

**EVALUACIÓN DE CODILUCIÓN DE CRUDO PESADO CON GAS LICUADO DE
PETRÓLEO (GLP) MEDIANTE SIMULACIÓN PARA TRANSPORTE A TRAVÉS DE
UN OLEODUCTO DE COLOMBIA**

JUAN JOSE GARAY SANCHEZ

ANDRES FELIPE OLIVELLA GOMEZ

Proyecto integral de grado para optar al título de

INGENIERO DE PETRÓLEOS

ORIENTADOR

YATNIELAH ISBEL PIRELA ROPERO

Ingeniera de Petróleos

UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

FACULTAD DE INGENIERÍAS

INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

BOGOTÁ D.C

2023

NOTA DE ACEPTACIÓN

Yatnielah Isbel Pirela Ropero

Firma del director

Oscar Ochoa

Firma del presidente Jurado

Eliana Aldana

Firma del Jurado

Bogotá D.C. junio de 2023

DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. Mario Posada García-Peña

Consejero Institucional

Dr. Luis Jaime Posada García-Peña

Vicerrectora Académica y de Investigaciones

Dra. Alexandra Mejía Guzmán

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. Ricardo Alfonso Peñaranda Castro

Secretario General

Dr. José Luis Macías Rodríguez

Decana de la Facultad

Dra. Naliny Patricia Guerra Prieto

Director de Programa

Dra. Naliny Patricia Guerra Prieto (E)

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de grado a todas las personas que siempre creyeron en mí, aquellas que con su sostén han logrado darme las fuerzas necesarias para la realización de este proyecto.

A mi madre con todo el amor y cariño del mundo, por ser ese apoyo incondicional en cada decisión que he tomado en mi vida, por llenarme de bendiciones a diario que me protegen y me llevan por el camino del bien. Sin ella no lo habría logrado.

A mi padre por brindarme el mejor ejemplo de una persona valiente, por ser mi mejor amigo, por sus valores, por sus consejos y motivación constante para hacer de mí una buena persona. Tú me has enseñado a luchar por mis sueños ante cualquier adversidad. Gracias, padre por tu amor y confianza depositada en mí.

A mis abuelitas por ser las más consentidoras, por estar siempre en los buenos y malos momentos de mi vida, por brindarme siempre ese soporte y amor incondicional, gracias por mantenerme en sus oraciones día y noche.

Y, por último, pero no menos importante a todos mis amigos y colegas que de alguna forma participaron directa o indirectamente en la elaboración de este proyecto.

¡Solo me queda decirles Gracias!

AGRADECIMIENTOS

Al ingeniero Guillermo del Favero, por todo el tiempo y gran apoyo brindado a lo largo de la realización este trabajo de grado. Gracias por la paciencia y disposición en compartir tanto conocimiento que ha jugado un papel crucial en el éxito de esta tesis.

Al ingeniero Guillermo Vélez, por su inquebrantable soporte en el desarrollo del proyecto, gracias a su experiencia y consejos fue posible culminar este estudio satisfactoriamente. A la profesora Yatnielah Pirela por su colaboración y fundamentos.

A la Universidad de América por todos los recursos y conocimientos que me brindaron para el aprendizaje y la investigación a lo largo de mi carrera profesional.

Finalmente, quiero agradecerme a mí mismo por creer en mí, por hacer todo el trabajo duro, por no tomar días libres, por nunca rendirme, por siempre dar más de lo que recibí, por intentar hacer las cosas mejor cada día, por ser siempre yo mismo y nunca desfallecer en el camino.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN	12
INTRODUCCIÓN	13
OBJETIVOS	15
ALCANCE	16
1. MARCO TEÓRICO	17
1.1 Introducción al transporte de hidrocarburos	17
1.2 Oleoducto	18
1.3 Red de Oleoductos en Colombia	19
1.4 Generalidades del sistema de estudio: Oleoducto de los Llanos Orientales	20
<i>1.4.1 Estación de Bombeo Rubiales</i>	<i>22</i>
<i>1.4.2 Estación de Rebombeo Corocora</i>	<i>23</i>
1.5 Crudos pesados en Colombia	23
1.6 Dilución de crudo	25
<i>1.6.1 Dilución con Nafta</i>	<i>25</i>
1.7 Diluyente no convencional: Gas Licuado de Petróleo (GLP)	26
<i>1.7.1 ¿Qué es el GLP?</i>	<i>26</i>
<i>1.7.2 El GLP como diluyente</i>	<i>28</i>
1.8 Simulación en software de procesos industriales	30
<i>1.8.1 Aspen HYSYS</i>	<i>31</i>
2. METOLOGÍA	33
2.1 Recopilación de datos	34
2.2 Planteamiento de la simulación	35

<i>2.2.1 Caracterización de los fluidos</i>	35
<i>2.2.2 Escenario inicial</i>	40
<i>2.2.3 Ajuste de los datos de las corrientes de entrada</i>	47
2.3 Caso de estudio: Optimización en el flujo del oleoducto	54
2.4 Caso de estudio: Reducción del uso de diluyentes convencionales	56
<i>2.4.1 Comparación entre el uso de GLP y el uso de Nafta como diluyentes</i>	58
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS	59
3.1 Análisis del uso de GLP en el proceso de codilución	59
3.2 Resultados del caso de estudio: Optimización en el flujo del oleoducto	60
3.3 Resultados del caso de estudio: Reducción del uso de diluyentes convencionales	61
<i>3.3.1 Cuadro comparativo de GLP vs Nafta</i>	63
4. CONCLUSIONES	64
BIBLIOGRAFÍA	66

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Principales Oleoductos de Colombia	20
Figura 2. Mapa de ODL	21
Figura 3. Mezcladores estáticos en línea	26
Figura 4. Comportamiento de los diluyentes convencionales y el GLP en tanques de almacenamiento	29
Figura 5. Ilustración de las cantidades de diluyentes usados	30
Figura 6. Flujograma de la metodología del proyecto	33
Figura 7. Flujograma de la caracterización de los fluidos	36
Figura 8. Paquetes de fluidos en el Aspen Hysys	37
Figura 9. Pizarra en blanco en Aspen Hysys	37
Figura 10. Corrientes resultantes de la caracterización	39
Figura 11. Escenario inicial	40
Figura 12. Conexiones del MIX-1	41
Figura 13. Conexiones del MIX-2	41
Figura 14. Parámetros del SET-1	42
Figura 15. Parámetros del SET-2	43
Figura 16. Condiciones de operación de la bomba	44
Figura 17. Condiciones de operación del calentador	44
Figura 18. Especificaciones del tramo del oleoducto	45
Figura 19. Ajuste de la corriente de GLP	46
Figura 20. Verificación de las propiedades de la corriente de GLP	47

Figura 21. Ajuste de la corriente de crudo	48
Figura 22. Verificación de las propiedades de la corriente de crudo	49
Figura 23. Ajuste de la corriente de Nafta	50
Figura 24. Verificación de las propiedades de la corriente de Nafta	51
Figura 25. Simulación de mezcla finalizada	52
Figura 26. Selección de variables para el caso de estudio 1	53
Figura 27. Configuración del caso de estudio 1	53
Figura 28. Selección de variables para el caso de estudio 2	54
Figura 29. Configuración del caso de estudio 2	55
Figura 30. Condiciones operativas y resultados de la codilución	56
Figura 31. Gráfico de los resultados del caso de estudio 1	58
Figura 32. Gráfico de los resultados del caso de estudio 2	59

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Ubicación y funciones de las estaciones del ODL	22
Tabla 2. Parámetros operacionales de recibo estación Rubiales	23
Tabla 3. Diferentes usos del GLP	28
Tabla 4. Composición química del GLP de la refinería de Cartagena	34
Tabla 5. Prueba Assay del crudo Rubiales	34
Tabla 6. Prueba Assay de la Nafta	35
Tabla 7. Requerimientos mínimos del hidrocarburo transportado a través del ODL	36
Tabla 8. Data de entrada para corriente de crudo en herramienta Oil Manager	38
Tabla 9. Data de entrada para corriente de Nafta en herramienta Oil Manager	38
Tabla 10. Resultados del caso de estudio 1	57

RESUMEN

Este proyecto tiene como objetivo evaluar el proceso de codilución de crudo pesado con GLP mediante una simulación para garantizar que el crudo cumpla con las condiciones óptimas para transporte, valorar la optimización del flujo dentro de la línea y estimar la reducción posible del consumo de diluyentes convencionales en la estación de estudio. Se utilizó el software “Aspen HYSYS”, donde se simuló el proceso de mezcla de gas licuado de petróleo con crudo pesado y posteriormente una mínima inyección de Nafta para llevar dicho crudo a condiciones óptimas de transporte dentro del oleoducto de estudio. En este caso se trabajó con pruebas de laboratorio Assay del Crudo Rubiales y de la Nafta usada en este campo, también se usarón los datos del GLP de la Refinería de Cartagena.

La simulación mostró que el uso del GLP en el proceso de codilución es factible ya que optimiza la viscosidad del crudo y disminuye considerablemente el uso de diluyentes convencionales, demostrando que se reduce de un 4% hasta un 2.2% de diluyente total utilizado, este porcentaje total de diluyente se divide en 1.7% de GLP y apenas 0.5% de Nafta. El proyecto de codilución con GLP ofrece ventajas operativas frente al uso de diluyentes convencionales como el mejoramiento de las características del producto final (de una gravedad API de 12.7 a 14.93), la reducción de la viscosidad (de 255 cSt a 127 cSt) y además asegura que el crudo cumple con todos los requerimientos de calidad del oleoducto.

Palabras clave: Codilución, Diluyentes no convencionales, GLP, Crudo pesado, Oleoducto, Simulador.

INTRODUCCIÓN

El presente documento aborda la problemática que presentan los crudos pesados debido a su alta viscosidad y poca capacidad de flujo, lo cual dificulta el envío desde los centros de producción hasta los puntos de refinación o comercialización. Una solución inmediata para la industria son los medios de transporte motorizados, en su gran mayoría carrotanques. No obstante, se considera que el oleoducto es el más económico y eficiente medio de transporte de crudo por lo que se requiere que los activos de esta operación ejecuten su tarea de manera óptima, segura y continua [1]. Un punto crítico que deriva de la alta viscosidad del crudo es la dificultad de su transporte por tubería y su directa relación con la fracción de asfáltenos, cuyo apilamiento genera cambios en la reología del crudo, altas caídas de presión, mayores requerimientos energéticos en el bombeo, e incluso taponamiento de tuberías [1]. Por estos motivos ha sido necesario implementar tecnologías de dilución con el fin de disminuir dicha viscosidad. Esto conlleva a que la cantidad y el tipo de diluyente usado para el cumplimiento de estas restricciones varíe dependiendo de las propiedades del crudo producido y del diluyente [2]. Los diluyentes que están siendo utilizados actualmente son crudos livianos, naftas y gasolinas naturales, que representan elevados costos tanto en su adquisición como en su tarifa de transporte [2]. Con el fin de disminuir este costo, se viene estructurando un proceso de optimización constante de alternativas que minimicen su consumo, como en este caso lo es la codilución con diluyentes no convencionales. De esta manera se tiene que el uso de GLP como codiluyente ofrece algunas ventajas operativas frente al uso de diluyentes convencionales, como el mejoramiento de las características del producto final (aumento de la gravedad API), la reducción de la viscosidad y la disminución del consumo de diluyentes convencionales que generan un costo operativo mayor [3]. El GLP (Gas Licuado del Petróleo) es un combustible compuesto en su mayor parte de propano (C3) y butanos (nC4 e iC4), es incoloro e inodoro y, a condiciones normales de presión y temperatura es un gas, por lo cual es sometido a presiones superiores a 140 psig para mantenerlo en estado líquido a temperatura ambiente [4]. Se obtiene de la refinación del petróleo o del proceso de separación del crudo o gas natural en los pozos de extracción y es ampliamente usado como combustible debido a que no contiene azufre ni plomo y tiene bajo contenido de carbono [5]. El GLP se ha venido estudiando y desarrollando a nivel piloto e industrial con resultados exitosos como diluyente alternativo debido a sus nobles características. Este compuesto tiene un poder de dilución superior a las naftas y crudos livianos; es decir que una vez se diluye en el crudo pesado no se evapora fácilmente [6]. En este sentido, el

presente proyecto pretende evaluar mediante una serie de simulaciones en el software Aspen HYSYS, la implementación del proceso de codilución con GLP en crudos pesados, con el fin de reducir el uso de diluyente convencional y estimar si cumple con los requerimientos de transporte por oleoducto.

OBJETIVOS

Objetivo general

Evaluar la codilución de crudo pesado con gas licuado de petróleo (GLP) mediante simulación para transporte a través de un oleoducto.

Objetivos específicos

- Simular el proceso de mezcla de gas licuado de petróleo con crudo pesado, cumpliendo las condiciones de calidad en el marco de transporte de hidrocarburo.
- Simular escenarios con diferentes concentraciones de GLP para la optimización del flujo de transporte por el oleoducto.
- Comparar el uso del GLP en el proceso de codilución de crudo pesado con respecto al uso de Nafta como diluyente para el proceso de transporte del petróleo.

ALCANCE

El alcance del proyecto es evaluar el proceso de codilución de un crudo pesado con gas licuado de petróleo transportado a través de un oleoducto; se contará con datos de laboratorio ASSAY del crudo y Nafta del campo Rubiales, además con la caracterización del GLP obtenida de una refinería en Colombia. Con esta información se realizará una simulación en un software de procesos industriales llamado “Aspen HYSYS” con la finalidad de emular la dilución de los fluidos, obteniendo así las concentraciones adecuadas que permitan la reducción de viscosidad y optimización del flujo a transporte del oleoducto.

Se debe aclarar que este proyecto solo se limita a un caso de estudio, además no se tendrá en cuenta un análisis económico, ni ambiental, debido a que el énfasis del proyecto va dirigido a la disminución de diluyentes convencionales y registrar los cambios en las propiedades de viscosidad y gravedad API del crudo con respecto a su mezcla con los diluyentes.

1. MARCO TEÓRICO

En el presente capítulo se hará una breve reseña del transporte de hidrocarburos, posteriormente se mostrarán principales características técnicas del sistema de transporte de estudio. Además, se hará una breve descripción del proceso de dilución y codilución de crudos pesados, para finalizar con algunos conceptos teóricos que se tuvieron en cuenta para el desarrollo del proyecto.

1.1 Introducción al transporte de hidrocarburos

Desde comienzos de la exploración y el uso de hidrocarburos como combustibles surgió la necesidad de transportarlos a los lugares de refinamiento, almacenamiento, distribución y centros de consumo. En aquel entonces se almacenaba el combustible en barriles de madera, y se transportaba en carretas. A medida que fue creciendo la demanda este método resultaba ineficiente y comenzaron a utilizarse tuberías como alternativa de transporte [7].

En la actualidad el transporte de los hidrocarburos desde su yacimiento en la boca de pozo hasta las plantas de procesamiento, almacenamiento y puntos de embarque se continúa realizando a través de tuberías, conocidas como oleoductos de caudal continuo para el crudo; para gas los medios de transporte son los gasoductos. Otra parte del petróleo se transporta por vía marítima, en barcos-tanques que pueden contener hasta 500.000 barriles de petróleo que viajan a través del mundo, mientras que para llevar productos derivados del petróleo a los lugares de distribución usualmente se emplean carrotanques [8].

La industria petrolera normalmente se divide en tres importantes fases: “Upstream” encargada de la exploración, perforación y producción. “Midstream” la cual es responsable del transporte, procesos y almacenamiento, y “Downstream” apoderada del refino, venta y distribución. Entrando a detalle en la fase a estudiar, el midstream cumple una de las tareas más complejas y de alta importancia en la cadena de valor de la industria petrolera, ya que por medio del transporte de los hidrocarburos hacia las refinerías para su procesamiento o hacia los puertos para exportación se logra con los estándares del mercado para su comercialización. Toda la cadena de producción del petróleo y gas dependen de un buen manejo de las tres etapas para lograr un excelente producto final [28].

Uno de los mayores retos para el transporte de hidrocarburos es la alta viscosidad que presentan los crudos pesados, por lo tanto, se ha venido estudiando diversos métodos que logren la disminución de esta y que permitan optimizar la capacidad de flujo en los oleoductos.

1.2 Oleoducto

El oleoducto es fundamental para entender cómo se transporta y se distribuye el petróleo. En general, está formado por un conjunto de instalaciones formadas por tuberías para transportar el petróleo. Pero esta instalación no sólo contempla la tubería, sino también las instalaciones necesarias para su explotación, es decir, depósitos de almacenamiento, estaciones de bombeo, equipos de limpieza, etc. [9]. Estos oleoductos transportan petróleo crudo y en ocasiones comunican los depósitos de almacenamiento del campo de extracción directamente con los depósitos de las refinerías. Se calcula que actualmente hay más de 1.500.000 kilómetros de tubería destinados al transporte de crudos y de productos terminado en el mundo [9].

En un oleoducto, el petróleo crudo circula por una tubería gracias al impulso que proporciona una estación de bombeo. El crudo parte de los depósitos de almacenamiento, donde por medio de una red de canalizaciones y un sistema de válvulas se pone en marcha la corriente o flujo del producto. Todo el proceso está dirigido desde un puesto central de control y hay controles situados a lo largo de toda la línea de conducción. La construcción de un oleoducto supone una gran obra de ingeniería y por ello, en muchos casos, es realizada conjuntamente por varias empresas [9].

La necesidad de oleoductos para el transporte de crudo, frente a otras opciones como lo es el uso de carrotanques, surge de las grandes distancias existentes entre los yacimientos y los centros de tratamiento y consumo del crudo.

La capacidad de los oleoductos está condicionada al volumen de producción de los yacimientos y a la cantidad de reservas asociadas a estos. El desarrollo de la infraestructura utilizada para el transporte de crudo responde a los hallazgos de reservas de crudo del país y a los requerimientos de las refinerías. Estas redes de ductos se caracterizan por ser el medio de transporte más económico dadas las distancias que debe recorrer el crudo para llegar a su destino [10].

1.3 Red de Oleoductos en Colombia

El sector de hidrocarburos constituye una de las principales industrias de la nación, debido a la dependencia que tiene la población de los energéticos derivados del petróleo y del gas, y porque las ventas de hidrocarburos a los países vecinos representan una de las mayores fuentes de ingresos monetarios del Estado. De ahí que el transporte de hidrocarburos sea una actividad fundamental en la industria, desde la conducción de la producción a los sitios de procesamiento, hasta la distribución del producto en el mercado mediante oleoductos [11].

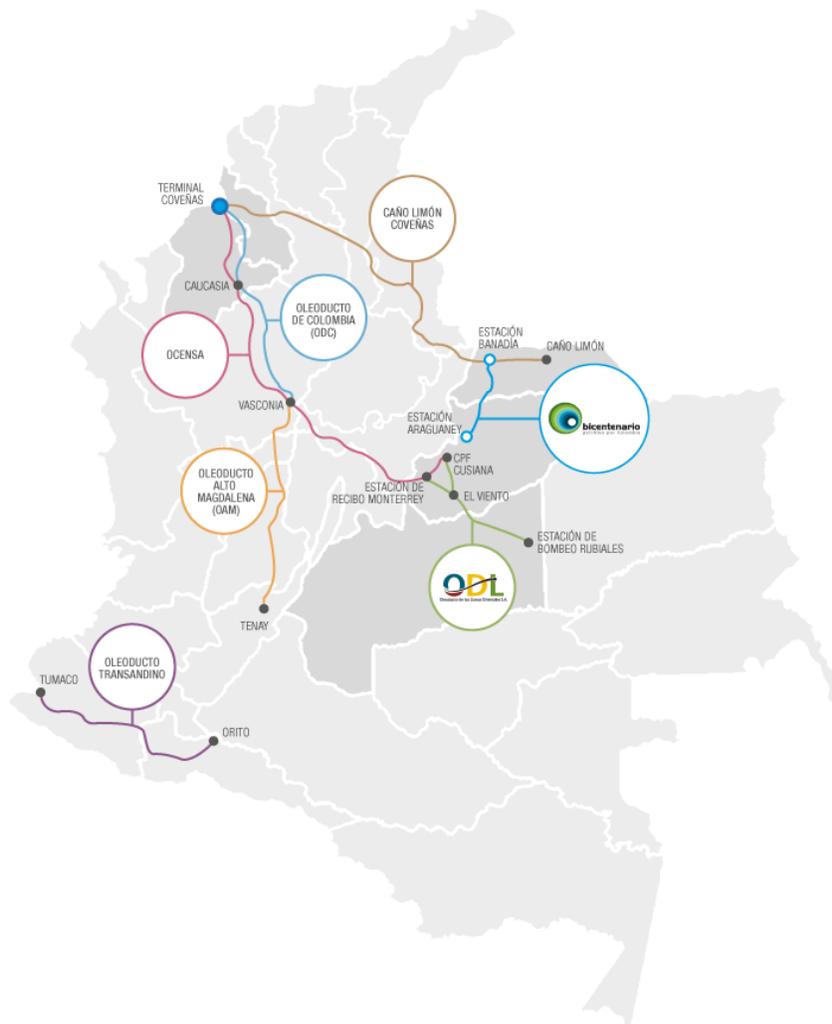
El panorama del sector petrolero en el país es alentador. La producción durante diciembre de 2022 fue de 784.343 barriles promedio por día (bpde), lo que representó un alza de 5,24 % comparada con en el mismo mes de 2021 cuando alcanzó los 745.325 bpde. Esta fue la producción más alta registrada desde abril de 2020 [12].

Para llevar esta importante producción de crudo hacia las refinerías para consumo interno o hacia un terminal marítimo para exportación, Colombia cuenta con siete oleoductos principales:

- Orensa
- Caño Limón - Coveñas
- Oleoducto del Alto Magdalena (OAM)
- Oleoducto de Colombia (ODC)
- Oleoducto de los Llanos Orientales (ODL)
- Oleoducto Transandino
- Bicentenario

Figura 1.

Principales Oleoductos de Colombia



Nota. La figura muestra la localización de los principales oleoductos colombianos. Tomado de: OLEODUCTOS DE COLOMBIA. (n.d.). Bicenenario. Retrieved March 8, 2023, from <https://www.bicenenario.com.co/quienes-somos-2/el-oleoducto>.

1.4 Generalidades del sistema de estudio: Oleoducto de los Llanos Orientales

El Oleoducto de los Llanos Orientales S.A. (ODL) es un sistema de transporte de Crudo por ducto independiente que cuenta con longitud aproximada de 235 km desde la Estación de Bombeo Rubiales hasta la Estación de Recibo Monterrey y longitud aproximada de 25 km desde el punto

de derivación El Viento hasta la Estación de Recibo Cusiana, atravesando en su recorrido los departamentos de Meta y Casanare; con un diámetro de 24, cuenta con 5 estaciones y un punto de entrada cuya ubicación y función se indican a continuación: [13].

Figura 2.

Mapa de ODL



Nota. La figura muestra la localización del Oleoducto de los Llanos Orientales en la región de los Llanos. Tomado de: Mapa de ODL. (n.d.). <https://www.odl.com.co>. Retrieved May 5, 2023, from <https://www.odl.com.co/quienes-somos>.

Tabla 1.

Ubicación y funciones de las estaciones del ODL

Estación/Punto de Entrada	Identificación	Ubicación (PK)*	Altura m.s.n.m	Función
Estación de Bombeo Rubiales	EBR	0	190	Estación de recibo de crudo pesado y diluyentes, dilución, almacenamiento y bombeo
Punto de entrada en Palmeras	Palmeras	79+696	237	Punto de conexión para entrada de crudo a ODL
Estación Corocora	ER1	85+617	176	Estación de rebombeo
Estación Jagüey	ER2	172+762	170	Estación de recibo de crudo y rebombeo
Estación Monterrey	ERM	234+888	517	Punto de salida del Oleoducto
Estación Cusiana	ERC	25+262**	410	Estación de dilución y punto de salida del Oleoducto

*Ubicación desde la estación inicial del Oleoducto.

** Ubicación desde el punto de derivación El Viento localizado en PK 198+797

Nota. La tabla describe la ubicación y funciones de las estaciones del Oleoducto de los Llanos Orientales. Tomado de: *MANUAL DEL TRANSPORTADOR DE OLEODUCTO DE LOS LLANOS ORIENTALES*. (2021, December). ODL. Retrieved May 2, 2023, from <https://www.odl.com.co/>

En este proyecto se evaluó el tramo entre la estación de bombeo Rubiales y la estación de rebombeo Corocora. A continuación, una breve descripción de cada una.

1.4.1 Estación de Bombeo Rubiales

Estación inicial de ODL, que recibe Crudo Pesado proveniente de las instalaciones de producción existentes en los campos Rubiales, Quifa y otros; y Diluyente requerido para el proceso de dilución. La estación cuenta con instalaciones para recibo y Medición de Crudo Pesado en línea y mediante carro tanques, descargadero de diluyentes, sistemas de dilución para llevar el crudo pesado a las condiciones de calidad para transporte, almacenamiento de diluyentes y crudo diluido y sistemas de bombeo (booster y principal) para despacho de crudo diluido hacia el Oleoducto [13].

Tabla 2.

Parámetros operacionales de recibo estación Rubiales

Parámetro	Valor Permitido
Gravedad API (°API @ 60°F)	Igual o superior a doce punto siete (12.7) grados API @ 60°F.
Temperatura de Entrega (°F)	Mínimo 170°F y Máximo 190° F
Viscosidad (cSt) 30°C	Igual o Inferior a 1.300 cStk a 86°F (30°C)
Agua y sedimentos (BSW)	Inferior a cero punto cinco por ciento (0.500%) en volumen
Contenido de sal en crudo, PTB	Inferior a veinte (20) libras por cada mil (1000) Barriles brutos.
Presión de Vapor Reid (37.8°C), psia	Inferior a siete (7) libras por pulgada cuadrada a 100°F. En todo caso, la Presión de vapor a temperatura de operación debe ser inferior a 11 Psia.
Punto de fluidez	Máximo 12°C.
Azufre en crudo, % Peso	Máximo 2% en peso.

Nota. Esta tabla muestra los parámetros mínimos que debe cumplir el crudo para ser transportado a través del Oleoducto de los Llanos desde el campo Rubiales. Tomado de: *MANUAL DEL TRANSPORTADOR DE OLEODUCTO DE LOS LLANOS ORIENTALES*. (2021, December). ODL. Retrieved May 2, 2023, from <https://www.odl.com.co/>

1.4.2 Estación de Rebombeo Corocora

Estación intermedia de rebombeo que recibe el volumen bombeado desde Rubiales y lo envía hacia la estación de rebombeo Jagüey. La estación cuenta con un sistema de bombeo principal compuesto por 4 unidades dispuestas en paralelo. No se cuenta con almacenamiento de crudo, solamente con 1 tanque de relevo para recibir los disparos del sistema de alivio y drenajes de la estación [13].

1.5 Crudos pesados en Colombia

El transporte de hidrocarburos a través de tuberías se realiza de manera continua, por tal razón a implicado altos costos de instalación y a la vez mayores pérdidas económicas cuando se presentan

fugas, taponamientos y daños en las mismas [14]. Un factor que contribuye a el deterioro y mal funcionamiento de los activos es la alta viscosidad de los crudos pesados y extrapesados.

El crudo pesado se trata de un petróleo que posee una viscosidad normalmente superior a 10 cP y un alto peso específico. El congreso mundial del petróleo clasifica a los petróleos pesados como crudos con una densidad menor a 22 °API. Otras de sus características son las bajas relaciones hidrógeno – carbono y el alto contenido de asfáltenos, azufre, nitrógeno y metales pesados además de su alta acidez. Comparativamente, los petróleos extrapesados y el bitumen poseen densidades inferiores a 10 °API, en tanto que la densidad de los condensados es aproximadamente 70 °API. El crudo pesado constituye una fuente abundante de energía, pero es más caro de producir y transportar que el petróleo liviano. No obstante, en los últimos años, el incremento de la demanda energética mundial y las innovaciones tecnológicas ha convertido a este crudo en un recurso viable [29].

En Colombia, una de las alternativas que puede considerarse de gran potencial para el incremento de reservas en nuestra nación está asociada a la extracción de estos crudos pesados, donde últimamente han sido reportados hallazgos importantes en la cuenca de los Llanos Orientales [15]. El porcentaje de crudos pesados dentro del total producido ha mostrado un incremento importante en los últimos años. De hecho, mientras que en el año 2000 únicamente el 10% del petróleo producido en el país correspondía a crudo pesado, en el 2015 dicho porcentaje superó el 50%. En el país la distribución de las reservas de crudo muestra que la mayor parte de este corresponde a crudo pesado. De los 20 departamentos que extraen crudo, solo en 1 de ellos, Norte de Santander, extrae crudo liviano, 5 más extraen crudo mediano y 10 petróleo pesado [16].

Sin embargo, el transporte de los crudos pesados es un gran desafío debido a la alta viscosidad que tienen. Esto hace que las pérdidas de energía a lo largo de la tubería sean muy altas y requiere una gran potencia para poder ser movilizad desde el lugar de extracción hasta el lugar donde será refinado o exportado. Diferentes entidades y empresas a nivel mundial han investigado varias metodologías para poder diluir y transportar el crudo de la mejor manera, optimizando los costos [17].

1.6 Dilución de crudo

La dilución consiste en la mezcla de un hidrocarburo de baja viscosidad tal como, condensados, naftas y crudos livianos; con uno de mayor viscosidad. El principal objetivo al usar estas tecnologías de dilución es aumentar la gravedad API y mejorar la movilidad del crudo, reduciendo su viscosidad por efecto de combinación de componentes y facilitando su proceso de refinamiento al alterar levemente sus propiedades. Además, se busca reducir al máximo la pérdida de presión dentro de la tubería para que la potencia requerida para transportar el crudo no sea tan alta lo que se traduce en menores costos de operación y mantenimiento. Uno de los problemas del transporte de los crudos pesados es que los oleoductos no fueron diseñados para transportar estos fluidos con altas viscosidades, por lo que se requiere implementar ciertas metodologías que permitan adecuar el crudo pesado para que pueda ser transportado por estas tuberías. Por ejemplo, el crudo Rubiales el cual tiene una densidad inicial entre los 13° y 13,4° API (Crudo pesado) necesita una dilución ya que, de acuerdo con el manual del transportador, los crudos a ser bombeados a través del Oleoducto Central S. A. deben tener una densidad de 21.1° API @ 60°F (máximo 200 cSt @ 30 °C) [18].

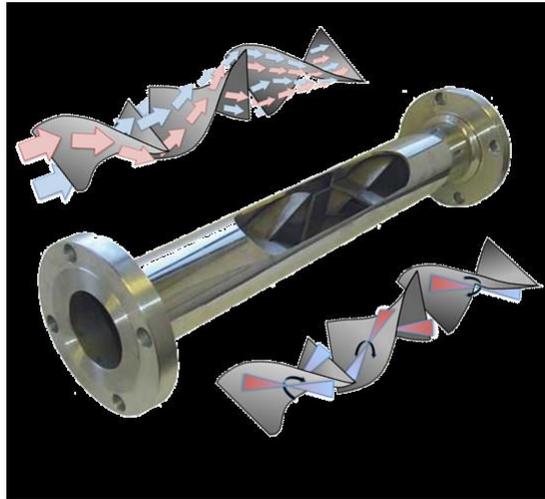
Los diluyentes ligeros se han empleado exitosamente para reducir la viscosidad de los crudos pesados en proporciones que varían entre el 10 y 50 % en volumen. El mayor problema de esta técnica es el elevado volumen de diluyente, sin embargo, su uso ha sido aceptado en la industria [19].

1.6.1 Dilución con Nafta

La Nafta se considera una alternativa interesante y una de las más usadas para el transporte de crudo pesado en Colombia, debido a su alta gravedad API, y a la eficiencia de dilución que presenta. No obstante, esta genera altos costos en su adquisición y particularmente genera estratificación del fluido, es decir, separación entre el diluyente y el crudo en los tanques de almacenamiento, por lo cual se requieren instalaciones que cuenten con sistemas de seguridad adicionales impidiendo que haya fuga de los vapores de la Nafta y se puedan generar atmosferas explosivas [5]. Para lograr una homogenización de la mezcla resultante de la dilución de los hidrocarburos pesados y extrapesados con los diluyentes convencionales, es necesario de mezcladores estáticos colocados internamente en los ductos de transporte como se muestra en la Figura 3 [19].

Figura 3.

Mezcladores estáticos en línea



Nota: La figura muestra el comportamiento del fluido dentro de los mezcladores. Tomado de: Perez, M. (n.d.). Tecnologías para el aseguramiento de flujo para transporte de crudos pesados y extrapesados en instalaciones costa afuera. *es.linkedin.com.*

<https://es.linkedin.com/pulse/tecnolog%C3%ADas-para-el-aseguramiento-de-flujo-transporte-miguel-perez>

Los diluyentes que están siendo utilizados actualmente son crudos livianos, naftas y gasolinas naturales, que representan elevados costos logísticos tanto en su adquisición como en su tarifa de transporte pues provienen de campos vecinos o son productos de importación. Con el fin de disminuir este costo, se viene en un proceso de búsqueda y optimización constante de alternativas que minimicen su consumo por ejemplo alternativas de calentamiento, reductores de fricción o en este caso codiluyente no convencionales [6].

1.7 Diluyente no convencional: Gas Licuado de Petróleo (GLP)

1.7.1 ¿Qué es el GLP?

El Gas Licuado del Petróleo - GLP es un combustible que proviene de la mezcla de dos hidrocarburos principales: el propano y butano y otros en menor proporción. Es obtenido de la refinación del crudo del petróleo o del proceso de separación del crudo o gas natural en los pozos de extracción [4]. El GLP es incoloro e inodoro. Se le añade un agente fuertemente “odorizante” para detectar con facilidad cualquier fuga. En condiciones normales de temperatura, el GLP es un gas, cuando se somete a presiones moderadas o se enfría, se transforma en líquido. En estado líquido, se transporta y almacena con facilidad. Una vez enfriado o presurizado, el GLP suele almacenarse en contenedores de acero o aluminio [4].

El GLP tiene dos orígenes: el 60 % de la producción se obtiene durante la extracción de gas natural y petróleo del suelo. El 40 % restante se produce durante el refinado de crudo de petróleo [4]. Cuando se extraen de la tierra gas natural y petróleo, lo que se obtiene es una mezcla formada por distintos gases y líquidos, de la que el GLP supone más o menos un 5%. Antes de transportar o utilizar el gas natural o el petróleo, es preciso separar los gases que forman el GLP, que son ligeramente más pesados. El refinado del petróleo es un proceso complejo que se desarrolla en muchas etapas. En varias de esas etapas, como las de destilación atmosférica, reformado, craqueo y otras, se produce GLP a partir del petróleo. Para estabilizar el crudo de petróleo antes de transportarlo a través de oleoductos o mediante cisternas, estos gases naturales “asociados” se procesan dando como resultado GLP [4].

El GLP se utiliza de más de mil maneras. En la actualidad, cientos de millones de personas lo utilizan y dependen de él para aplicaciones muy variadas, en el sector terciario, la industria, el transporte, la agricultura, la generación de energía, o para cocinar, como combustible de calefacción y en aplicaciones recreativas [4]. A continuación, se puede observar con mayor detalle su aplicación en diversas industrias:

Tabla 3.

Diferentes usos del GLP

USOS DEL GLP EN LAS DIFERENTES INDUSTRIAS	
INDUSTRIA	APLICACIÓN
HOGAR	Funciona para la cocción de alimentos, en parrillas y cocina.
	Utilizado en calentadores de agua y piscinas climatizadas.
	Sirve como fuente de energía para equipos de calefacción, neveras, lavadoras, chimeneas y cortacéspedes.
TRANSPORTE	Tiene un excelente rendimiento para el transporte marítimo y fluvial.
METALURGICA	Genera llamas de alta densidad ideales para la fundición y soldadura.
	Es utilizado en montacargas dispuesta a levantar hasta 4 toneladas.
	Asegura la generación eléctrica en zonas desconectadas a través de microturbinas.
TURISMO	Se utiliza para alimentar globos de aire caliente.
	Es utilizado para cocinar en el aire libre.
AGRICULTURA	Tiene gran eficiencia en el manejo climático de cultivos de flores, así como el secado de frutas y tabaco.
	Mantiene la temperatura ideal de las granjas avícolas.
	Se utiliza como combustible de vehículos agrícolas y como repelente contra insectos.

Nota. En esta tabla se muestran las diferentes aplicaciones del GLP en diversas industrias.

Este gas es energía limpia, amigable con el medio ambiente, no contiene azufre, ni plomo y tiene bajo contenido de carbono. El GLP es un combustible versátil, moderno y de múltiples usos con potencial para ampliar la canasta energética del país [4].

1.7.2 El GLP como diluyente

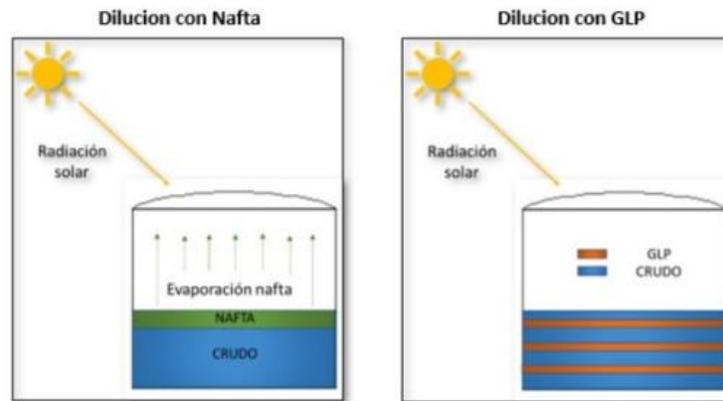
Bajo la experiencia en campo se tiene que el uso de GLP como diluyente ofrece algunas ventajas operativas frente al uso de diluyentes convencionales, como el mejoramiento de las características del producto final, la reducción de la viscosidad y la disminución del consumo de diluyentes convencionales que generan un costo operativo mayor [3].

El GLP se ha venido estudiando y desarrollando a nivel piloto e industrial con resultados exitosos como diluyente alternativo debido a sus nobles características. Este compuesto tiene un poder de dilución superior a las naftas y crudos livianos; es decir que una vez se diluye en el crudo pesado no se evapora fácilmente [6]. Para permitir el almacenamiento de la mezcla de crudo y GLP en tanques atmosféricos se controla que el contenido de GLP no sea superior al 2% (base crudo) en volumen, esto con el fin de evitar aumentos en la presión de vapor de la mezcla superiores a los especificados para tanques de almacenamiento atmosférico (15 psi_a), según la norma API 650 que

establece la regulación para la construcción de tanques soldados para el almacenamiento del petróleo y sus derivados (Figura 4) [20].

Figura 4.

Comportamiento de los diluyentes convencionales y el GLP en tanques de almacenamiento.



Nota: La figura indica el comportamiento de los diluyentes convencionales y el GLP en tanques de almacenamiento.

Tomado de: *Codilución GLP - Ocesa.* (n.d.).

<https://www.ocensa.com.co/articulo-Codilucion.html>

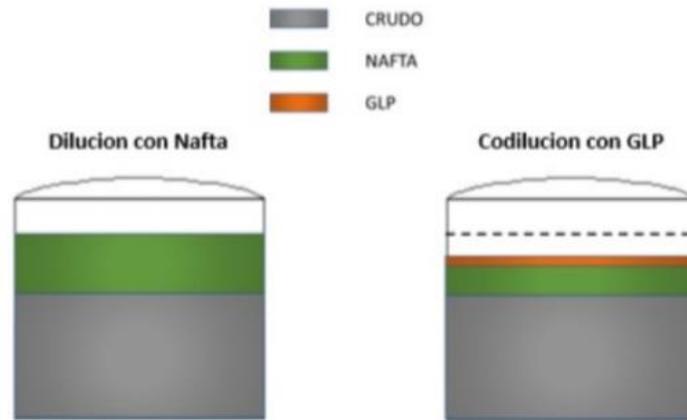
La innovación del proceso de codilución en una estación de bombeo radica en el uso de GLP como diluyente de crudos con gravedad API menor a 21.1 °API y viscosidad mayor a 200 cSt, adicionalmente se realiza una inyección de Nafta en menor proporción para ajustar la especificación del crudo haciéndolo apto para condiciones de transporte [6]. La relevancia de este proceso está arraigado en la mejora de la productividad por efectos de la eficiencia en el transporte de crudo, logrando una disminución de los costos de operación por efecto de usar sub-productos del proceso en vez de diluyentes convencionales importados de alto costo y, un impacto favorable al ambiente por efecto de utilizar sub-productos del proceso que según su producción y consumo llegan a ser quemados al ambiente (desaprovechados) [20].

El uso del GLP como diluyente se ha denominado tecnología de “codilución” de crudos pesados porque para llevar el crudo a las condiciones de transporte permitidas para el ingreso del crudo al oleoducto éste se diluye con GLP y también se agrega una poca cantidad de naftas para terminar de acondicionar el fluido. Con esto, se disminuirá el uso de diluyentes convencionales (Figura 5).

Por tanto, un proceso de codilución con GLP, no requiere inversión en nuevas unidades presurizadas de almacenamiento de crudo debido al alto poder de retención de este compuesto una vez mezclado con el crudo en proporciones definidas, y por tanto las inversiones se limitan a sencillas facilidades para medición e inyección de GLP [21].

Figura 5.

Ilustración de las cantidades de diluyentes usados.



Nota: La figura señala las cantidades de diluyentes usados.

Tomado de: *Codilución GLP - Ocesa.* (n.d.).

<https://www.ocensa.com.co/articulo-Codilucion.html>

El proceso de codilución con GLP permitirá disminuir significativamente el uso de naftas lo cual se refleja en una disminución de los costos logísticos de transporte y almacenamiento, además, las modificaciones requeridas para el manejo del crudo diluido en procesos posteriores requieren de una inversión mínima [21]. El éxito de la implementación de este proceso permitirá replicar esta experiencia en otras estaciones de bombeo, lo cual mejorará la productividad y transporte de crudo en el país, que finalmente redundará en un mayor monto de regalías por este motivo a la nación.

1.8 Simulación en software de procesos industriales

En los últimos años, la simulación de procesos industriales se ha hecho muy popular. Existen potentes paquetes de simulación que se adaptan fácilmente a la necesidad de casi todos los ingenieros. A principios de la década de 1980 era una tecnología emergente, pero ha crecido hasta alcanzar su actual posición de liderazgo en la industria [22].

La simulación de procesos industriales se define como el uso de modelos informáticos para probar virtualmente los métodos y procedimientos de fabricación, incluidos procesos como la producción, el montaje, el inventario y el transporte. Una simulación imita el funcionamiento de los procesos o sistemas del mundo real con el uso de modelos. El modelo representa los comportamientos y las características clave del proceso o sistema seleccionado, mientras que la simulación representa cómo evoluciona el modelo en diferentes condiciones a lo largo del tiempo [22].

Por otro lado, las técnicas de simulación facilitan la comprensión y la experimentación, ya que los modelos son visuales e interactivos. Esto hace que la simulación de procesos industriales sea una capacidad bastante competitiva, ya que permite a los fabricantes probar una serie de escenarios antes de iniciar un proyecto, reservar capacidad o coordinar otros costosos recursos de producción [22]. En esencia, la simulación de procesos industriales es una herramienta que permite reproducir virtualmente los procesos y estudiar su comportamiento, para analizar el impacto de las distintas variables que puedan intervenir en el mismo, o para comparar diferentes alternativas de diseño, sin el alto coste de los experimentos a escala real. Esta es de gran ayuda a la hora de disminuir los riesgos y optimizar la toma de decisiones, así como para planificar, analizar y mejorar los procesos de la empresa [23]. El uso de la simulación puede contribuir en el proceso de comprensión de la industria Oil & Gas y por lo tanto favorecer una mejor toma de decisiones al disminuir el grado de incertidumbre [24].

1.8.1 Aspen HYSYS

Aspen HYSYS es un software que se utiliza para la simulación de procesos químicos, tanto en estado estacionario como transitorio y pertenece a la familia Aspen Tech. Provee soluciones para el diseño y la optimización de procesos industriales. Su facilidad para trabajar con operaciones unitarias y la amplia gama de equipos y de compuestos lo hacen muy útil al momento de simular un proceso con alta fiabilidad [25].

En la actualidad la industria del petróleo utiliza los simuladores de procesos debido a la gran versatilidad que ellos poseen. La simulación de procesos es una herramienta que proporciona innumerables facilidades a la industria química, petrolera, energética y demás, contribuyendo a convertir los objetivos de una compañía en realidad, pues una planta virtual construida con simuladores es la mejor forma de ahorrar dinero, tiempo, y de proteger al medio ambiente y las vidas de quienes trabajan en las plantas [26].

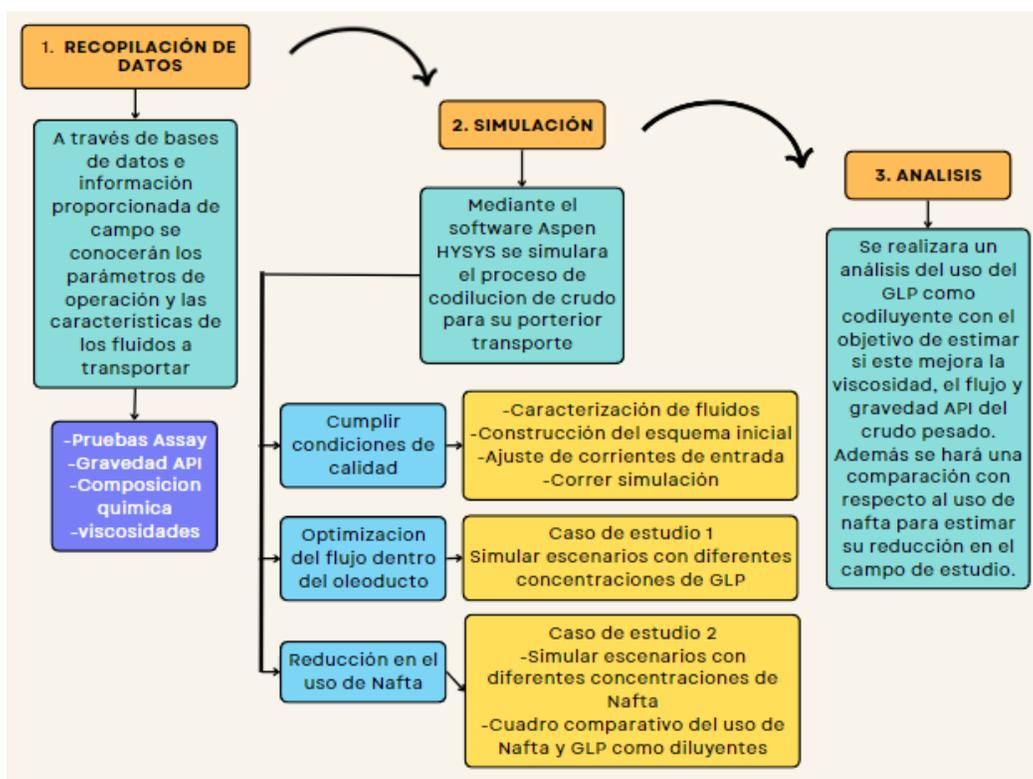
Aspen Hysys es un poderoso software de simulación de plantas químicas, refinerías de petróleo y procesos de la industria petrolera. Incluye herramientas para estimación de propiedades físicas, equilibrio de fase líquido-vapor, balance de masa y energía en la simulación de muchos equipos en la ingeniería. Trabaja en una estructura modular, este considera las instalaciones como un conjunto de componentes conectados entre sí. La estructura modular general de estos simuladores permite al analista, desarrollar cálculos energéticos y termo económicos, ya sea en instalaciones convencionales o en sistemas avanzados. Las resoluciones se basan en el balance de masa y energía para todas las especies químicas presentes en la simulación. El entorno de dibujo presentado por Aspen Hysys facilita la elaboración de instalaciones en el esquema de proceso [27]. El simulador de procesos Aspen Hysys ofrece numerosas ventajas en el campo de la petroquímica, permitiendo caracterizar incluso petróleos mediante compuestos hipotéticos de su gran base de datos, a partir de un análisis de laboratorio de condensados, crudos y cortes de petróleo [26].

2. METODOLOGÍA

En el siguiente capítulo se mostrarán los datos utilizados en la simulación, como la composición química del GLP de la Refinería de Cartagena y las pruebas Assay de la Nafta y del petróleo de Rubiales, esto con el fin de caracterizar la naturaleza de los fluidos transportados. Posteriormente, se presentará la simulación analítica del proceso de codilución en el software Aspen HYSYS la cual permitió evaluar el potencial del GLP como codiluyente cumpliendo las condiciones de calidad del crudo, estimar y analizar la optimización del flujo a través de un tramo del oleoducto y, por último, se comparará el uso de GLP y Nafta como diluyentes, lo cual ayudará a obtener una proyección de la reducción del uso de diluyentes convencionales. (Figura 6)

Figura 6.

Flujograma de la metodología del proyecto.



Nota: Esta figura visualiza la metodología que hay que seguir para una correcta simulación empezando desde la indagación de los datos, continuando con la ejecución de la simulación y finalizando con un análisis de los resultados.

2.1 Recopilación de datos

Mediante la colaboración de un experto en campo y de bases de datos se logró compilar los datos del crudo de campo Rubiales (tabla 5), la Nafta usada allí (tabla 6) y el GLP de la refinería de Cartagena (tabla 4). Para clasificar estos fluidos en el simulador es necesario introducirle datos de un ensayo (Pruebas Assay) y algunas propiedades de los hidrocarburos a caracterizar como son la gravedad API, el factor de Watson K, la viscosidad cinemática a diferentes temperaturas, su composición química, etc.

Una mayor cantidad de datos propiciará una mejor calidad en la simulación. El tipo de Assay utilizado es TBP (verdadero punto de ebullición) el cual se obtiene tras un riguroso análisis realizado en un laboratorio especializado con el objetivo de conocer con anterioridad el comportamiento de un hidrocarburo.

Tabla 4.

Composición química del GLP de la Refinería de Cartagena

Composición Química del GLP		
Componentes	(% Molar)	(% Molar) PMD*
Propano	30.49	35
Propileno	14.48	0
Iso-Butano	37.68	65
N - Butano	7.69	0
Butilenos	9.35	0
C5+ y mas pesados	0.31	0

Nota: Esta tabla visualiza los porcentajes molares del GLP

Tabla 5.

Prueba Assay del Crudo Rubiales

Test	Units	Methods	Crudo	NLV	NAF	DIE	VGO	VBT
<i>Fracción</i>	<i>°F</i>	<i>N/A</i>	<i>N/A</i>	<i>IBP - 160</i>	<i>160 - 350</i>	<i>350 - 650</i>	<i>650 - 1000</i>	<i>1000 + Res.</i>
Rendimiento en masa	% Mass	ASTM D2892/ ASTM D5236	N/A	0,1	0,2	21,00	41,8	36,9
Rendimiento en volumen	% Vol	ASTM D2892/ ASTM D5236	N/A	0,14	0,25	22,95	42,94	33,72
Gravedad API	° API	ASTM D1298	12,6	72,0	52,0	26,0	16,5	0,2
Azufre	% Wt	ASTM D4294	1,250	0,005	0,008	0,310	1,00	2,08
Viscosidad Cinemática @ 86°F	cSt	ASTM D445	5230					
Viscosidad Cinemática @ 100°F	cSt	ASTM D445	2115					
Viscosidad Cinemática @ 100°F	cSt	Calculado						88370718
Viscosidad Cinemática @ 122°F	cSt	Calculado						27425477
Viscosidad Cinemática @ 248°F	cSt	ASTM D4402						87325
Viscosidad Cinemática @ 302°F	cSt	ASTM D4402						9945
RVP	psi	ASTM D323	0,5					
C1 - Metano	% Vol	ASTM D7900	0,00					
C2 - Etano	% Vol		0,00					
C3 - Propano	% Vol		0,00					
iC4 - Isobutano	% Vol		0,01					
nC4 - Normal Butano	% Vol		0,01					
iC5 - Isopentano	% Vol		0,08					
nC5 - Normal Pentano	% Vol		0,10					

Nota: Esta tabla visualiza las características propias del crudo del Campo Rubiales

Tabla 6.

Prueba Assay de la Nafta

Test	Units	Methods	Especificaciones		Results	Comments
			Minimum	Maximum		
BENZENE	% VOL	D-6729	REPORT	REPORT	0,53	
PARAFINS TOTALES	% VOL	D-6730	REPORT	REPORT	69,55	
OLEPHINES	% VOL	D-6730	REPORT	REPORT	1,11	
NAPHTHENICS	% VOL	D-6730	REPORT	REPORT	21,69	
AROMATICS	% VOL	D-6730	REPORT	REPORT	7,65	
DISTILLATION (°C) - IBP	°C	D-86	REPORT	REPORT	45,0	
DISTILLATION (°C) - 10% VOL			REPORT	REPORT	67,0	
DISTILLATION (°C) - 50% VOL			REPORT	REPORT	110,0	
DISTILLATION (°C) - 90% VOL			REPORT	REPORT	169,0	
DISTILLATION (°C) - FBP			REPORT	REPORT	197,0	
H2S	% VOL	D-5705	REPORT	REPORT	0	
RVP, Kpa AT 37,8 °C DGR 100 ° F	Kpa	D-5191	REPORT	REPORT	44,00	
TOTAL SULPHUR CONTENT	% Mass	D-2622	REPORT	REPORT	0,023	
COPPER STRIP CORROSION	Clasificaciom	D-130	REPORT	REPORT	1a	
COLOR SAYBOLT	Color Saybolt	D-156	REPORT	REPORT	-16	
API GRAVITY AT 60 °F	° API	D-4052	REPORT	REPORT	64,30	
VISCOSITY @ 30 °C	Cst	D-445	REPORT	REPORT	0,558	

Nota: Esta tabla visualiza las características de la Nafta.

2.2 Planteamiento de la simulación

2.2.1 Caracterización de los fluidos

La importancia de la caracterización del crudo y los diluyentes en el transporte radica en que permite conocer las propiedades del fluido y las condiciones bajo las cuales se pueden operar sin que afecten la operación. Con esta información se favorece la investigación ya que disminuye la incertidumbre y facilita la toma de decisiones en proyectos para aumentar la capacidad máxima de transporte en el oleoducto. (Figura 7)

La Tabla 7 muestra los requerimientos mínimos de calidad del hidrocarburo transportado por línea que deben ser cumplidos y determinan las fronteras de operación de este estudio.

Tabla 7.

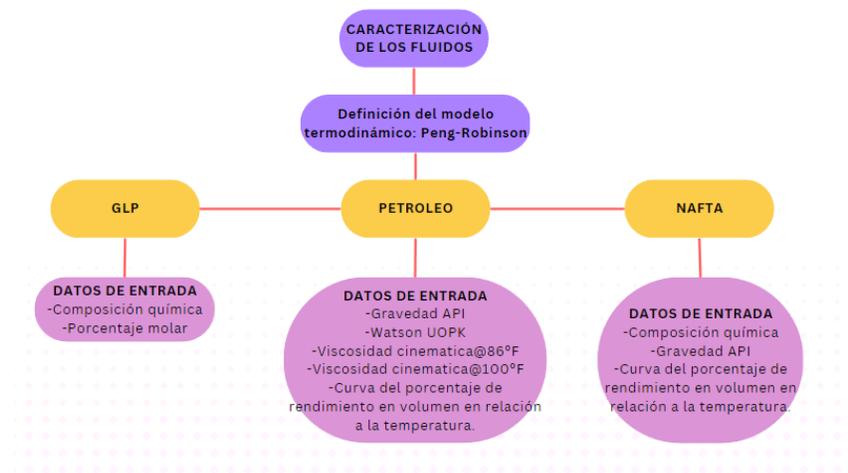
Requerimientos mínimos del hidrocarburo transportado a través del ODL

Parámetro	Valor Permitido
Gravedad API (°API @ 60°F)	Igual o superior a catorce punto nueve (14.9) grados API @ 60°F.
Temperatura de Entrega (°F)	Mínimo 170°F y Máximo 190° F
Viscosidad (cSt) 30°C	Igual o Inferior a 1.350 cStk a 86°F (30°C)
Agua y sedimentos (BSW)	Inferior a cero punto cinco por ciento (0.500%) en volumen
Contenido de sal en crudo, PTB	Inferior a veinte (20) libras por cada mil (1000) Barriles brutos.
Presión de Vapor Reid (37.8°C), psia	Inferior a siete (7) libras por pulgada cuadrada a 100°F. En todo caso, la Presión de vapor a temperatura de operación debe ser inferior a 11 Psia.
Punto de fluidez	Máximo 12°C.

Nota: Descripción de la tabla: Se visualizan los requerimientos mínimos de calidad del hidrocarburo transportado por línea que deben ser cumplidos y determinan las fronteras de operación de este estudio. Tomado de: *MANUAL DEL TRANSPORTADOR DE OLEODUCTO DE LOS LLANOS ORIENTALES*. (2021, December). ODL. Retrieved May 2, 2023, from <https://www.odl.com.co/>

Figura 7.

Flujograma de la caracterización de los fluidos

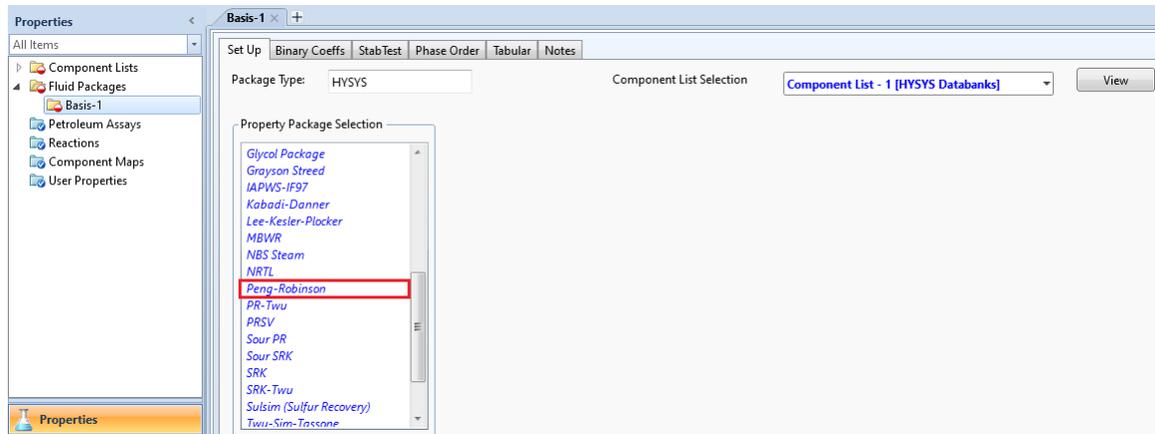


Nota. Esta figura muestra la definición del modelo termodinámico y los datos de entrada requeridos para cada corriente de fluido.

2.2. 1.a. Definición del modelo termodinámico. Para empezar, se debe definir el paquete de fluidos para este escenario, se asumió el paquete Peng-Robinson, debido a que esta ecuación brinda los mejores resultados en condiciones de operación, ofrece todo el equilibrio requerido y se ajusta a los lineamientos del proyecto. Además, es la ecuación más adecuada para la industria del gas y el petróleo (Figura 8.).

Figura 8.

Paquetes de fluidos en Aspen Hysys

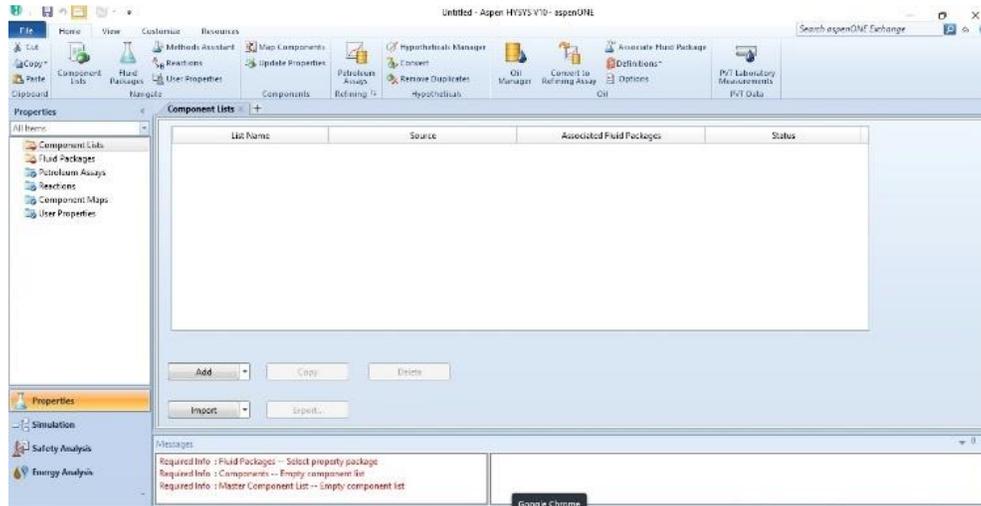


Nota. Definición del modelo Peng-Robinson. Imagen tomada del software Aspen Hysys

2.2.1.b Caracterización del GLP: Se procederá a la creación de un nuevo caso de estudio donde el simulador mostrará una pizarra en blanco (Figura 9.), posteriormente se agrega una lista de componentes teniendo en cuenta la composición química y porcentaje molar del GLP (Tabla 4.).

Figura 9.

Pizarra en blanco en Aspen HYSYS



Nota. Pizarra en blanco del simulador. Imagen tomada del software Aspen Hysys

2.2.1.c Caracterización del crudo Rubiales: Con ayuda de la herramienta “Oil Manager” se proporcionan los datos de entrada para la corriente de crudo, en este caso se definirán las propiedades “Bulk” y se ingresarán las pruebas Assay TBP, por un lado, consideraremos la gravedad API, Watson UOPK (11,5) y dos viscosidades cinemáticas a diferentes temperaturas; por el otro lado ingresaremos una curva del porcentaje de rendimiento en volumen del crudo con relación a la temperatura, respectivamente. (Tabla 8)

Tabla 8.

Data de entrada para corriente de crudo en herramienta Oil Manager

Test	Units	Methods	Crudo	NLV	NAF	DIE	VGO	VBT
<i>Fracción</i>	<i>°F</i>	<i>N/A</i>	<i>N/A</i>	<i>IBP - 160</i>	<i>160 - 350</i>	<i>350 - 650</i>	<i>650 - 1000</i>	<i>1000 + Res.</i>
Rendimiento en masa	% Mass	ASTM D2892/ ASTM D5236	N/A	0,1	0,2	21,00	41,8	36,9
Rendimiento en volumen	% Vol	ASTM D2892/ ASTM D5236	N/A	0,14	0,25	22,95	42,94	33,72
Gravedad API	° API	ASTM D1298	12,6	72,0	52,0	26,0	16,5	0,2
Azufre	% Wt	ASTM D4294	1,250	0,005	0,008	0,310	1,00	2,08
Viscosidad Cinemática @ 96°F	cSt	ASTM D445	5230					
Viscosidad Cinemática @ 100°F	cSt	ASTM D445	2115					

Nota. Data de una prueba Assay del crudo Rubiales. Imagen tomada del software Aspen Hysys

2.2.1.d Caracterización de la Nafta: Con el uso de la herramienta “Oil Manager”, se ingresó la corriente de este diluyente como un crudo extra liviano, se tuvo en consideración una lista de componentes, su grado API y una prueba Assay TBP. Primero, se agregaron los componentes químicos con su respectivo porcentaje volumétrico, más adelante se ingresará una curva del porcentaje de rendimiento en volumen conforme a la temperatura, y no menos importante situaremos el dato de grado API. (Tabla 9)

Tabla 9.

Data de entrada para corriente de Nafta en herramienta Oil Manager

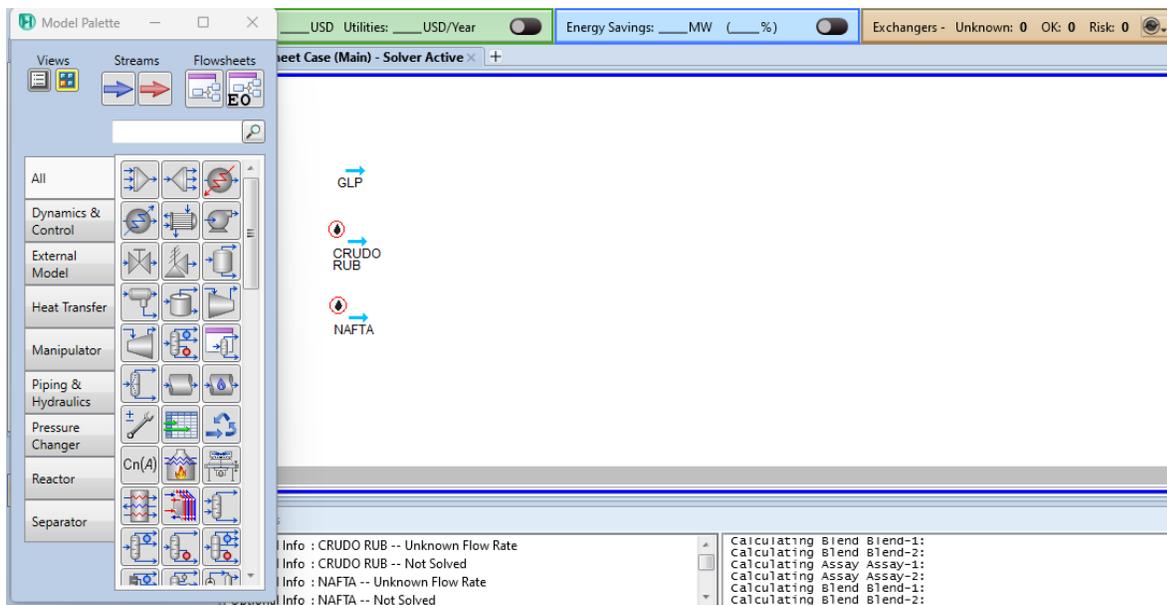
Test	Units	Methods	Especifications		Results
			Minimun	Maximun	
BENZENE	% VOL	D-6729	REPORT	REPORT	0,53
PARAFINS TOTALES	% VOL	D-6730	REPORT	REPORT	69,55
OLEPHINES	% VOL	D-6730	REPORT	REPORT	1,11
NAPHTENICS	% VOL	D-6730	REPORT	REPORT	21,69
AROMATICIS	% VOL	D-6730	REPORT	REPORT	7,65
DISTILLATION (°C) - IBP	°C	D-86	REPORT	REPORT	45,0
DISTILLATION (°C) - 10% VOL			REPORT	REPORT	67,0
DISTILLATION (°C) - 50% VOL			REPORT	REPORT	110,0
DISTILLATION (°C) - 90% VOL			REPORT	REPORT	169,0
API GRAVITY AT 60 °F	* API	D-4052	REPORT	REPORT	64,30

Nota. Data de una prueba Assay de la Nafta en Rubiales. Imagen tomada del software Aspen Hysys

Al finalizar este proceso de caracterización, se debe ir a la pestaña de simulación donde se mostrarán las tres corrientes resultantes que tendremos en cuenta para este estudio de codilución (Figura 10).

Figura 10.

Corrientes resultantes de la caracterización



Nota. Corrientes resultantes de la simulación. Imagen tomada del software Aspen Hysys

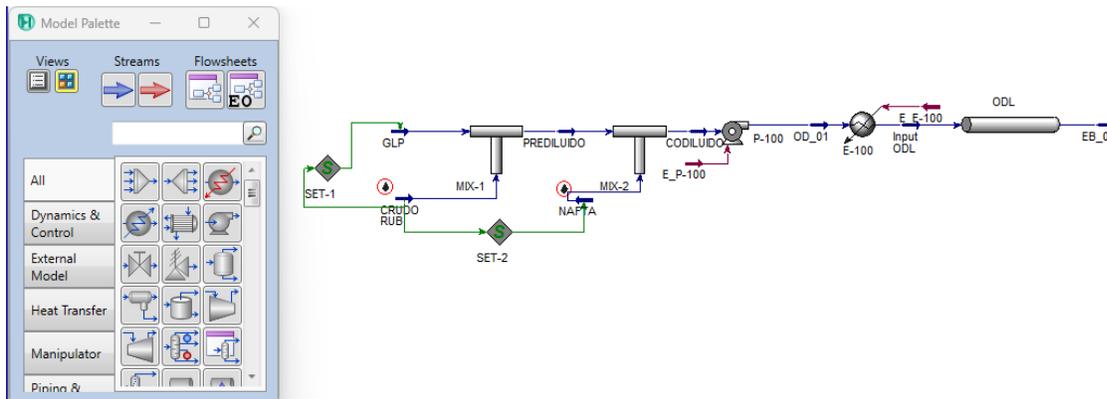
2.2.2 Escenario inicial

Para diseñar una simulación analítica se debe elegir un modelo analítico el cual se adecue más a las características del proyecto, para este caso se diseñará un escenario donde se simule el comportamiento de la mezcla entre los fluidos para su posterior transporte en el Oleoducto. Se hará uso de un complemento el cual permite al usuario plasmar en la pizarra las partes requeridas para realizar un bosquejo de la mezcla y del tramo del oleoducto a evaluar. (Figura 11).

La Figura 11, muestra los diferentes accesorios a utilizar en el software Aspen HYSYS para este proyecto de codilución de crudo, lo cuales constan principalmente de dos corrientes de entrada y una de salida para cada mixer seleccionado, dos sets, una bomba, un calentador y el tramo de tubería del oleoducto a evaluar.

Figura 11.

Escenario inicial



Nota. La figura muestra el escenario inicial de simulación. Imagen tomada del software Aspen Hysys

Para la simulación de mezcla y transporte en el oleoducto, se omitieron algunos accesorios como los sensores de presión y temperatura, flujómetros, válvulas de seguridad, de alivio y de succión, esto con la finalidad de simplificación del modelo y un tiempo de ejecución menor en la simulación. Fueron diferentes accesorios omitidos de un total de 510 accesorios que componen el Oleoducto, lo cual puede representar una variación en el resultado final por la ausencia de estas partes.

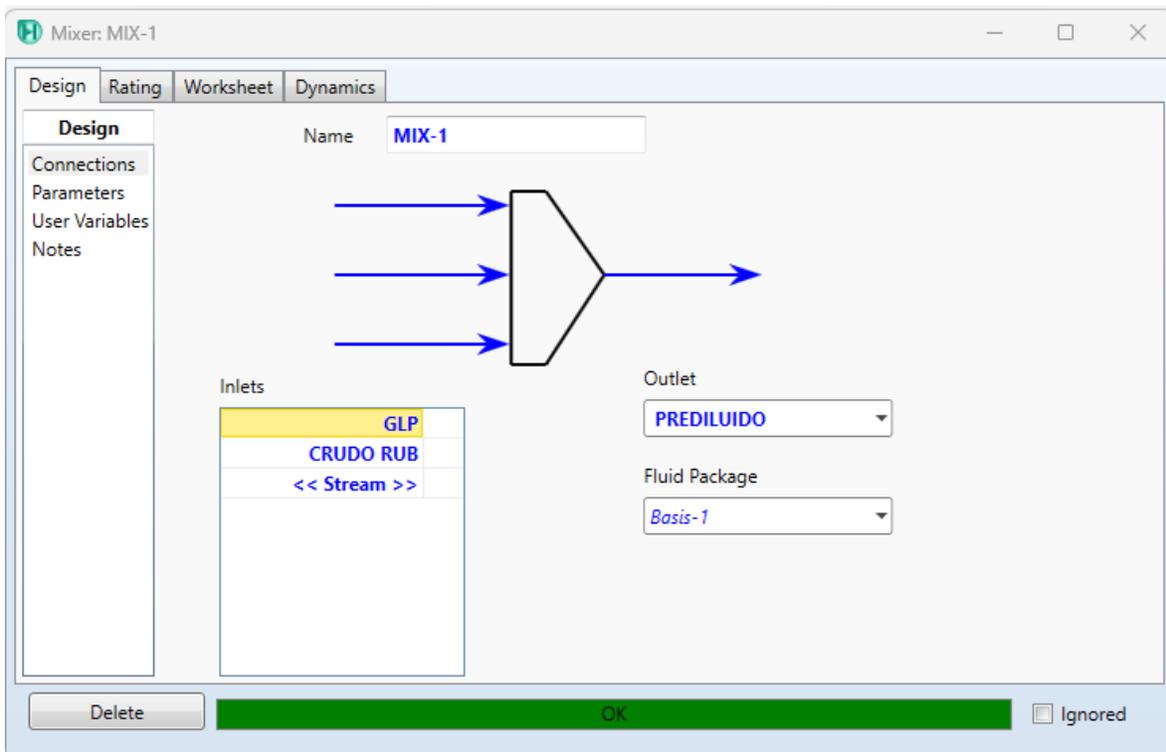
2.2.2.a Accesorios: A continuación, se definen los diferentes accesorios a emplear para este proyecto, lo cuales son:

- **Mixer:** Esta herramienta permite simular la mezcla de los fluidos; en la Figura 12 se muestran las conexiones de las corrientes de entrada de crudo y GLP a el primer mixer (MIX-1), con su respectiva corriente de salida de crudo prediluido.

Asimismo, en la Figura 13 se evidencian las conexiones de las corrientes de entrada de crudo prediluido y Nafta para el segundo mixer (MIX-2), con su corriente de salida resultante la cual llamaremos crudo codiluido.

Figura 12.

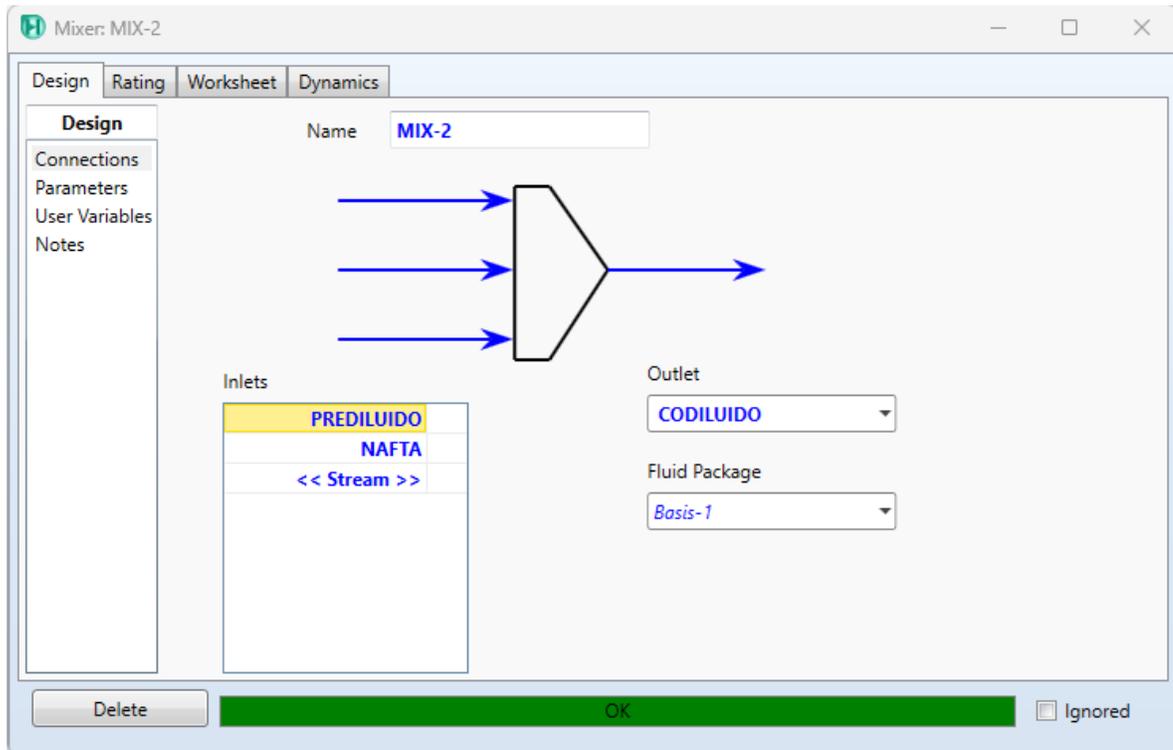
Conexiones del MIX-1



Nota. La Figura evidencia las conexiones de las corrientes de entrada al mixer. Imagen tomada del software Aspen Hysys

Figura 13.

Conexiones del MIX-2

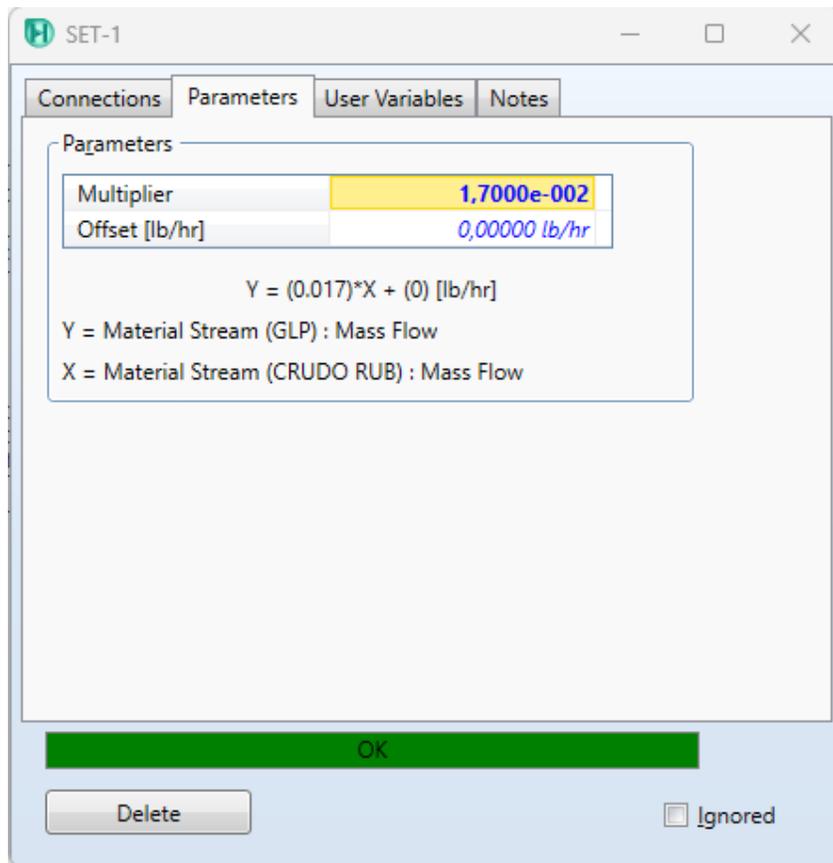


Nota. La Figura evidencia las conexiones de las corrientes de entrada al mixer. Imagen tomada del software Aspen

- **SET:** Instrumento lógico que permite establecer una relación lineal entre dos variables; para el primer Set se enlaza la corriente de GLP con la corriente de crudo. En la Figura 14 se indica el ajuste del parámetro multiplicador para el SET-1 el cual es **0.017**. Para el segundo Set se relacionan las corrientes de crudo con Nafta, en la figura 15 se denota el arreglo del parámetro multiplicador para el SET-2 el cual es **0.005**. Cabe resaltar que para definir los parámetros multiplicadores se realizó un método de ensayo y error.

Figura 14.

Parámetros del SET-1

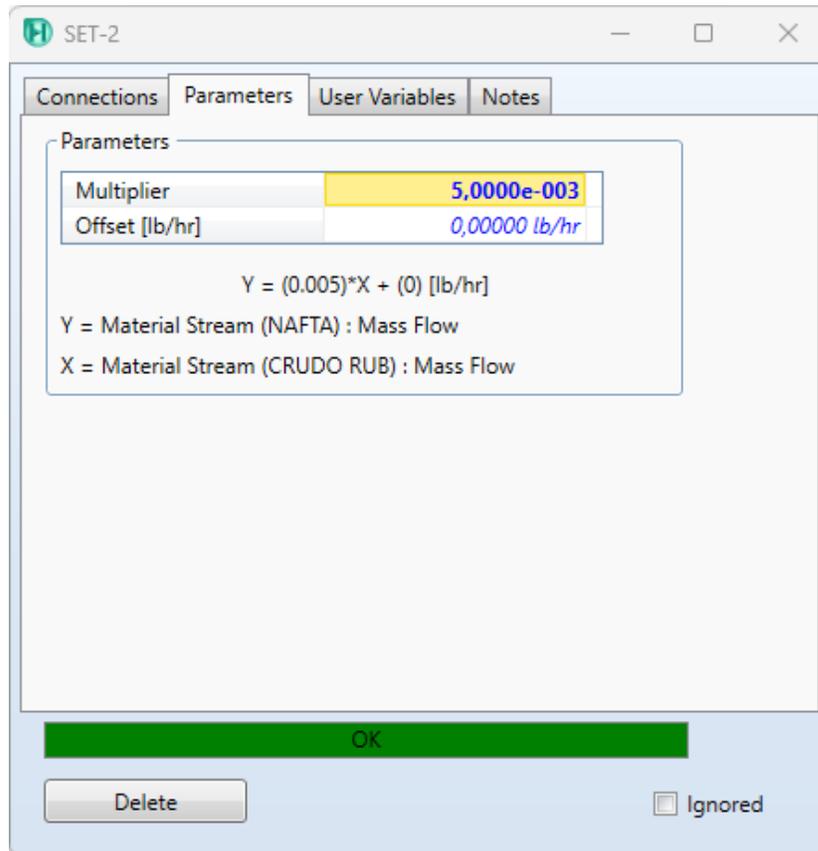


Nota. La Figura muestra los parámetros operacionales del SET.

Imagen tomada del software Aspen Hysys

Figura 15.

Parámetros del SET-2



Nota. La Figura muestra los parámetros operacionales del SET.

Imagen tomada del software Aspen Hysys

- **BOMBA:** Máquina la cual posibilita incrementar la presión del fluido añadiendo energía al sistema hidráulico. En la Figura 16 se expone el acomodamiento de la condición de presión que exige el oleoducto, la cual es **1500 psia**.

Figura 16.

Condiciones de operación de la bomba

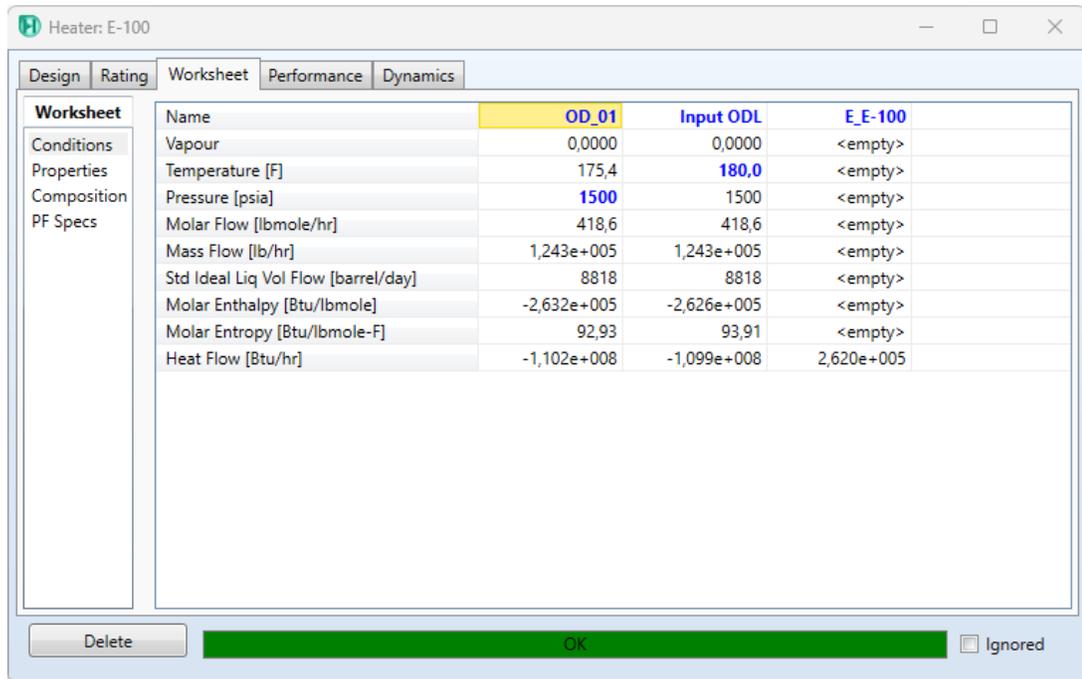
Worksheet	Name	CODILUIDO	OD_01	E_P-100
Conditions	Vapour	0,0000	0,0000	<empty>
Properties	Temperature [F]	172,0	175,4	<empty>
Composition	Pressure [psia]	134,7	1500	<empty>
PF Specs	Molar Flow [lbmole/hr]	418,6	418,6	<empty>
	Mass Flow [lb/hr]	1,243e+005	1,243e+005	<empty>
	Std Ideal Liq Vol Flow [barrel/day]	8818	8818	<empty>
	Molar Enthalpy [Btu/lbmole]	-2,649e+005	-2,632e+005	<empty>
	Molar Entropy [Btu/lbmole-F]	92,45	92,93	<empty>
	Heat Flow [Btu/hr]	-1,109e+008	-1,102e+008	7,150e+005

Nota. La Figura muestra los parámetros operacionales de la bomba. Imagen tomada del software Aspen Hysys

- **CALENTADOR:** Herramienta que permite brindar temperatura al sistema. En la Figura 17 se observa el ajuste de la condición de temperatura que exige el oleoducto, la cual es **180°F**.

Figura 17.

Condiciones de operación del calentador



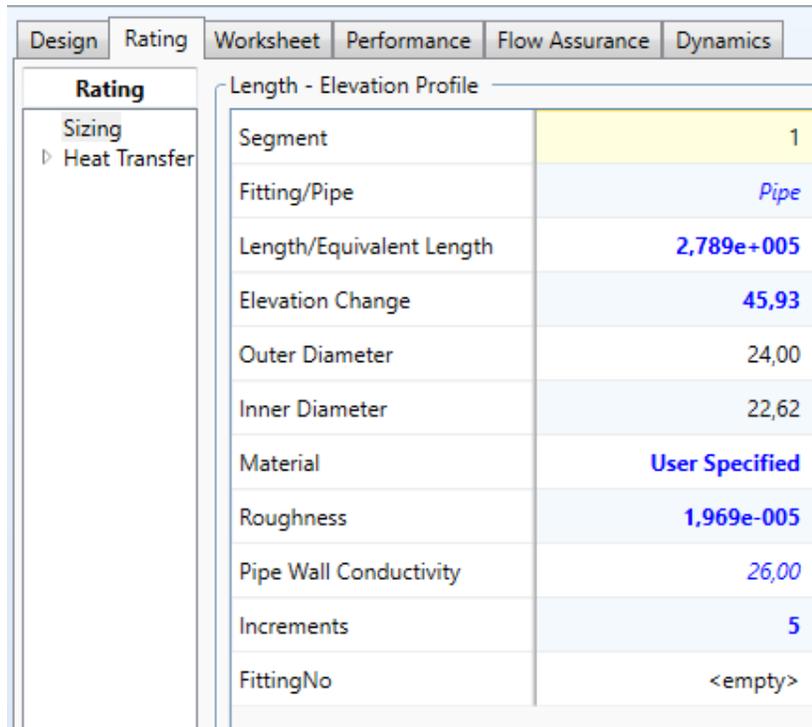
	OD_01	Input ODL	E_E-100
Name			
Vapour	0,0000	0,0000	<empty>
Temperature [F]	175,4	180,0	<empty>
Pressure [psia]	1500	1500	<empty>
Molar Flow [lbmole/hr]	418,6	418,6	<empty>
Mass Flow [lb/hr]	1,243e+005	1,243e+005	<empty>
Std Ideal Liq Vol Flow [barrel/day]	8818	8818	<empty>
Molar Enthalpy [Btu/lbmole]	-2,632e+005	-2,626e+005	<empty>
Molar Entropy [Btu/lbmole-F]	92,93	93,91	<empty>
Heat Flow [Btu/hr]	-1,102e+008	-1,099e+008	2,620e+005

Nota. La Figura muestra los parámetros operacionales del calentador. Imagen tomada del software Aspen Hysys

- **TRAMO DE TUBERÍA:** Este instrumento permite simular una parte del oleoducto a evaluar, se debe precisar las correspondientes especificaciones como su longitud **85 km**, rugosidad **0.006 mm**, material **Mild Steel**, diámetro de tubería **24 in**, etc. (Figura 18).

Figura 18.

Especificaciones del tramo del oleoducto



Length - Elevation Profile	
Segment	1
Fitting/Pipe	Pipe
Length/Equivalent Length	2,789e+005
Elevation Change	45,93
Outer Diameter	24,00
Inner Diameter	22,62
Material	User Specified
Roughness	1,969e-005
Pipe Wall Conductivity	26,00
Increments	5
FittingNo	<empty>

Nota. La Figura muestra las especificaciones del tramo del oleoducto a estudiar. Imagen tomada del software Aspen Hysys

2.2.3 Ajuste de los datos de las corrientes de entrada

2.2.3.a Ajuste de la corriente de GLP: En la Figura 19, se muestran las condiciones de la corriente de GLP entrante, estas condiciones deben ajustarse para una mayor exactitud en la simulación. Cada fluido tiene sus propias condiciones de temperatura y presión. Las condiciones deseadas para este caso corresponden a las condiciones de transporte.

Figura 19.

Ajuste de la corriente de GLP

Worksheet	Stream Name	GLP	Liquid Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	0,0000	1,0000
Properties	Temperature [F]	60,00	60,00
Composition	Pressure [psia]	204,7	204,7
Oil & Gas Feed	Molar Flow [lbmole/hr]	40,25	40,25
Petroleum Assay	Mass Flow [lb/hr]	2068	2068
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [barrel/day]	259,2	259,2
User Variables	Molar Enthalpy [Btu/lbmole]	-4,696e+004	-4,696e+004
Notes	Molar Entropy [Btu/lbmole-F]	18,05	18,05
Cost Parameters	Heat Flow [Btu/hr]	-1,890e+006	-1,890e+006
Normalized Yields	Liq Vol Flow @Std Cond [barrel/day]	257,6	257,6
	Fluid Package	Basis-1	
	Utility Type		

Nota. La figura muestra el ajuste de las condiciones de temperatura y presión a las condiciones de transporte. Fuente: Imagen tomada del software Aspen Hysys.

Posteriormente en la Figura 20, se presentan las principales propiedades del GLP que muestra en la corriente de entrada. Es importante en este paso, verificar que los datos simulados coincidan con la realidad.

Figura 21.

Ajuste de la corriente de crudo

Worksheet	Stream Name	CRUDO RUB	Liquid Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	0,0000	1,0000
Properties	Temperature [F]	175,0	175,0
Composition	Pressure [psia]	134,7	134,7
Oil & Gas Feed	Molar Flow [lbmole/hr]	372,4	372,4
Petroleum Assay	Mass Flow [lb/hr]	1,217e+005	1,217e+005
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [barrel/day]	8500	8500
User Variables	Molar Enthalpy [Btu/lbmole]	-2,912e+005	-2,912e+005
Notes	Molar Entropy [Btu/lbmole-F]	100,5	100,5
Cost Parameters	Heat Flow [Btu/hr]	-1,084e+008	-1,084e+008
Normalized Yields	Liq Vol Flow @Std Cond [barrel/day]	8501	8501
	Fluid Package	Basis-1	
	Utility Type		

Nota. La figura muestra el ajuste de las condiciones de flujo diario, temperatura y presión a las condiciones de transporte del oleoducto. Fuente: Imagen tomada del software Aspen Hysys.

Posteriormente se muestra en la Figura 22 la verificación de las principales propiedades del crudo que indica el simulador. Con el fin de confirmar que coincidan con las pruebas Assay de laboratorio.

Figura 22.

Verificación de las propiedades de la corriente de crudo

Worksheet	Stream Name	CRUDO RUB	Liquid Phase
Conditions	Molecular Weight	326,6	326,6
Properties	Molar Density [lbmole/ft3]	0,1799	0,1799
Composition	Mass Density [lb/ft3]	58,77	58,77
Oil & Gas Feed	Act. Volume Flow [barrel/day]	8849	8849
Petroleum Assay	Mass Enthalpy [Btu/lb]	-891,4	-891,4
K Value	Mass Entropy [Btu/lb-F]	0,3076	0,3076
User Variables	Heat Capacity [Btu/lbmole-F]	147,8	147,8
Notes	Mass Heat Capacity [Btu/lb-F]	0,4525	0,4525
Cost Parameters	LHV Molar Basis (Std) [Btu/lbmole]	<empty>	<empty>
Normalized Yields	HHV Molar Basis (Std) [Btu/lbmole]	<empty>	<empty>
	HHV Mass Basis (Std) [Btu/lb]	<empty>	<empty>
	CO2 Loading	<empty>	<empty>
	CO2 Apparent Mole Conc. [lbmole/ft3]	<empty>	<empty>
	CO2 Apparent Wt. Conc. [lbmol/lb]	<empty>	<empty>

Property Correlation Controls

Preference Option: **Active**

OK

Nota. La Figura muestra las propiedades de la corriente de crudo. Imagen tomada del software Aspen Hysys

2.2.3.c Ajuste de la corriente de Nafta: En la Figura 23, se muestran las condiciones de presión y temperatura de la corriente de Nafta entrante, estas condiciones deben ajustarse a la índole operativa del oleoducto.

Figura 23.

Ajuste de la corriente de Nafta

Worksheet	Stream Name	NAFTA	Liquid Phase
Conditions	Vapour / Phase Fraction	0,0000	1,0000
Properties	Temperature [F]	86,00	86,00
Composition	Pressure [psia]	134,7	134,7
Oil & Gas Feed	Molar Flow [lbmole/hr]	5,904	5,904
Petroleum Assay	Mass Flow [lb/hr]	608,3	608,3
K Value	Std Ideal Liq Vol Flow [barrel/day]	59,22	59,22
User Variables	Molar Enthalpy [Btu/lbmole]	-9,676e+004	-9,676e+004
Notes	Molar Entropy [Btu/lbmole-F]	41,70	41,70
Cost Parameters	Heat Flow [Btu/hr]	-5,713e+005	-5,713e+005
Normalized Yields	Liq Vol Flow @Std Cond [barrel/day]	59,22	59,22
	Fluid Package	Basis-1	
	Utility Type		

Nota. La figura muestra el ajuste de las condiciones de temperatura y presión a las condiciones de transporte. Fuente: Imagen tomada del software Aspen Hysys

Posteriormente en la Figura 24, se presentan las principales propiedades de la Nafta que muestra en la corriente. Se verificar que los datos simulados coincidan con las pruebas Assay de laboratorio.

Figura 24.

Verificación de las propiedades de la corriente de Nafta

Worksheet	Stream Name	NAFTA	Liquid Phase
Conditions	Molecular Weight	103,0	103,0
Properties	Molar Density [lbmole/ft3]	0,4189	0,4189
Composition	Mass Density [lb/ft3]	43,16	43,16
Oil & Gas Feed	Act. Volume Flow [barrel/day]	60,25	60,25
Petroleum Assay	Mass Enthalpy [Btu/lb]	-939,3	-939,3
K Value	Mass Entropy [Btu/lb-F]	0,4047	0,4047
User Variables	Heat Capacity [Btu/lbmole-F]	51,77	51,77
Notes	Mass Heat Capacity [Btu/lb-F]	0,5025	0,5025
Cost Parameters	LHV Molar Basis (Std) [Btu/lbmole]	<empty>	<empty>
Normalized Yields	HHV Molar Basis (Std) [Btu/lbmole]	<empty>	<empty>
	HHV Mass Basis (Std) [Btu/lb]	<empty>	<empty>
	CO2 Loading	<empty>	<empty>
	CO2 Apparent Mole Conc. [lbmole/ft3]	<empty>	<empty>
	CO2 Apparent Wt. Conc. [lbmol/lb]	<empty>	<empty>

Property Correlation Controls

Preference Option: **Active**

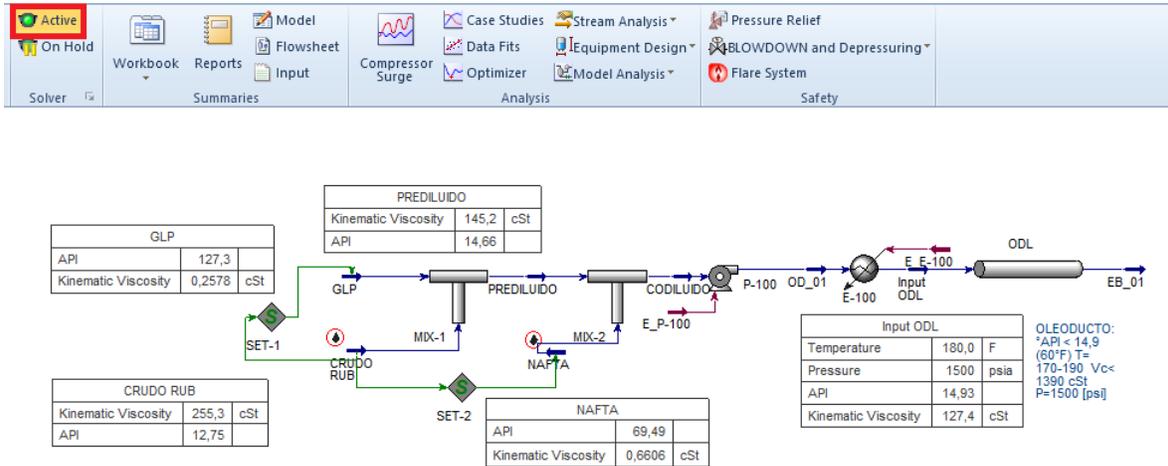
OK

Nota. La Figura muestra las propiedades de la corriente de Nafta. Imagen tomada del software Aspen Hysys

Por último, en la Figura 25 se procede a correr la simulación para la obtención de datos de mezcla y confirmar que el crudo queda cumpliendo las condiciones de calidad en el marco de transporte.

Figura 25.

Simulación de mezcla finalizada



Nota. En la figura se muestran los datos de viscosidad y gravedad API a lo largo del proceso de codilución. Fuente: Imagen tomada del software Aspen Hysys.

2.3 Caso de estudio: Optimización en el flujo del oleoducto

Para proceder con este suceso de investigación se planteó experimentar la variación del volumen de 0 a 2% de GLP en el proceso de codilución, se debe localizar la pestaña de Análisis que nos ofrece el software y agregar un nuevo caso de estudio donde experimentaremos diferentes concentraciones de GLP en el proceso de codilución con el fin de identificar si esta mejora la tasa de flujo del oleoducto.

Se tienen que determinar cuáles serán las variables independientes y dependientes, para este suceso el **SET-1** será una variable independiente, y como variables dependientes tomaremos el **flujo másico** y la **densidad API** de la corriente de salida del tramo del oleoducto. (Figura 26.)

Figura 26.

Selección de variables para el caso de estudio 1

The screenshot shows the 'Variable Selection' window in Aspen Hysys. It has four tabs: 'Variable Selection', 'Case Study Setup', 'Results', and 'Plots'. The 'Variable Selection' tab is active. It is divided into two sections: 'Independent Variables' and 'Dependent Variables'. Each section has a 'Find Variables' button. The 'Independent Variables' table contains one entry: 'SET-1 - Multiplier' with a current value of 1,700e-002. The 'Dependent Variables' table contains two entries: 'EB_01 - Mass Flow' with a current value of 1,243e+005 and units of lb/hr, and 'EB_01 - Petroleum Property (API)' with a current value of 14,93.

Independent Variables					
	Name	Tag	Current Value	Units	Delete
1	SET-1 - Multiplier		1,700e-002		X

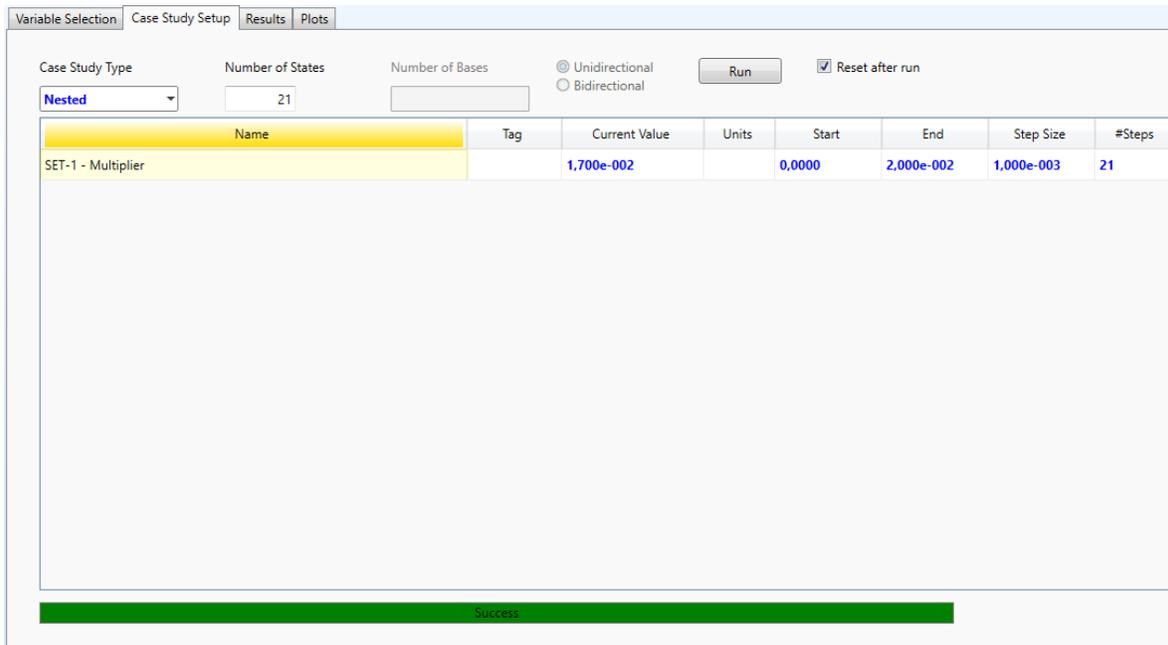
Dependent Variables					
	Name	Tag	Current Value	Units	Delete
1	EB_01 - Mass Flow		1,243e+005	lb/hr	X
2	EB_01 - Petroleum Property (API)		14,93		X

Nota. La Figura muestra las variables para el caso de estudio. Imagen tomada del software Aspen Hysys

Más adelante, se debe configurar el suceso de estudio donde se fijan los datos del inicio y fin del caso, igualmente el valor de cada paso que se simula dentro de este intervalo (Figura 27.). Al correr la simulación del suceso, se debe verificar que el software arroje aprobado he inmediatamente se podrán visualizar los resultados para su respectivo análisis.

Figura 27.

Configuración del caso de estudio 1



Nota. La Figura muestra la configuración del caso de estudio. Imagen tomada del software Aspen Hysys

El software Aspen Hysys nos permite visualizar en la pestaña de simulación una “Show Table” donde se muestra el valor inicial y final de flujo en el oleoducto, los cuales son 8500 BOPD Y 8818 BOPD, respectivamente. Para calcular el porcentaje de mejora de flujo en la línea se realizó el siguiente calculo:

- Valor inicial de flujo = 8500 BOPD
- Valor final de flujo = 8818 BOPD

Incremento

$$\begin{array}{r} 8818 \\ - 8500 \\ \hline 318 \end{array}$$

Porcentaje

$$\begin{array}{r} 318 \\ \div 8500 \\ \hline 0.0374 \end{array}$$

$$0.0374 * 100 = 3.74\%$$

Se corrobora que se obtiene un porcentaje de mejora en el flujo del oleoducto de 3.74%.

2.4 Caso de estudio: Reducción del uso de diluyentes convencionales

Al igual que el anterior suceso de estudio se debe localizar la pestaña de Análisis que nos ofrece Aspen Hysys y agregar un nuevo caso de estudio donde experimentaremos diferentes concentraciones de Nafta para valorar como impacta su disminución en el proceso de codilución.

Se debe delimitar cuales serán nuestras variables independientes y dependientes, para este caso el **SET-2** será una variable independiente, y como variables dependientes tomaremos la **viscosidad cinemática** y la **densidad API** de la corriente de entrada al oleoducto. (Figura 28.)

Figura 28.

Selección de variables para el caso de estudio 2

Independent Variables					
	Name	Tag	Current Value	Units	Delete
1	SET-2 - Multiplier		5,000e-003		X

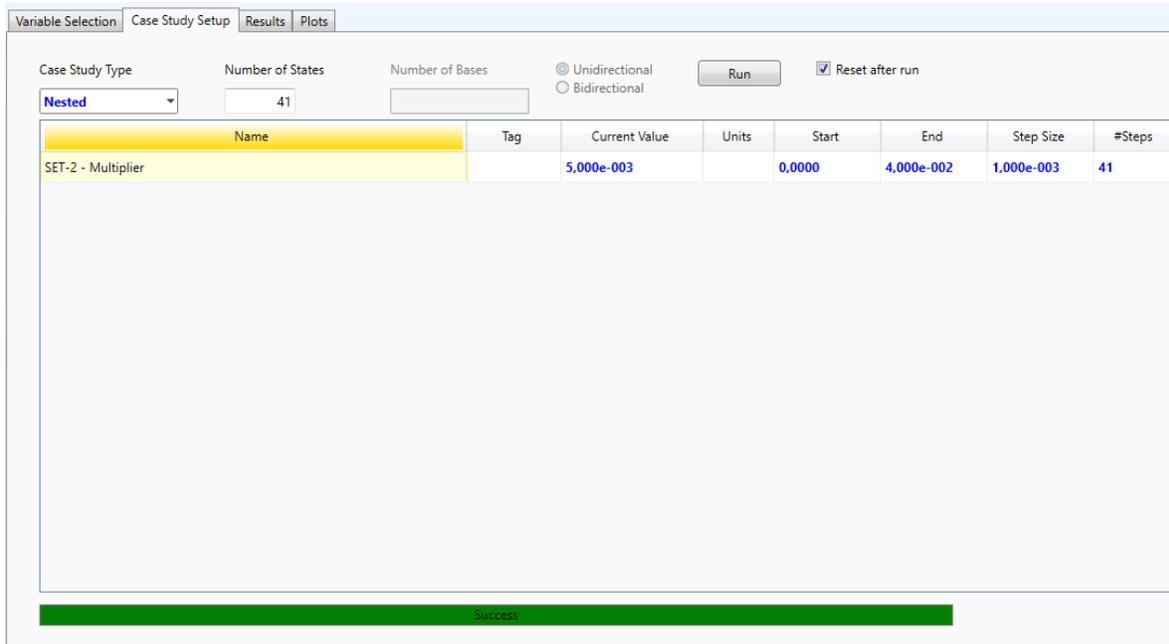
Dependent Variables					
	Name	Tag	Current Value	Units	Delete
1	Input ODL - Petroleum Property (API)		14,93		X
2	Input ODL - Kinematic Viscosity		127,4	cSt	X

Nota. La Figura muestra las variables para el caso de estudio. Imagen tomada del software Aspen Hysys

Posteriormente, se tiene que configurar el caso de estudio donde se precisan los datos del inicio y fin del suceso, además del valor de cada paso que se simula dentro de este intervalo (Figura 29.), en este caso el intervalo será de 0 a 4%, debido a que el 4% es la concentración actualmente usada en el campo de estudio. Al correr la simulación del caso, se debe verificar que el software arroje la aprobación he inmediatamente se podrán visualizar los resultados para su posterior análisis.

Figura 29.

Configuraciones del caso de estudio 2



Nota. La figura muestra la configuración del caso de estudio. Imagen tomada del software Aspen Hysys

2.4.1 Comparación entre el uso de GLP y el uso de Nafta como diluyentes

Para realizar la distinción y poder comparar estos diluyentes fue necesario implementar un recurso gráfico que realmente fuera útil para examinar minuciosamente cada fluido. Por esta razón se decidió usar un cuadro comparativo, ya que esta herramienta presenta una gran posibilidad de sintetizar grandes volúmenes de información en un solo cuadro, permitiendo incluir información consultada de diversas bases de datos e incluso desde más de un libro en un solo gráfico fácil de interpretar.

En este caso, se tuvieron diversos aspectos técnicos en cuenta, pero se dio un énfasis en el análisis de cuanto es posible reducir el uso de diluyentes convencionales usando diversas concentraciones de GLP.

3. RESULTADOS Y ANALISIS

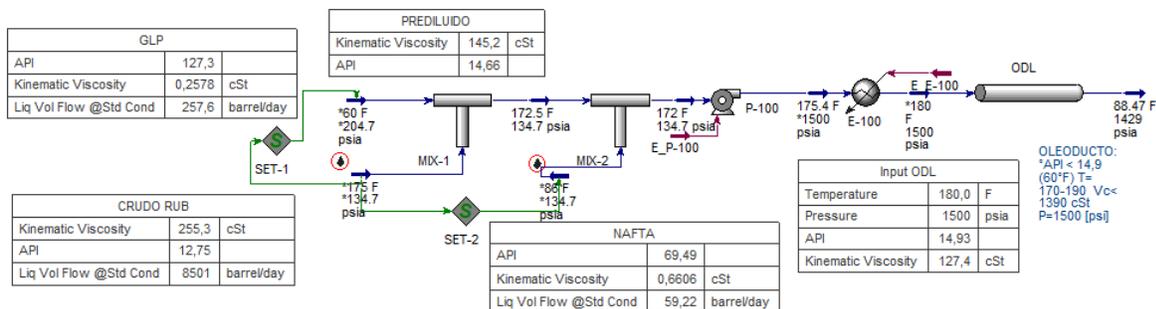
3.1 Análisis del uso del GLP en el proceso de codilución

Todo sistema de transporte de hidrocarburos sostiene una política de calidad. El Oleoducto de los Llanos Orientales posee unos requerimientos mínimos que debe cumplir el crudo para poder ser aceptado para su transporte en el Oleoducto (Tabla 7.), hoy por hoy la empresa emplea un proceso de dilución con Nafta para obedecer a estas exigencias. A continuación, se mostrarán los resultados de la simulación realizada en Aspen Hysys, la cual tienen como principal objetivo valorar que el uso de GLP como codiluyente logra reducir la viscosidad del crudo y que este cumpla con los requerimientos de transporte.

En la Figura 30, se puede apreciar que el crudo recibido de Campo Rubiales tiene una gravedad API de 12.75 y una viscosidad cinemática de 255.3 cSt a condiciones ideales de operación, lo que lo hace un crudo a condiciones más pesadas que aquellas establecidas por el oleoducto; este es sometido a un proceso de mezcla con GLP al 1.7% dando como resultado una corriente prediluida con una gravedad API de 14.66 y una viscosidad de 145.2 cSt, acercándose a los requerimientos exigidos. Posteriormente, se realiza una inyección de Nafta en menor proporción al 0.5% para terminar de ajustar la especificación del crudo llevándolo a una gravedad API de 14.93 y una viscosidad cinemática de 127.4 cSt a condiciones de presión y temperatura precisas del oleoducto, haciéndolo apto para condiciones de transporte.

Figura 30.

Condiciones operativas y resultados de la codilución



Nota. La Figura muestra las condiciones operativas y resultados. Imagen tomada del software Aspen Hysys

3.2 Resultados del caso de estudio: Optimización en el flujo del oleoducto

En este suceso se había planteado experimentar la variación del volumen de 0 a 2% de GLP en el proceso de codilución, con la finalidad de estimar si verdaderamente optimiza el flujo dentro del oleoducto. El proceso de codilución permite disminuir significativamente la viscosidad del crudo lo que se traduce en mayor fluidez, de esta manera se logra demostrar mediante la simulación que conforme se adiciona mayor volumen de GLP en la mezcla este impacta notablemente en el aumento de la gravedad API del crudo, la cual es directamente proporcional al flujo. (Tabla 10.)

Tabla 10.

Resultados del caso de estudio 1

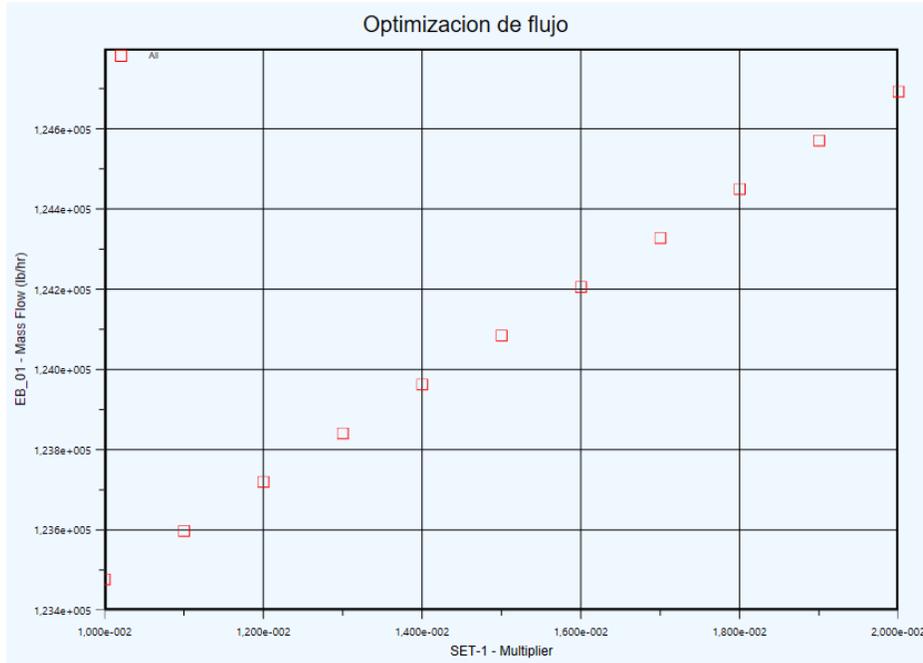
State	SET-1 - Multiplier	EB_01 - Mass Flow [lb/hr]	EB_01 - Petroleum Property (API)
Case 1	1,000e-002	1,235e+005	14,15
Case 2	1,100e-002	1,236e+005	14,27
Case 3	1,200e-002	1,237e+005	14,38
Case 4	1,300e-002	1,238e+005	14,49
Case 5	1,400e-002	1,240e+005	14,60
Case 6	1,500e-002	1,241e+005	14,71
Case 7	1,600e-002	1,242e+005	14,82
Case 8	1,700e-002	1,243e+005	14,93
Case 9	1,800e-002	1,244e+005	15,04
Case 10	1,900e-002	1,246e+005	15,15
Case 11	2,000e-002	1,247e+005	15,26

Nota. La Figura muestra los resultados del caso de estudio. Imagen tomada del software Aspen Hysys

En la Figura 31, se puede reafirmar que conforme aumenta el uso de GLP en el proceso de codilución, también aumenta proporcionalmente el flujo dentro del oleoducto. Se determinó usar como variable el flujo másico debido a que este no se encuentra condicionado a parámetros de presión y temperatura específicas.

Figura 31.

Gráfico de los resultados del caso de estudio 1



Nota. La Figura muestra el gráfico de los resultados del caso de estudio.

Imagen tomada del software Aspen Hysys

3.3 Resultados del caso de estudio: Reducción del uso de diluyentes convencionales

Se reconoce que el proceso de dilución de crudos pesados en Campo Rubiales demanda un porcentaje del 4% de Nafta, por lo que se había planteado en este caso ensayar con una variación en esa concentración de 0% a 4% de diluyente teniendo presente una previa dilución con GLP, esto con el objetivo de estimar que tanto es posible reducir el uso de Nafta, y cuanto porcentaje de diluyente total es necesario para el proceso de codilución.

En la Figura 32 se muestra que el uso de Nafta al 4% en la codilución lleva el crudo a una gravedad API de 16.74, la cual excede por 1.84 grados API el requerimiento mínimo del oleoducto, y que se traduce en mayor gasto y volumen de diluyente utilizado. Por otra parte, se puede evidenciar que para cumplir la exigencia mínima de 14.9 API es posible disminuir así el uso de Nafta hasta en un 0.5% lo cual es equivalente a disminución de costos por barril diluido y a un aumento en la eficiencia de la operación. Tomando en consideración que el proyecto hizo una dilución previa de 1.7% en volumen de GLP, se obtendrá como resultado que 2.2% de diluyente total es utilizado en

el proceso de codilución, disminuyendo casi la mitad de la demanda del uso de diluyentes en campo Rubiales.

Figura 32.

Gráfico de los resultados del caso de estudio 2



Nota. La Figura muestra el gráfico de los resultados del caso de estudio.

Imagen tomada del software Aspen Hysys

3.3.1 Cuadro comparativo de GLP vs Nafta

PROCESO DE DILUCIÓN DE CRUDOS PESADOS	
GLP	NAFTA
Disminuye significativamente el uso de diluyentes convencionales, además para el proceso de codilucion reduce el uso de diluyentes a 2,2%	El mayor problema es el elevado volumen de diluyente, hoy por hoy el uso de nafta es del 4%
No genera costos de importación ya que es un subproducto del proceso disponible y que en algunos casos es quemado a la atmosfera.	Altos costos logísticos a causa de las importaciones que demanda el proceso de dilución actual.
Permite conseguir mezclas de crudos estables que no se evaporan fácilmente y que sean transportables en los diferentes oleoductos.	Las proporciones de esta mezcla son variables teniendo en cuenta que las características de este diluyente varían dependiendo de la calidad de los componentes que se reciben a diario.
Posee alto poder de retención una vez mezclado con el crudo en proporciones definidas.	La dilución con Nafta genera estratificación del fluido.
Precio promedio por galón: 3.197 pesos, lo que lo hace más económico para el proceso de mezcla	Precio promedio por galón: 6.710 pesos, dobla el precio del GLP haciéndolo mucho más costoso para el proceso de mezcla
En estado líquido, se transporta y almacena con facilidad.	Su transporte y almacenamiento es complejo debido a que es muy inflamable, además de que es un producto tóxico para el ser humano.
Las modificaciones requeridas para el manejo del crudo codiluido en procesos posteriores requieren de una inversión mínima.	Requiere de una mayor inversión para procesos posteriores ya que es más viscoso en relación con el gas licuado de petróleo.
El GLP es de fácil acceso en la planta CPF Cusiana dado que la misma cuenta con una planta de producción de propiedad de Ecopetrol.	Su acceso es un poco más complejo ya que es un compuesto de reducida disponibilidad.
Menor contenido de azufre	Mayor contenido de azufre

El GLP como diluyente tiene un efecto en la reducción de la viscosidad superior a la del diluyente convencional.

La nafta como diluyente cumple con la reducción de viscosidad, pero se deben usar grandes cantidades de este.

Nota: En este cuadro se visualizan las ventajas del GLP frente a la Nafta

El panorama competitivo de la industria del petróleo obliga a tomar acciones de optimización en costos, para tener niveles de productividad sostenibles. De esta manera desde un aspecto técnico la dilución de crudos pesados con GLP resulta ser una alternativa con alta factibilidad que puede reemplazar poco a poco los procesos actuales de dilución de crudo pesado en Colombia.

4. CONCLUSIONES

Se consiguió simular el proceso de mezcla de gas licuado de petróleo con crudo pesado, y se ratificó que al usar una concentración de GLP al 1.7% y 0.5% de Nafta se lleva el crudo a los requerimientos del oleoducto, cumpliendo las condiciones de calidad en el marco de transporte de hidrocarburo.

Se pudo comprobar la mejora del flujo que genera el GLP en el oleoducto conforme su concentración, incrementando así la capacidad de transporte del oleoducto en un 3.74%.

Se logró comparar el uso del GLP en el proceso de codilución de crudo pesado con respecto al uso de Nafta como diluyente para este proceso, dando como resultado la reducción del consumo de diluyentes convencionales de un 4% hasta un 0.5% utilizado en el campo Rubiales.

RECOMENDACIONES

Se recomienda recopilar pruebas ASSAY de los hidrocarburos a evaluar, con el fin de caracterizar con supremo detalle los fluidos y determinar adecuadamente el modelo dinámico.

Se recomienda ajustar la simulación a las instalaciones actuales con condiciones operáticas reales, con el fin de ser más exactos en los resultados.

Se recomienda evaluar el GLP de diferentes zonas de producción con el objetivo de estimar cual resulta mejor para el proceso.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Campos, S. A. R., Cáceres, C. A. L., Castellanos, J. E. & Reyes, É. J. P. (s. f.). Una mirada al desarrollo de aditivos reductores de viscosidad y sus aplicaciones en el transporte de crudos pesados | Revista ION. <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistaion/article/view/9905>
- [2] Vista de Factibilidad analítica de la aplicación de la recuperación mejorada de petróleo, caso de estudio Ecuador | Fuentes, el reventón energético. (n.d.). <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/7675/8920>
- [3] Sistema de Bibliotecas - Universidad de América. (s. f.). <https://login.ezproxy.uamerica.edu.co/login?qurl=https://eds.s.ebscohost.com/2feds%2fpdfviewer%2fpdfviewer%3fvid%3d2>
- [4] ¿Qué es el GLP? (2017, 25 noviembre). GASNOVA. <https://www.gasnova.co/sobre-el-glp/que-es-el-glp/>.
- [5] *Gas Licuado De Petróleo*. (2021, 1 enero). Ministerio de Minas y Energía. Recuperado 28 de marzo de 2023, de <https://www.minenergia.gov.co/es/misional/hidrocarburos/funcionamiento-del-sector/gas-licuado-de-petr%C3%B3leo/>
- [6] CODILUCIÓN DE CRUDO CON GAS LICUADO DE PETRÓLEO GLP. (2019). ODL.
- [7] FUENTE COBO, I. (2019). EL TRANSPORTE DE LOS HIDROCARBUROS EN LA CUENCA DEL MEDITERRÁNEO.
- [8] Zareh, S. (2017, November 12). *Sistema de Seguridad en Gasoductos en Bolivia*. https://www.academia.edu/35128437/Sistema_de_Seguridad_en_Gasoductos_en_Bolivia.
- [9] E. (2023b, February 9). *Cómo se transporta el petróleo en un proyecto de Oil & Gas*. EALDE Business School. <https://www.ealde.es/tipos-transporte-petroleo/#:~:text=Estos%20oleoductos%20transportan%20petr%C3%B3leo%20crudo,productos%20terminado%20en%20el%20mundo>.
- [10] *LA PROMOCION DE LA COMPETENCIA EN EL ACCESO A OLEODUCTOS*. (2021). Superintendencia De Industria Y Comercio. Retrieved April 5, 2023, from

<https://www.sic.gov.co/sites/default/files/files/Estudio%20Transporte%20por%20oleoducto.pdf>.

- [11] Admin. (n.d.). *Transporte de hidrocarburos en Colombia*. <https://blog.oplcarga.com/transporte-de-hidrocarburos#:~:text=El%20transporte%20de%20hidrocarburos%20empieza,los%20oleoductos%20de%20caudal%20continuo>.
- [12] Rudas, C. E. (2023, February 10). Producción de petróleo aumentó 5,24% durante diciembre y llegó a 784.343 barriles. *Diario La República*. <https://www.larepublica.co/economia/produccion-de-petroleo-en-colombia-aumento-5-24-durante-diciembre-de-2022-3538814#:~:text=La%20producci%C3%B3n%20de%20petr%C3%B3leo%20en,registrada%20desde%20abril%20de%202020>.
- [13] MANUAL DEL TRANSPORTADOR DE OLEODUCTO DE LOS LLANOS ORIENTALES. (2021, December). ODL. Retrieved May 2, 2023, from <https://www.odl.com.co/>
- [14] Nabonazar, D. P. N. (2010, August 20). *Análisis de la hidrodinámica exterior de una herramienta multitareas mediante CFD*. Universidad Del Norte. <https://manglar.uninorte.edu.co/handle/10584/2128#page=1>.
- [15] Evaluación de la viabilidad económica para la exploración y desarrollo de crudos pesados en la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia bajo un entorno cambiante de precios del petróleo. (2020, September 2). Repositorio UNAL. Retrieved April 11, 2023, from https://repositorio.unal.edu.co/bitstream/handle/unal/79258/CarlosTorres_2020.pdf?sequence=6&isAllowed=y
- [16] La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia. (2016, June 5). UNDP.ORG. Retrieved April 18, 2023, from https://info.undp.org/docs/pdc/Documents/COL/Cuaderno%20PNUD_La%20competitividad%20del%20sector%20de%20hidrocarburos.pdf

- [17] Uso de agentes reductores de arrastre para facilitar el bombeo de crudos. (n.d.). <https://pavcowavin.com.co/uso-de-agentes-reductores-de-arrastre-para-facilitar-el-bombeo-de-crudos>
- [18] MANUAL DEL TRANSPORTADOR. (2011, January 14). OCENSA. Retrieved April 11, 2023, from <https://ocensa.com.co/docs/transparencia/MDT%20V14%20Oficial%20-%20Secci%C3%B3n%20P%C3%ABlica.pdf>
- [19] Perez, M. (n.d.). *Tecnologías para el aseguramiento de flujo para transporte de crudos pesados y extrapesados en instalaciones costa afuera*. es.linkedin.com. <https://es.linkedin.com/pulse/tecnolog%C3%ADas-para-el-aseguramiento-de-flujo-transporte-miguel-perez>
- [20] Moscoso, D. (2017). *API 650 EN ESPAÑOL pdf*. www.academia.edu. https://www.academia.edu/32769624/API_650_EN_ESPAÑOL_pdf
- [21] Codilución GLP - Ocesa. (n.d.). <https://wbocensa.azurewebsites.net/articulo-codilucion.html>
- [22] Aula. (2022). *Qué es la simulación de procesos industriales*. *Aula21 | Formación Para La Industria*. <https://www.cursosaula21.com/que-es-la-simulacion-de-procesos-industriales/>
- [23] Vld-Eng. (2020, July 20). *Simulación de procesos industriales | Automatización VLD 2020*. VLD Engineering. <https://www.vld-eng.com/blog/simulacion-procesos-industriales/#:~:text=La%20simulaci%C3%B3n%20de%20procesos%20industriales,oste%20de%20los%20experimentos%20a>
- [24] LA SIMULACIÓN COMO APOYO PARA LA COMPRENSIÓN DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN DE POZOS PETROLEROS. (2008, March). Redalyc. Retrieved May 3, 2023, from <https://www.redalyc.org/pdf/849/84903835.pdf>
- [25] Curso: Uso del paquete informático ASPEN-HYSYS, simulador de procesos químicos. (2018, October 7). Diplomado En Gestión De La Calidad Del Aire Y Control De La Contaminación Atmosférica | Universidad De Santiago De Chile. <https://www.calidaddel aire.usach.cl/curso-uso-del-paquete-inform%C3%A1tico-aspen-hysys-simulador-de-procesos-qu%C3%ADmicos#:~:text=Aspen%20HYSYS%20es%20un%20software,la%20optimizaci%C3%B3n%20de%20procesos%20industriales>.

- [26] Simulación de la unidad de estabilización de la refinería “Hermanos Díaz” empleando el simulador Aspen HYSYS. (2016, May). Redalyc. Retrieved May 3, 2023, from <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=445546669004>
- [27] COMPARACIÓN ENTRE TÉCNICAS DE CONTROL PREDICTIVO NO LINEAL APLICADAS AL CONTROL DE UN GASIFICADOR. (2017, July 17). Universidad De Piura. Retrieved May 3, 2023, from https://pirhua.udep.edu.pe/bitstream/handle/11042/3071/MAS_IME_AUT_015.pdf?isAllowed=y&sequence=1
- [28] Chanakos, A. (2022). ¿Qué Es Midstream? - IT Nearshoring | WebCreek. IT Nearshoring | WebCreek. <https://www.webcreek.com/es/blog/negocios/que-es-midstream/>
- [29] PETROLEO PESADO. (2016, February). SLB. Retrieved June 5, 2023, from <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/defining-heavyoil-jan-2016.ashx>