

**OPTIMIZACIÓN DEL DESEMPEÑO ENERGÉTICO PARA EL TRANSPORTE DE
HIDROCARBUROS EN EL OLEODUCTO DE LOS LLANOS ORIENTALES
MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DEL AGENTE REDUCTOR DE FRICCIÓN
EXTREME POWER**

JAVIER ANDRES CUELLAR MUÑOZ

Proyecto integral de grado para optar por el título de Ingeniero de petróleos

Orientador

Jorge Andrés Tovar Moreno

Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

FACULTAD DE INGENIERÍAS

INGENIERIA DE PETROLEOS

BOGOTA D.C

2021

NOTA DE ACEPTACIÓN

Ing. Adriangela Romero

Ing. Edinson Jiménez

Bogotá D.C, Febrero de 2021

DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro:

Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA

Consejero Institucional:

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCIA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de investigaciones:

Dra. MARIA CLAUDIA APONTE GONZALEZ

Vicerrector Administrativo y Financiero:

Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDO CASTRO

Secretaria general:

Dra. ALEXANDRA MEJIA GUZMAN

Decano de la Facultad de Ingenierías:

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa de Ingeniería de Petróleos:

Ing. JUAN CARLOS RODRIGUEZ ESPARZA

AGRADECIMIENTOS

A la empresa DELRIO S.A.S. por brindarme su apoyo en el desarrollo del trabajo de grado. Al Ingeniero Ricardo Pérez por abrirme las puertas de la empresa y brindarme la oportunidad de realizar el trabajo de grado.

Al ingeniero Julián Díaz, por el apoyo y soporte en el desarrollo del proyecto. A los trabajadores de la planta y laboratorio La Florida, y a las diferentes áreas que tuvieron que ver con el desarrollo del trabajo de grado. Al Profesor Jorge Tovar por su tiempo y apoyo en la realización del trabajo.

DEDICATORIA

"Si no te gusta donde estas, imagina donde quieres estar"

Dedico este proyecto de grado a todas las personas que siempre han creído en mí, aquellas que con su cariño y amor han logrado darme las fuerzas necesarias y el apoyo incondicional para la realización de este trabajo.

A mi madre por ser la mujer más maravillosa de este mundo, por apoyarme en cada decisión y proyectos de mi vida. Gracias a ti mamá por demostrarme lo hermosa que es la vida y por dejarme vivirla. Gracias a tus aportes de amor, bondad y apoyo, me has permitido culminar el desarrollo de esta tesis.

A mi padre por darme el mejor ejemplo de padre e hijo que se puede tener, por sus consejos, sus valores y motivación constante para ser de mí una mejor persona. Tú me has enseñado a luchar por mis sueños, a ser perseverante, a ser un hombre fuerte, lleno de valores para salir adelante y cumplir mis metas. Gracias padre por tu cariño, amor y confianza depositada en mí.

A mis hermanos Johana y Juan Pablo por ser la mejor compañía, por estar siempre en los buenos y malos momentos de mi vida a pesar de mi ausencia todos estos años. Gracias por la confianza y apoyo que siempre me dieron.

A mi novia Leidy, por ser el amor de mi vida, por ser mi compañía en cada nueva aventura y darme la fuerza necesaria para enfrentar cualquier adversidad.

Por último, no menos importantes a todos aquellos que de alguna forma participaron directa e indirectamente en la elaboración de esta tesis. ¡Solo me queda decirles Gracias!

"Ancora Imparo" - Miguel Angel.

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.

TABLA DE CONTENIDO

| | pag |
|--|-----------|
| INTRODUCCION | 13 |
| 1.1 Oleoducto | 15 |
| 1.3 Generalidades del oleoducto de los llanos | 17 |
| 1.3.1 Ubicación | 17 |
| 1.3.4 Estación de Bombeo Rubiales | 23 |
| 1.3.5 Punto de Entrada Palmeras | 24 |
| 1.3.6 Estación Corocora | 25 |
| 1.3.7 Estación Jagüey | 25 |
| 1.3.8 Estación Monterrey | 25 |
| 1.3.9 Estación Cusiana. | 25 |
| 1.3.10 Reducción de la fricción o reducción de arrastre | 26 |
| 1.3.11 Agentes reductores de arrastre (DRA) | 27 |
| 1.3.12 Clasificación | 27 |
| 1.3.13 Viscosidad | 31 |
| 1.3.14 Pérdidas por fricción | 32 |
| 1.3.15 Turbulencia | 33 |
| | |
| 2. METODOLOGIA | 34 |
| 2.1 Caracterización y evaluación del crudo con el agente reductor de fricción a las diferentes concentraciones propuestas. | 35 |
| 2.1.1 Caracterización reológica. | 36 |
| 2.1.2 Pruebas de flujo. | 37 |
| 2.1.3 Análisis del efecto del DRA a la temperatura de transporte. | 37 |
| 2.1.4 Análisis de fluidez de los sistemas y efectos de los DRA. | 37 |
| 2.1.4.1 Prueba de fluidez con Copa Ford (Vidrio) | 38 |
| 2.1.4.2 Prueba de fluidez con Copa Ford (Acero). | 38 |
| 2.2 Planteamiento y evaluación de las pérdidas de fricción mediante la simulación analítica de las pérdidas por fricción a condiciones de laboratorio en ASPEN HYSYS. | 39 |
| | |
| 2.2.4.1 Planteamiento de la ecuación | 48 |
| 3.1.2 Análisis del agente reductor a la temperatura de transporte variando la concentración. | 56 |
| 3.2 Análisis financiero de la aplicación del agente reductor de fricción extreme Power | 72 |
| 3.2.1 Costos operacionales. | 74 |
| 3.3 Evaluación de Ingresos | 77 |
| 3.4 Evaluación financiera | 80 |
| 3.4.1 Tasa Interna de Retorno (TIR) | 81 |

| | |
|--|-----------|
| 3.4.2 Valor presente neto (VPN) | 81 |
| CONCLUSIONES | 86 |
| BIBLIOGRAFIA | 88 |

LISTA DE FIGURAS

| | pag |
|--|-----|
| Figura 1. Principales Oleoductos de Colombia | 16 |
| Figura 2. Mapa de localización Oleoducto de Colombia | 18 |
| Figura 3. Trazado general de la ruta del Oleoductos de los Llanos | 21 |
| Figura 4. Líneas de corriente, Trayectoria – Fuerzas de tracción | 29 |
| Figura 5. Prueba de fluidez (Vidrio) | 34 |
| Figura 6. Prueba de fluidez (Acero) | 34 |
| Figura 7. Escenario inicial | 36 |
| Figura 8. Importe de datos | 37 |
| Figura 9. Selección de datos | 37 |
| Figura 10. Ajuste de los datos de la corriente de entrada | 38 |
| Figura 11. Verificación de los datos de la corriente de entrada | 39 |
| Figura 12. Accesorios disponibles | 40 |
| Figura 13. Características de los accesorios | 40 |
| Figura 14. Simulación finalizada | 41 |
| Figura 15. Simulación a las diferentes concentraciones propuestas | 41 |
| Figura 16. Prueba de flujo No. 1 @ 20 °C – 60 °C | 45 |
| Figura 17. Prueba de flujo No. 2 @ 20 °C – 60 °C | 46 |
| Figura 18. Prueba de flujo No. 3 @ 20 °C – 60 °C | 47 |
| Figura 19. Prueba de flujo No. 4 @ 20 °C – 60 °C | 47 |
| Figura 20. Prueba de flujo No. 5 @ 180 °F | 48 |
| Figura 21. Prueba de flujo No. 6 @ 180 °F | 48 |
| Figura 22. Prueba de flujo No. 7 @ 180 °F | 49 |
| Figura 23. Prueba de flujo No. 8 @ 180 °F | 49 |
| Figura 24. Datos prueba de fluidez (Vidrio) | 50 |
| Figura 25. Datos prueba de fluidez (Acero) | 51 |
| Figura 26. Perdidas de presión a las diferentes concentraciones | 52 |
| Figura 27. Datos simulación Aspen HYSYS | 53 |
| Figura 28. Equivalencia de unidades W, Pa | 54 |
| Figura 29. Escenario Actual @ 800 ppm | 66 |
| Figura 30. Escenario No. 1 @ 1000 ppm | 66 |
| Figura 31. Escenario No. 2 @ 1700 ppm | 67 |
| Figura 32. Escenario No. 3 @ 1900 ppm | 68 |
| Figura 33. Escenario No. 4 @ 2300 ppm | 69 |

LISTA DE TABLAS

| | pag |
|---|-----|
| Tabla 1. Características de la tubería | 20 |
| Tabla 2. Estaciones del Oleoducto de los Llanos | 22 |
| Tabla 3. Parámetros operacionales Estación Rubiales | 23 |
| Tabla 4. Parámetros operacionales Estación Cusiana | 25 |
| Tabla 5. Requerimientos mínimos de hidrocarburo transportado | 32 |
| Tabla 6. Datos obtenidos de la simulación | 54 |
| Tabla 7. Comparación diferentes escenarios propuestos | 58 |
| Tabla 8. Datos de costos de energía | 59 |
| Tabla 9. Costos operacionales @ 800 ppm | 59 |
| Tabla 10. Costos operacionales @ 1000 ppm | 60 |
| Tabla 11. Costos operacionales @ 1700 ppm | 60 |
| Tabla 12. Costos operacionales @ 1900 ppm | 61 |
| Tabla 13. Costos operacionales @ 2300 ppm | 61 |
| Tabla 14. Precio de Venta (Brent) | 62 |
| Tabla 15. Ingresos @ 800 ppm | 63 |
| Tabla 16. Ingresos @ 1000 ppm | 63 |
| Tabla 17. Ingresos @ 1700 ppm | 64 |
| Tabla 18. Ingresos @ 1900 ppm | 64 |
| Tabla 19. Ingresos @ 2300 ppm | 64 |
| Tabla 20. Inversión mensual requerida | 65 |

LISTA DE ECUACIONES

| | pag |
|---|-----|
| Ecuación 1. Ecuación Darcy Weisbach | 30 |
| Ecuación 2. Cálculo del Valor Presente Neto | 42 |
| Ecuación 3. Flujo de Caja Neto | 43 |
| Ecuación 4. Tasa Interna de Retorno | 44 |
| Ecuación 5. Ecuación para cambio de unidades | 55 |
| Ecuación 6. Concentración Actual @ 800 ppm. | 55 |
| Ecuación 7. Concentración No. 1 @ 1000 ppm | 55 |
| Ecuación 8. Concentración No. 2 @ 1700 ppm | 55 |
| Ecuación 9. Concentración No. 3 @ 1900 ppm | 56 |
| Ecuación 10. Concentración No. 4 @ 2300 ppm | 56 |

RESUMEN

El presente trabajo muestra mediante una simulación a condiciones de laboratorio el uso de un agente reductor de fricción a diferentes concentraciones (1000 ppm, 1700 ppm, 1900 ppm, 2300ppm) el cual disminuye el consumo energético requerido para el transporte de crudo en el Oleoducto de los Llanos Orientales.

Para este proceso se realizó una evaluación de las características del crudo transportado mediante pruebas de flujo variando las concentraciones propuestas con el fin de encontrar la mejor concentración que disminuyera la viscosidad del crudo transportado aliviando el trabajo de las bombas utilizadas, y reduciendo el consumo energético de estas. Adicionalmente, se realizó una simulación computacional a través del software Aspen HYSYS que permitió evaluar el comportamiento y las pérdidas por fricción de las diferentes concentraciones propuestas a lo largo del Oleoducto de los Llanos. Se comprobó que la concentración No.4 (2300 ppm) reduce significativamente la viscosidad del crudo en las pruebas de flujo realizadas y además obtiene los valores más **pequeños** de pérdidas por fricción obtenidos en la simulación computacional.

Finalmente, se realizó un análisis financiero del proyecto teniendo en cuenta los resultados obtenidos de las pruebas de flujo y la simulación computacional para cada concentración propuesta a través del indicador Valor Presente Neto (VPN) y Tasa interna de retorno (TIR), eligiendo la concentración financieramente más atractiva para la empresa.

PALABRAS CLAVES:

Oleoducto, Llanos Orientales, Agente reductor de fricción, Desempeño Energético, Extreme Power

INTRODUCCION

En Colombia el consorcio Oleoducto de los Llanos Orientales (ODL) es uno de los mayores exponentes en el transporte de hidrocarburos pesados y extra pesados del país, innovando cada año en diferentes campos de investigación que permitan mejorar la eficiencia en el transporte de este tipo de crudos, ODL en su proceso de mejora continua, ha identificado como principales problemas el incremento anual en el precio del suministro de energía a la cual se encuentra afiliado el Campo Rubiales a pesar de tener una tarifa preferencial, y las altas pérdidas de presión por fricción y uso de puntos adicionales de rebombeo debido a las largas distancias en el transporte.

Durante los últimos años, los hidrocarburos pesados han tomado importancia, con el resurgimiento en la escena internacional de las grandes reservas de Venezuela y Canadá. Las causas han sido la disminución en la disponibilidad del crudo liviano y el desarrollo de avances tecnológicos que han reducido los costos de producción en las áreas de explotación de este tipo de hidrocarburos pesados. Por esta razón, se generó el interés en un proyecto dedicado a la optimización de los mecanismos de reducción de fricción los cuales ayuden a mejorar los procesos asociados al transporte de crudo pesado extraídos en los campos colombianos, debido a que en Colombia alrededor de un 57% de nuestra canasta de producción principal se obtiene de este tipo de crudos.

En el caso colombiano, durante los últimos años Ecopetrol ha utilizado la nafta y la gasolina natural como diluyentes de los crudos pesados y extrapesados que se extraen en la Cuenca de los Llanos. Pero comprar nafta o gasolina natural al mercado internacional o refinerías colombianas, para mezclarlos con el crudo y volver a transportarlos a las refinerías o puertos de exportación es un proceso costoso y es inversión que se puede implementar para otras funciones.

Por ende, el objetivo general de este proyecto es optimizar el desempeño energético para el transporte de hidrocarburos en el Oleoducto de los Llanos Orientales mediante la utilización del agente reductor de fricción Extreme Power. En este proyecto se describirá el desempeño actual del agente reductor actualmente usado en el Oleoducto de los Llanos Orientales, adicionalmente se evaluará el rendimiento de las diferentes concentraciones de agente reductor propuestas y se evaluará el consumo energético obtenido de cada concentración para posteriormente evaluar la viabilidad financiera de cada concentración mediante el indicador financiero valor presente neto (VPN).

Mediante la utilización del agente reductor Extreme Power se optimizará el desempeño energético en el Oleoducto de los Llanos debido a las altas pérdidas de fricción que se presentan por las largas distancias en el transporte, adicionalmente con la aplicación de este agente reductor de fricción se reducirán los costos asociados a la energía requerida por las bombas al transportar el crudo y se tendrá una mejor utilidad por barril.

La realización de este trabajo de investigación consta de dos partes, en primer lugar, un estudio experimental para la determinar los efectos del agente reductor de fricción sobre el transporte de crudo en una tubería. En el estudio experimental se realizaron pruebas de reología y una prueba estandarizada de flujo, donde se determinó que concentración del agente reductor de fricción extreme power presenta una reducción de viscosidad significativa en el crudo transportado. En segundo lugar, una simulación realizada en el software Aspen HYSYS la cual permitirá obtener el consumo energético de cada concentración propuesta para su posterior análisis y determinación de la viabilidad financiera de cada escenario presentado.

1. TRANSPORTE DE CRUDOS PESADOS EN COLOMBIA

En el presente capítulo se hará una breve reseña del panorama actual del transporte de crudos pesados en Colombia, seguidamente se mostrará la geografía y principales características técnicas del Oleoducto de los Llanos, se hará una breve descripción de la infraestructura de transporte que se encuentra en la zona y se presentaran algunos conceptos teóricos que se tuvieron en cuenta para el desarrollo del proyecto.

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 movilizado desde el lugar de extracción hasta el lugar donde será refinado o exportado. Esto se debe principalmente a las grandes pérdidas de presión que se generan a lo largo de la tubería a medida que el crudo va avanzando. Diferentes entidades y empresas a nivel mundial han investigado varias metodologías para poder transportar el crudo de la mejor manera, optimizando los costos. [1]

El principal objetivo al usar estas metodologías es mejorar la movilidad del crudo, reduciendo su viscosidad 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. 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.

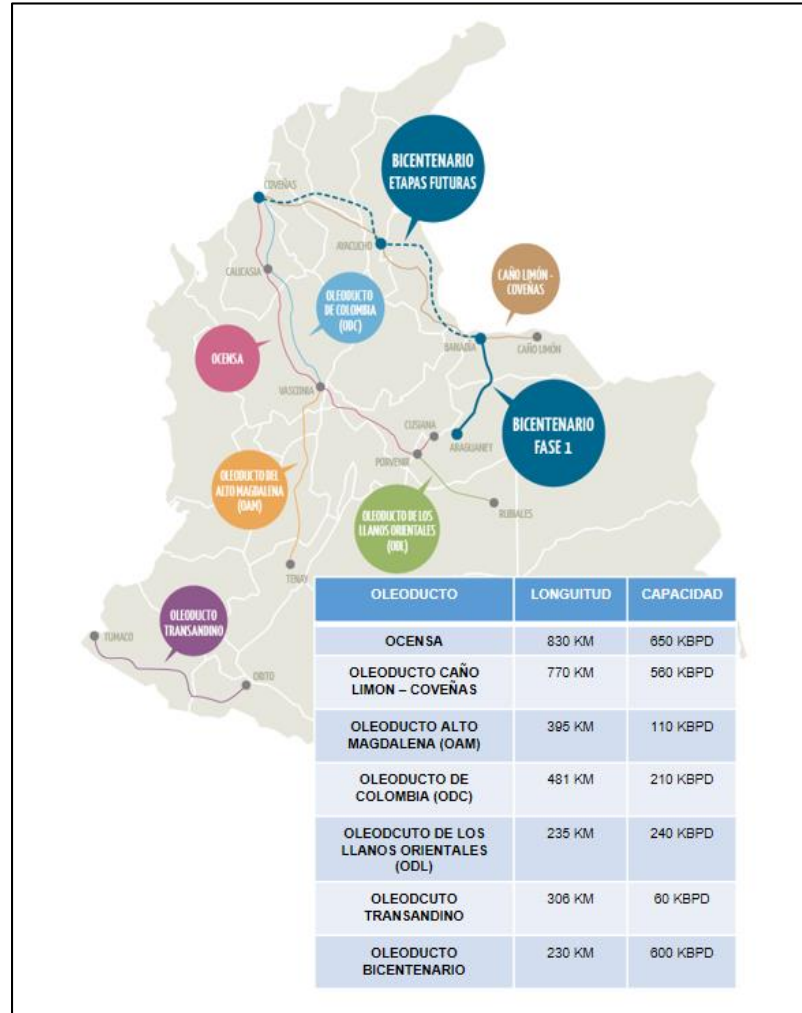
1.1 Oleoducto

Es una infraestructura compuesta de un sistema de tuberías que, en conjunto con el sistema de medición y bombeo, permite el transporte de grandes cantidades de Petróleo a largas distancias, a mayor velocidad y menor riesgo, en comparación con el transporte en carro tanques. [2]

1.2 Infraestructura de oleoductos en Colombia

Figura 1.

Principales Oleoductos de Colombia



Nota. La figura muestra la localización de los principales oleoductos colombianos con sus respectivos datos de longitud y capacidad. Tomado de: Bicentenario, quienes somos. <https://www.odl.com.co/index.php/quienes-somos>

El panorama del sector petrolero en Colombia es alentador. Hoy en día se explotan en el país más de 300 campos petroleros, con el 40% de la actividad exploratoria concentrada en los Llanos Orientales. Así mismo, la producción de crudo ha aumentado considerablemente en los últimos

años, al pasar de 35 pozos perforados en 2005, a 112 en el 2010, y de una reserva de 1.542 millones de barriles de crudo en 2003, a 2.058 millones de barriles en 2018. [3]

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

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

1.3 Generalidades del oleoducto de los llanos

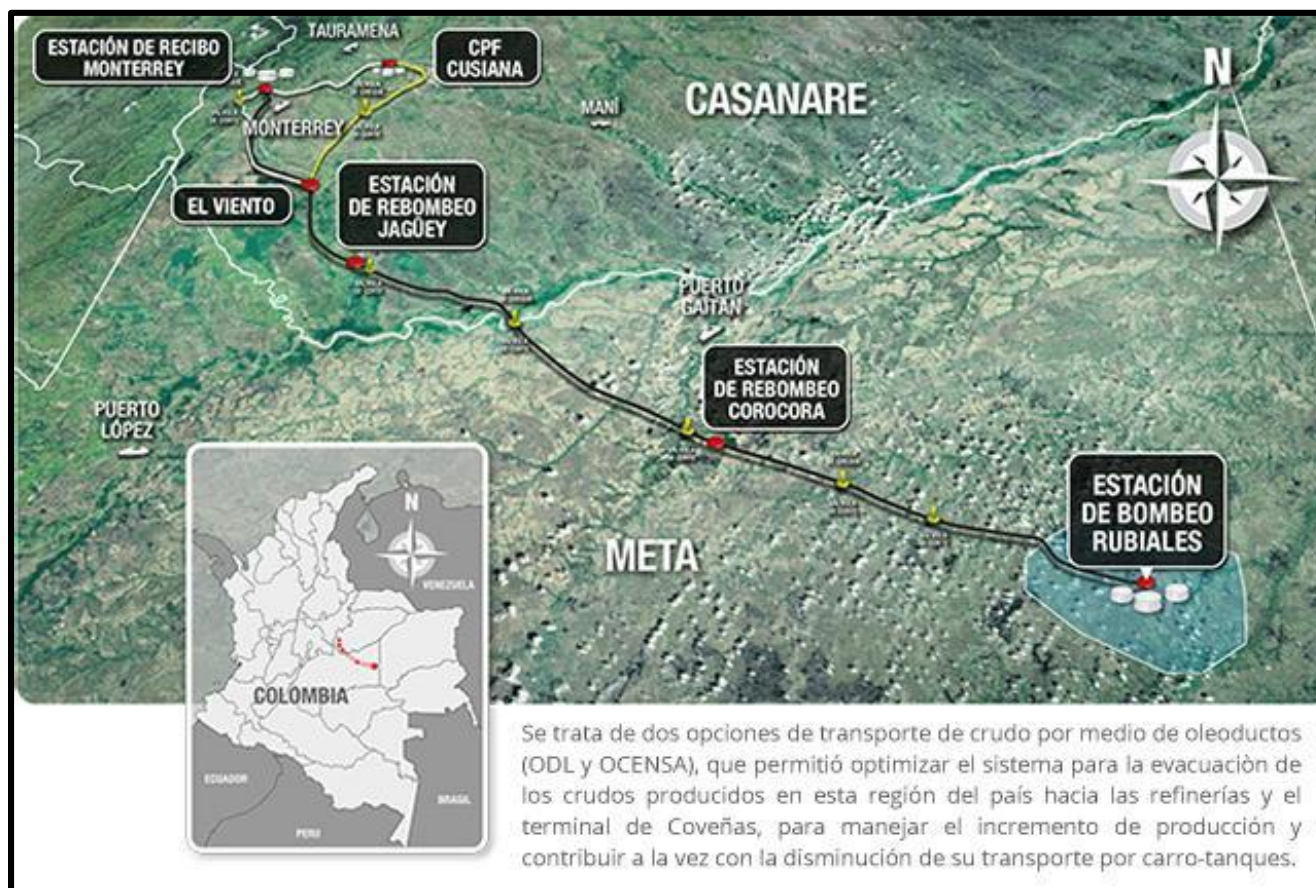
1.3.1 Ubicación

«El Oleoducto de los Llanos (ODL) inicia su proceso de servicio desde la estación de bombeo Rubiales donde recibe la producción de los campos Rubiales, Quifa y crudos recibidos en el descargadero Palmeras provenientes de los llanos orientales y partes del país que no cuentan con un sistema de transporte diferente a carro tanques. Estos crudos son medidos, fiscalizados, almacenados y transportados a través del Oleoducto hasta la Estación Cusiana ubicada en el departamento del Casanare. En el trayecto del Oleoducto, se recibe crudo de la producción del campo Ocelote, que de igual forma se entrega en Cusiana para un total de 340.000 barriles diarios transportados.» [4]

La extensión del Oleoducto es de 260 Km de longitud abarcando los departamentos de Meta y Casanare. Se encarga de trasladar el petróleo de las áreas operativas del piedemonte Llanero y Llanos Orientales solucionando las necesidades de transporte en esta región del país. En la Figura 2, se observa la localización del Oleoducto de los Llanos en el mapa de Colombia y su respectivo trayecto.

Figura 2.

Mapa de localización Oleoducto de Colombia



Nota. La figura muestra la localización del Oleoducto de los Llanos Orientales en la región de los Llanos. Tomado de: Petroeléctrica de los Llanos Ltd.

https://www.pel.com.co/?page_id=24

1.3.2 Reseña Histórica

El Oleoducto de los Llanos Orientales S.A. fue construido en el año 2008, por Ecopetrol S.A. y la ex Petro Rubiales Corp. (actualmente Frontera Energy), a través de la empresa panameña ODL Finance S.A. que posteriormente fue fusionada por absorción con ODL. ODL es una filial de CENIT S.A. Transporte y Logística de Hidrocarburos (propiedad de Ecopetrol) y Frontera Energy. [5]

La idea del Oleoducto de los Llanos, nace como parte del plan de desarrollo del gobierno, en el cual Ecopetrol S.A proyecta la construcción de un sistema para el transporte de crudo del Campo Rubiales, en el departamento del Meta, uno de los tres mayores campos de producción del país, hasta la estación de Monterrey, en Casanare, punto en el que se conectará con el sistema nacional de transporte y desde donde podrá ser bombeado hasta el puerto de Coveñas para su exportación.

Un año más tarde en 2009, se lanzó un oleoducto adicional de 25km, que va desde El Viento a Cusiana, ambos en Casanare. Adicionalmente en 2013, se incorporó una planta de dilución, ubicada en Cusiana, a las operaciones de ODL para asegurar que el petróleo cumple con las especificaciones correctas para su transporte. [6]

1.3.3 Características técnicas del oleoducto de los Llanos

El oleoducto tiene una longitud total de 260 km y está compuesto por 3 tramos de tubería de 24” API 5LX-65 con un espesor promedio de 0.6”. A continuación, en la Tabla 1, se observan las características técnicas correspondientes al Oleoducto de los Llanos como son: diámetro, rango de espesor y longitud. [7]

Tabla 1.

Características de la tubería

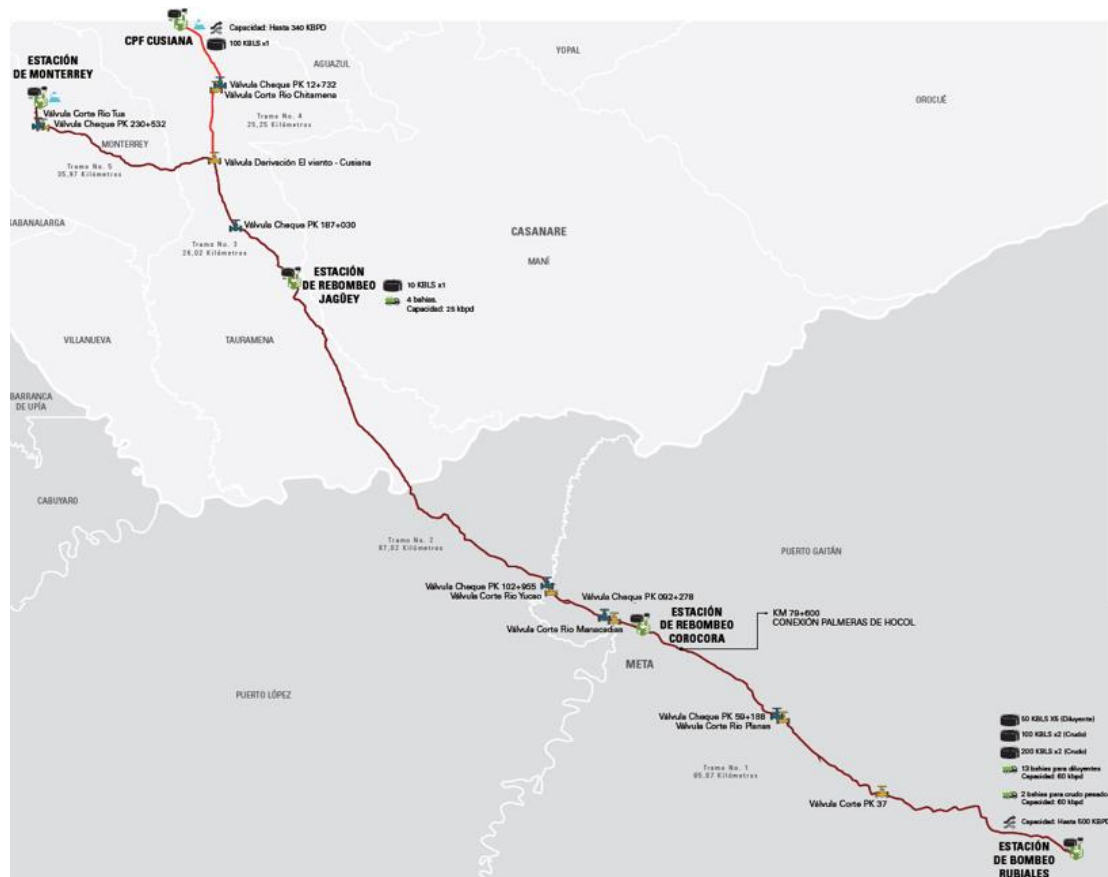
| SECTOR | DIAMETRO (") | RANGO DE ESPESOR (") | LONGITUD (m) |
|---------------------|-------------------------|---------------------------------|---------------------|
| Rubiales – Corocora | 24 | 0.6 – 0.4 | 7900 |
| Corocora – Jaguey | 24 | 0.5 – 0.4 | 8500 |
| Jaguey - Cusiana | 24 | 0.5 | 26000 |

Nota. Esta tabla muestra las principales características que presenta el Oleoducto de los Llanos a través de los diferentes tramos que lo conforman. Tomado de: <https://docplayer.es/36768798-Manual-del-transportador-odl-mn-005-manual-del-transportador-oleoducto-de-los-llanos-orientales-s-a-sucursal-colombia-odl-mn-005.html>, Pag 48.

En la Figura 2, se presenta el trazado general de la ruta del Oleoducto de los Llanos desde su inicio en la estación Rubiales hasta el fin en Cusiana.

Figura 3.

Trazado general de la ruta del Oleoducto de los Llanos



Nota. La figura muestra un trazado general del Oleoducto de los Llanos orientales con algunos de sus tramos y principales estaciones de rebombeo y líneas de carga y descarga de crudo. Tomado de: <https://www.odl.com.co/index.php/quienes-somos/mapas-de-los-oleoductos>

En la tabla No. 2, se describirán las estaciones que hacen parte del oleoducto, y se especificaran algunas características técnicas. El Oleoducto de los Llanos cuenta con 5 estaciones y un punto de entrada cuya ubicación y función se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 2.

Estaciones del Oleoducto de los Llanos

| 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 | 76 + 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. Esta tabla muestra las principales estaciones del Oleoducto con algunas características como su ubicación y principal función. Tomado de:

<https://docplayer.es/36768798-Manual-del-transportador-odl-mn-005-manual-del-transportador-oleoducto-de-los-llanos-orientales-s-a-sucursal-colombia-odl-mn-005.html>,

1.3.4 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.»
[7]

Los principales sistemas de la estación son:

- 2 sistemas de dilución.
- 1 descargadero de diluyente.
- 1 descargadero de crudo pesado.
- 5 tanques de almacenamiento de diluyente de 50 kbls cada uno.
- 2 tanques de almacenamiento de crudo diluido de 100 kbls cada uno.
- 2 tanques de almacenamiento de crudo diluido de 200 kbls cada uno.
- Sistema de bombeo principal compuesto por 6 unidades booster y 6 principales configuradas en paralelo.

Los principales parámetros de operación de la estación Rubiales se encuentran a continuación en la Tabla 3.

Tabla 3.

Parámetros operacionales 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:

<https://docplayer.es/36768798-Manual-del-transportador-odl-mn-005-manual-del-transportador-oleoducto-de-los-llanos-orientales-s-a-sucursal-colombia-odl-mn-005.html>,

Pag 51.

1.3.5 Punto de Entrada Palmeras

Punto de entrada al Oleoducto localizado en el PK 79+696. A través de esta conexión se permite la entrada de crudo proveniente de la Estación Ocelote de Hocol bombeado por el Oleoducto Ocelote – Palmeras. En el punto de entrada se cuenta con facilidades para filtración, Medición de parámetros operativos y aislamiento del sistema. [7]

1.3.6 Estación Corocora

Estación intermedia de rebombeo que recibe el volumen bombeado desde Rubiales y el que ingresa al paso en el punto de entrada Palmeras 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. [7]

1.3.7 Estación Jagüey

Estación intermedia de rebombeo que recibe el volumen bombeado desde la Estación de rebombeo Corocora y lo reimpulsa hacia los puntos de salida en la Estación Monterrey y/o la Estación Cusiana según la programación y solicitud de los remitentes. La estación cuenta con un sistema de bombeo principal compuesto por 4 unidades dispuestas en paralelo.

Se realiza rebombeo en la estación de acuerdo con los requerimientos del programa de transporte. Adicionalmente la estación cuenta con un descargadero de crudo pesado, compuesto por 4 posiciones de descargue. El crudo recibido allí es inyectado al Oleoducto mediante un sistema de 2 bombas organizadas en paralelo que entregan el fluido en la succión del sistema principal de bombeo. 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. Este tanque también funciona como tanque de paso del volumen recibido en el descargadero. [7]

1.3.8 Estación Monterrey

Estación de salida de producto donde se realiza transferencia de custodia del crudo transportado. En la estación se cuenta con un sistema de recibo compuesto por filtración y Medición para la liquidación del volumen entregado. [7]

1.3.9 Estación Cusiana.

Estación de dilución y salida de producto donde se realiza transferencia de custodia del crudo transportado. En la estación se cuenta con un sistema de dilución para ajustar la Calidad del Crudo transportado por el Oleoducto a las condiciones de entrega requeridas aguas abajo. El sistema está compuesto por un tanque de almacenamiento de diluyente con capacidad de 100 kbls, 4 bombas de inyección de diluyente y un sistema de mezcladores.

El tanque de diluyente puede recibir productos desde el descargadero de ODL y de las facilidades existentes en la estación para hacer transferencia desde los tanques de ODL. Las instalaciones de recibo del Oleoducto cuentan con sistema de control de presión y filtración, localizados previo a la dilución, y Medición para la liquidación del volumen entregado en las condiciones de calidad requeridas y ajustadas mediante la inyección de diluyente. [7]

Tabla 4.

Parámetros operacionales Estación Cusiana

| Parámetro | Valor Permitido |
|---|--|
| Gravedad API (°API @ 60°F) | Igual o superior a 14.9 ° API @ 60°F pero inferior a cincuenta 50 grados API @ 60°F. |
| Temperatura de Entrega (°F) | Máximo 180° F |
| Viscosidad (cSt) 30°C | Igual o Inferior a 1.350 cSt a 86°F (30°C) |
| Agua y sedimentos (BSW) | Máximo 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 | Máximo 11 Psia a temperatura de operación. |
| Punto de fluidez | Máximo 12°C. |
| Azufre en crudo, % Peso | Máximo 2% en peso. |

Nota. Esta tabla muestra los parámetros que debe cumplir el crudo transportado proveniente del campo Rubiales a su llegada al campo Cusiana. Tomado de:

<https://docplayer.es/36768798-Manual-del-transportador-odl-mn-005-manual-del-transportador-oleoducto-de-los-llanos-orientales-s-a-sucursal-colombia-odl-mn-005.html>,

Pag 51.

1.3.10 Reducción de la fricción o reducción de arrastre

La fricción en una tubería se da por el esfuerzo cortante que se genera entre la pared de la misma y el flujo, haciendo que éste pierda presión y cada vez sea más difícil transportarlo. Los crudos

pesados generan un esfuerzo cortante superior al que genera un crudo liviano, haciendo que las pérdidas de presión y de energía sean mucho mayores.

La reducción de arrastre se refiere a la disminución en la resistencia para que un fluido pueda fluir; esto se lleva a cabo por medio de la adición de ciertos aditivos, los cuales buscan interferir con la formación de la turbulencia en la tubería y así disminuir las pérdidas de energía que se generan normalmente al ser transportado un fluido. La reducción de arrastre busca mantener un gradiente de presiones constante y bajo, logrando de esta forma impedir las pérdidas de presión dentro de la tubería a medida que el fluido avanza por esta. [8]

1.3.11 Agentes reductores de arrastre (DRA)

Los agentes reductores de arrastre son aditivos que se agregan a la tubería para disminuir las pérdidas de presión que se presentan dentro de ella. Agregar este tipo de aditivos llamados agentes reductores de arrastre, disminuye la fricción generada dentro de la tubería y de esta forma la energía que se requiere para bombear el crudo es menor, reduciendo así los costos de transporte del crudo. La adición de este tipo de aditivos fue primero estudiada por Toms en 1948 y Mylles en 1949; los primeros estudios se realizaron agregando polímeros al crudo y viendo cómo estos reducían las pérdidas de presión. Este efecto al inicio fue llamado efecto de Toms debido a que él fue el que lo descubrió.

Con el transcurso de los años este efecto cambió de nombre y ahora es denominado Drag Reducer Agent (DRA) o agentes reductores de Arrastre o los cuales son sustancias que ayudan a disminuir las pérdidas de presión dentro de la tubería. La interacción que se genera entre los diferentes agentes reductores de arrastre y el crudo, todavía no es completamente entendida, ya que esta interacción varía entre el tipo de agente reductor que se utilice y su interacción directa con la turbulencia. Es importante tener en cuenta que cada tipo de agente reductor funciona de una forma diferente; siendo caracterizados por interferir con la formación de turbulencia dentro de la tubería, aunque cada uno lo haga de forma diferente. [9]

1.3.12 Clasificación

Existen diferentes tipos de agentes reductores de fricción o arrastre, los principales que se encuentran en el mercado son base agua, base surfactantes y base polímeros.

1.3.12.1 Base agua

Los reductores de viscosidad base agua trabajan de diversas maneras. Una de ellas es mediante el empuje que puede tener el agua que no se encuentra en emulsión con el crudo. Algunos de estos reductores tienen surfactantes en su composición para lograr acumular el mayor volumen de agua libre y allí encuentran su efectividad, pero esto puede ser problemático en la mayoría de sistemas de procesos en facilidades de superficie. Un reductor de fricción o arrastre base agua resulta re-emulsionando el fluido de producción, prolongando drásticamente su tiempo de residencia en las facilidades de superficie, generando que la deshidratación de crudo sea mucho más compleja y repercuta en costos más altos. [10]

1.3.12.2 Base surfactantes

Estos son compuestos orgánicos que, al estar en medio acuoso, migran hacia la superficie acuosa para que allí permanezca su componente hidrosoluble, y el hidrófobo quede fuera de esa fase. Esto influye las propiedades de las superficies de las interfaces agua-aceite, generando un carácter antiestático y lubricante a la mezcla.

«Los componentes de este tipo de agente reductor comienzan actuando directamente sobre la emulsión del fluido desestabilizándola y rompiéndola; finalmente, permitiendo que el agua que ha sido segregada ayude entonces en el proceso de transporte. Esto se ve traducido en ahorro; puesto que podrán cuantificarse reducciones en la dosificación de productos químicos para la deshidratación del crudo. El componente hidrófobo del surfactante permite a su vez encapsular la fase aceitosa aparte de la acuosa. Imposibilita que los componentes de diferentes gravedades específicas tengan coalescencia evitando problemas como podría ser por ejemplo un tapón por acumulación de parafinas.»

El aditivo tiende a formar una delgada capa alrededor de la cara interna de la tubería, consecuencia de la afinidad existente con las cabezas polares de esta. Este fino recubrimiento actúa como lubricante permitiendo que el crudo tenga un deslizamiento sencillo a través de su transporte en tubería. De esta forma, el producto reduce el coeficiente de fricción entre el fluido y la tubería. [10]

1.3.12.3 Base polímero

Una reducción significativa en las pérdidas de energía en flujos turbulentos puede ser alcanzada con la adición de pequeñas cantidades de ciertos polímeros. La reducción de arrastre por polímeros se realiza gracias a la viscosidad extensional de la solución polimérica, es decir la resistencia del fluido a la deformación longitudinal; esta estabiliza la capa límite turbulenta, resultando en una generación de energía menos turbulenta y por consiguiente una menor disipación de la misma.

«El flujo de una solución polimérica reductora de arrastre posee propiedades visco elásticas. La propiedad elástica más notoria de la solución polimérica es que el estrés no se hace cero inmediatamente cuando el movimiento del fluido es detenido, sino que decae con un tiempo característico, el tiempo de relajación, el cuál puede ser de segundos e inclusive minutos. La reducción de arrastre por fricción causada por los polímeros y surfactantes en un flujo encerrado es consecuencia de la interacción entre la viscoelasticidad y la turbulencia en el flujo. La poliacrilamida es un polímero soluble en agua de alto peso molecular que es utilizado comúnmente para mejorar el flujo, también es utilizado para reducir pérdidas de fricción y energía y puede ser llamado un reductor de viscosidad.»

Un punto adicional a favor del aditivo base polímero es que los componentes en su formulación no dañan ni afectan los esquemas de transporte, así se evitan problemas que se pueden presentar cuando se aplica un reductor de viscosidad base agua o base surfactante. [10]

1.3.13 Agente reductor de arrastre Extreme Power

El mejorador de flujo Extreme Power es una dispersión acuosa. Sus características robustas lo convierten en un reductor de arrastre de alto rendimiento para muchas aplicaciones de oleoductos de crudo pesado. Este producto puede proporcionar una reducción de arrastre superior al 50%, lo que permite a las empresas reducir estratégicamente los costos operativos de las tuberías, aumentar el rendimiento, disminuir la presión o cerrar las estaciones de bombeo intermedias.

La reducción de la pérdida de presión se logra reduciendo el nivel de movimiento turbulento en el flujo. El uso de DRA permite aumentar el flujo utilizando la misma cantidad de energía o disminuir la caída de presión para el mismo caudal de fluido en las tuberías. La aplicación del agente reductor

Extreme Power requiere un régimen de flujo turbulento o de transición en el sistema de tuberías, afinidad de petróleo crudo pesado / polímero DRA y una configuración adecuada del sistema de tuberías. La tecnología de polímeros desarrollada en este producto permite que se desplieguen mayores cantidades de polímero activo en una cantidad fija de producto.

El polímero de elección (poliacrilamida) muestra una excelente afinidad por hidrocarburos de petróleo pesado y es capaz de alcanzar niveles elevados de reducción de la resistencia aerodinámica en diversos escenarios operativos. También tiene la fuerza para resistir eficazmente las fuerzas de corte. [11]

Tabla 5.

Principales beneficios del Extreme Power

| Beneficios del agente reductor Extreme Power | |
|---|---|
| <p>Gran Rendimiento:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Reducción de fricción superior al 50% • Aumenta las tasas de flujo, mientras mantiene las presiones actuales de tubería • Mantiene el flujo mientras reduce la presión en la tubería • Permite el cierre de estaciones de bombeo intermedias | <p>Tecnología Superior:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mejora la capacidad de la tubería sin inversión de capital • Reduce la pérdida de calor crudo |

Nota. Principales ventajas del agente reductor Extreme Power. Tomado de:

<https://delrio.com.co/wp-content/uploads/2020/12/CAT%C3%81LOGO-OLEDUCTOS-EXTREMEPOWER.pdf> Pag 5.

Tabla 6.

Hoja de datos del producto

| GENERAL | |
|------------------------------|---|
| Aplicación | Petróleo pesado |
| Tipo de mejorador de Flujo | Dispersión |
| Transportador | Mezcla de agua y glicol |
| RENDIMIENTO | |
| Máxima reducción de fricción | Mayor al 50% |
| Concentración típica | 500 ppm a 3000 ppm |
| MANEJO | |
| Rango de operación | -9° F to 190° F |
| Estabilidad del producto | Dispersión estable No requiere agitación |
| Presión | No requiere recipientes de nitrógeno o presurizados |
| Temperatura | Control de ambiente disponible |

Nota. Principales características del agente reductor Extreme Power. Tomado de:

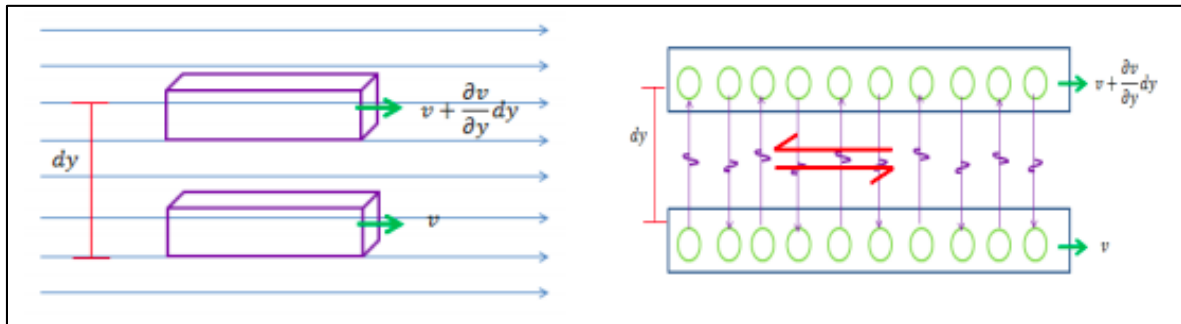
<https://delrio.com.co/wp-content/uploads/2020/12/CAT%C3%81LOGO-OLEDUCTOS-EXTREMEPOWER.pdf> Pag 7.

1.3.13 Viscosidad

«La viscosidad es una propiedad de los fluidos. Según el diccionario de la Real Academia Española es la resistencia de un fluido para fluir debido al rozamiento entre moléculas. Este rozamiento se puede entender como el esfuerzo cortante que siente el fluido con las paredes de la tubería que no le permiten fluir tan fácilmente. Esta propiedad a su vez es la responsable de la pérdida de energía a medida que un fluido avanza por una tubería, ya que las partículas dentro de un fluido no se mueven a la misma velocidad y tienen un diferencial de velocidad entre las líneas de corriente, lo cual genera las pérdidas de energía como se puede observar en la Figura 4. » [11]

Figura 4.

Líneas de corriente, Trayectoria – Fuerzas de tracción



Nota: La figura muestra una pequeña representación de las fuerzas de tracción presentes en las moléculas. Tomado de: Saldarriaga, J. AlfaOmega. Hidráulica de Tuberías. Pag 212, 2007.

1.3.14 Pérdidas por fricción

Las únicas pérdidas que se pueden presentar en una tubería son las pérdidas de presión, ya que la energía potencial solo depende de la posición y la energía cinética debe permanecer constante si la tubería mantiene sus propiedades. La pérdida de presión también se puede determinar como la pérdida por altura por fricción con la ecuación de Darcy Weisbach.

Ecuación 1.

Ecuación Darcy Weisbach

$$h_f = f \frac{L}{d} \frac{v^2}{2g}$$

Nota. Ecuación para determinar pérdidas por fricción en tuberías. Saldarriaga, J. AlfaOmega. Hidráulica de Tuberías. Pag 212, 2007.

donde f es el factor de fricción, L es la longitud de la tubería, d es el diámetro de la misma, v es la velocidad y g es la gravedad. Esto se puede relacionar con la ecuación de caudal, en la cual se puede observar que si se tienen propiedades constantes en la tubería como lo son la rugosidad relativa, el diámetro, la longitud y la velocidad, y a su vez se cambia la viscosidad dinámica del fluido se obtiene una mayor eficiencia al transportar los fluidos, ya que se reducen las pérdidas y se puede transportar un mayor volumen; este es el principal objetivo de los agentes reductores de arrastre. [12]

1.3.15 Turbulencia

La turbulencia es el movimiento interno de las moléculas que son transportadas de forma caótica. El fluido a medida que avanza va generando diferentes estructuras las cuales generan una especie de caos dentro de la tubería; estas estructuras son las principales responsables a su vez de las pérdidas de energía, ya que gracias a ellas se generan las pérdidas de presión.

El flujo tiene tres posibles direcciones en las cuales puede fluir y cada partícula toma una dirección diferente; por esta razón es por la cual se genera la turbulencia. Al principio se creía que era un comportamiento caótico y que no tenía ningún tipo de orden. La turbulencia no solo se generaba por la interacción del flujo con la pared sólida de la tubería, sino con las estructuras que se generaban a medida que el flujo avanza. [13]

2. METODOLOGIA

En el siguiente capítulo se mostrará el procedimiento de las pruebas de flujo, para determinar la naturaleza del fluido transportado y se evaluará el efecto del agente reductor sobre el crudo mediante estas mismas pruebas de flujo y a condiciones de transporte. Posteriormente, se presentará la simulación analítica en el software Aspen HYSYS la cual permitió realizar los cálculos para predecir el comportamiento de ciertos parámetros sin requerir información detallada y en la cual se encontrarán las pérdidas por fricción existentes con el agente reductor Extreme Power a las diferentes concentraciones propuestas durante el transporte de crudo. Por último, se comparará el resultado obtenido de la simulación a condiciones actuales con los diferentes escenarios propuestos, lo cual ayudará a obtener una solución óptima para el problema cumplirá el objetivo el proyecto.

Figura 5.

Flujograma de la metodología del proyecto.



Nota: Descripción de la metodología del proyecto

2.1 Caracterización y evaluación del crudo con el agente reductor de fricción a las diferentes concentraciones propuestas.

La importancia de la caracterización y análisis del crudo en el transporte es importante porque permite conocer las fracciones del crudo y las condiciones bajo las cuales se tienen las pérdidas de presión. Con esta información se facilita la investigación para implementar métodos preventivos de control o alternativas que permitan mantener la calidad y precio de venta del crudo transportado, además facilita la toma de decisiones en proyectos de inversión para amentar la producción de los campos que utilizan este Oleoducto y se pueda aumentar el caudal transportado.

Para la evaluación del crudo en el Oleoducto, se utilizó crudo pesado extraído del campo Rubiales, ubicado en cercanías al municipio de Puerto Gaitán en el departamento del Meta, el cual tiene una densidad de 12.3° API (987,14 Kg/m³). Para la evaluación del proceso de reducción de fricción se empleó cuatro diferentes concentraciones elegidas por la compañía DELRIO S.A.S.

La Tabla 5 muestra los requerimientos mínimos de calidad del hidrocarburo transportado que deben ser cumplidos y determinan las fronteras de operación de este estudio.

Tabla 5.

Requerimientos mínimos de hidrocarburo transportado

| 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. Esta tabla muestra los parámetros mínimos que debe cumplir el crudo para ser transportado hacia su destino final en el campo Cusiana. Tomado de:

<https://docplayer.es/36768798-Manual-del-transportador-odl-mn-005-manual-del-transportador-oleoducto-de-los-llanos-orientales-s-a-sucursal-colombia-odl-mn-005.html> , Pag 51.

2.1.1 Caracterización reológica.

La caracterización reológica se realizó para determinar la naturaleza del fluido, y el comportamiento de la viscosidad en función de la velocidad de cizallamiento. Posteriormente, se evaluó el efecto del DRA sobre el crudo mediante estas mismas pruebas de flujo. Para esto, se hizo un barrido de ida de 0,01 s⁻¹ hasta 10 s⁻¹ y de vuelta de 10 s⁻¹ hasta 0,01 s⁻¹ en un Reómetro Híbrido DHR-1 de TA instruments utilizando una geometría de platos paralelos de 20 mm de diámetro, a diferentes condiciones de temperatura en un rango entre 20 y 60°C para evaluar su posible efecto sobre la propiedad reológica viscosidad.

A partir de los resultados obtenidos se procede a realizar las gráficas (Velocidad de deformación vs Viscosidad) para su respectivo análisis.

2.1.2 Pruebas de flujo.

Inicialmente, se realizaron las pruebas de flujo para 4 diferentes concentraciones de DRA (1000 ppm, 1700 ppm, 1900 ppm, 2300 ppm), utilizando una muestra base de crudo el cual tiene la misma densidad de la transportada en el Oleoducto, 12° API. Para cada una de estas concentraciones se hizo una caracterización de viscosidad en función de la velocidad de deformación, desde 20°C a 60°C.

2.1.3 Análisis del efecto del DRA a la temperatura de transporte.

Teniendo identificado el comportamiento, a continuación, se evaluó el efecto de los 4 flujos del agente reductor sobre las propiedades (en este caso viscosidad) del crudo a la temperatura a la cual es transportado 180° F.

Inicialmente la prueba consta de 100 ml de crudo a una temperatura de 180°F con la concentración usada actualmente (800 ppm) para calcular la viscosidad que presenta. En segundo lugar, para cada flujo se aplican 5 ml del agente reductor a su correspondiente concentración (1000 ppm, 1700 ppm, 1900 ppm, 2300 ppm) para observar los efectos de la viscosidad del agente polimérico sobre el fluido.

2.1.4 Análisis de fluidez de los sistemas y efectos de los DRA.

Paralelamente al estudio del efecto de la concentración del DRA en la viscosidad del crudo, se evaluó el agente reductor como mejorador de flujo, se realizaron pruebas de determinación de la fluidez mediante la Prueba de Fluidez con Copa Ford, mediante el uso de un embudo de vidrio y un embudo de acero con tubería de ½ pulgada de diámetro y 50 cm de longitud.

En este caso la Copa Ford evaluó el flujo másico del crudo que atraviesa la longitud del embudo (inicialmente en tubería de vidrio y posteriormente una tubería de metal), desde el vertimiento del crudo (25 g) hasta que fluye todo en el recipiente (en este caso un beaker), en ese instante de tiempo. Las muestras partieron inicialmente de un blanco, que era el crudo sin adición de DRA, seguidamente se registró el tiempo en el que fluye toda la masa del crudo con cada una de las

cuatro concentraciones propuestas. Para recrear el escenario de la temperatura a 60°C, se realizó este análisis en un horno a esta temperatura.

2.1.4.1 Prueba de fluidez con Copa Ford (Vidrio)

Figura 5.

Prueba de fluidez (Vidrio)



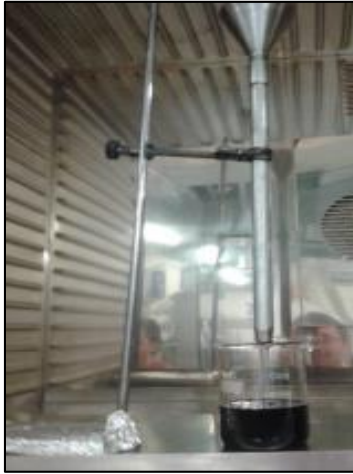
Nota. La figura muestra el montaje realizado para la prueba en copa Ford con tubería de vidrio.

2.1.4.2 Prueba de fluidez con Copa Ford (Acero).

Adicionalmente a las pruebas realizadas anteriormente, se realizaron pruebas en una tubería de acero para evaluar el comportamiento del crudo con el agente reductor, se utilizó este tipo de tubería debido a que el acero es el mismo material usado en oleoductos reales, pero esta prueba evidentemente presenta una dimensión menor. Las dimensiones del embudo son ½ pulgada (1,27 cm) de diámetro y 50 cm de longitud, el procedimiento usado fue el mismo para la prueba de fluidez anterior, dentro del horno a 60°C.

Figura 6.

Prueba de fluidez (Acero)



Nota. La figura muestra el montaje realizado para la prueba en copa Ford con tubería de acero.

2.2 Planteamiento y evaluación de las pérdidas de fricción mediante la simulación analítica de las pérdidas por fricción a condiciones de laboratorio en ASPEN HYSYS.

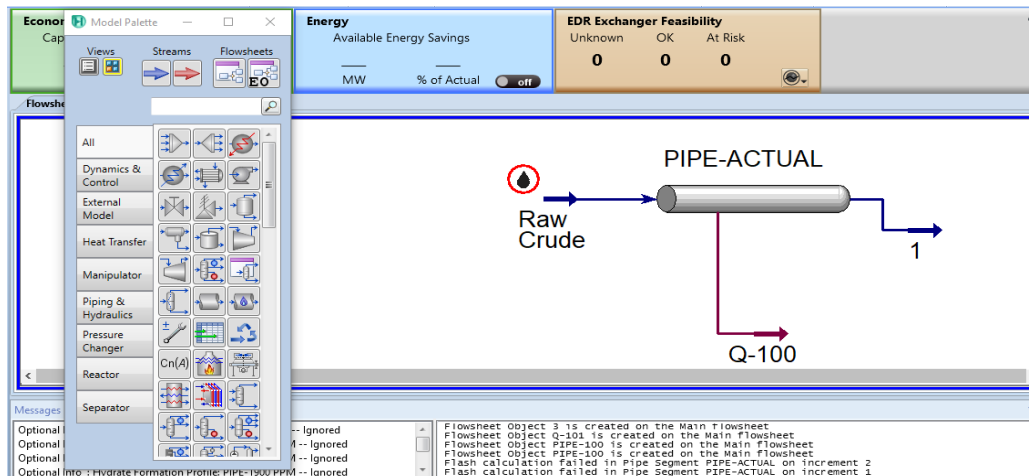
Para el desarrollo de este proyecto de grado se emplea un simulador analítico de procesos dinámicos para líneas de flujo y redes de tubería, donde se puede hacer uso de accesorios tales como bombas, compresores, separadores, estranguladores, etc. Para hacer la respectiva simulación se hace indispensable cargar las propiedades del fluido, las cuales fueron tomadas de valores previamente precargados en el Software Aspen HYSY de un crudo con características similares al usado en el Oleoducto. Este simulador posee dentro de sus características, diferentes herramientas que permiten hacer un seguimiento de los parámetros de pérdidas de presión a lo largo del Oleoducto mediante un monitoreo continuo en cada uno de los nodos desde donde inicia el fluido su trayecto hasta donde termina.

2.2.1 Planteamiento de la simulación

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 las pérdidas de fricción a través del transporte del crudo en el Oleoducto. Para este escenario, se asumió el modelo Peng – Robinson debido a que se ajustan a los lineamientos del proyecto. Adicionalmente para facilidad en el uso del software ASPEN HYSYS, se eligieron los datos del Campo Bachaquero, localizado en Venezuela los cuales se encuentran precargados en el simulador y presentan características muy similares al crudo transportado actualmente en el Oleoducto de los Llanos.

Figura 7.

Escenario inicial



Nota. Selección de los componentes utilizados para la simulación en el Software Aspen HYSYS.

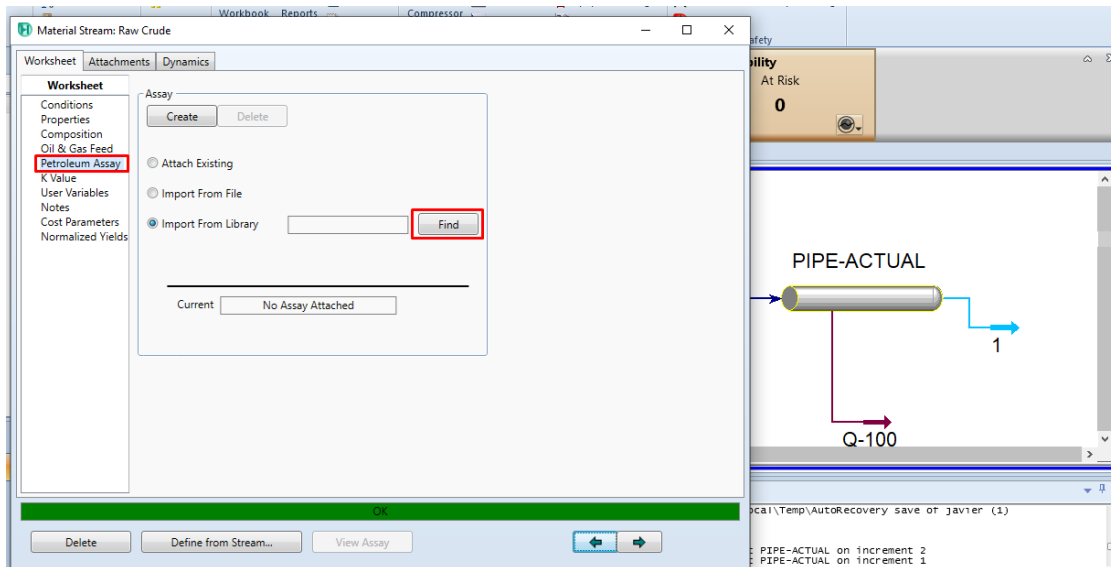
Para comenzar la creación del tramo del Oleoducto en el simulador, se procederá a la creación de un nuevo archivo donde el simulador mostrará una pizarra en blanco. Después se hará uso de un complemento el cual permite al usuario plasmar en la pizarra las partes requeridas para realizar un bosquejo del Oleoducto a evaluar. En la Figura 7 se observa la selección de los componentes a utilizar en el software Aspen HYSYS para este proyecto, lo cuales constan principalmente de una corriente de entrada y salida, el tramo de tubería del oleoducto a evaluar y su correspondiente corriente de energía.

2.2.2 Propiedades del crudo

Una de las características del software Aspen HYSYS, es que permite hacer la carga manual de los datos de un crudo en específico o elegir de una base de datos previamente cargada diferentes tipos de crudos con una amplia variedad de rasgos y características. A través del software Aspen HYSYS, se realiza la búsqueda y selección de un crudo que posea características similares a las que actualmente se tienen en el Oleoducto de los Llanos, debido a que no se cuenta con información suficiente para realizar la carga de los datos en el simulador.

Figura 8.

Importe de datos

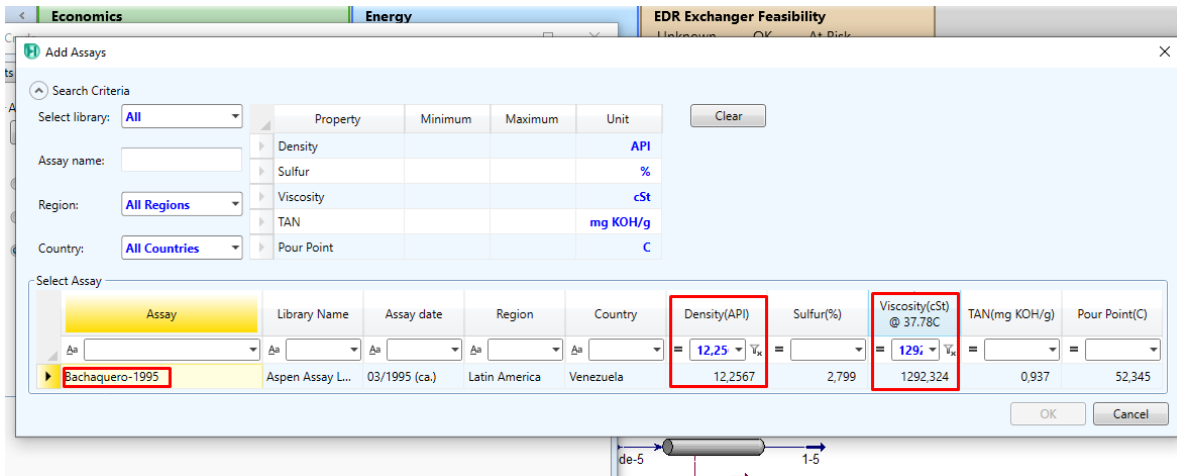


Nota. La figura muestra la importación de los datos que serán utilizados en la corriente de entrada.

En la Figura 8, se muestra el proceso para la importación y carga de los datos que serán utilizados durante la simulación y la corriente de entrada. En la figura 9, se muestra la selección del crudo muestra que fue filtrado por su densidad (API) y su viscosidad (cSt) para lograr unos valores similares a los usados actualmente en el Oleoducto de los Llanos, dando como resultado un crudo del Campo Bachaquero ubicado en el estado de Zulia, Venezuela.

Figura 9.

Selección de datos



Nota. La figura muestra el proceso de selección de la muestra de crudo a utilizar para la simulación.

En la figura 10, se muestran las condiciones de la corriente de crudo entrante, estas condiciones deben ajustarse para una mayor exactitud en los resultados debido a que la muestra de crudo previamente seleccionada trae consigo sus propias condiciones de temperatura y presión. Las condiciones deseadas para este caso, corresponden a las condiciones de transporte a través del Oleoducto (180 °F, 1487 psia).

Figura 10.

Ajuste de los datos de la corriente de entrada

| Worksheet | Stream Name | Raw Crude |
|-------------------|-------------------------------|-------------|
| Conditions | Vapour / Phase Fraction | 0,0000 |
| Properties | Temperature [C] | 82,22 |
| Composition | Pressure [kPa] | 1,025e+004 |
| Oil & Gas Feed | Molar Flow [kgmole/h] | 1201 |
| Petroleum Assay | Mass Flow [kg/h] | 5,472e+005 |
| K Value | Std Ideal Liq Vol Flow [m3/h] | 556,5 |
| User Variables | Molar Enthalpy [kJ/kgmole] | -8,999e+005 |
| Notes | Molar Entropy [kJ/kgmole-C] | 767,8 |
| Cost Parameters | Heat Flow [kJ/h] | -1,081e+009 |
| Normalized Yields | Liq Vol Flow @Std Cond [m3/h] | 562,0 |
| | Fluid Package | Basis-1 |
| | Utility Type | |

Nota. La figura muestra el ajuste de las condiciones de temperatura y presión a las condiciones de transporte.

Posteriormente en la Figura 11, se presentan las principales propiedades del crudo muestra en la corriente de entrada. Es importante en este paso, verificar y si es necesario ajustar la viscosidad a los valores obtenidos de las pruebas de flujo con DRA realizadas anteriormente. Para el caso presentado la figura 22, se toma el valor de viscosidad 1550 cp @ 800 ppm (concentración actual) obtenido de la prueba de flujo con DRA a 180°F.

Figura 11.

Verificación de los datos de la corriente de entrada

The screenshot shows a software window titled 'Material Stream: Raw Crude'. It contains a table with two columns: 'Raw Crude' and 'Liquid Phase'. The table lists various physical and chemical properties. The 'Viscosity [cP]' row is highlighted in red, showing a value of 1551 for both columns. Below the table, there are 'Property Correlation Controls' and a 'Preference Option' set to 'None'.

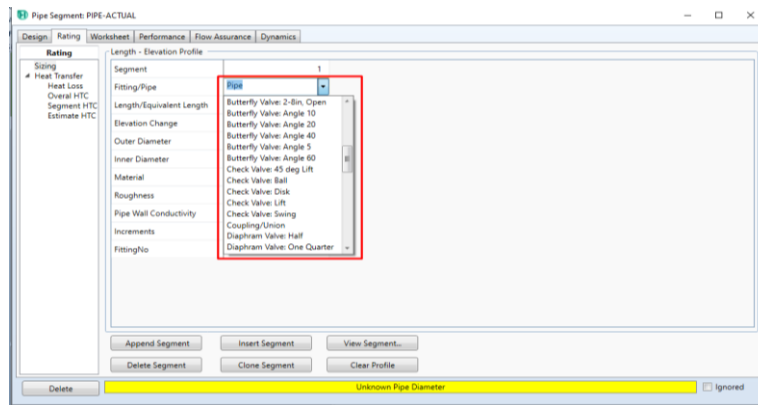
| Property | Raw Crude | Liquid Phase |
|--|-------------|--------------|
| Molecular Weight | 455,6 | 455,6 |
| Molar Density [kgmole/m ³] | 2,133 | 2,133 |
| Mass Density [kg/m ³] | 971,9 | 971,9 |
| Act. Volume Flow [m ³ /h] | 563,0 | 563,0 |
| Mass Enthalpy [kJ/kg] | -2057 | -2057 |
| Mass Entropy [kJ/kg-C] | 1,432 | 1,432 |
| Heat Capacity [kJ/kgmole-C] | 774,2 | 774,2 |
| Mass Heat Capacity [kJ/kg-C] | 1,699 | 1,699 |
| Avg. Liq. Density [kgmole/m ³] | 2,158 | 2,158 |
| Specific Heat [kJ/kgmole-C] | 774,2 | 774,2 |
| Std. Ideal Liq. Mass Density [kg/m ³] | 983,3 | 983,3 |
| Act. Liq. Flow [m ³ /s] | 0,1564 | 0,1564 |
| Z Factor | 2,135 | 2,135 |
| Watson K | 11,76 | 11,76 |
| Cp/(Cp - R) | 1,011 | 1,011 |
| Cp/Cv | 1,114 | 1,114 |
| Kinematic Viscosity [cSt] | 1596 | 1596 |
| Liq. Mass Density (Std. Cond) [kg/m ³] | 973,7 | 973,7 |
| Liq. Vol. Flow (Std. Cond) [m ³ /h] | 562,0 | 562,0 |
| Liquid Fraction | 1,000 | 1,000 |
| Molar Volume [m ³ /kgmole] | 0,4688 | 0,4688 |
| Surface Tension [dyne/cm] | 26,17 | 26,17 |
| Thermal Conductivity [W/m-K] | 0,1315 | 0,1315 |
| Viscosity [cP] | 1551 | 1551 |
| Partial Pressure of H ₂ S [kPa] | 0,0000 | <empty> |

Nota. La figura muestra la verificación de las propiedades y viscosidad de la corriente de entrada.

2.2.3 Accesorios

Para el cálculo de las pérdidas de fricción 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 30 accesorios omitidos de un total de 510 accesorios que componen el Oleoducto, lo cual puede representar un 5.9% de variación en el resultado final por la ausencia de estas partes. La Figura 12, muestra los diferentes accesorios que se puede añadir al tramo de tubería del oleoducto a evaluar y las correspondientes especificaciones como su rugosidad, material, diámetro de cada accesorio que se tendrá que ajustar a los mismos valores que utiliza el Oleoducto.

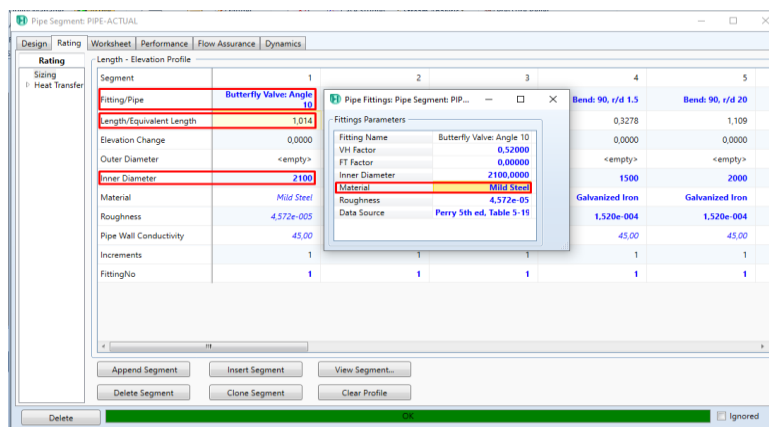
Figura 12.
Accesorios disponibles



Nota. La figura muestra la amplia variedad de accesorios disponibles y sus correspondientes características.

Después de elegir los accesorios que se necesitan añadir, se ajustan los datos a las mismas condiciones presentes en el Oleoducto de material, diámetro y longitud como se muestra en la Figura 13, para una mayor precisión en los resultados de la simulación. Cabe resaltar que en algunos accesorios el simulador no tenía valores similares en algunos parámetros como rugosidad o el material no era el mismo utilizado en el Oleoducto, por ende, se ingresaron los valores manualmente para mantener la simulación fiel al escenario actual.

Figura 13.
Características de los accesorios

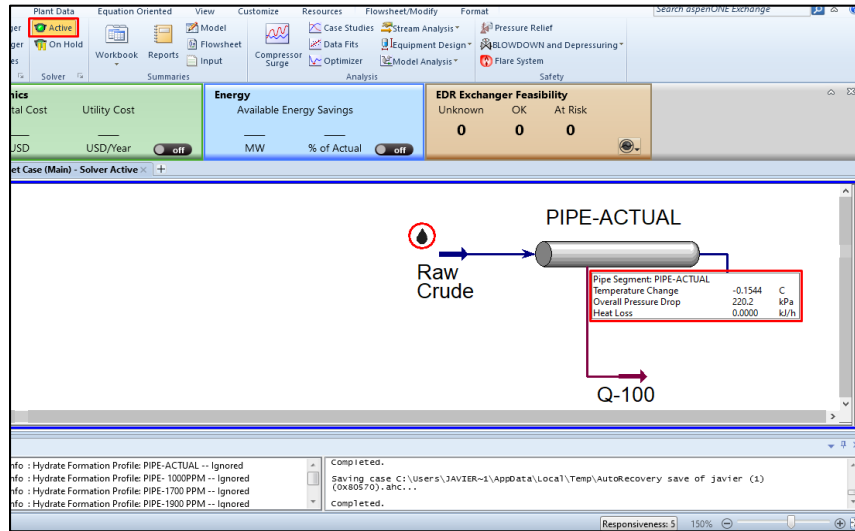


Nota. La figura muestra los ajustes que se pueden realizar a las principales características de cada accesorio añadido.

Por último, en la Figura 14 se procede a correr la simulación para la obtención de las pérdidas por fricción en el oleoducto y se repite el proceso para cada concentración propuesta (Figura 15).

Figura 14.

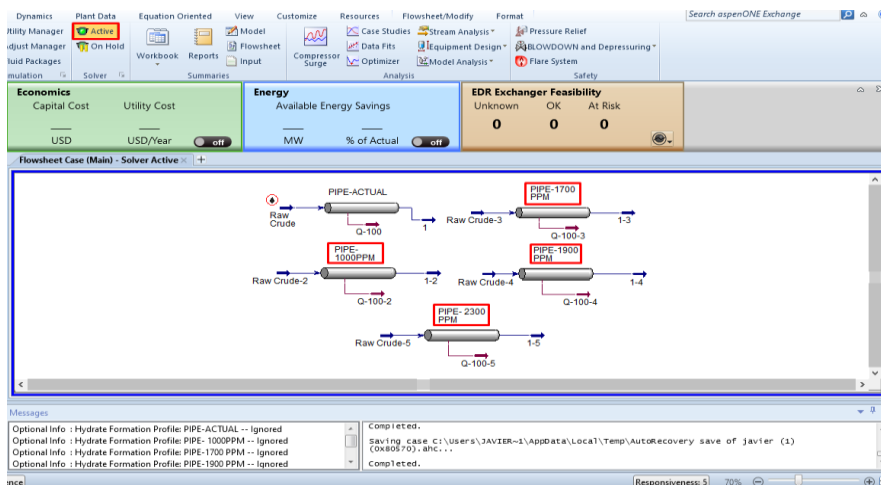
Simulación finalizada



Nota. Simulación terminada con su correspondiente valor de pérdidas por fricción.

Figura 15.

Simulación a las diferentes concentraciones propuestas



Nota. Simulación terminada a las concentraciones propuestas de 1000 ppm, 1700 ppm, 1900 ppm, 2300 ppm.

2.2.4 Pérdidas de fricción a través de la ecuación de Bernoulli & número de Reynolds.

El transporte de crudo pesado el parámetro más importante a controlar es la viscosidad. En este tipo de sistemas, las pérdidas de fricción se determinan a través de la ecuación de Bernoulli:

$$Z_a + \frac{P_a}{\rho} + \frac{v_a^2}{2g} + h_{bomba} = Z_b + \frac{P_b}{\rho} + \frac{v_b^2}{2g} + h_{friccion}$$

Nota. STEWARD, Warren E. Perdidas de fricción en tuberías,
Fenómenos de transporte. 2010. P. 195

Donde V_a y V_b representan la velocidad del fluido en el punto de entrada y de salida de la sección de proceso considerada, Z_b y Z_a es la diferencia de altura entre ambos puntos, P_a y P_b la diferencia de las presiones en la entrada y la salida, la sumatoria de h_f es un coeficiente que considera la perdidas de energía por fricción y geometría del ducto que se encuentra relacionado directamente con la viscosidad y el régimen de flujo, y h_b representa el trabajo que se le suministra o extrae al fluido. En el caso del crudo extra pesado el flujo es laminar. Para flujos no Newtonianos, como es el caso del crudo, puede utilizarse el número de Reynolds:

$$Re = \frac{\rho \cdot v \cdot d}{\mu}$$

Nota. STEWARD,
Warren E. Perdidas de
fricción en tuberías,
Fenómenos de
transporte. 2010. P.
195

Donde d es el diámetro del tubo, v la velocidad del fluido, ρ la densidad, μ es la viscosidad. Un incremento de la viscosidad implica un incremento en el valor del término F y por tanto en el trabajo W requerido de bombeo, lo que implica un mayor consumo de energía por incremento de la capacidad de bombeo para mantener las condiciones de operación de flujo deseadas que puede ser transportado en el sistema, pudiendo ser que los requerimientos en presión de bombeo obliguen a trabajar a marcha forzada o incluso requiera cambio del sistema de bombeo.

2.2.4.1 Planteamiento de la ecuación

Se plantea un balance de energía en una tubería entre un punto A y un punto B, en una situación ideal considerando una tubería plana, que no tiene ningún accesorio y a una velocidad constante.



$$Z_a + \frac{P_a}{\rho} + \frac{v_a^2}{2g} + h_{bomba} = Z_b + \frac{P_b}{\rho} + \frac{v_b^2}{2g} + h_{friccion}$$

Se cancelan la mayoría de términos, dadas las condiciones ideales a las cuales se está planteando dando como resultado la siguiente relación.

$$h_{bomba} = h_{friccion}$$

Haciendo uso de la ecuación de Darcy-Weisbach para pérdidas de fricción en tuberías, se reemplaza en la relación que se propuso anteriormente.

Ecuación 1. Ecuación de Darcy-Weisbach para pérdidas por fricción en tubería.

$$h_{f(m)} = \left[\left(4F \cdot \frac{L}{D} \cdot Kc \right) \cdot \frac{v^2}{2g} \right]$$

Nota. STEWARD, Warren E. Pérdidas de fricción en tuberías, Fenómenos de transporte. 2010. P. 203

Por último, se simplifica la ecuación planteada y se multiplica por el flujo másico para que el resultado quede expresado en Watts.

Ecuación 2. Ecuación de pérdidas de fricción planteada.

$$W = 4F \cdot \frac{L}{D} \cdot Kc \cdot \frac{v^2}{2} \cdot m$$

2.2.4.2 Numero de Reynolds.

El número de Reynolds (Re) es una medida adimensional cuyo valor muestra si el flujo sigue una tendencia laminar o turbulenta. En este caso será el indicador con el cual se podrá encontrar una ecuación del factor de fricción que se ajuste con los resultados que se obtengan. Se procede a calcular el Número de Reynolds de cada concentración, con los datos de viscosidad de la segunda prueba realizada.

La ecuación presentada a continuación muestra el método de cálculo del Numero de Reynolds.

Ecuación 3. Numero De Reynolds.

$$Re = \frac{\rho \cdot v \cdot d}{\mu}$$

Fuente. STEWARD, Warren E. Perdidas de fricción en tuberías, Fenómenos de transporte. 2010. P. 201

Donde:

ρ = Densidad

v = Velocidad

d = Diámetro

μ = Viscosidad

2.2.4 Viabilidad financiera

Para determinar la viabilidad financiera de la aplicación del aditivo reductor de fricción Extreme Power en el Oleoducto de los Llanos, se considerarán los indicadores expuestos a continuación.

2.2.4.1 Valor presente neto (VPN)

El VPN o valor presente neto es un indicador cuya función es medir la viabilidad de un proyecto, en este caso, el VPN será el indicador con el cual se medirá la viabilidad del aumento en la concentración del aditivo Extreme Power en la operación del Oleoducto de los Llanos, aplicándolo en el Campo Rubiales donde inicia el transporte.

La ecuación presentada a continuación muestra el método de cálculo del indicador Valor Presente Neto (VPN).

Ecuación 4. Cálculo del Valor Presente Neto

$$VPN = \sum_{n=1}^n -A + \frac{F}{(1+i)^n}$$

Nota. Ecuación para el cálculo del indicador VPN. Tomado de: Catacora, José. Valor Presente Neto, Finanzas para la Construcción. 2011. p.7.

Donde:

VPN = Valor Presente Neto.

A = Inversión Realizada.

F = Flujo de Caja Neto

i = Es la tasa de retorno que se necesita sobre una inversión.

n = Número de periodos para la evaluación del proyecto.

El resultado se interpretará de la siguiente forma: Si $VPN > 0$, el proyecto es factible, o que significa que, en moneda actual, los ingresos son mayores que los egresos. Si por el contrario $VPN < 0$, el proyecto no debe efectuarse, ya que, en moneda de hoy, los egresos resultan mayores que los ingresos.

Para poder cuantificar el Valor Presente Neto, es necesario determinar el Flujo de Caja Neto. Este se define como la diferencia entre la sumatoria de los ingresos y la sumatoria de los egresos para cada periodo, de manera independiente.

Ecuación 5. Flujo de Caja Neto

$$F_n = \sum Ingresos_n - \sum Egresos_n$$

Nota. Ecuación para el cálculo del flujo de caja requerido en la ecuación No. 2. Tomado de: Catacora, José. Valor Presente Neto, Finanzas para la Construcción. 2011. p.7.

Donde:

F_n = Flujo de Caja Neto para el Periodo n.

$Ingresos_n$ = Ingresos asociados al periodo n.

$Egresos_n$ = Egresos asociados al periodo n.

Teniendo en cuenta estas ecuaciones, se hará uso de la ecuación No. 2 para determinar el flujo de caja neto para cada escenario en primer lugar. Posteriormente se reemplazará el valor de flujo de caja neto en la ecuación No. 1 y los demás datos requeridos, para determinar la factibilidad del proyecto y realizar su debido análisis.

2.2.4.2 Tasa interna de retorno (TIR)

La tasa interna de retorno (TIR) es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. Para este proyecto la TIR será el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá el proyecto, y funcionará como una herramienta complementaria del Valor Presente Neto para la elección del mejor escenario propuesto.

Ecuación 6. Tasa Interna de Retorno

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1 + TIR)} + \frac{F_2}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1 + TIR)^n} = 0$$

Nota. Ecuación para el cálculo del indicador financiero TIR. Tomado de:

<http://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html>

F_t = Flujos de dinero en cada periodo t

I_0 = Inversión que se realiza en el momento inicial ($t = 0$)

n = Número de periodos de tiempo

El criterio de selección para saber si un proyecto es viable económicamente por medio de la TIR, será donde “ i ” es la tasa de retorno elegida para el cálculo del VPN.

- Si $TIR > i$, el proyecto de inversión es rentable y aceptado. La tasa interna de rentabilidad es mayor a la rentabilidad mínima que se espera.
- Si $TIR = i$, el proyecto devuelve el capital invertido.
- Si $TIR < i$, el proyecto debe rechazarse debido a que se pierde parte del capital invertido.

Debido a lo anterior se puede concluir que el VPN y la TIR, están estrechamente ligados, por lo que primero se va a definir el cálculo de valor presente neto (VPN) del proyecto y luego definiremos la TIR, la cual nos va a determinar si el proyecto es rentable y podría ser potencialmente aceptado.

3. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

3.1 Análisis experimental

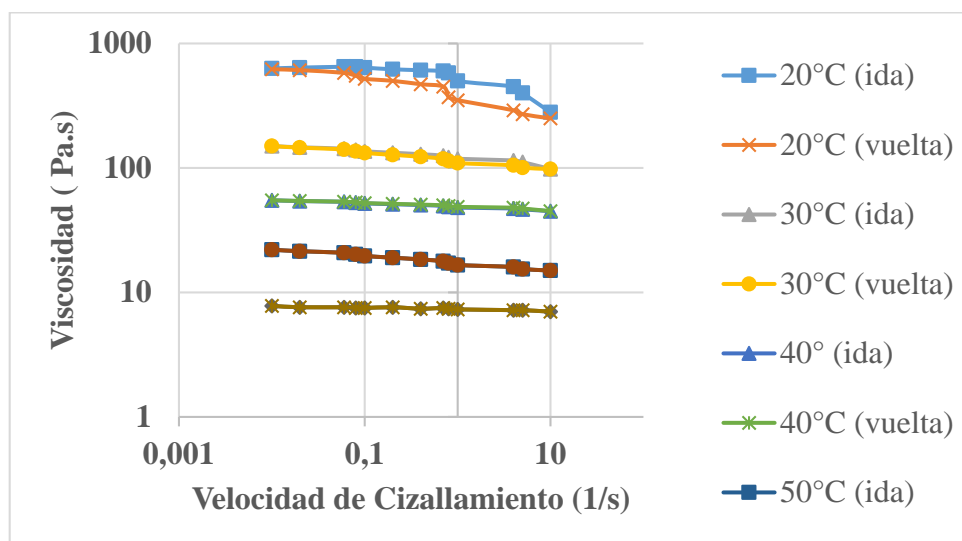
En el siguiente capítulo se mostrarán los resultados de las pruebas realizadas en el laboratorio las cuales tienen como principal objetivo caracterizar las propiedades del crudo utilizado en el Oleoducto para posteriormente evaluar el comportamiento con el agente reductor añadido.

3.1.1 Caracterización del crudo mediante pruebas de flujo

En las figuras 16 a 19, se muestra el comportamiento de la viscosidad de las 4 concentraciones propuestas en función de la velocidad de cizallamiento. En cada muestra se puede evidenciar un comportamiento de tipo newtoniano como en la figura 16, debido a que los valores tanto de ida como de vuelta presentan valores similares sin ningún tipo de variación considerable.

Figura 16.

Prueba de flujo No. 1 @ 20 °C – 60 °C



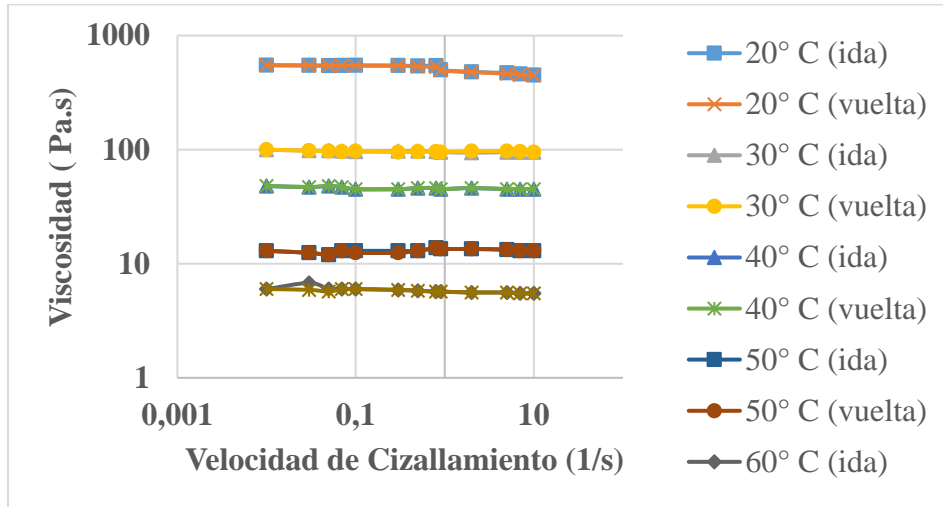
Nota. En la figura se muestra el comportamiento de la prueba de Flujo Crudo 12° API – 1000 ppm (Velocidad de deformación vs Viscosidad).

Esta característica se debe a que se considera al fluido como un sistema disperso donde las partículas que lo conforman poseen diferentes potenciales eléctricos y tienen a formar diferentes estructuras dependiendo de cómo sea la fase dispersa.

Las fuerzas que actúan en este tipo de estructuras son de tipo electrostático y se originan por el intercambio de iones dentro del fluido, el cual provoca atracciones y repulsiones entre ellos que dan lugar a cambios estructurales que permiten al fluido recuperar su estado inicial.

Figura 17.

Prueba de flujo No. 2 @ 20 °C – 60 °C

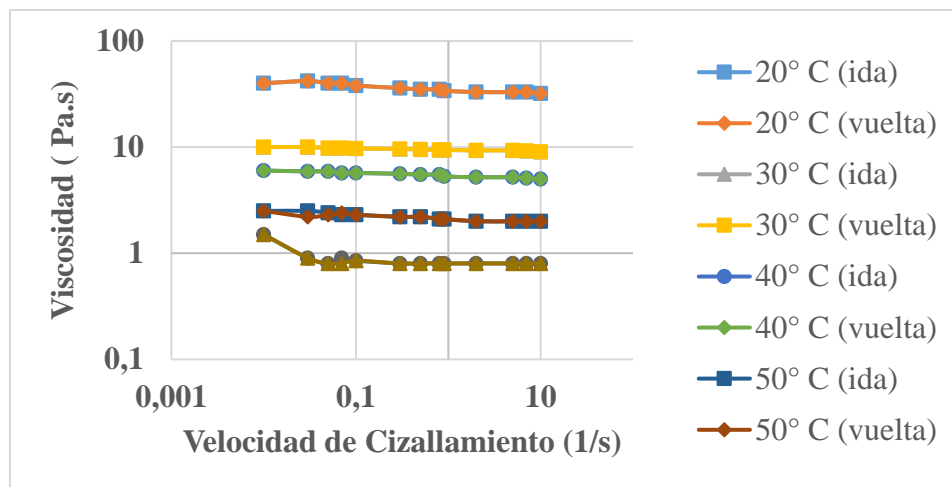


Nota. En la figura se muestra el comportamiento de la prueba de Flujo Crudo 12° API – 1700 ppm (Velocidad de deformación vs Viscosidad).

En las figuras 17 y 18 @ 20° C se presentan propiedades tixotrópicas. La tixotropía es la propiedad que tienen algunos fluidos, a mostrar un cambio de su viscosidad en el tiempo, a medida que se incrementa el esfuerzo de cizalla más se reduce la viscosidad. Asimismo, tarda un tiempo finito en regresar a tener una viscosidad en equilibrio, el cual se muestra en las gráficas cuando es sometida a la ida y vuelta en la prueba de flujo.

Figura 18.

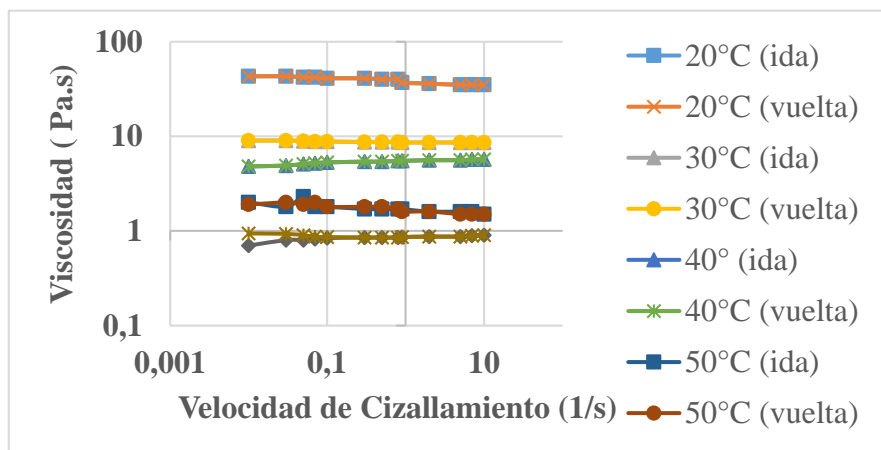
Prueba de flujo No. 3 @ 20 °C – 60 °C



Nota. En la figura se muestra el comportamiento de la prueba de Flujo Crudo 12° API – 1900 ppm (Velocidad de deformación vs Viscosidad).

Figura 19.

Prueba de flujo No. 4 @ 20 °C – 60 °C



Nota. En la figura se muestra el comportamiento de la prueba de Flujo Crudo 12° API – 2300 ppm (Velocidad de deformación vs Viscosidad).

La raíz de este comportamiento que se puede evidenciar en la figura 19 es la presencia de compuestos en el crudo (asfáltenos, arcillas, emulsiones, etc), que en presencia del esfuerzo

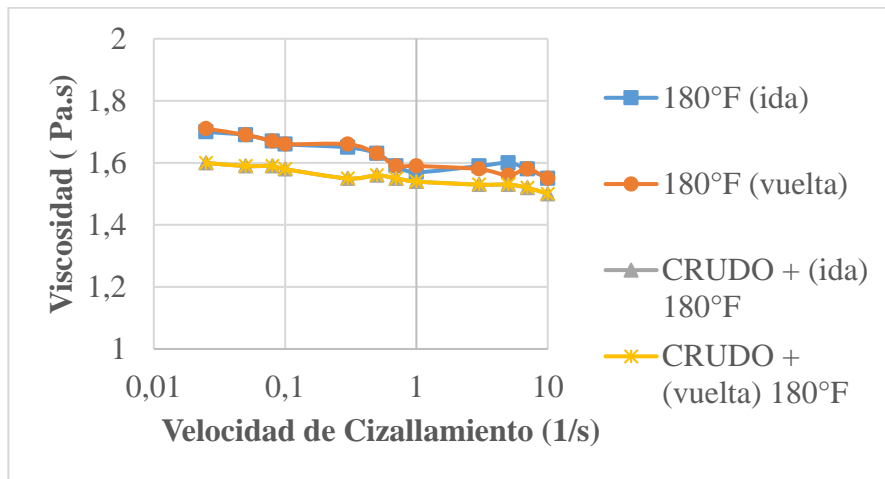
prolongado al que se es sometido en la prueba puede homogenizar el petróleo. Se demuestra a su vez que la viscosidad es afectada directamente por la temperatura, en una proporción inversa, por ende, se observa una disminución uniforme a medida que las temperaturas varían de 20°C a 60°C.

3.1.2 Análisis del agente reductor a la temperatura de transporte variando la concentración.

En la figuras 20 y 21, al añadir el agente reductor (CRUDO +) se puede evidenciar una disminución de 1,55 Pa.s el cual es el valor inicial con la concentración actual (800 ppm) a 1,5 Pa.s el cual contenía una concentración de 1000 ppm (Figura 20) y 1,45 Pa.s (Figura 21) el cual presenta una concentración de 1000 ppm. Esto valores corresponden a una reducción de un 3% y 6% respectivamente que, aunque aún no son valores considerables o significativos para los propósitos del proyecto podemos concluir que el agente reductor Extreme Power es compatible con el crudo y cumple con el objetivo de disminuir la viscosidad.

Figura 20.

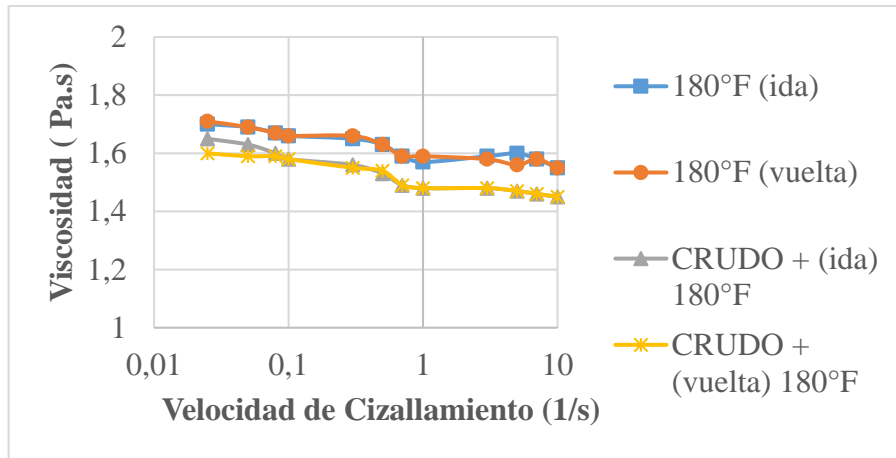
Prueba de flujo No. 5 @ 180 °F



Nota. Prueba de Flujo Crudo 12° API @ 180°F – 1000 ppm

Figura 21.

Prueba de flujo No. 6 @ 180 °F

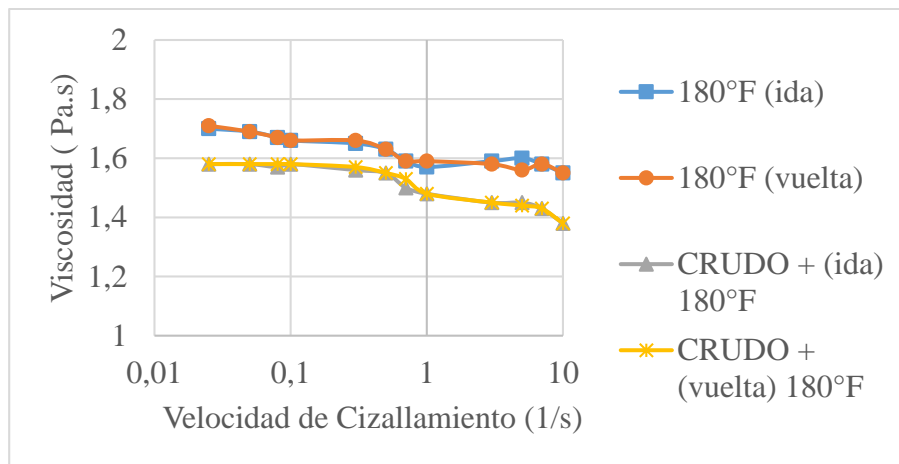


Nota. Prueba de Flujo Crudo 12° API @ 180°F - 1700 ppm

Un comportamiento similar se presenta en las figuras 22 y 23, donde se muestra una disminución en la línea de tendencia (CRUDO +) que corresponde al crudo más el agente reductor. En la figura 22, el valor disminuye de 1,55 Pa.s (concentración actual) a 1,38 ppm correspondiente a la concentración de 1900 ppm, esto corresponde a un 11% menos de viscosidad.

Figura 22.

Prueba de flujo No. 7 @ 180 °F

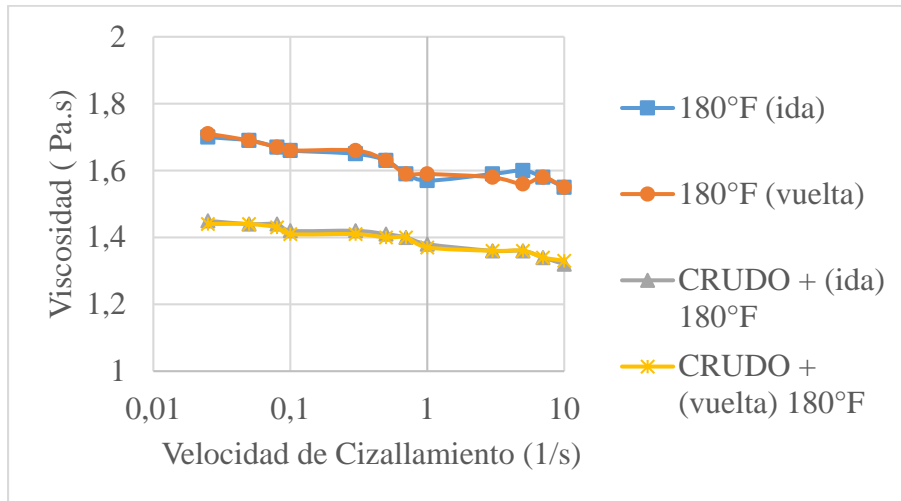


Nota. Prueba de Flujo Crudo 12° API @ 180°F – 1900 ppm

Para la figura 23, el valor se redujo a 1,32 Pa.s @ 2300 ppm con respecto a la concentración inicial, esta reducción de alrededor del 15% en comparación a la línea de tendencia de solo crudo (180°F) se debe a que ya se cuenta con unos valores de concentración bastante altos que permiten ver una reducción significativa y rentable para el propósito del proyecto.

Figura 23.

Prueba de flujo No. 8 @ 180 °F



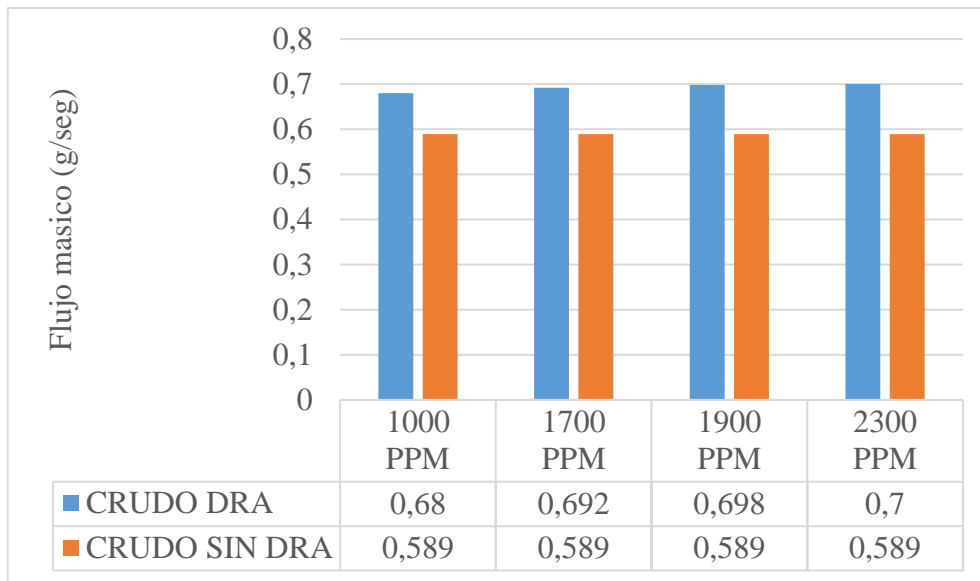
Nota. Prueba de Flujo Crudo 12° API @ 180°F – 2300 ppm

3.1.3 Análisis de prueba de fluidez en Copa Ford (vidrio)

Esta prueba de fluidez, es un complemento de las pruebas de flujo previamente realizadas. Aunque no hubo una apreciación significativa del efecto del DRA sobre la viscosidad, en la figura No. 24 se muestra una pequeña variación en el flujo masico del crudo con el agente reductor donde a mayor concentración se muestra un incremento de 0.1 g/seg entre el crudo con DRA vs sin DRA.

Figura 24.

Datos prueba de fluidez (Vidrio)



Nota. Flujo másico de prueba de fluidez para Crudo 12° API @ 60°C

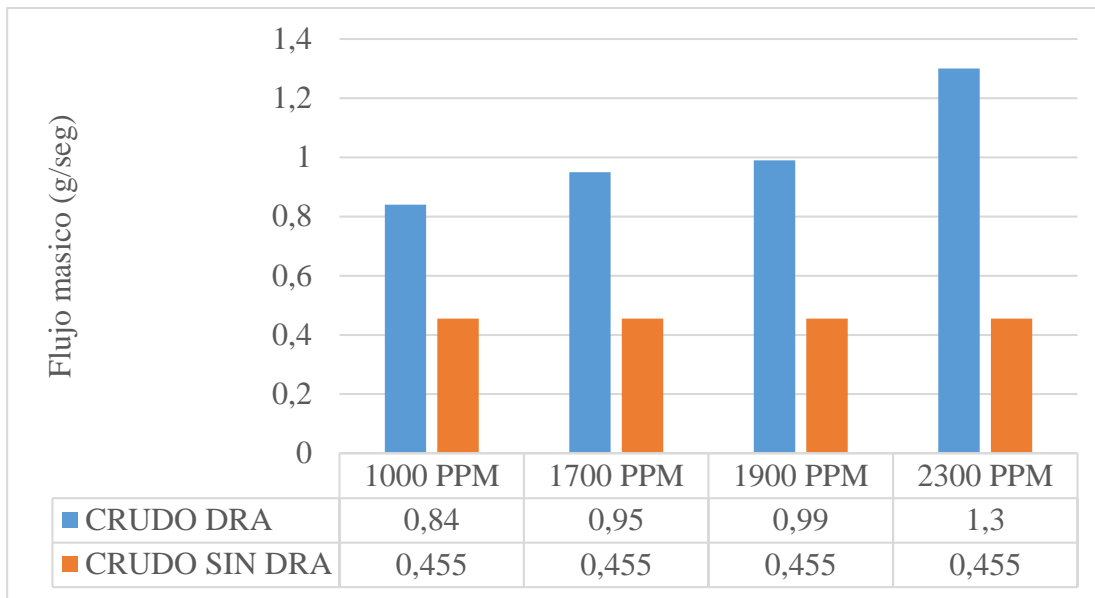
3.1.4 Análisis de prueba de fluidez en Copa Ford (acero)

En la figura No. 25, son apreciados los resultados de la prueba donde se evidencia un aumento de flujo del agente reductor a las diferentes concentraciones utilizadas con incrementos bastante considerables en el flujo, estos incrementos de flujo son del doble o incluso el triple en el caso de la muestra a 2300 ppm, y esto se debe a que la prueba es realizada en el mismo material utilizado en el oleoducto, lo cual potencia una de las características principales del agente reductor.

Esta característica se basa en el fundamento del Numero de Reynolds, debido a que, al contacto con el metal del oleoducto, el agente reductor humecta (con la ayuda de polímeros de hidrocarburo de larga cadena) las paredes de la tubería lo cual ayuda las partículas de crudo a viajar de manera más organizada, reduciendo las pérdidas por fricción y así mismo mejorando el régimen de flujo de turbulento a transicional.

Figura 25.

Datos prueba de fluidez (Acero)



Nota. Flujo másico de Prueba de fluidez para Crudo 12° API @ 60°C

Los resultados de la prueba de fluidez con Copa Ford, están afectados por el material y dimensiones de los embudos y sus tubos empleados. Por ejemplo, el diámetro del tubo del embudo de vidrio y metálico difieren significativamente (9 mm o 0,354 in; y ½ in o 12,7 mm, respectivamente), la longitud de los tubos de vidrio y metálico (90 mm o 3,54 in; y 500 mm o 19,6 in, respectivamente), además de irregularidades como la rugosidad relativa, tendrán efecto directo en el desarrollo y resultados del transporte del crudo pesado.

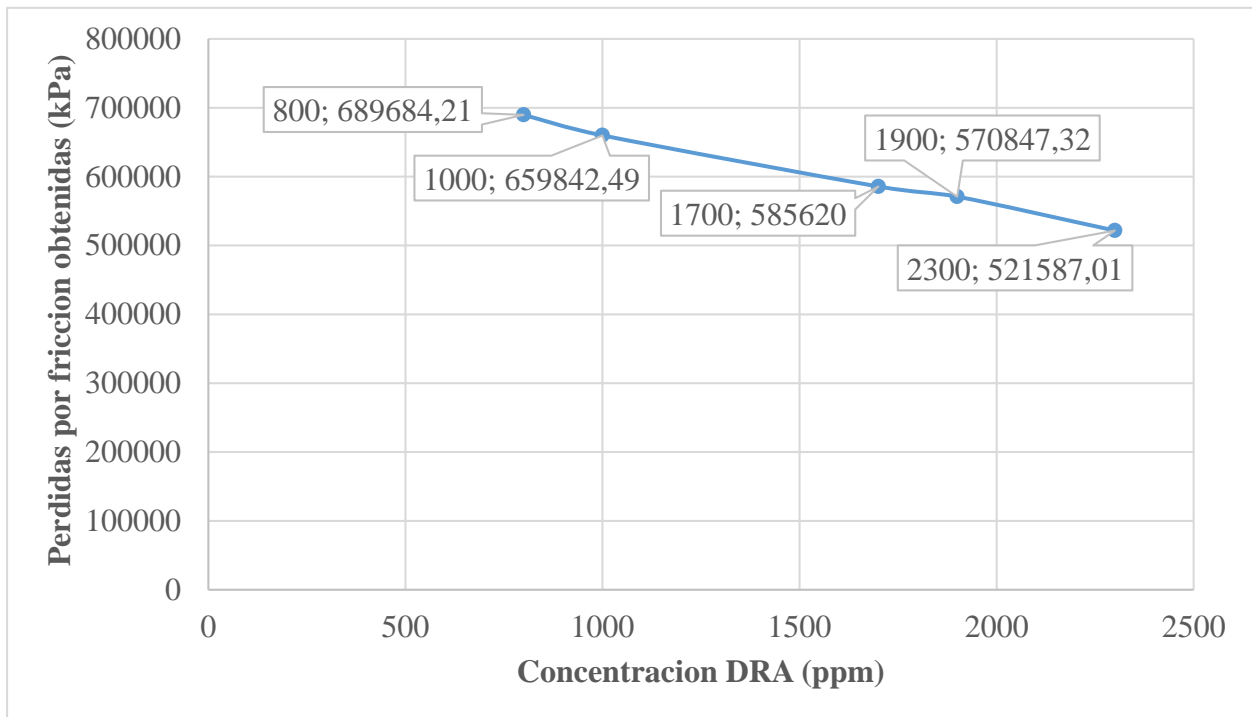
El ultimo escenario propuesto @ 2300 ppm es la concentración con mayor grado de efectividad en el incremento de flujo en el crudo pesado, con un aumento de hasta 3 veces si se compara con el valor del crudo sin agente reductor.

3.1.5 Simulación

A continuación, se mostrarán los resultados obtenidos del simulador Aspen HYSYS para cada escenario propuesto con su respectivo análisis.

Figura 26.

Perdidas de presión a las diferentes concentraciones

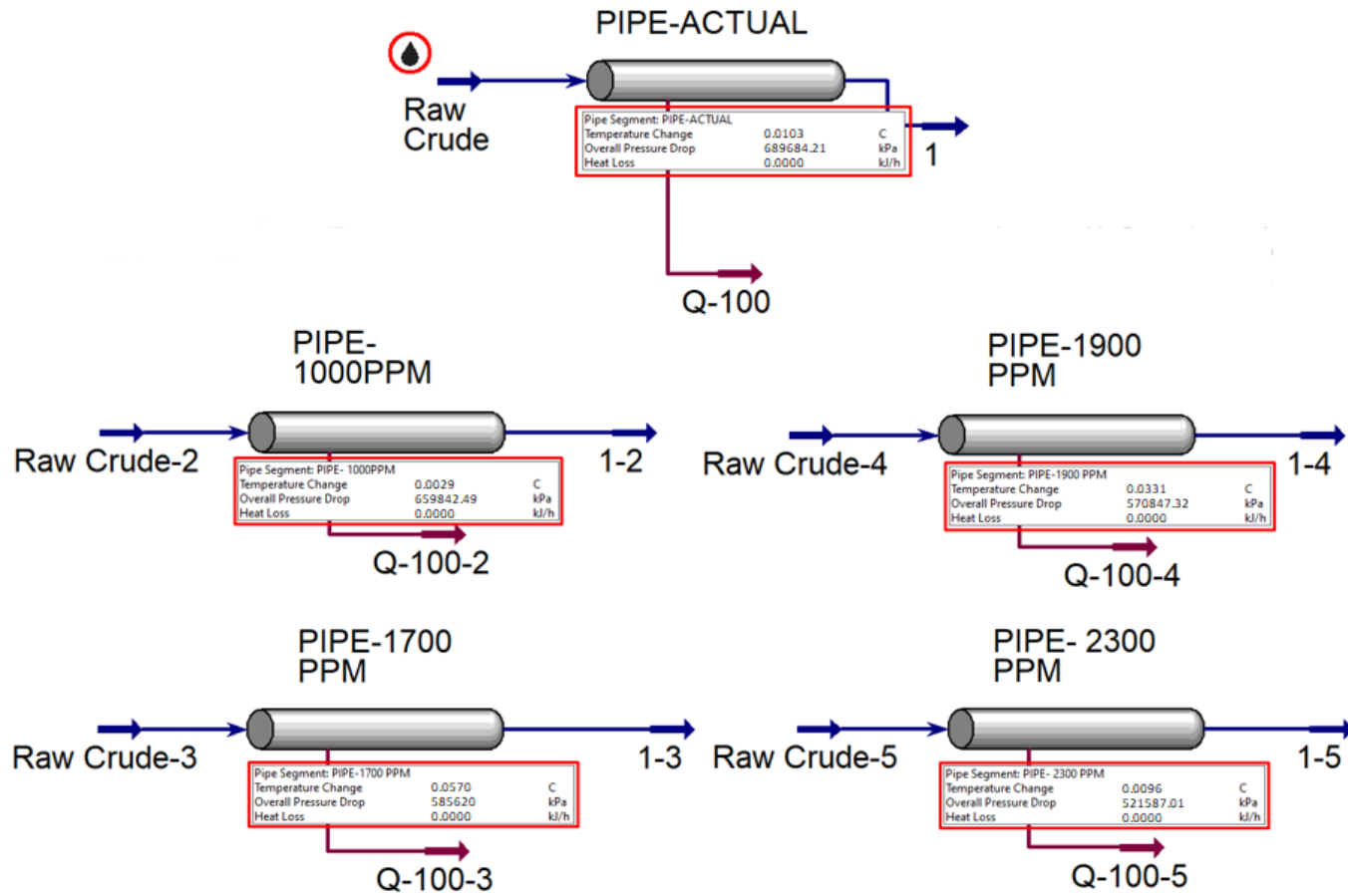


Nota. Valores de pérdidas de presión obtenidos de la simulación mediante Aspen HYSYS

En la Figura 26, podemos ver los todos los resultados de los escenarios planteados, en primer lugar, se evidencia un descenso continuo a medida que aumenta la concentración del agente reductor Extreme Power. Para cada escenario hay una reducción aproximada de 5% @ 1000 ppm, 15% @ 1700 ppm, 17% @ 1900 ppm y 24% @ 2300 ppm. De acuerdo con los resultados obtenidos previamente en las diferentes pruebas realizadas y a lo que refleja la gráfica No. 26 se puede determinar que la mejor concentración del agente reductor de fricción Extreme Power es 2300 ppm, dado que en este escenario es donde se obtienen los mejores resultados de las pruebas de flujo realizadas en la copa Ford y las menores pérdidas por fricción de la simulación con el software de Aspen HYSY.

Figura 27.

Datos simulación Aspen HYSYS



Nota. Valores de pérdidas por fricción obtenidos (kPa) del simulador Aspen HYSYS

Dado que los resultados obtenidos (Figura N. 27) en el software Aspen HYSYS, son dados términos de presión (kPa), se realizarán una serie de cálculos sencillos para la conversión de estos datos en unidades de energía que permitan un fácil manejo para su posterior uso en el análisis financiero.

Tabla 6.

Datos obtenidos de la simulación

| Concentración Propuesta (ppm) | Perdidas por fricción obtenidas (kPa) |
|--|--|
| 800 (actual) | 689684,21 |
| 1000 | 659842,49 |
| 1700 | 585620 |
| 1900 | 570847,32 |
| 2300 | 521587,01 |

Nota. Valores de pérdidas por fricción obtenidas de la simulación a cada concentración propuesta.

Para poder realizar la conversión en unidades que sean más útiles para poder desarrollar un análisis financiero, se tiene que mirar las equivalencias de las unidades (Figura No. 28) que tenemos presente en el proyecto, en este caso unidades de presión obtenidas del simulador (kPa) y unidades de potencia (W) proveniente de las bombas utilizadas para el transporte del crudo.

Figura 28.

Equivalencia de unidades W, Pa

$$1 W = 1 \frac{J}{S} = 1 Kg \cdot \frac{m^2}{s^3}$$

$$1 Pa = \frac{N}{m^2} = \frac{J}{m^3} = 1 \frac{Kg}{m \cdot s^2}$$

Nota. Equivalencia de unidades en el SI

Teniendo en cuenta las equivalencias de las unidades que se tienen y se requieren, se procede a plantear la ecuación No. 5 que nos permita con los datos obtenidos de la simulación y mediante datos conocidos del proyecto realizar el cambio de unidades para obtener las unidades pertinentes para desarrollar el análisis financiero y comparación con valores procedentes de proyectos anteriores o similares.

Ecuación 5. Ecuación para cambio de unidades

$$W \left(\text{kg} \cdot \frac{\text{m}^2}{\text{s}^3} \right) = \frac{Pa \left(\frac{\text{kg}}{\text{m} \cdot \text{s}^2} \right) \cdot m \left(\frac{\text{kg}}{\text{s}} \right)}{\rho \left(\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right)}$$

Donde Pa = Presión obtenida de la simulación en Pa

m = Flujo másico expresado en kg/s

p = Densidad del flujo transportado en kg/m³

Teniendo en cuenta la ecuación No. 5, procedemos a realizar el cambio de las unidades con los resultados obtenidos de la tabla No. 6.

Ecuación 6. Concentración Actual @ 800 ppm.

$$\frac{689684.21 \left(\frac{\text{kg}}{\text{m} \cdot \text{s}^2} \right) \cdot 152 \left(\frac{\text{kg}}{\text{s}} \right)}{800 \left(\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right)} = 131040000 \text{ W} = 131040 \text{ kW}$$

Ecuación 7. Concentración No. 1 @ 1000 ppm

$$\frac{659842.49 \left(\frac{\text{kg}}{\text{m} \cdot \text{s}^2} \right) \cdot 152 \left(\frac{\text{kg}}{\text{s}} \right)}{800 \left(\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right)} = 125370025.6 \text{ W} = 125370.03 \text{ kW}$$

Ecuación 8. Concentración No. 2 @ 1700 ppm

$$\frac{585620 \left(\frac{\text{kg}}{\text{m} \cdot \text{s}^2} \right) \cdot 152 \left(\frac{\text{kg}}{\text{s}} \right)}{800 \left(\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right)} = 111267800 \text{ W} = 111267.8 \text{ kW}$$

Ecuación 9. Concentración No. 3 @ 1900 ppm

$$\frac{570847.32 \left(\frac{kg}{m \cdot s^2} \right) \cdot 152 \left(\frac{kg}{s} \right)}{800 \left(\frac{kg}{m^3} \right)} = 108460989.9 W = 108460.9 kW$$

Ecuación 10. Concentración No. 4 @ 2300 ppm

$$\frac{521587.01 \left(\frac{kg}{m \cdot s^2} \right) \cdot 152 \left(\frac{kg}{s} \right)}{800 \left(\frac{kg}{m^3} \right)} = 99101532.47 W = 99101.5 kW$$

3.2 Análisis de pérdidas de fricción a través del número de Bernoulli & Reynolds.

Teniendo en cuenta lo planteado en el numeral 2.2.4 y haciendo uso de la Ecuación No.3 planteada anteriormente, se calcula el Numero de Reynolds para el Escenario inicial donde no hay presencia de agente reductor y para cada escenario propuesto, como se detalla a continuación.

3.2.1 Escenario No. 0 (0 ppm).

$$\rho = 800 \frac{kg}{m^3}, \vartheta = 4.6 \frac{m}{s}, d = 0.6 m, \mu = 0.53 \frac{kg}{m \cdot s}$$

$$Re = \frac{800 \frac{kg}{m^3} \cdot 4.6 \frac{m}{s} \cdot 0.6 m}{0.53 \frac{kg}{m \cdot s}} = 4166$$

3.2.2 Escenario No. 1 (1000 ppm).

Haciendo uso de la Ecuación No.3, se calcula el Numero de Reynolds para el Escenario No. 1 @ 1000 ppm, como se detalla a continuación.

$$\rho = 800 \frac{kg}{m^3}, \vartheta = 4.6 \frac{m}{s}, d = 0.6 m, \mu = 1.5 \frac{kg}{m \cdot s}$$

$$Re = \frac{800 \frac{kg}{m^3} \cdot 4.6 \frac{m}{s} \cdot 0.6 m}{1.5 \frac{kg}{m \cdot s}} = 1580$$

3.2.3 Escenario No. 2 (1700 ppm).

Haciendo uso de la Ecuación No.3, se calcula el Numero de Reynolds para el Escenario No. 2 @ 1700 ppm, como se detalla a continuación.

$$\rho = 800 \frac{kg}{m^3}, \vartheta = 4.6 \frac{m}{s}, d = 0.6 m, \mu = 1.45 \frac{kg}{m \cdot s}$$

$$Re = \frac{800 \frac{kg}{m^3} \cdot 4.6 \frac{m}{s} \cdot 0.6 m}{1.45 \frac{kg}{m \cdot s}} = 1522.76$$

3.2.4 Escenario No. 3 (1900 ppm).

Haciendo uso de la Ecuación No.3, se calcula el Numero de Reynolds para el Escenario No. 3 @ 1900 ppm, como se detalla a continuación.

$$\rho = 800 \frac{kg}{m^3}, \vartheta = 4.6 \frac{m}{s}, d = 0.6 m, \mu = 1.38 \frac{kg}{m \cdot s}$$

$$Re = \frac{800 \frac{kg}{m^3} \cdot 4.6 \frac{m}{s} \cdot 0.6 m}{1.38 \frac{kg}{m \cdot s}} = 1600$$

3.2.5 Escenario No. 4 (2300 ppm).

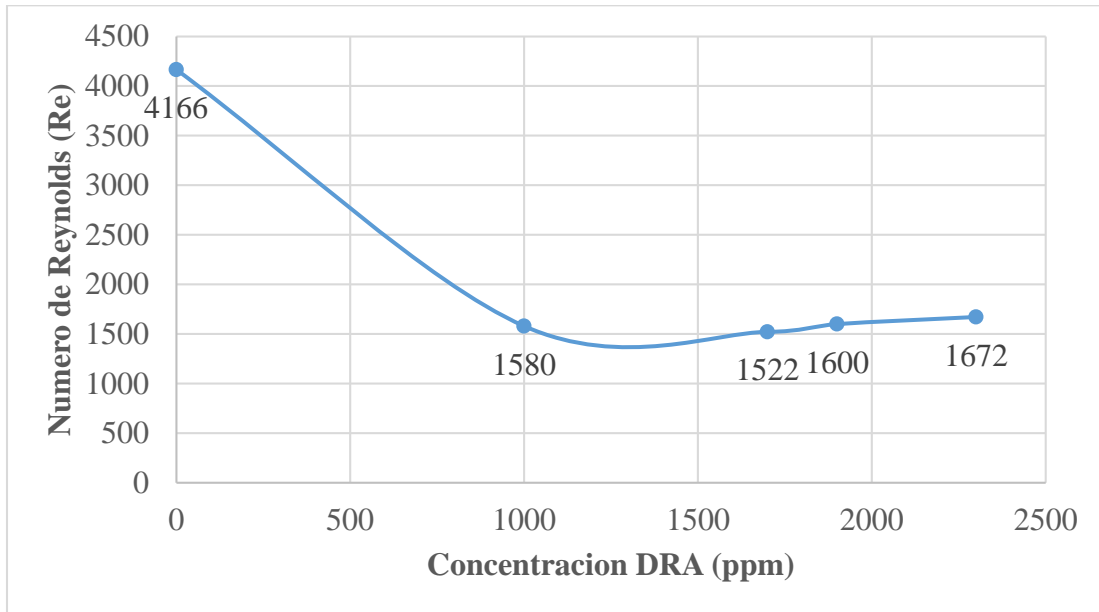
Haciendo uso de la Ecuación No.3, se calcula el Numero de Reynolds para el Escenario No. 4 @ 2300 ppm, como se detalla a continuación.

$$\rho = 800 \frac{kg}{m^3}, \vartheta = 4.6 \frac{m}{s}, d = 0.6 m, \mu = 1.32 \frac{kg}{m \cdot s}$$

$$Re = \frac{800 \frac{kg}{m^3} \cdot 4.6 \frac{m}{s} \cdot 0.6 m}{1.32 \frac{kg}{m \cdot s}} = 1672.7$$

Figura 28.

Comportamiento del número de Reynolds a cada concentración propuesta



Nota. Valores de pérdidas de presión obtenidos de la simulación mediante Aspen HYSYS

En la figura 28, se muestra una clara disminución en el número de Reynolds cuando no hay presencia de agente reductor en el crudo transportado, el valor es superior a $Re > 4000$, lo cual indica que se encuentra en un régimen turbulento y se evidencia la alta eficiencia que maneja el agente reductor Extreme Power. Adicionalmente, con los resultados anteriores se determina que el régimen de flujo predominante es laminar debido a que la mayoría de los datos son inferiores a $Re < 2300$. Con estos valores se procede a buscar una ecuación del factor de fricción que cumpla con los rangos obtenidos del Numero de Reynolds. Dicha ecuación es el coeficiente de resistencia de Darcy-Weisbach expuesta en la ecuación No.2.

3.3. Coeficiente de resistencia de Fanning.

Es un parámetro adimensional que se utiliza en la dinámica de fluidos y fenómenos de transporte para calcular la pérdida de carga en tuberías o conductos debido a la fricción. Se procede a calcular el coeficiente de resistencia de cada concentración, con el Numero de Reynolds obtenido de los cálculos previos.

La ecuación presentada a continuación muestra el cálculo del Coeficiente de resistencia de Fanning.

Ecuación 4. Calculo coeficiente de resistencia de Fanning.

$$F = \frac{64}{Re}$$

Nota. STEWARD, Warren E. Perdidas de fricción en tuberías, Fenómenos de transporte. 2010. P. 202

Donde:

Re = No. Reynolds

Haciendo uso de la Ecuación 4, se calcula el coeficiente de resistencia de Fanning para el Escenario inicial @ 0 ppm, como se detalla a continuación.

$$F = \frac{64}{4166} = 0.069$$

3.3.1 Escenario No. 1 (1000 ppm).

Haciendo uso de la Ecuación 4, se calcula el coeficiente de resistencia de Fanning para el Escenario No. 1 @ 1000 ppm, como se detalla a continuación.

$$F = \frac{64}{1472} = 0.043$$

3.3.2 Escenario No. 2 (1700 ppm).

Haciendo uso de la Ecuación 4, se calcula coeficiente de resistencia de Fanning para el Escenario No. 2 @ 1700 ppm, como se detalla a continuación.

$$F = \frac{64}{1522.76} = 0.042$$

3.3.3 Escenario No. 3 (1900 ppm).

Haciendo uso de la Ecuación 4, se calcula coeficiente de resistencia de Fanning para el Escenario No. 3 @ 1900 ppm, como se detalla a continuación.

$$F = \frac{64}{1600} = 0.04$$

3.3.4 Escenario No. 4 (2300 ppm).

Haciendo uso de la Ecuación 4, se calcula coeficiente de resistencia de Fanning para el Escenario No. 4 @ 2300 ppm, como se detalla a continuación.

$$F = \frac{64}{1672.7} = 0.038$$

3.4 Evaluación de la ecuación planteada

Por último, se procede a reemplazar todos los valores en la ecuación planteada para obtener las pérdidas por fricción de cada concentración en función de la energía que se malgasta por este tipo de pérdidas y realizar la evaluación financiera con los datos obtenidos.

Ecuación 5. Ecuación de pérdidas de fricción.

$$W = 4F \cdot \frac{L}{D} \cdot Kc \cdot \frac{\vartheta^2}{2} \cdot m$$

Donde:

F = coeficiente de resistencia de Darcy-Weisbach

L = Longitud tramo ODL

D = Diámetro tubería

ϑ = Velocidad de transporte

m = Flujo másico

Kc = Coeficiente accesorios

Haciendo uso de la Ecuación 5, se calcula las pérdidas de por fricción para el Escenario inicial @ 0 ppm, como se detalla a continuación.

$$F = 0.069, L = 260000 \text{ m}, D = 0.6 \text{ m}, \vartheta = 0.68 \frac{\text{m}}{\text{s}}, m = 152 \frac{\text{kg}}{\text{s}}, Kc = 47.04$$

$$W = 4(0.069) \cdot \frac{260000 \text{ m}}{0.6 \text{ m}} \cdot 47.04 \cdot \frac{\left(0.68 \frac{\text{m}}{\text{s}}\right)^2}{2} \cdot 152 \frac{\text{kg}}{\text{s}} = 197710580 \text{ Watts} = 197711 \text{ kW}$$

3.4.1 Escenario No. 1 (1000 ppm).

Haciendo uso de la Ecuación 5, se calcula las pérdidas por fricción para el Escenario No. 1 @ 1000 ppm, como se detalla a continuación.

$$F = 0.043, L = 260000 \text{ m}, D = 0.6 \text{ m}, \vartheta = 0.68 \frac{\text{m}}{\text{s}}, m = 152 \frac{\text{kg}}{\text{s}}, Kc = 47.04$$

$$W = 4(0.043) \cdot \frac{260000 \text{ m}}{0.6 \text{ m}} \cdot 47.04 \cdot \frac{\left(0.68 \frac{\text{m}}{\text{s}}\right)^2}{2} \cdot 152 \frac{\text{kg}}{\text{s}} = 123210941.2 \text{ Watts} = 123211 \text{ kW}$$

3.4.2 Escenario No. 2 (1700 ppm).

Haciendo uso de la Ecuación 5, se calcula las pérdidas por fricción para el Escenario No. 2 @ 1700 ppm, como se detalla a continuación.

$$F = 0.042, L = 260000 \text{ m}, D = 0.6 \text{ m}, \vartheta = 0.68 \frac{\text{m}}{\text{s}}, m = 152 \frac{\text{kg}}{\text{s}}, Kc = 47.04$$

$$W = 4(0.042) \cdot \frac{260000 \text{ m}}{0.6 \text{ m}} \cdot 47.04 \cdot \frac{\left(0.68 \frac{\text{m}}{\text{s}}\right)^2}{2} \cdot 152 \frac{\text{kg}}{\text{s}} = 120345570.5 \text{ Watts} = 120346 \text{ kW}$$

3.4.3 Escenario No. 3 (1900 ppm).

Haciendo uso de la Ecuación 5, se calcula las pérdidas por fricción para el Escenario No. 3 @ 1900 ppm, como se detalla a continuación.

$$F = 0.04, L = 260000 \text{ m}, D = 0.6 \text{ m}, \vartheta = 0.68 \frac{\text{m}}{\text{s}}, m = 152 \frac{\text{kg}}{\text{s}}, Kc = 47.04$$

$$W = 4(0.04) \cdot \frac{260000 \text{ m}}{0.6 \text{ m}} \cdot 47.04 \cdot \frac{\left(0.68 \frac{\text{m}}{\text{s}}\right)^2}{2} \cdot 152 \frac{\text{kg}}{\text{s}} = 114614829.1 \text{ Watts} = 114615 \text{ kW}$$

3.4.4 Escenario No. 4 (2300 ppm).

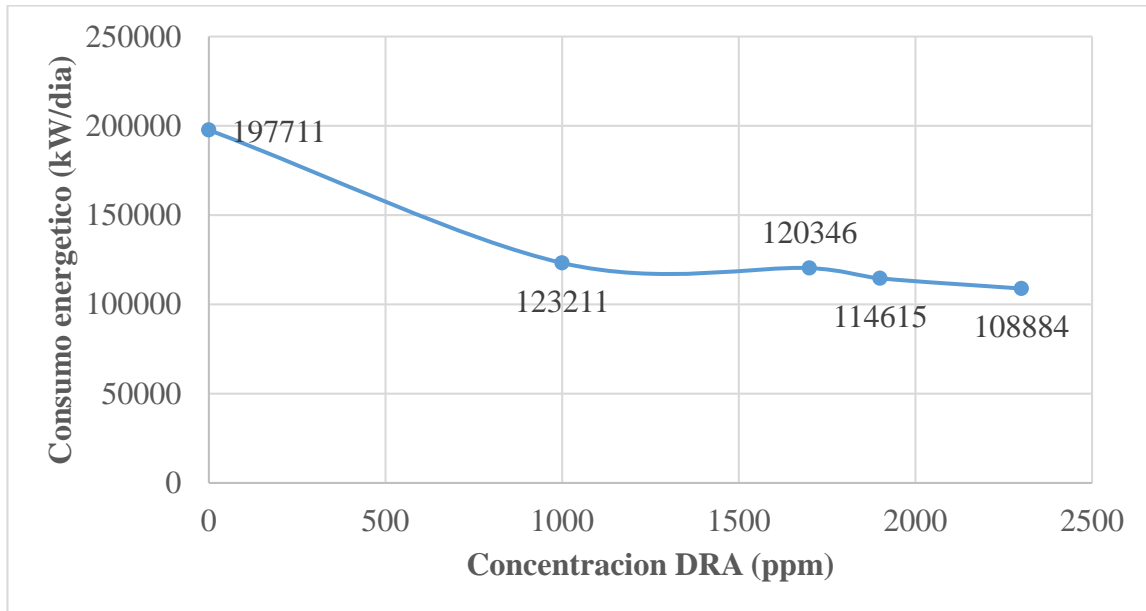
Haciendo uso de la Ecuación 5, se calcula las pérdidas por fricción para el Escenario No. 3 @ 2300 ppm, como se detalla a continuación.

$$F = 0.038, L = 260000 \text{ m}, D = 0.6 \text{ m}, \vartheta = 0.68 \frac{\text{m}}{\text{s}}, m = 152 \frac{\text{kg}}{\text{s}}, Kc = 47.04$$

$$W = 4(0.038) \cdot \frac{260000 \text{ m}}{0.6 \text{ m}} \cdot 47.04 \cdot \frac{\left(0.68 \frac{\text{m}}{\text{s}}\right)^2}{2} \cdot 152 \frac{\text{kg}}{\text{s}} = 108884087.6 \text{ Watts} = 108884 \text{ kW}$$

Figura 29.

Comportamiento del consumo energético mediante el uso de la ecuación de Bernoulli & Reynolds.



Nota. Valores de pérdidas de presión obtenidos a través del uso de las ecuaciones de Bernoulli, Reynolds, Fanning & Darcy-Weisbach.

En la figura No.29, observamos los todos los resultados de los escenarios planteados y del escenario inicial cuando el fluido no contenía ningún agente reductor, en primer lugar, se muestra una gran disminución en el consumo energético cuando hay presencia de agente reductor. El porcentaje de ahorro es de un 38% del escenario inicial @ 0 ppm al primer escenario @ 1000 ppm. Lo resultados de la figura No. 29 reflejan y confirman los resultados obtenidos a través de la simulación, donde para cada escenario hay una reducción aproximada de 38% @ 1000 ppm, 41% @ 1700 ppm, 44% @ 1900 ppm y 47% @ 2300 ppm con respecto al escenario inicial sin concentración de DRA. Por otro lado, aunque los cálculos son realizados manualmente a través de una serie de iteraciones, y las fórmulas utilizadas no toman en cuenta muchos factores como en el simulador, los resultados obtenidos difieren entre un 5% a 6% de los arrojados por el simulador Aspen HYSYS.

3.2 Análisis financiero de la aplicación del agente reductor de fricción extreme Power

En el territorio nacional, actualmente, las reservas probadas corresponden en gran parte a yacimientos de hidrocarburos de naturaleza pesada y extrapesada; además, es la Cuenca de los Llanos Orientales una de las que más producción aporta a las estadísticas del país, en donde la producción es de crudo pesado.

El Oleoducto de los Llanos, transporta un crudo de baja gravedad API (12° API), y alta viscosidad, por estas características se generan una serie de complicaciones operacionales que puede perjudicar el esquema de transporte. Dichas complicaciones repercuten en una reducción en los ingresos de la compañía, provenientes del volumen transportado de hidrocarburo. El flujo transportado del Oleoducto de los Llanos se encuentra en la actualidad aproximadamente en 185.000 barriles por día, la expectativa es disminuir los costos de energía asociados a las bombas utilizadas para el transporte del crudo.

Partiendo de lo anterior, se origina la necesidad de profundizar en las alternativas que permitan solucionar los problemas asociados al transporte de los recursos hidrocarburíferos provenientes del Oleoducto de los Llanos resultando así en el objetivo de este proyecto, aumentar la rentabilidad. En este capítulo, se plantea la evaluación financiera, mediante el indicador Valor Presente Neto (VPN) y Tasa Interna de Retorno (TIR), para determinar la viabilidad de aumentar la concentración del agente reductor utilizado actualmente para disminuir el costo energético asociado a las bombas que transportan el crudo y aumentar el ahorro que se tiene actualmente. Mediante pruebas de laboratorio y el análisis de una prueba aplicada sobre el oleoducto con concentraciones similares anteriormente, se pretende establecer la concentración adecuada del producto Extreme Power (agente reductor de fricción).

La evaluación financiera del proyecto se llevará a cabo considerando cinco escenarios, los cuales se evaluarán por el mismo periodo de tiempo (1 mes):

Escenario Actual: Las condiciones, equipos y procesos en la operación con los que se cuenta en la actualidad en el Oleoducto de los Llanos a 800 ppm

Escenario 1: Operación normal con la incorporación del aditivo reductor de fricción Extreme Power a una concentración de 1000 ppm

Escenario 2: Operación normal con la incorporación del aditivo reductor de fricción Extreme Power a una concentración de 1700 ppm

Escenario 3: Operación normal con la incorporación del aditivo reductor de fricción Extreme Power a una concentración de 1900 ppm

Escenario 4: Operación normal con la incorporación del aditivo reductor de fricción Extreme Power a una concentración de 2300 ppm

Tabla 7.

Comparación diferentes escenarios propuestos

| Concentración (ppm) | Flujo inyectado DRA (gal/h) | Energía consumida (kW/día) | Costo diario energía (USD) | Costo mensual energía (USD) |
|----------------------------|------------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|------------------------------------|
| 800 (actual) | 0.5 | 131.040 | \$251.596,8 | \$ 7.547.904 |
| 1000 | 1 | 125.370,03 | \$240.710,5 | \$ 7.221.315 |
| 1700 | 1.3 | 111.267,8 | \$213.634,2 | \$ 6.409.026 |
| 1900 | 1.7 | 108.460,9 | \$208.244,9 | \$ 6.247.347 |
| 2300 | 2 | 99.101,53 | \$190.274,9 | \$ 5.708.247 |

Nota: Comparación la energía consumida y el costo diario de las diferentes concentraciones utilizadas

Tabla 8.

Datos de costos de energía

| Concepto | Valor |
|---------------------|--------------|
| kW/h Campo Rubiales | \$ 270 COP |
| kW/h Campo Rubiales | \$ 0.08 USD |
| Costo DRA | 20 USD/Gal |
| 1 USD | \$ 3.500 COP |
| Barril Brent | \$ 48 USD |

Nota. Datos de costos energéticos en el Oleoducto de los Llanos.

3.2.1 Costos operacionales.

Los costos operacionales, representan todas las inversiones que la compañía debe llevar a cabo para garantizar la integridad de la operación. Los costos operacionales en una operación de transporte de hidrocarburos incluyen los aspectos asociados al aditivo aplicado, al servicio técnico y al consumo energético. A continuación, se especifican los costos operacionales aproximados de los cuatro escenarios a evaluar en el proyecto propuesto.

3.2.1.1 Escenario Actual

Para la estimación de los costos operacionales en el escenario actual se detallan los costos asociados en la en la tabla 9.

Tabla 9.

Costos operacionales @ 800 ppm

| Concepto | Cantidad | Valor mensual total (USD) |
|------------------|------------------|----------------------------------|
| Gasto energético | 3.931.200 kW/mes | \$ 7.547.904 |
| Agente reductor | 360 gal/mes | \$ 7.200 |
| Servicio técnico | 30 días | \$ 1.500 |
| | TOTAL | \$ 7.556.604 |

Nota. Costos Asociados a la Operación para el Escenario Actual

3.2.1.2 Escenario 1

Para la estimación de los Costos Operacionales para el Escenario 1, se deben estimar los costos por transporte asociados a la operación contemplando las condiciones en el Oleoducto si se incluyese la aplicación del agente reductor de fricción Extreme Power a una concentración de 1000 ppm.

Tabla 10.

Costos operacionales @ 1000 ppm

| Concepto | Cantidad | Valor mensual total (USD) |
|------------------|------------------|---------------------------|
| Gasto energético | 3.761.101 kW/mes | \$ 7.221.313 |
| Agente reductor | 720 gal/mes | \$ 14.400 |
| Servicio técnico | 30 días | \$ 1.500 |
| | TOTAL | \$ 7.237.213 |

Nota. Costos Asociados a la Operación para el Escenario 1

3.2.1.3 Escenario 2

Para la estimación de los Costos Operacionales para el Escenario 2, se deben estimar los costos por transporte asociados a la operación contemplando las condiciones en el Oleoducto si se incluyese la aplicación del agente reductor de fricción Extreme Power a una concentración de 1700 ppm.

Tabla 11.

Costos operacionales @ 1700 ppm

| Concepto | Cantidad | Valor mensual total (USD) |
|------------------|------------------|---------------------------|
| Gasto energético | 3.338.034 kW/mes | \$ 6.409.025 |
| Agente reductor | 936 gal/mes | \$ 18.720 |
| Servicio técnico | 30 días | \$ 1.500 |
| | TOTAL | \$ 6.429.245 |

Nota. Costos Asociados a la Operación para el Escenario 2

3.2.1.4 Escenario 3

Para la estimación de los Costos Operacionales para el Escenario 3, se deben estimar los costos por transporte asociados a la operación contemplando las condiciones en el Oleoducto si se incluyese la aplicación del agente reductor de fricción Extreme Power a una concentración de 1900 ppm.

Tabla 12.

Costos operacionales @ 1900 ppm

| Concepto | Cantidad | Valor mensual total (USD) |
|------------------|------------------|----------------------------------|
| Gasto energético | 3.253.830 kW/mes | \$ 6.247.353 |
| Agente reductor | 1224 gal/mes | \$ 24.480 |
| Servicio técnico | 30 días | \$ 1.500 |
| | TOTAL | \$ 6.273.333 |

Nota. Costos Asociados a la Operación para el Escenario 3.

3.2.1.5 Escenario 4.

Para la estimación de los Costos Operacionales para el Escenario 4, se deben estimar los costos por transporte asociados a la operación contemplando las condiciones en el Oleoducto si se incluyese la aplicación del agente reductor de fricción Extreme Power a una concentración de 2300 ppm.

Tabla 13.

Costos operacionales @ 2300 ppm

| Concepto | Cantidad | Valor mensual total (USD) |
|------------------|------------------|----------------------------------|
| Gasto energético | 2.973.046 kW/mes | \$ 5.708.248 |
| Agente reductor | 1440 gal/mes | \$ 28.800 |
| Servicio técnico | 30 días | \$ 1.500 |
| | TOTAL | \$ 5.738.548 |

Nota. Costos Asociados a la Operación para el Escenario 4.

3.3 Evaluación de Ingresos

Para facilidad en los cálculos de los ingresos del proyecto, se mantendrá un precio constante para el crudo de referencia para Colombia (Brent) durante el periodo a evaluar de 1 mes, se hará un estimado de los ingresos que obtendrá la compañía operadora por la comercialización de los hidrocarburos transportados por el Oleoducto de los Llanos (Tabla 14).

Tabla 14.

Precio de Venta (Brent)

| | |
|-----------------|----|
| Periodo Mensual | 1 |
| USD/ Barril | 48 |

Nota. Precio promedio de venta para crudo Brent. Tomado de Banco Mundial. Commodity Markets, 2020.

Las regalías son una contraprestación económica que debe pagarse al Estado por causa de la explotación de un recurso natural con características no renovables. Las regalías se subdividen en: directas, pagándose éstas a las entidades territoriales donde se hace la explotación del recurso natural, e indirectas, las cuales se destinan exclusivamente a proyectos regionales. [14]

El pago de las regalías debe ser de acuerdo con el volumen de los hidrocarburos líquidos producidos diariamente. Sobre esta producción, está establecido que se debe tomar en cuenta un porcentaje del 8%; de esta forma se calculan los valores netos con los que se realizará la evaluación económica del proyecto. Los aspectos concernientes al pago de regalías, se encuentran especificados a detalle en la Ley 756 de 2002 en el Artículo 16. [15]

A continuación, la Tabla 15 muestra el cálculo de las producciones netas, según el respectivo pago de regalías para el Escenario Actual (800 ppm). Por sugerencia de la compañía, se hace un aumento estimado del 3.5% para cada concentración, esto debido el agente reductor posee características como mejorador de flujo. Adicionalmente, se presentan los ingresos según los datos respectivos de caudal transportado.

Tabla 15.

Ingresos @ 800 ppm

| Periodo (Mensuales) | 1 |
|--------------------------------|----------------|
| Producción (bls) | 5.569.200 |
| Regalías 8% (bls) | 445.536 |
| Producción neta (bls) | 5.123.664 |
| Precio de venta (USD) | \$ 48 |
| Ingresos (USD) | \$ 245.935.872 |

Nota. Producción neta e ingresos totales para escenario actual.

A continuación, la Tabla 16 muestra el cálculo de los ingresos totales, a partir de las producciones netas, según el respectivo pago de regalías para el Escenario 1.

Tabla 16.

Ingresos @ 1000 ppm

| Periodo (Mensuales) | 1 |
|--------------------------------|----------------|
| Producción (bls) | 7.518.420 |
| Regalías 8% (bls) | 601.473,6 |
| Producción neta (bls) | 6.916.946,4 |
| Precio de venta (USD) | \$ 48 |
| Ingresos (USD) | \$ 332.013.427 |

Nota. Producción neta e ingresos totales para escenario No. 1

A continuación, la Tabla 17 muestra el cálculo de los ingresos totales, a partir de las producciones netas, según el respectivo pago de regalías para el Escenario 2.

Tabla 17.

Ingresos @ 1700 ppm

| Periodo (Mensuales) | 1 |
|--------------------------------|----------------|
| Producción (bls) | 10.149.867 |
| Regalías 8% (bls) | 811.989,36 |
| Producción neta (bls) | 9.337.877,6 |
| Precio de venta (USD) | \$ 48 |
| Ingresos (USD) | \$ 448.218.127 |

Nota. Producción neta e ingresos totales para escenario No. 2

A continuación, la Tabla 18 muestra el cálculo de los ingresos totales, a partir de las producciones netas, según el respectivo pago de regalías para el Escenario 3.

Tabla 18.

Ingresos @ 1900 ppm

| Periodo (Mensuales) | 1 |
|--------------------------------|----------------|
| Producción (bls) | 13.702.320,5 |
| Regalías 8% (bls) | 1.096.185,6 |
| Producción neta (bls) | 12.606.135 |
| Precio de venta (USD) | \$ 48 |
| Ingresos (USD) | \$ 605.094.471 |

Nota. Producción neta e ingresos totales para escenario No. 3

A continuación, la Tabla 19 muestra el cálculo de los ingresos totales, a partir de las producciones netas, según el respectivo pago de regalías para el Escenario 4.

Tabla 19.

Ingresos @ 2300 ppm

| Periodo (Mensuales) | 1 |
|--------------------------------|----------------|
| Producción (bls) | 18.498.132,6 |
| Regalías 8% (bls) | 1.479.850,6 |
| Producción neta (bls) | 17.018.282 |
| Precio de venta (USD) | \$ 48 |
| Ingresos (USD) | \$ 816.877.536 |

Nota. Producción neta e ingresos totales para escenario No. 4

3.4 Evaluación financiera

Para determinar la viabilidad financiera de la aplicación del aditivo reductor de fricción Extreme Power en el Oleoducto de los Llanos, se considerarán los indicadores VPN y TIR inicialmente propuestos. Adicionalmente, se presenta la inversión mensual requerida de DRA para cada escenario propuesto.

Tabla 20.

Inversión mensual requerida

| Concentración (ppm) | Flujo inyectado (gal/hr) | Inversión requerida (USD) |
|--------------------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|
| 800 | 0.5 | \$ 12.600 |
| 1000 | 1 | \$ 25.200 |
| 1700 | 1.3 | \$ 32.760 |
| 1900 | 1.7 | \$ 42.480 |
| 2300 | 2 | \$ 50.400 |

Nota. Inversión mensual requerida para concentración actual y concentraciones propuestas.

3.4.1 Tasa Interna de Retorno (TIR)

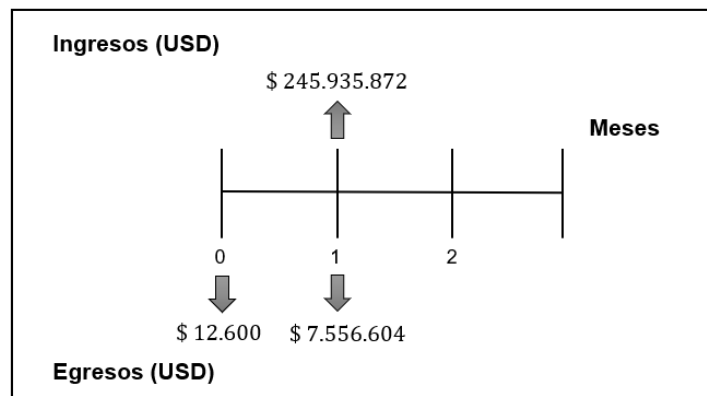
Para efectos de cálculo para el Valor Presente Neto (VPN) para el proyecto propuesto, se escogió una tasa del 15% de retorno. Esta tasa fue recomendada por parte de ODL, pues es el valor con el cual evalúan internamente los proyectos de inversión en la compañía.

3.4.2 Valor presente neto (VPN)

A continuación, se presenta el Flujo de Caja referente a las condiciones del escenario actual. Se detallan los ingresos y los egresos totales respectivos

Figura 29.

Escenario Actual @ 800 ppm



Nota. Diagrama de flujo de caja neto escenario actual.

Haciendo uso de la Ecuación No. 2, se calcula el Valor Presente Neto para el Escenario actual, como se detalla a continuación.

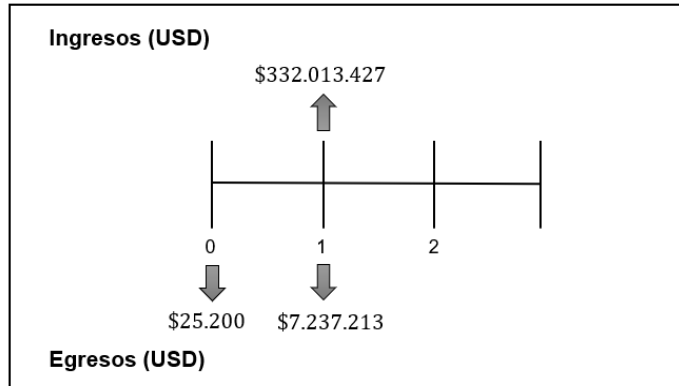
$$VPN_{(actual)} = -\$ 12.600 + \frac{\$ 245.935.872 - \$ 7.556.604}{(1 + 15\%)^1} = \$ 207.273.720 \text{ USD}$$

3.4.2.1 Escenario 1.

Se determina el valor del flujo de caja neto respectivo de la evaluación del proyecto haciendo uso de la Ecuación No. 3. A continuación, se presenta el Flujo de Caja referente a las condiciones del escenario 1.

Figura 30.

Escenario No. 1 @ 1000 ppm



Nota. Diagrama de flujo de caja neto escenario 1

Haciendo uso de la Ecuación No.2, se calcula el Valor Presente Neto para el Escenario 1, como se detalla a continuación.

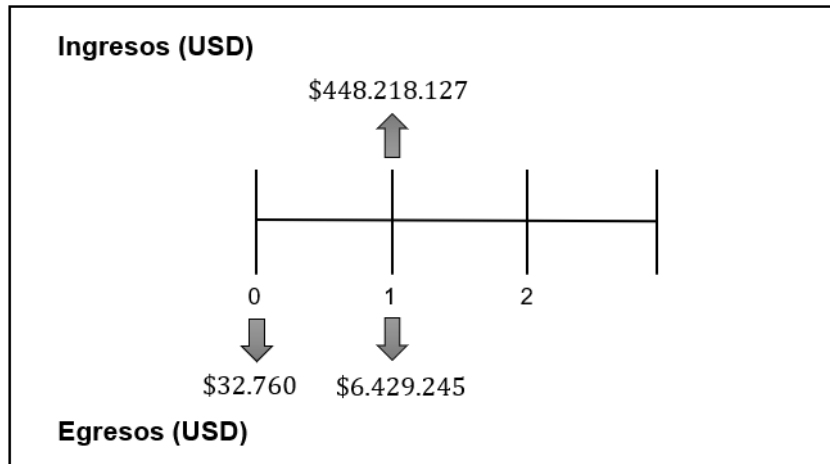
$$VPN_{(1000\text{ ppm})} = -\$ 25.200 + \frac{\$ 332.013.427 - \$ 7.237.213}{(1 + 15\%)^1} = \$ 282.388.899 \text{ USD}$$

3.4.2.2 Escenario 2.

Se determina el valor del flujo de caja neto respectivo de la evaluación del proyecto haciendo uso de la Ecuación No.3. A continuación, se presenta el Flujo de Caja referente a las condiciones del escenario 2.

Figura 31.

Escenario No. 2 @ 1700 ppm



Nota. Diagrama de flujo de caja neto escenario 2

Haciendo uso de la Ecuación No.2, se calcula el Valor Presente Neto para el Escenario 2, como se detalla a continuación.

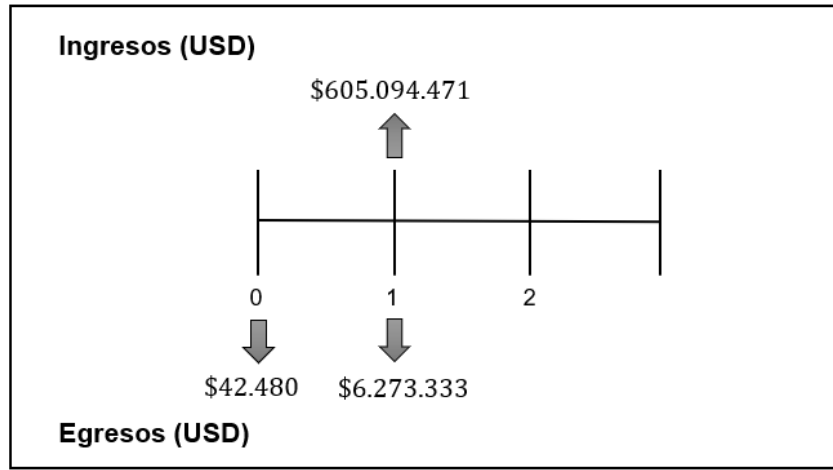
$$VPN_{(1700\text{ ppm})} = -\$ 32.760 + \frac{\$ 448.218.127 - \$ 6.429.245}{(1 + 15\%)^1} = \$ 384.131.485 \text{ USD}$$

3.4.2.3 Escenario 3.

Se determina el valor del flujo de caja neto respectivo de la evaluación del proyecto haciendo uso de la Ecuación No.3. A continuación, se presenta el Flujo de Caja referente a las condiciones del escenario 3.

Figura 32.

Escenario No. 3 @ 1900 ppm



Nota. Diagrama de flujo de caja neto escenario 3

Haciendo uso de la Ecuación No.2, se calcula el Valor Presente Neto para el Escenario 3, como se detalla a continuación.

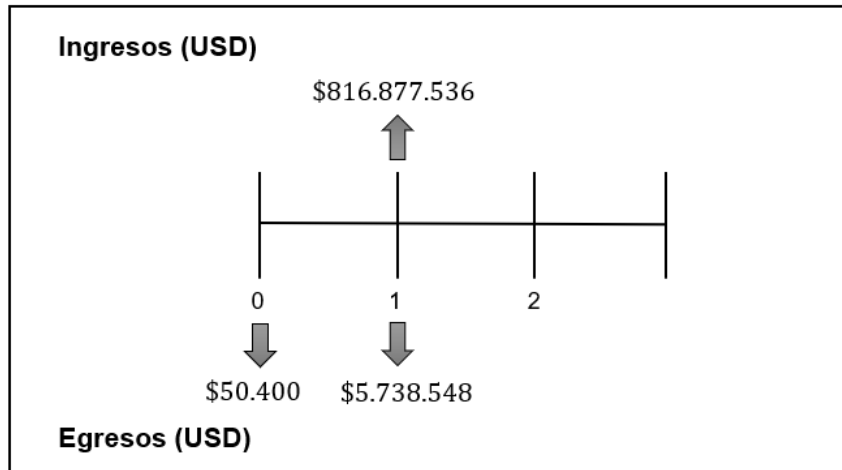
$$VPN_{(1900\text{ ppm})} = -\$ 42.480 + \frac{\$ 605.094.471 - \$ 6.273.333}{(1 + 15\%)^1} = \$ 520.671.233 \text{ USD}$$

3.4.2.4 Escenario 4.

Se determina el valor del flujo de caja neto respectivo de la evaluación del proyecto haciendo uso de la Ecuación No.3. A continuación, se presenta el Flujo de Caja referente a las condiciones del escenario 4.

Figura 33.

Escenario No. 4 @ 2300 ppm



Nota. Diagrama de flujo de caja neto escenario 4

Haciendo uso de la Ecuación No.2, se calcula el Valor Presente Neto para el Escenario 4, como se detalla a continuación.

$$VPN_{(2300\text{ ppm})} = -\$ 50.400 + \frac{\$ 816.877.536 - \$ 5.738.548}{(1 + 15\%)^1} = \$ 705.287.850 \text{ USD}$$

CONCLUSIONES

El agente reductor de fricción Extreme Power generó una disminución considerable en la viscosidad del crudo del Oleoducto de los Llanos Orientales, debido a que encontramos que el escenario No. 1 y No. 2 tienen una reducción de las viscosidades del 5% y 15% respecto a la concentración actual a 800 ppm, mientras que los escenarios No. 3 y No. 4 presentan un ahorro del 17% y 24% en comparación a escenario actual, lo cual hace más atractivas estas concentraciones para los intereses del proyecto.

Tras modelar el sistema del Oleoducto de forma virtual en el software Aspen HYSYS, y teniendo en cuenta el beneficio del agente reductor de fricción, se cuantificó unas pérdidas por fricción de 689.684,21 kPa para el escenario actual a 800 ppm. En el escenario No.1 a 1000 ppm, 659.842,49 kPa, mientras que el escenario No. 2 de 1700 ppm se redujo a 585.620 kPa. Adicionalmente el escenario No. 3 obtuvo un valor de 570.847,32 kPa y por ultimo el escenario No. 4 521.587,01 kPa. Es notorio que, el escenario más atractivo es el No. 4 a 2300 ppm.

Se demostró a través de la ecuación de Bernoulli & Reynolds, que el agente reductor Extreme Power mejora el movimiento del flujo de un régimen turbulento a uno laminar, obteniendo una disminución considerable, alrededor de un 47%, en términos en ahorro de consumo de energía cuando se aplica la concentración No. 4 @ 2300ppm.

Como resultado de la evaluación financiera previamente realizada, es notable que la opción más provechosa para la compañía, tomando como referencia un periodo de un (1) mes, es el de aplicar el agente reductor Extreme Power a la concentración de 2300 ppm (Escenario 4). En los 4 escenarios en donde se incorpora la aplicación del agente reductor Extreme Power, los costos operacionales adicionales en los que se incurre por la adición del aditivo son recuperados en el mismo periodo de tiempo. Esto se ve ratificado en los flujos de caja netos, los cuales son positivos.

El Valor Presente Neto para el Escenario Actual equivale a \$ 207.273.720 USD, para el Escenario 1 es \$ 282.388.899 USD, para el Escenario 2 es \$ 384.131.485USD, para el Escenario 3 es \$ 520.671.233 USD y para el Escenario 4 es \$ 705.287.850 USD.

Realizar un tratamiento químico con un reductor agente reductor de fricción no requiere tener en consideración un aumento significativo en los costos operativos; sin embargo, el ahorro es notable y respalda cómodamente este gasto adicional.

Este estudio de los mecanismos de reducción de fricción en las tuberías del transporte de crudo pesado, sirve como base a futuros proyectos basados en el uso de los agentes poliméricos en el propio Equipo de Perdidas por fricción, debido a que se tienen datos como concentración de funcionamiento y de la mejor concentración para este agente reductor de fricción.

BIBLIOGRAFIA

- [1] PAVCO, «Pavco Wavin,» 03 04 2018. [En línea]. Available: <https://pavcowavin.com.co/uso-de-agentes-reductores-de-arrastre-para-facilitar-el-bombeo-de-crudos>. [Último acceso: 18 03 2020].
- [2] BICENTENARIO, «Bicentenario,» 05 07 2016. [En línea]. Available: <https://www.bicentenario.com.co/index.php/quienes-somos-2/el-oleoducto>. [Último acceso: 29 02 2020].
- [3] DNP, «Departamento Nacional de Planeacion,» 24 04 2015. [En línea]. Available: <https://www.dnp.gov.co/programas/transportes/Paginas/Transporte-v%C3%ADas-comunicaciones-energ%C3%ADa-miner%C3%ADa-e-hidrocarburos.aspx>. [Último acceso: 20 04 2020].
- [4] ODL, «Oleoducto de los Llanos Orientales,» 27 10 2014. [En línea]. Available: <https://www.bicentenario.com.co/index.php/18-quienes-somos>. [Último acceso: 25 02 2020].
- [5] ELTIEMPO, «El TIEMPO,» 14 09 2009. [En línea]. Available: <https://www.eltiempo.com/archivo/documento/CMS-6100248>. [Último acceso: 03 05 2020].
- [6] WILABR, «Portafolio.com,» 16 09 2009. [En línea]. Available: <https://www.portafolio.co/economia/finanzas/pais-rumbo-700-000-barriles-172138>. [Último acceso: 06 03 2020].
- [7] ODL, «Oleoducto de los Llanos Orientales,» 14 10 2016. [En línea]. Available: <https://docplayer.es/36768798-Manual-del-transportador-odl-mn-005-manual-del-transportador-oleoducto-de-los-llanos-orientales-s-a-sucursal-colombia-odl-mn-005.html>. [Último acceso: 26 05 2020].
- [8] J. Vélez, «SciELO,» 05 12 2005. [En línea]. Available: https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-07642005000200012. [Último acceso: 03 07 2020].
- [9] M. Moshfeghian, «PetroSkills,» 22 07 2015. [En línea]. Available: <http://www.jmcampbell.com/tip-of-the-month/spanish/?p=1452>. [Último acceso: 05 06 2020].
- [10] J. E.-C. C. A. L.-C. Sergio Arturo Remolina-Campos, «Revista ION,» 19 05 2019. [En línea]. Available: <http://www.scielo.org.co/pdf/rion/v32n1/2145-8480-rion-32-01-35.pdf>. [Último acceso: 07 07 2020].
- [11] H. P. Montiel, «Universidad Autónoma del Estado de Hidalgo,» 08 05 2011. [En línea]. Available: <https://www.uaeh.edu.mx/scige/boletin/prepa4/n4/m14.html>. [Último acceso: 13 06 2020].
- [12] A. M. Domingo, «Universidad Politecnica de Madrid,» 01 07 2011. [En línea]. Available: <http://oa.upm.es/6934/1/amd-apuntes-fluidos.pdf>. [Último acceso: 15 07 2020].
- [13] ILCE, «Instituto Latinoamericano de la Comunicación Educativa,» 24 06 2007. [En línea]. Available: http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen3/ciencia3/115/html/sec_8.htm. [Último acceso: 15 04 2020].
- [14] C. G. d. l. Republica, «Contraloria General de la Republica,» 25 01 2011. [En línea]. Available: <https://www.contraloria.gov.co/web/regalias#:~:text=%C2%BFQue%20son%20las%20Regal>

%C3%ADas%3F,la%20producci%C3%B3n%20de%20petr%C3%B3leo%20crudo . [Último acceso: 05 12 2020].

- [15] D. N. d. Planeacion, «Funcionpublica.gov,» 25 06 2002. [En línea]. Available: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=9154>. [Último acceso: 04 12 2020].