ( $C_2$ ),

propano (C<sub>3</sub>), i-butano (iC<sub>4</sub>), n-butano (nC<sub>4</sub>), i-pentano (iC<sub>5</sub>), n-pentano (nC<sub>5</sub>), n-hexano (nC<sub>6</sub>), agua (H<sub>2</sub>O) y trietilenglycol (TEG)

Para los componentes no disponibles en Hysys se especificó el respectivo componente usando el generador de componentes hipotéticos, el componente C<sub>7+</sub> se generó de esta manera teniendo su peso molecular y gravedad API para que el programa pudiera simularlo.

En la siguiente tabla se puede evidenciar la composición del gas de entrada, donde en la columna de la izquierda se ve en componente químico y en la columna de la derecha su fracción molar.

**Tabla 1.** *Composición del gas*

Componente	Fracción molar
N <sub>2</sub>	0.0008
CO <sub>2</sub>	0.0255
H <sub>2</sub> S	0.0007
C <sub>1</sub>	0.8588
C <sub>2</sub>	0.0605
C <sub>3</sub>	0.0300
iC <sub>4</sub>	0.0052
nC <sub>4</sub>	0.0100
iC <sub>5</sub>	0.0029
nC <sub>5</sub>	0.0028
nC <sub>6</sub>	0.0016
C <sub>7+</sub>	0.0012

Fuente: Assay

Para los datos del aceite se usó la herramienta de insertar un Assay de un crudo, el cual fue el crudo castilla. Teniendo como datos su tabla de destilación, viscosidades cinemáticas a diferentes temperaturas, una gravedad de 19.1 API, haciendo a este un crudo pesado y el factor K<sub>uop</sub> de 11.62.

**Tabla 2.** *Destilación en fracción*

Vol.	Viscosidad cSt
5% Vol a.	88.7
10% Vol a.	118.7
20% Vol a.	216.5
30% Vol a.	299.4
40% Vol a.	360.1
50% Vol a.	421.3
60% Vol a.	483.2
70% Vol a.	560.8

Fuente: Assay

**Tabla 3.** Viscosidad del crudo

Viscosidades	
Temperatura (°F)	Viscosidad (cSt)
104	175.10
122	66.88

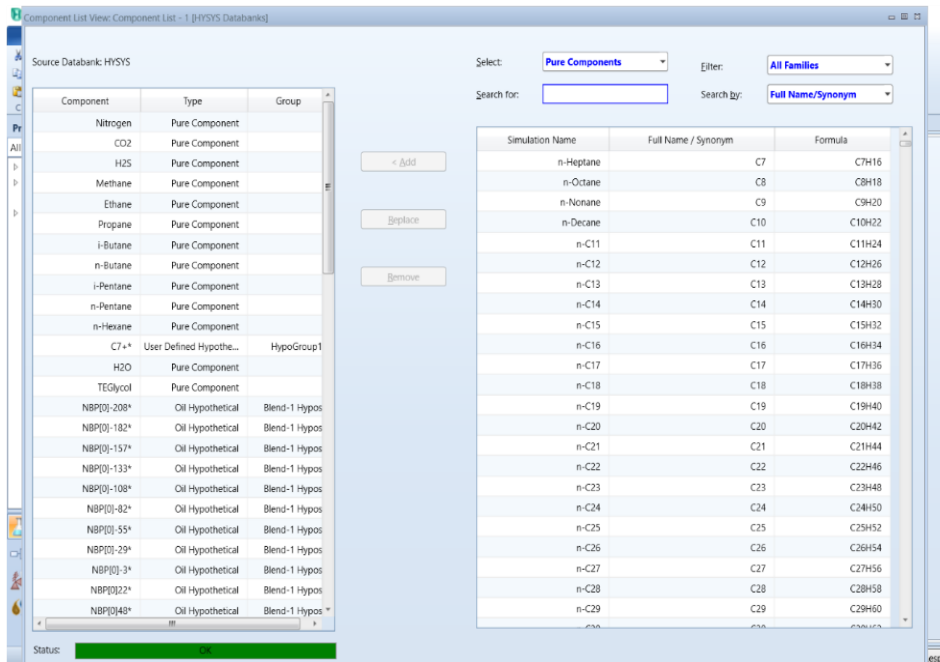
Fuente: Citart Assay crudo castilla

Los datos de entrada a la planta se establecieron a una presión de 1300 Psig, temperatura de 80 °F, un flujo de aceite de 30000 Bbl/D, un flujo de gas de 50 MMscfd y un BSW de 60%.

### 5.1 Caracterización del crudo de proceso

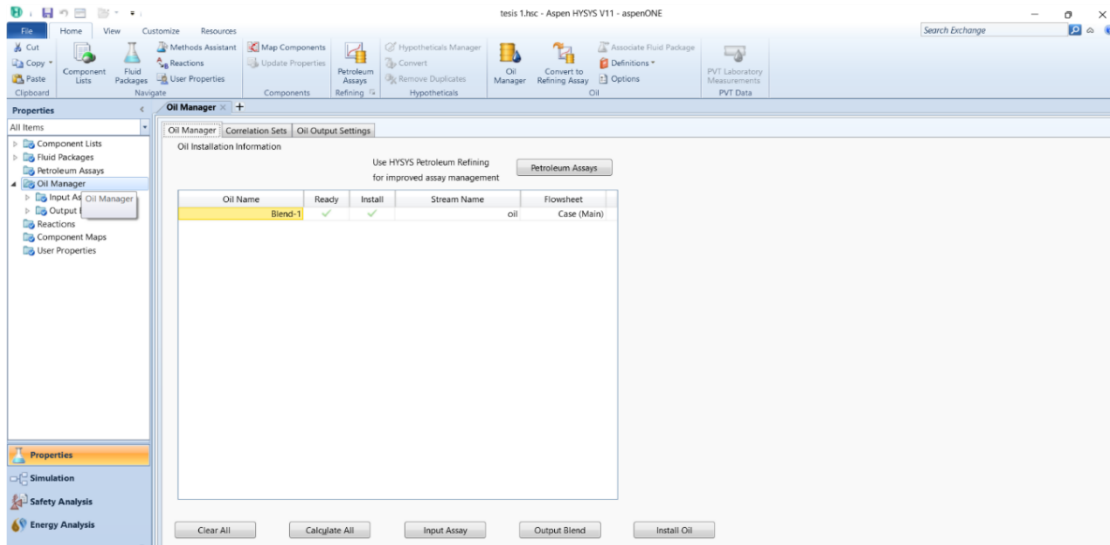
Para la caracterización del flujo de crudo de proceso, se procede a iniciar un nuevo caso, luego se selecciona los componentes a utilizar y el paquete de fluido más apropiado.

**Figura 13.** Lista de componentes seleccionados para la simulación



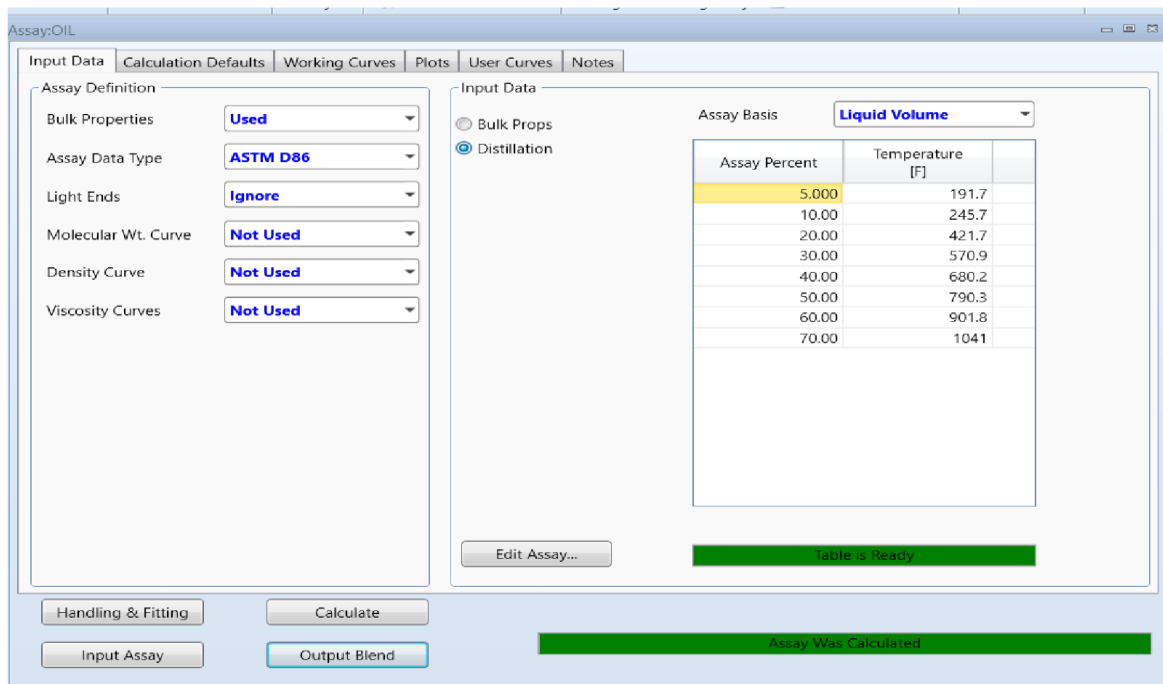
Se utiliza la herramienta "Oil Manager" que se encuentra en el entorno básico de la simulación para la generación de los componentes hipotéticos que conforman el crudo. Aquí se ingresan las propiedades del crudo estudiado, tales como la curva de destilación del crudo, el factor de caracterización  $K_{UOP}$ , su densidad API y datos de viscosidad, estos datos fueron sacados del Assay del crudo castilla, estos datos se pueden ver en la tabla 2 y 3.

**Figura 14.** Entorno Básico de Simulación de Aspen HYSYS 11



El simulador calcula las propiedades del crudo en base a los datos que se ingresan, por eso es recomendable ingresar la mayor cantidad de datos disponible para tener una mejor aproximación a la realidad.

**Figura 15.** Ingreso de datos para caracterizar un crudo en Aspen HYSYS 11



Los resultados obtenidos son los siguientes:

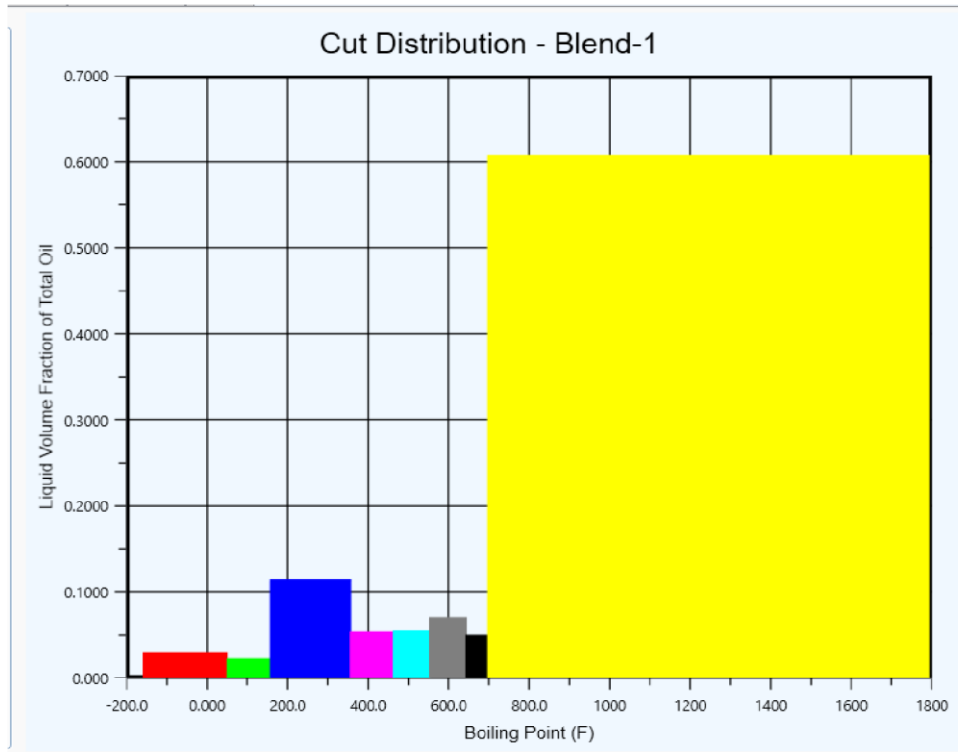
**Figura 16.** Propiedades de los componentes hipotéticos del crudo simulado.

The screenshot shows the 'Blend: Blend-1' software interface. The 'Component Physical Properties' table is displayed with the following data:

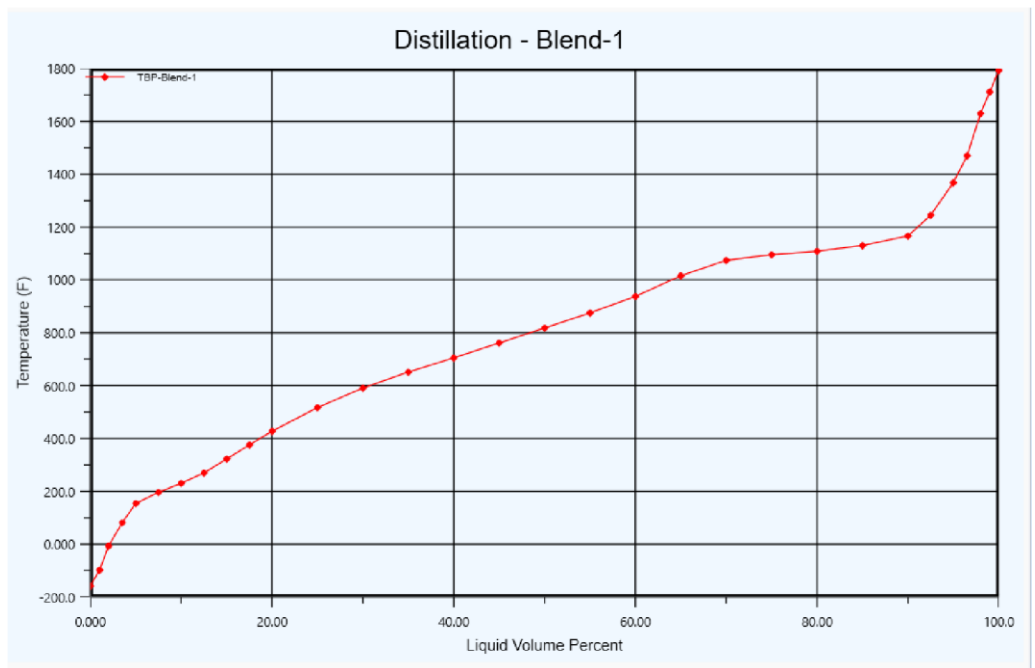
Comp Name	NBP [F]	Mole Wt.	Density [lb/ft3]	Viscosity1 [cP]	Viscosity2 [cP]
NBP_-208	-207.7	22.90	34.62	8.3409e-002	6.3961e-002
NBP_-182	-181.9	24.41	35.19	8.1213e-002	5.9819e-002
NBP_-157	-157.2	25.88	35.75	7.9132e-002	5.6045e-002
NBP_-133	-132.9	27.38	36.03	7.7071e-002	5.2455e-002
NBP_-108	-108.1	28.52	36.81	7.4950e-002	4.8907e-002
NBP_-82	-82.26	31.51	37.73	7.7595e-002	4.9231e-002
NBP_-55	-55.25	35.23	38.83	8.4515e-002	5.1673e-002
NBP_-29	-28.67	39.77	40.10	9.3450e-002	5.5876e-002
NBP_-3	-2.952	44.81	41.40	0.10511	6.1994e-002
NBP_22	22.25	49.41	42.41	0.11631	7.0610e-002
NBP_48	47.62	54.13	43.30	0.13778	8.5173e-002
NBP_72	72.21	58.61	44.09	0.18759	0.11659
NBP_96	96.35	62.69	44.73	0.27819	0.15878
NBP_122	122.5	67.86	45.42	0.36899	0.18942
NBP_149	149.3	75.56	46.33	0.37199	0.20108
NBP_177	177.4	86.36	47.45	0.34993	0.20871
NBP_199	198.7	91.97	47.97	0.38204	0.22589
NBP_226	226.1	100.4	48.69	0.43558	0.25332
NBP_250	250.3	105.3	49.07	0.46960	0.27037
NBP_278	278.5	110.1	49.44	0.50672	0.28865
NBP_303	303.3	116.9	49.97	0.56557	0.31720
NBP_328	328.0	124.9	50.56	0.64060	0.35314
NBP_353	353.5	133.0	51.11	0.72007	0.39090
NBP_379	379.2	141.4	51.65	0.82182	0.43487
NBP_405	404.8	150.6	52.19	0.97226	0.49086
NBP_430	430.3	160.5	52.74	1.1705	0.55787
NBP_456	456.0	171.1	53.28	1.4176	0.63497
NBP_482	481.5	182.4	53.82	1.7343	0.72579
NBP_507	507.0	194.0	54.34	2.1338	0.83132
NBP_533	532.6	206.1	54.84	2.6506	0.95591
NBP_558	558.2	218.7	55.34	3.3332	1.1049

Buttons at the bottom: Install Oil, Output Blend, Input Assay. A green status bar at the bottom reads 'Blend Was Calculated'.

**Figura 17.** Distribución de las fracciones del crudo simulado calculado por Aspen HYSYS 11



**Figura 18.** Curva de destilación TBP del crudo calculada por Aspen HYSYS 11



### 5.2 Ingreso de la corriente de hidrocarburo

Con el crudo simulado y con los componentes del gas introducidos no dirigimos al entorno de simulación y creamos las corrientes de fluidos a introducir, la cual es la corriente proveniente del pozo. Para recrear con mayor exactitud la corriente, se mezclan las corrientes individuales de gas, aceite y agua a las condiciones de operación anteriormente mencionadas. (Los datos de entrada a la planta se establecieron a una presión de 1300 Psig, temperatura de 80 °F, un flujo de aceite de 30000 Bbl/D, un flujo de gas de 50 MMscfd y un BSW de 60%).

Figura 19. Simulación de la corriente de hidrocarburo

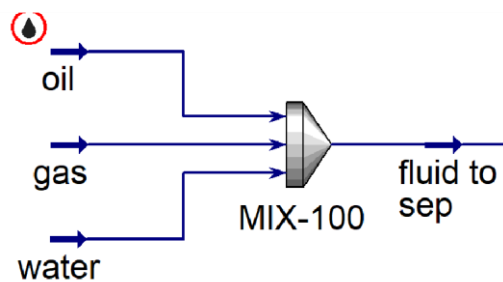


Figura 20. Datos de la corriente “fluid to sep”

Material Stream: fluid to sep

Worksheet	Stream Name	fluid to sep	Vapour Phase	Liquid Phase	Aqueous Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	0.2605	0.2605	0.1320	0.6075
Properties	Temperature [F]	82.19	82.19	82.19	82.19
Composition	Pressure [psig]	1300	1300	1300	1300
Oil & Gas Feed	Molar Flow [MMSCFD]	166.5	43.38	21.98	101.2
Petroleum Assay	Mass Flow [lb/hr]	7.187e+005	8.919e+004	4.293e+005	2.003e+005
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [USGPM]	1908	533.8	973.6	400.9
User Variables	Molar Enthalpy [Btu/lbmole]	-1.068e+005	-3.642e+004	-1.716e+005	-1.229e+005
Notes	Molar Entropy [Btu/lbmole-F]	23.92	33.79	54.77	12.99
Cost Parameters	Heat Flow [Btu/hr]	-1.953e+009	-1.735e+008	-4.143e+008	-1.365e+009
Normalized Yields	Liq Vol Flow @Std Cond [barrel/day]	6.034e+004	7.687e+006	3.196e+004	1.351e+004
Emissions	Fluid Package	Basis-1			
	Utility Type				

### 5.3 Simulación del proceso de separación

Para el proceso de la simulación el primer paso fue encontrar cuantas etapas de separación eran necesarias para el diseño, para esto se usó la fórmula de la relación de compresión

$$RC = \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{1/n} \quad (1)$$

donde:

P1 = presión de succión

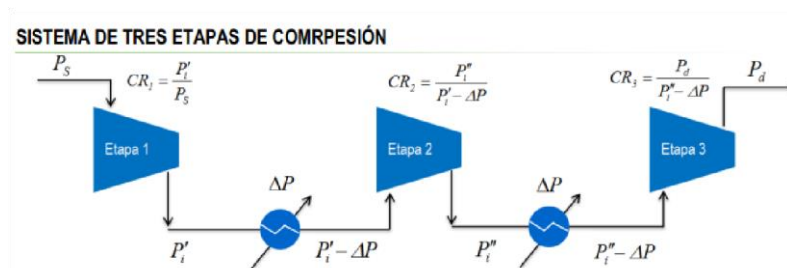
P2 = presión de descarga

n = número de etapas

Donde la presión de succión es 1300 Psig y la de descarga 50 Psig, esto nos debe dar como resultado una relación de compresión menor a 4, usando el método de prueba y error se cambió el número de etapas y nos dio que las etapas de separación necesarias para el diseño eran 3.

para hallar las otras presiones a la que entra el fluido a los separadores se usa la siguiente fórmula para sistemas de tres etapas.

**Figura 21.** Sistema de compresión de tres etapas



$$CR_1 = CR_2 = CR_3$$

Donde la anterior expresión es la condición para el mínimo consumo de potencia, lo cual nos da la fórmula de:

$$\frac{P'_i}{P_s} = \frac{P''_i}{P' - \Delta P_i} = \frac{P_d}{P''_i - \Delta P} \quad (2)$$

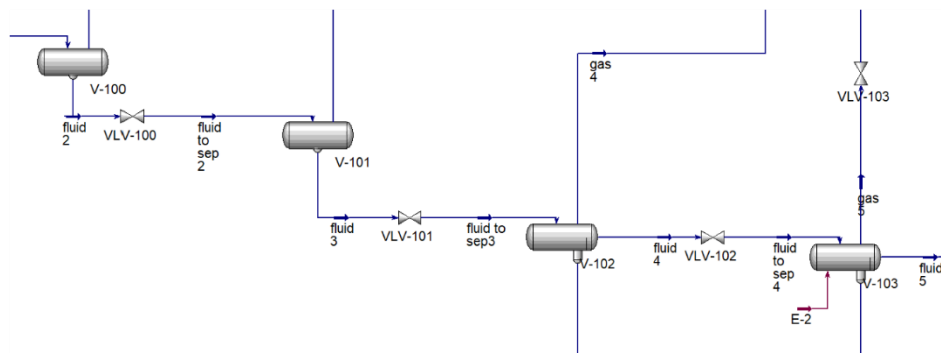
Y despejando nos da el polinomio de grado 3 para hallar la presión de entrada al segundo separador:

$$P'_i{}^3 - \Delta P \cdot P'_i{}^2 - P_s \cdot \Delta P \cdot P'_i - P_s \cdot P_d = 0 \quad (3)$$

Lo que nos da que la presión de entrada al separador 2 es 461 psig y la entrada al separador 3 (V-102), el cual es un separador trifásico, a diferencia del primer (V-100) y segundo (V-101) separador los cuales son bifásicos es de 159 psig, las presiones se regulan con válvulas de control.

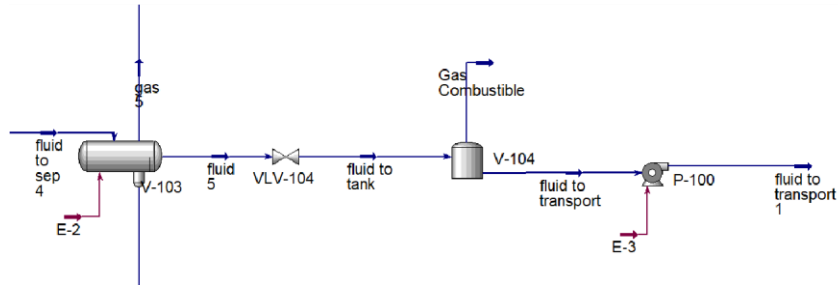
Luego de este proceso el fluido se lleva a un tratador (V-103) con una corriente de energía de 13247222.10 Btu/h.

**Figura 22.** *Proceso de separación del hidrocarburo*



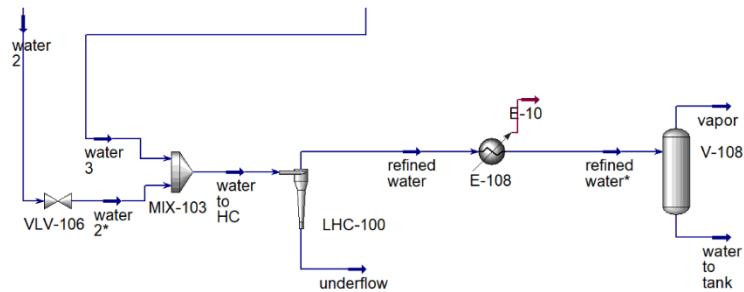
El fluido sale del tratador a una presión de 50 psig y una temperatura de 180 °F, posteriormente se introduce una válvula de control para poder disminuir la presión, para cumplir las condiciones de seguridad y venta del hidrocarburo el cual entra al tanque de almacenamiento (V-104), posteriormente ya para el transporte se envía el fluido a una bomba para su posterior transporte por un oleoducto, la presión de salida al oleoducto es de 2000 psig.

**Figura 23.** *Proceso de tratamiento y almacenamiento del aceite*



El agua separada por los equipos es llevada a un hidrociclón a una presión de 65 psig y una temperatura de 112.3 °F para su respectivo tratamiento, luego el agua refinada pasa a través de un proceso de enfriamiento para ser llevada a un separador bifásico así se podrán retirar las ultimas trazas del gas y que el agua sea llevada a su disposición final, ya sea vertimiento, reinyección, entre otras.

**Figura 24.** *Proceso de tratamiento del agua*

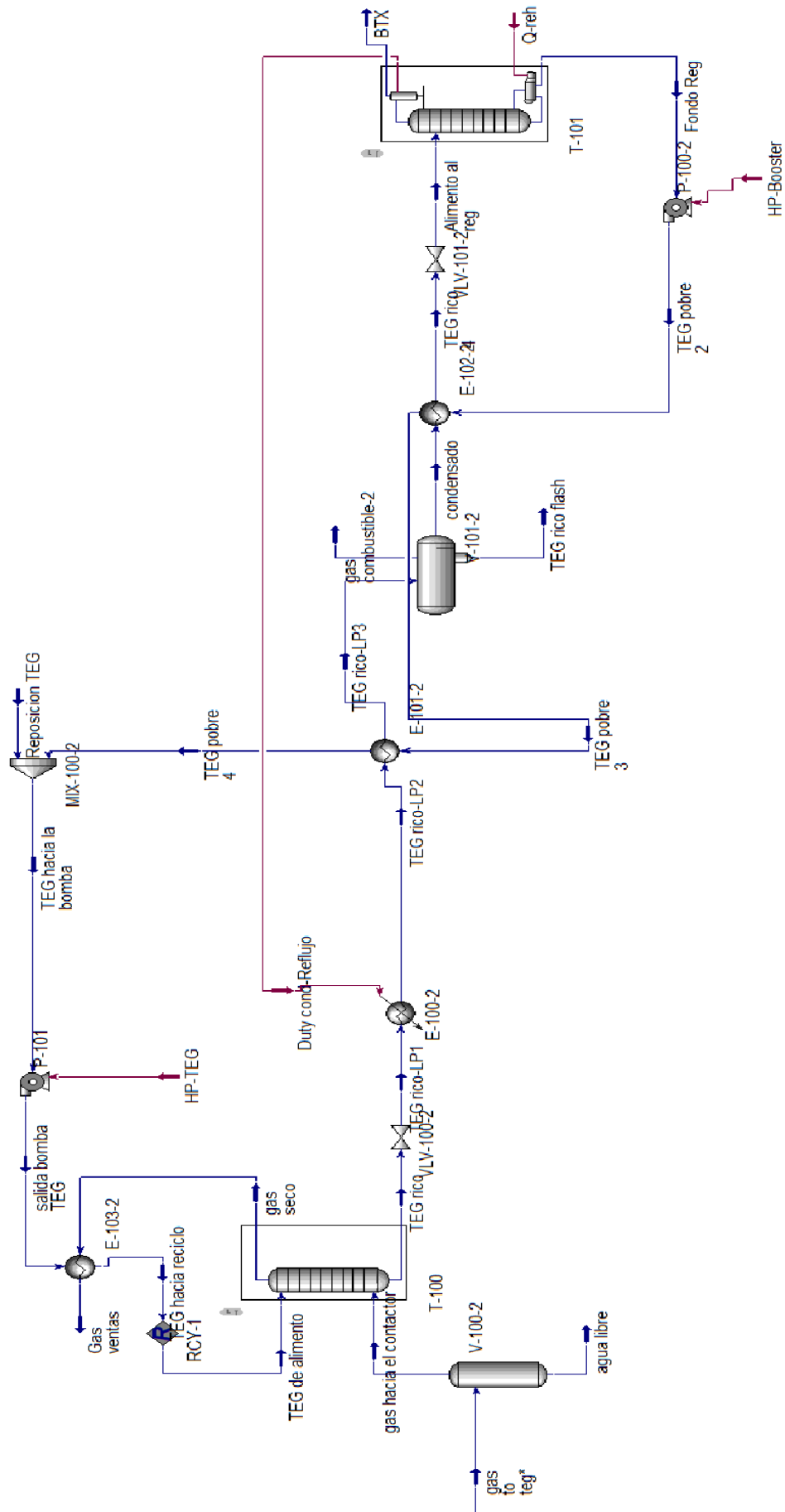


Para la parte del tratamiento del gas se dispusieron tres etapas de separación y compresión, que vayan asistiendo a la separación del petróleo. Cada separador principal de petróleo libera gas hidrocarburo el cual es llevado a otro separador bifásico, para separar las trazas de líquidos residuales en el gas, luego de salir de cada separador el gas resultante es sometido a un proceso de compresión y enfriamiento para seguir siendo tratado en el siguiente separador, luego de finalizar el proceso de las tres etapas de compresión del gas.



proceso de los intercambiadores de calor anteriormente usados (E-101-2 Y E-102-2). Esta corriente de TEG pobre será combinada con otra corriente de TEG para su reposición, esta corriente de TEG será impulsada con una bomba (P-101) para ser enviada a un intercambiador de calor donde pasaran las corrientes de TEG y la corriente de gas seco proveniente del contactor, la corriente de TEG tendrá un proceso constante de reciclaje para ser enviada al contactor, mientras que la corriente del gas seco ya cumple con las condiciones de venta y será enviada a su transporte





## 6. Resultados

### 6.1 Resultados finales del proceso y composición condiciones y propiedades del gas

#### 6.1.1 Composición de la corriente de gas final listo para venta

En la composición se presenta datos finales de la corriente del gas resultante, incluye información detallada sobre la composición de las corrientes de gas del proceso, especificando los componentes y sus fracciones molares, además, es evidente que el proceso de deshidratación del gas ha tenido éxito, ya que se observa una presencia muy baja de ácido sulfúrico y una cantidad mínima de hidrocarburos líquidos.

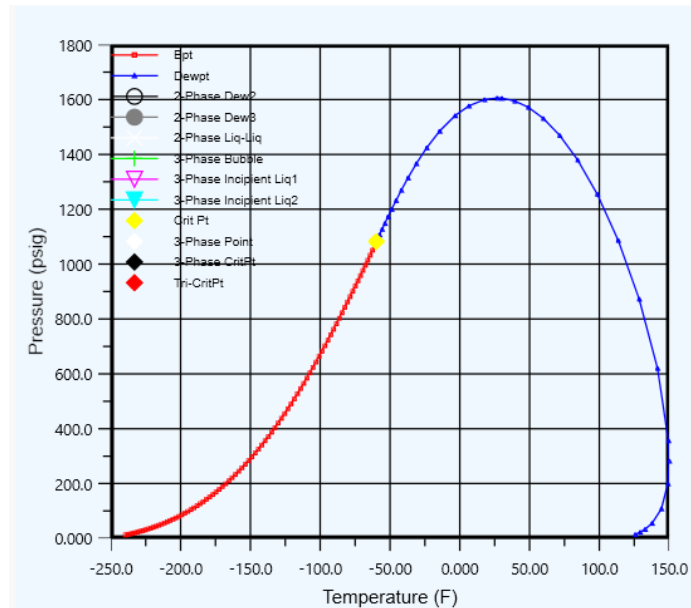
**Tabla 4.** *Composición de la corriente de gas de venta*

<b>Componente</b>	<b>Fracción</b>
Nitrogen	0.00079
CO2	0.02408
H2S	0.00055
Methane	0.84837
Ethane	0.05674
Propane	0.02280
i-Butane	0.00291
n-Butane	0.00473
i-Pentane	0.00085
n-Pentane	0.00067
n-Hexane	0.00018
C7+*	0.00004
Hidrocarburo	0.03721
H2O	0.00008
TEGlycol	0.00000
Total	1.00000

#### 6.1.2 La Envoltura de un Gas y sus Implicaciones en las Fases Líquida y Gaseosa

La envoltura del gas representa fundamentalmente el estudio de sistemas que involucran la coexistencia de fases líquida y gaseosa, esta representación gráfica es esencial para comprender el equilibrio entre ambas fases y proporciona información valiosa sobre los puntos de burbuja y rocío.

**Figura 27.** Envoltente del gas de venta



**6.1.3 Condiciones de la corriente final del gas**

La tabla se describe las condiciones de la corriente final de gas muestra claramente que la fase gaseosa supera en cantidad a la fase líquida, como era de esperarse, además, se nota que el flujo es adecuado para su comercialización igualmente se evidencia que las temperaturas y presiones se encuentran en línea con lo que se considera estándar para un gas destinado a la venta.

**Tabla 5.** Envoltente del gas de venta

Tabla de condiciones de la corriente final del gas			
Stream Name	Gas ventas	Vapour Phase	Liquid Phase
Vapour / Phase Fraction	1.000	1.000	0.000
Temperature [F]	109.366	109.366	109.366
Pressure [psig]	1,090.000	1,090.000	1,090.000
Molar Flow [MMSCFD]	50.517	50.517	0.000
Mass Flow [lb/hr]	108,148.621	108,148.573	0.048
Std Ideal Liq Vol Flow [USGPM]	629.839	629.839	0.000
Molar Entropy [Btu/lbmole-F]	34.704	34.704	27.337
Liq Vol Flow @Std Cond [barrel/day]	8,948,956.507	8,948,955.778	0.004

### 6.1.4 Propiedades de la corriente final del gas

Las propiedades finales presentan las características de la corriente del gas al final del proceso, ahora se pueden apreciar con mayor precisión cada una de las propiedades del gas, incluyendo su peso molecular y densidad de masa, asimismo, se proporciona información sobre la presión en la que se forma la burbuja y el punto en el que ocurre la condensación, lo que nos brinda una comprensión completa de todas las propiedades finales que son adecuadas para la posterior comercialización del gas.

**Tabla 6.** *Propiedades de la corriente final del gas*

<b>Propiedades de la corriente final del gas</b>			
Stream Name	Gas ventas	Vapour Phase	Liquid Phase
Molecular Weight	19.4966	19.4966	103.7959
Molar Density [lbmole/ft3]	0.2185	0.2185	0.4675
Mass Density [lb/ft3]	4.2601	4.2601	48.5246
Mass Enthalpy [Btu/lb]	-1879.4544	-1879.4552	-987.7139
Mass Entropy [Btu/lb-F]	1.7800	1.7800	0.2634
Heat Capacity [Btu/lbmole-F]	12.4031	12.4031	48.0934
Mass Heat Capacity [Btu/lb-F]	0.6362	0.6362	0.4633
Phase Fraction [Vol. Basis]	1.0000	1.0000	0.0000
Phase Fraction [Mass Basis]	1.0000	1.0000	0.0000
Phase Fraction [Act. Vol. Basis]	1.0000	1.0000	0.0000
Mass Exergy [Btu/lb]	224.3732	-	-
Partial Pressure of CO2 [psig]	11.9106	-	-
Act. Gas Flow [ACFM]	423.1050	423.1050	-
Avg. Liq. Density [lbmole/ft3]	1.0980	1.0980	0.4606
Specific Heat [Btu/lbmole-F]	12.4031	12.4031	48.0934
Std. Gas Flow [MMSCFD]	50.4223	50.4223	0.0000
Std. Ideal Liq. Mass Density [lb/ft3]	21.4078	21.4078	47.8129
Z Factor	-	0.8279	0.3870
Watson K	17.8083	17.8083	11.4693
Cp/(Cp - R)	1.1906	1.1906	1.0431
Cp/Cv	1.5684	1.5684	1.2315
Ideal Gas Cp/Cv	1.2597	1.2597	1.0554
Ideal Gas Cp [Btu/lbmole-F]	9.6329	9.6329	37.8377
Mass Ideal Gas Cp [Btu/lb-F]	0.4941	0.4941	0.3645
Heat of Vap. [Btu/lbmole]	3364.8585	-	-
Kinematic Viscosity [cSt]	0.2080	0.2080	6.8964
Liq. Mass Density (Std. Cond) [lb/ft3]	0.0517	0.0517	50.0743
Liq. Vol. Flow (Std. Cond) [barrel/day]	8948956.5070	8948955.7779	0.0041
Molar Volume [ft3/lbmole]	4.5765	4.5765	2.1390
Mass Heat of Vap. [Btu/lb]	172.5870	-	-
Phase Fraction [Molar Basis]	1.0000	1.0000	0.0000
Thermal Conductivity [Btu/hr-ft-F]	0.0237	0.0237	0.0549
Viscosity [cP]	0.0142	0.0142	5.3605

<b>Propiedades de la corriente final del gas</b>			
Stream Name	Gas ventas	Vapour Phase	Liquid Phase
Cv (Semi-Ideal) [Btu/lbmole-F]	10.4173	10.4173	46.1076
Mass Cv (Semi-Ideal) [Btu/lb-F]	0.5343	0.5343	0.4442
Cv [Btu/lbmole-F]	7.9080	7.9080	39.0526
Mass Cv [Btu/lb-F]	0.4056	0.4056	0.3762
Water Content[Gas] [lb/MMSCF]	3.7338	3.7338	2.4897
HC Dew Point[Gas] [F]	116.3140	109.3593	800.4259

## 6.2 Resultados, composición condiciones y propiedades de crudo

### 6.2.1 Composición de las corrientes de crudo del proceso

La composición de los componentes y sus fracciones en el petróleo, se puede observar que más del 90% consiste en hidrocarburos líquidos, con porciones reducidas de gas y una cantidad mínima de agua, esto indica que el proceso de separación y tratamiento del crudo se llevó a cabo de manera exitosa, evitando la presencia residual de agua.

**Tabla 7.** Composición de las corrientes de crudo del proceso.

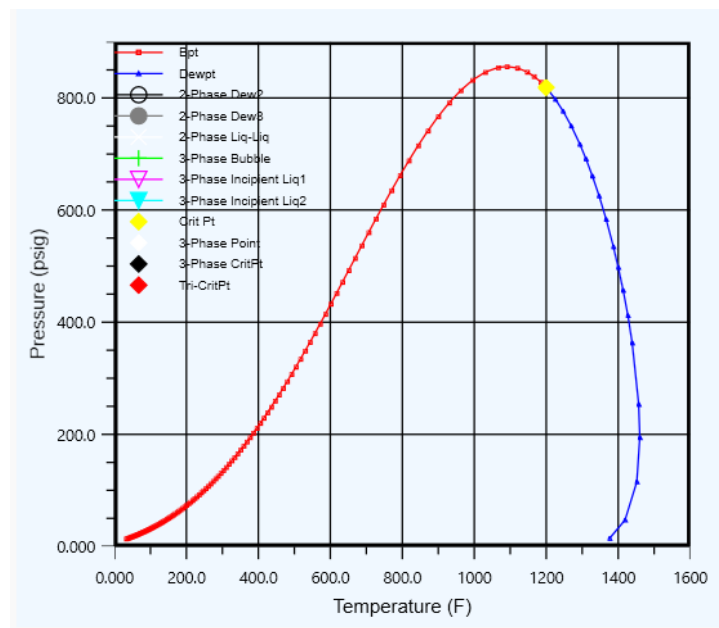
<b>Componente</b>	<b>Fraccion</b>
Nitrogen	0.00000
CO2	0.00231
H2S	0.00034
Methane	0.00446
Ethane	0.01018
Propane	0.02270
i-Butane	0.00740
n-Butane	0.01708
i-Pentane	0.00671
n-Pentane	0.00696
n-Hexane	0.00472
C7+*	0.00388
Hidrocarburo	0.91284
H2O	0.00044
TEGlycol	0
Total	1.00000

### 6.2.2 Envoltente de la corriente de crudo final

La observación de los puntos de Rocío y burbuja en la envoltente del petróleo es relevante porque indica diferencias significativas con respecto a la fase gaseosa. En particular, el hecho de que el punto de Rocío en el petróleo se alcance a temperaturas más altas que en

el gas resalta las distintas propiedades termodinámicas de estas dos fases. Esto puede tener implicaciones importantes en términos de procesamiento y manipulación de petróleo y gas, ya que las temperaturas a las que ocurren estos puntos pueden influir en el diseño y la operación de los sistemas y equipos involucrados en la industria del petróleo.

**Tabla 8.** Envoltante de la corriente final del crudo



**6.2.3 Condiciones de la corriente final del petróleo**

El análisis de las condiciones de la corriente final del petróleo resalta la importancia de mantener un equilibrio adecuado entre las fases líquida y de vapor en la industria petrolera. La predominancia de la fase líquida sugiere que el petróleo está en una forma

más manejable y lista para ser procesado y transportado de manera eficiente. Además, el cumplimiento de estándares de temperatura y presión es esencial para garantizar la integridad de los equipos y la seguridad en las operaciones. Estos factores contribuyen a la calidad y la idoneidad de la corriente de petróleo para su posterior comercialización en el mercado

**Tabla 9.** *Condiciones de la corriente final del petróleo*

<b>Condiciones de la corriente final del petróleo</b>			
Stream Name	fluid to tank	Vapour Phase	Liquid Phase
Vapour / Phase Fraction	4.59E-02	4.59E-02	0.954100476
Temperature [F]	177.87	177.87	177.87
Pressure [psig]	20	20	20
Molar Flow [MMSCFD]	14.71	0.67	14.03
Mass Flow [lb/hr]	409503.30	3365.74	406137.56
Std Ideal Liq Vol Flow [USGPM]	874.92	11.93	862.99
Molar Entropy [Btu/lbmole-F]	86.06	34.08	88.56
Liq Vol Flow @Std Cond [barrel/day]	29982.25	398.78	29711.89

### 6.2.4 Propiedades de la corriente final de petróleo

Este apartado resalta la importancia de evaluar una serie de propiedades específicas de la corriente final del petróleo. Estas propiedades incluyen aspectos fundamentales como el peso molecular, la densidad y la viscosidad, que tienen implicaciones directas en la manipulación y procesamiento del petróleo.

Sin embargo, el punto central de atención aquí es la presión de vapor, regida por la norma ASTM D323. La presión de vapor es crucial en el almacenamiento y transporte de petróleo, ya que su cumplimiento garantiza la integridad de los tanques y tuberías utilizados en estas operaciones. El hecho de que la simulación haya arrojado un valor de 8.17 PSI, por debajo del límite establecido de 11 PSI, es un resultado positivo y tranquilizador para la seguridad y eficiencia de las operaciones en la industria petrolera.

En última instancia, este análisis demuestra la utilidad de la simulación en la evaluación de propiedades críticas y su capacidad para garantizar el cumplimiento de

normativas y estándares que son esenciales en la manipulación y el transporte de productos petroleros.

**Tabla 10.** *Propiedades de la corriente final del petróleo*

Stream Name	Propiedades de la corriente final del petróleo		
	fluid to tank	Vapour Phase	Liquid Phase
Molecular Weight	253.595	45.410	263.611
Molar Density [lbmole/ft3]	0.075	0.005	0.211
Mass Density [lb/ft3]	19.015	0.237	55.581
Act. Volume Flow [barrel/day]	92057.627	60822.954	31234.673
Mass Entropy [Btu/lb-F]	0.339	0.751	0.336
Heat Capacity [Btu/lbmole-F]	118.287	19.957	123.017
Mass Heat Capacity [Btu/lb-F]	0.466	0.439	0.467
Phase Fraction [Vol. Basis]	0.014	0.014	0.986
Phase Fraction [Mass Basis]	0.008	0.008	0.992
Phase Fraction [Act. Vol. Basis]	0.661	0.661	0.339
Avg. Liq. Density [lbmole/ft3]	0.230	0.774	0.223
Specific Heat [Btu/lbmole-F]	118.287	19.957	123.017
Std. Ideal Liq. Mass Density [lb/ft3]	58.354	35.169	58.674
Act. Liq. Flow [USGPM]	911.011	-	911.011
Watson K	11.026	13.355	11.035
Kinematic Viscosity [cSt]	-	2.698	10.596
Liq. Mass Density (Std. Cond) [lb/ft3]	58.383	36.078	58.430
Liq. Vol. Flow (Std. Cond) [barrel/day]	29982.253	398.782	29711.886
Liquid Fraction	0.954	0.000	1.000
Molar Volume [ft3/lbmole]	13.337	191.977	4.743
Mass Heat of Vap. [Btu/lb]	960.550	-	-
Phase Fraction [Molar Basis]	0.046	0.046	0.954
Bubble Point Pressure [psig]	64.004	-	-
Viscosity [cP]	<empty>	0.010	9.434
ASTM D323-73/79[RVP] [psig]	0.38849	275.90997	8.17

### 6.3 Resultados finales del proceso y composición condiciones y propiedades del agua

#### 6.3.1 Composición final del agua de producción

El análisis de la composición del agua de producción es fundamental, y los resultados son altamente positivos en este caso, la presencia de un 99,9% de agua pura indica que se ha logrado una separación eficaz de cualquier impureza o contaminante, esto es esencial, ya que el agua de producción suele ser reutilizada o liberada en el medio ambiente, y su calidad es crítica para cumplir con las regulaciones ambientales y de salud, por el bajo contenido de gas e hidrocarburos en esta agua demuestra que se ha llevado a cabo un

proceso efectivo de separación y tratamiento, lo que es esencial para garantizar la seguridad y la sostenibilidad en la industria petrolera.

**Tabla 11.** Composición final del agua de producción

Componente	Fracción
CO2	0.00019
Hidrocarburos	0.00002
H2O	0.99979
Total	1.00000

**6.3.2 Condiciones de la corriente final del agua de producción**

La composición predominante de agua de producción, lo cual es esencial, ya que se espera que esta corriente esté compuesta principalmente por agua pura. La confirmación de que la fase de vapor es insignificante indica una eficiente de separación y tratamiento del agua, además, el cumplimiento de las condiciones estándar de temperatura y presión es fundamental para garantizar la seguridad y la eficiencia en la manipulación del agua.

La tasa de flujo de 16 galones por minuto es coherente con los datos de inicio de la simulación, lo que sugiere que el proceso se ha desarrollado de manera consistente y confiable, estos resultados respaldan la efectividad de los procedimientos de separación y tratamiento del agua en la industria del petróleo, lo que es crucial tanto desde una perspectiva operativa y comercial.

**Tabla 12.** Condiciones de la corriente final del agua de producción

<b>Tabla de condiciones de la corriente final del agua de producción</b>			
Stream Name	water to tank	Aqueous Phase	Vapour Phase
Vapour / Phase Fraction	0.000	1.000	0.000
Temperature [F]	60.000	60.000	60.000

Pressure [psig]	46.739	46.739	46.739
Molar Flow [MMSCFD]	4.042	4.042	0.000
Mass Flow [lb/hr]	7999.036	7999.036	0.000
Std Ideal Liq Vol Flow [USGPM]	16.009	16.009	0.000
Molar Entropy [Btu/lbmole-F]	12.234	12.234	32.154
Liq Vol Flow @Std Cond [barrel/day]	539.678	539.678	0.000

Los resultados obtenidos a partir de la concordancia entre los datos simulados y los resultados reales del proceso son extremadamente positivos y tienen implicaciones significativas en la industria petrolera, el simulador ASPEN HYSYS V11 es apto, porque el proceso estudiado es fundamental, esto significa que la herramienta de simulación utilizada es confiable y precisa, lo que brinda a la industria una herramienta valiosa para el diseño y la optimización de procesos.

La precisión de la simulación se acerca de manera real de las facilidades de superficie en campo es esencial, esta precisión es crucial para la toma de decisiones informadas en la industria, ya que permite confiar en los datos y análisis generados por la simulación.

También la optimización de procesos muestra la capacidad de estudiar y modificar procesos como la deshidratación, el endulzamiento y la separación con la ayuda de la simulación es altamente beneficiosa, esto brinda la oportunidad de optimizar procesos y reducir costos, lo que es especialmente relevante en un entorno industrial altamente competitivo.

La confirmación del modelo de simulación de tratamiento de crudo cumple con los estándares y normas de venta nacionales e internacionales y las normas ISO y ASTM, esto establece un marco de confianza y permite su uso para validar información de campo, lo que puede evitar problemas operativos y financieros y respaldar la viabilidad.

## 7. Conclusiones

El conocimiento adquirido en el modelo de simulación desarrollado y los resultados analizados son recursos valiosos que contribuirán a la eficiencia operativa, la toma de decisiones informadas y la mejora continua en este entorno crítico del crudo, utilizado como base para una comprensión sólida y una aplicación efectiva de la simulación en la industria petrolera offshore.

La recopilación de información sobre plataformas offshore, equipos, facilidades y herramientas existentes, información esencial para desarrollar un modelo de simulación preciso y útil, ha sido una fase fundamental en este proyecto, la exhaustiva investigación nos ha proporcionado una base sólida de conocimiento para comprender las operaciones en campos offshore, esto incluye la identificación de equipos clave, procesos fisicoquímicos involucrados en esta investigación.

El diseño del modelo de simulación utilizando el software Aspen HYSYS representa un logro significativo en este proyecto, el modelo ha sido desarrollado con un alto nivel de precisión y detalle, lo que garantiza que refleje con precisión el proceso de tratamiento de crudo en campos offshore, este diseño es una herramienta valiosa que puede ser utilizada para una variedad de propósitos, desde la evaluación de la eficiencia operativa hasta la toma de decisiones estratégicas.

El análisis del modelo de simulación de tratamiento de crudo en campos offshore utilizando el software Aspen HYSYS ha arrojado resultados significativos y valioso, se han evaluado con éxito los diversos aspectos del procesos, lo que ha permitido comprender en profundidad su funcionamiento y su capacidad para representar la realidad, Este análisis ha establecido las derivaciones y aspectos evaluados del modelo, lo que facilitará su aplicación en futuros proyectos y decisiones relacionadas con campos offshore.

En esta investigación se resalta el modelo de simulación de tratamiento de crudo con el fin de aportar para investigaciones futuras en la industria petrolera, cada una de las cuales puede mejorar la comprensión, la eficiencia y la sostenibilidad de las operaciones petroleras en campos offshore y en otros entornos relacionados con el petróleo y el gas. Es importante reconocer que los resultados finales de la simulación pueden variar, en comparación con la realidad, sin embargo, es destacable que los datos obtenidos muestran una correspondencia razonable con los procesos y resultados esperados en situaciones reales.

En general, los resultados de la simulación se consideran satisfactorios ya que cumplen con los objetivos establecidos en cada caso, esto se aplica tanto al tratamiento del crudo, logrando la separación efectiva del agua y el gas de acuerdo con las condiciones requeridas para la venta y el transporte según las normativas, como al tratamiento del agua para su disposición final. Luego de una exhaustiva evaluación, es satisfactorio confirmar que la simulación llevada a cabo cumple con las normas colombianas establecidas para la venta y transporte de fluidos, tales como el aceite y el gas. Además, en lo referente a la sección de tratamiento de agua, la simulación ha demostrado ser exitosa al cumplir con los requisitos exigidos para su disposición final.

Esta conclusión respalda la afirmación de que el proyecto ha alcanzado con éxito su objetivo principal: la generación de un modelo de simulación aplicable en casos específicos. La aplicación práctica de este modelo resulta crucial, ya que garantiza el cumplimiento normativo y ambiental en el manejo de fluidos y el tratamiento de agua, contribuyendo así a la eficiencia y sostenibilidad del proceso en cuestión.

Este análisis positivo subraya la relevancia y utilidad del modelo de simulación desarrollado, validando su aplicabilidad en situaciones concretas y destacando su

capacidad para ajustarse a los estándares y normativas pertinentes en el contexto colombiano

Además, la simulación proporciona una visión valiosa de cómo podría ser una planta de tratamiento de gas ideal para la industria, logrando los objetivos de separación y deshidratación necesarios para cumplir con los estándares de venta.

### Referencias

- ANH. (2018). *Contratos E&P y TEAS firmados*. Obtenido de <https://www.anh.gov.co/es/hidrocarburos/contratos-y-reglamentaci%C3%B3n/relaci%C3%B3n-de-%C3%A1reas-asignadas/>.
- ANH. (2022). *Listado contratos por año*. Agencia Nacional de Hidrocarburos .
- ANH. (2023 ). *Geovisor. Cordenadas geograficas, historico de tierras 2009 -2023* . Obtenido de <https://geovisor.anh.gov.co/tierras/>.
- Bustos, C., Olivares, J., & Cuervo, J. (2018). *Desarrollo proyecto gasífero de aguas profundas offshore caribe Colombi*. Obtenido de <https://repositorio.uniandes.edu.co/handle/1992/34534>.
- La republica. (2019). *Colombia otorga contratos para 10 bloques petroleros*. Obtenido de <https://www.eleconomista.com.mx/empresas/Colombia-otorga-contratos-para-10-bloques-petroleros-20190628-0016.html>.
- Prieto, N., González, G., & Chaves, A. (2019). *Revisión del proceso de separación de fases del gas natural a alta presión en la industria Oil&Gas*. Obtenido de <https://www.redalyc.org/journal/2654/265460762020/html/>.
- Roca, J. (2023). *Un estudio de Rystad Energy muestra que el gasto anual en capital para nuevas explotaciones superó el umbral de los 100.000 millones de dólares en 2022 y volverá a superarlo en 2023*. Obtenido de <https://elperiodicodelaenergia.com/vuelve-el-negocio-offshore-en-petroleo-y-gas-se-preven-inversiones-de-mas-de-200-000-millones-de-dolares-para-2025/>.

## Apéndices

### Apéndice A. Aportes y apartados para sustentar teoría

Autor	Año	Título	Link	Resumen	Aporte	Que tipo de documento
VARGAS Yepes	2020	Diseñar una planta de tratamiento de gas, mediante el software aspen HYSYS para el aprovechamiento del gas producido en Campo Tello	<a href="http://52.0.229.9/bitstream/20.500.11839/8208/1/51511110-2020-2-IP.pdf">http://52.0.229.9/bitstream/20.500.11839/8208/1/51511110-2020-2-IP.pdf</a>	El proyecto aborda una situación relevante en el campo Tello operado por Ecopetrol, donde el gas asociado a la producción de los pozos de bajo interés se había estado desperdiciando mediante la quema, lo que resultaba en el pago de regalías. Esta práctica cambió con la implementación de una planta de tratamiento de gas, diseñada para aprovechar este recurso en la generación de energía. El trabajo de grado se centró en comprender las condiciones y composición del gas antes y después del tratamiento para dimensionar adecuadamente la planta.	Se evaluaron factores clave como el poder calorífico y el flujo del gas, que demostraron ser adecuados para el dimensionamiento de la planta. Luego, se procedió a seleccionar los equipos necesarios y definir sus funciones en el proceso de tratamiento del gas. La simulación en ASPEN HYSYS permitió evaluar la composición del gas a la salida de la planta, mostrando una reducción significativa en los componentes pesados.	Trabajo grado
Chicacausa Niño	2014	exploración y explotación costa afuera en Colombia: Expectativas, retos, ventajas y desventajas	<a href="https://repositorio.uniandes.edu.co/bitstream/handle/1992/17044/703416.pdf?sequence=1&amp;isAllowed=y">https://repositorio.uniandes.edu.co/bitstream/handle/1992/17044/703416.pdf?sequence=1&amp;isAllowed=y</a>	El resumen proporciona una visión general de la situación de la industria petrolera en Colombia, con un enfoque en las actividades offshore. Se destaca la importancia económica del sector petrolero en el país, así como la necesidad de encontrar nuevas reservas de petróleo y gas, dado que las reservas actuales están disminuyendo. Se menciona que Colombia tiene la intención de llevar a cabo actividades de exploración y producción costa afuera para abordar esta necesidad.	Este proyecto reconoce la importancia estratégica de la industria petrolera en Colombia y la necesidad de diversificar las fuentes de reservas de petróleo y gas. Además, muestra una comprensión de los factores tecnológicos, económicos y demográficos que pueden influir en el desarrollo de la industria costa afuera. Sin embargo, es importante tener en cuenta que este resumen proporciona una visión general y que el proyecto en sí probablemente profundice en detalles específicos y análisis más detallados.	Trabajo de grado
Martínez Cordero,	2019	Diseño de una planta para el procesamiento de gas natural proveniente de los yacimientos offshore del Caribe Colombiano	<a href="https://oa.upm.es/57174/">https://oa.upm.es/57174/</a>	Este proyecto se centra en abordar el déficit de gas natural previsto en Colombia para el año 2026 y propone como solución el desarrollo del yacimiento Orca en el Caribe colombiano. El proyecto incluye la construcción de un gasoducto submarino, instalaciones de una planta de tratamiento para la deshidratación del gas, un sistema de compresión y un gasoducto terrestre. Se lleva a cabo una simulación en Aspen Hysys para diseñar y dimensionar adecuadamente todas las instalaciones y equipos.	En general, el proyecto aborda una necesidad importante en el suministro de gas en Colombia y proporciona un enfoque completo para su resolución.	Tesis Maestría
Bustos, CJ; Olivares, JS; Cuervo, JC	2018	Desarrollo proyecto gasífero de aguas profundas offshore caribe Colombia	<a href="https://repositorio.uniandes.edu.co/handle/1992/34534">https://repositorio.uniandes.edu.co/handle/1992/34534</a>	Este proyecto tiene como fin la evaluación técnica y económica de tres planes de desarrollo enfocados a drenar las reservas de gas, integrando información de Yacimientos-Pozo-Superficie-Mercado en el Caribe Colombiano, reflejados en modelos de flujo de caja que determinan la viabilidad económica, así como las condiciones mínimas de factibilidad para que un proyecto pueda ejecutarse.	Este enfoque demuestra una aproximación sólida y completa para la toma de decisiones en la industria del gas en Colombia. Al considerar tanto los aspectos técnicos como los económicos y establecer condiciones de factibilidad, el proyecto proporciona una base sólida para la selección de planes de desarrollo que sean sostenibles desde una perspectiva técnica y financiera. Además, al enfocarse en la región del Caribe colombiano, el proyecto aborda un área geográfica específica de importancia estratégica para la industria del gas en el país.	Tesis Maestría
Chacón Gómez, Gustavo Andrés; Polanco Cedeño,	2017	Análisis de riesgo basado en la exploración sistemática de plays en el Pacífico offshore de Colombia	<a href="https://repositorio.uniandes.edu.co/handle/1992/34069">https://repositorio.uniandes.edu.co/handle/1992/34069</a>	El resumen presenta la necesidad de Colombia de adquirir nuevas reservas de hidrocarburos para mantener su autosuficiencia y sus ingresos como país exportador de petróleo y gas. Para abordar esta necesidad, Colombia ha comenzado a	Este análisis resalta la importancia estratégica del offshore en el plan de desarrollo de Colombia y subraya los esfuerzos realizados en la exploración y explotación de	Trabajo de grado maestría

Autor	Año	Titulo	Link	Resumen	Aporte	Que tipo de documento
María Paula; Martínez Cubides, Henry Armando				explorar nuevas fronteras, en particular, el offshore, que se considera altamente prospectivo según informes recientes en el Caribe colombiano. La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) es la entidad encargada de administrar el subsuelo del país y ha otorgado áreas de exploración en aguas marinas, incluyendo el Pacífico Offshore	hidrocarburos en esta región, que presenta desafíos geológicos, ambientales, técnicos y económicos únicos. También muestra cómo la experiencia y los resultados exitosos en el Caribe colombiano están impulsando la expansión de actividades offshore en el Pacífico y otras áreas del país.	
Galvis Contreras, Germán Darío; Ríos Cubillos, Diego Felipe; Medina Cáceres, Diego Fernando	2017	Exploración sistemática bajo la metodología Play-Based Exploration en la Cuenca Tumaco Offshore, Colombia	<a href="https://repositorio.uniandes.edu.co/handle/1992/34853">https://repositorio.uniandes.edu.co/handle/1992/34853</a>	"Identificar zonas con potencial de hidrocarburos en la cuenca Tumaco offshore a partir de la construcción y análisis de los mapas de riesgo común del sistema petrolífero y de las restricciones socio-ambientales que se puedan presentar en el área de influencia de la cuenca, a fin de calcular los costos promedio que acarrearía el desarrollo de una fase exploratoria detallada en el sector donde se defina el play. Identificar zonas con distintos grados de riesgo exploratorio con base en el mapeo de las partes del sistema petrolífero de la cuenca Tumaco Offshore, mediante el empleo de software de sistemas de información geográfica y la metodología "Play Based Exploration". -	Delimitar las áreas marinas donde se pueden desarrollar actividades exploratorias con base en las restricciones de tipo socioambiental en la cuenca Tumaco offshore, mediante el empleo de sistemas de información geográfica y de la aplicación de la metodología de análisis de riesgos socio-ambientales (ARA). - Reducir la incertidumbre económica, determinar la viabilidad de la inversión de un proyecto de exploración de hidrocarburos en la cuenca Tumaco offshore mediante el Análisis preliminar de viabilidad financiera.	Tesis maestría
Montaguth	2011	DESARROLLO DE INGENIERÍA CONCEPTUAL PARA LA INFRAESTRUCTURA DE SUPERFICIE DE UN CAMPO COSTA AFUERA	<a href="http://ri2.bib.udo.edu.ve/handle/123456789/4458">http://ri2.bib.udo.edu.ve/handle/123456789/4458</a>	Este trabajo se enfoca en desarrollar la infraestructura de superficie para un campo petrolero en la costa afuera. El proceso de extracción consta de dos etapas de separación y se analizan diferentes métodos para obtener líquidos del gas natural. Después de identificar las variables operacionales, se utiliza software de simulación para evaluar la eficacia de los métodos, considerando aspectos como la generación de líquidos, fracción de vapor, potencia requerida y caudal de gas. Se selecciona el método de Turbo-Expansión como el más eficiente en términos de generación de líquidos y consumo de energía. Se diseñan separadores trifásicos, gasoductos y tuberías, y se realiza una estimación de costos.	Este trabajo es una referencia útil para profesionales en la industria petrolera que buscan optimizar la extracción de líquidos del gas natural en condiciones similares.	Tesis
Rodríguez M, Moira V	2011	EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE ESTABILIZACIÓN DE CRUDO DE LA FACILIDAD CENTRAL DE PRODUCCIÓN DE UN CAMPO PETROLERO COSTA AFUERA, GOLFO DE PARIA OESTE-VENEZUELA	<a href="http://ri2.bib.udo.edu.ve/handle/123456789/4386">http://ri2.bib.udo.edu.ve/handle/123456789/4386</a>	En este trabajo se realizó la evaluación de la facilidad central de producción (CPF) del campo Corocoro, previo al arranque de las operaciones, con la finalidad de detectar los efectos de la variación en la composición y flujo volumétrico del petróleo crudo proveniente de los yacimientos 70A, 70B y 70E. Para ello se empleó el simulador de procesos Aspen Hysys 7.1, a partir de cual se estimaron las propiedades del crudo segregado de las arenas productoras 70A, 70B y 70E, que constituirá la nueva carga de alimentación a la facilidad central de producción, usando como base cromatogramas de las arenas productoras.	se realizó la propuesta basada en los flujos máxicos de operación necesarios para el funcionamiento adecuado del sistema de estabilización de crudo de la facilidad central de disminuir los caudales de agua de calentamiento para los calentadores del separador de entrada y calentador de crudo en un 26,92 y 28,64 % respectivamente, para asegurar las especificaciones de temperatura del crudo tratado por estos equipos.	Tesis
Pinilla plata esteban	2018	Creación de una base de datos en Aspen Hysys para el análisis y optimización económica en la simulación de plantas de procesamiento de hidrocarburos enfocado en condiciones colombianas	<a href="https://repositorio.uniandes.edu.co/handle/1992/40017">https://repositorio.uniandes.edu.co/handle/1992/40017</a>	Este proyecto consistió en la creación de una base de datos usando información de proyectos de Equión bajo condiciones colombianas con el fin de mejorar la forma en la que se hacen actualmente los estimados dentro de la empresa. Reduciendo tiempo, aumentando precisión e integrando: el diseño conceptual del proceso, el diseño de equipos y los estimados relativos. Asimismo, se va a generar un estimado de costos exacto y preciso para la evaluación económica de la simulación de facilidades de procesamiento de hidrocarburos. Para llevar a cabo este trabajo, se utilizó como punto de partida la base de datos estadounidense (que se	El proyecto busca optimizar y agilizar el proceso de estimación de costos en Equión, lo que puede tener un impacto significativo en la toma de decisiones económicas relacionadas con proyectos de procesamiento de hidrocarburos en Colombia.	Trabajo de grado

Autor	Año	Titulo	Link	Resumen	Aporte	Que tipo de documento
				encuentra por defecto en Aspen Process Economic Analyzer v10 y Aspen Capital Cost Estimator v10) y a partir de ella se cambiaron los parámetros, variables e indicadores que se consideraron necesarios.		
Henao Rujano, Nelsy Carolina; Romero González, María Paula; Lozano Calderón, Andrea Carolina	2019	Evaluación de factibilidad de producción temprana de gas en un campo offshore	<a href="https://repositorio.uniandes.edu.co/handle/1992/44139">https://repositorio.uniandes.edu.co/handle/1992/44139</a>	El potencial gasífero del offshore colombiano cada día refleja más su valor, especialmente desde 2014, con el descubrimiento exitoso del pozo Orca-1. En la actualidad, se están realizando planes de desarrollo de estos descubrimientos, para darle comercialidad a las reservas, las cuales son de vital importancia para el abastecimiento interno de la nación de los próximos años. Con este proyecto se busca analizar la factibilidad de producción temprana de una solución tecnológica LNG flotante (FLNG) con una capacidad de 1,5 MTPA, para profundidades de agua de hasta 300m, capaz de licuar gas a través del proceso Single Refrigerant Expander (SRE) con N2 de mezcla de refrigerante. Al analizar las características socio-ambientales del proyecto, tomando áreas de potencial aplicación del Caribe Colombiano; se hizo la valoración genérica de impactos utilizando la metodología CONESA. Al discutir los riesgos de seguridad, se hizo una compilación de estudios de evaluación de riesgos y filosofías de seguridad para el desarrollo conceptual de esta solución tecnológica.	el proyecto no solo busca aprovechar el potencial gasífero del offshore colombiano, sino que también se esfuerza por hacerlo de manera sostenible, considerando aspectos ambientales, sociales y de seguridad en su desarrollo. Esto contribuye significativamente a la toma de decisiones estratégicas en la industria del gas en Colombia.	Trabajo de grado maestría
Rojas Henao, Cristhian Alejandro Sarmiento Rodríguez, Andres Felipe	2018	Generación de un plan de desarrollo para el Campo Olympus offshore mediante simulación numérica de software libre	<a href="https://repositorioslatinoamericanos.uchile.cl/handle/2250/3609113">https://repositorioslatinoamericanos.uchile.cl/handle/2250/3609113</a>			Tesis
Ceceres Maldonado Daniel alfonso	2016	Análisis técnico económico de la tecnología del transporte de crudo pesado calentamiento por inducción electromagnética para el crudo Castilla usando simulador de procesos HYSYS	<a href="https://repository.unab.edu.co/handle/20.500.12749/1462">https://repository.unab.edu.co/handle/20.500.12749/1462</a>			Tesis
Jose A Roca	2023	El periódico de la energía	<a href="https://elperiodicodelaenergia.com/vuelve-el-negocio-offshore-en-petroleo-y-gas-se-preven-inversiones-de-mas-de-200-000-millones-de-dolares-para-2025/">https://elperiodicodelaenergia.com/vuelve-el-negocio-offshore-en-petroleo-y-gas-se-preven-inversiones-de-mas-de-200-000-millones-de-dolares-para-2025/</a>			
Ecopetrol	2015		file:///Users/almeydx/Downloads/Ecopetrol+anuncia+significativo+hallazgo+de+hidrocarburos+en+aguas+ultra-profundas+del+Caribe+colombiano.pdf		Anuncio Descubrimiento Kronos 1	
			<a href="https://www.eleconomista.com.mx/empresas/Colombia-otorga-contratos-para-10-bloques-petroleros-20190628-0016.html">https://www.eleconomista.com.mx/empresas/Colombia-otorga-contratos-para-10-bloques-petroleros-20190628-0016.html</a>		Subastas Offshore Colombia	
			<a href="https://www.paisminero.com/petroleo/hidrocarburos/16693-offshore-una-esperanza-de-autosuficiencia-energetica-para-colombia">https://www.paisminero.com/petroleo/hidrocarburos/16693-offshore-una-esperanza-de-autosuficiencia-energetica-para-colombia</a>		Antecedentes, historia offshore	
			<a href="https://www.anh.gov.co/es/hidrocarburos/contratos-y-reglamentación/relación-de-áreas-asignadas/">https://www.anh.gov.co/es/hidrocarburos/contratos-y-reglamentación/relación-de-áreas-asignadas/</a>		Antecedentes	