

Evaluación Técnico-Financiera de la Implementación de Diluyentes en un Campo de Crudo Pesado Colombiano

Laura Lisseth Monsalve Herrera, Luis Carlos Pinzón Jaimes

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniero de Petróleos

Director:

**Cesar Augusto Pineda Gómez
Ingeniero de Petróleos**

Codirector:

**Gustavo Andrés Valle Tamayo
Ingeniero de Petróleos**

**Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Físicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Bucaramanga**

2018

Dedicatoria

*A Dios, por sus bendiciones, su amor y la sabiduría
para culminar con éxito una etapa más en mi vida.*

*A mis padres, Oscar y Lucía, por ser mí ejemplo a seguir,
por su inmenso amor y su gran apoyo en cada paso que doy.*

*A mi hermano, Daniel, por
toda su colaboración y su cariño.*

*A mi querida Rossy, por sus oraciones, por
sus consejos y por ser una voz de aliento.*

*A mi querido nono, Hipólito Herrera (QEPD), por
su gran ejemplo, sus consejos y su cariño.*

*A ti, mi tierno y dulce Omar Quiñonez, por tu gran amor, por
alegrar mis días, por tu apoyo incondicional y cooperación.*

A ustedes familia.

*A mis amigos, amigas, vecinos, vecinas,
conocidos por sus voces de ánimo.*

Laura Lisseth Monsalve Herrera

Dedicatoria

A Dios, por todo lo que me ha brindado en esta vida, a mi madre por ser la mujer que da soporte a mi vida por ser la que se ha esforzado contra el destino y las estadísticas y me lo ha dado todo, que poco o mucho, ha sido más que suficiente porque ella se merece todo mi esfuerzo y mucho más, porque es y siempre será la mujer que me dio la vida y me inició en mi propósito en la misma, a mi padre porque a pesar de nuestras diferencias ambos sabemos que nos parecemos demasiado, somos un espejo el uno del otro pero con nuestras diferencias que nos hacen valiosos para nosotros y para el mundo, a mi hermanita Ana María por ser una de mis razones de vida y orgullo, por ser la que entiende todos nuestros chistes, rarezas y momentos juntos, nuestras peleas y nuestras alegrías, a mi nonita Ofelina (Q.E.P.D) a quién le dedico todas mis victorias en la vida y quien me enseñó a tener un alma de acero pero con un buen corazón; finalmente, debo agradecer a todos mis familiares y amigos, ellos han hecho de mí lo que soy en estos momentos y porque han estado ahí cuando más los he necesitado y han estado ahí para celebrar los frutos del triunfo, de todos llevo una parte en mi corazón y mi mente. Sencillamente, lo dedico a todos los que me han soportado en mis momentos estresantes, en mis momentos difíciles, en mis momentos divertidos y de torpezas, en mis momentos felices y de gozo, al espíritu santo por todos los momentos de epifanía que me brindó durante toda mi carrera y este trabajo y por la fuerza de voluntad y disciplina de la que me brindó para sacar todos mis proyectos adelante, a pesar de las tribulaciones, a pesar de las circunstancias.

Se lo dedico a todos ellos porque son por y para quienes hago mi trabajo, porque son la razón de que cada día me levante para luchar por un mundo nuevo, por un mundo mejor.

Luis Carlos Pinzón Jaimés

Agradecimientos

Al ingeniero, Cesar Pineda Gómez, director del presente proyecto de grado, por el acompañamiento, los consejos y las recomendaciones durante el desarrollo de este trabajo.

Al ingeniero, Gustavo Valle Tamayo, codirector del presente proyecto de grado, por el compromiso, el apoyo incondicional y por el tiempo dedicado a este trabajo.

A la Universidad Industrial de Santander, por brindarnos la oportunidad de tener una formación integral y un crecimiento personal y profesional.

A cada uno de los profesores e ingenieros que contribuyeron en la realización del presente trabajo de grado.

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE DILUYENTES EN UN CAMPO DE CRUDO PESADO COLOMBIANO*

AUTORES: LAURA LISSETH MONSALVE HERRERA, LUIS CARLOS PINZÓN JAIMES**

PALABRAS CLAVES: DILUCIÓN, CRUDO PESADO, DILUYENTES, TRANSPORTE, METODOLOGÍA, SIMULACIÓN, HYSYS.

DESCRIPCIÓN:

El proceso de extracción y transporte de hidrocarburos pesados y extra pesados lleva consigo varios retos que se han explorado con los años, una de las técnicas básicas para el transporte de los hidrocarburos pesados, que se ha implementado con mayor éxito alrededor del mundo, es la dilución de crudos pesados con diferentes componentes que permitan reducir su viscosidad y facilitar su flujo a través de tuberías; los materiales diluyentes son diversos, sin embargo, en el caso Colombiano se ha implementado en gran medida el uso de la Nafta.

El presente trabajo expone una recopilación realizada de diversos estudios con varios tipos de diluyentes, empleando para este fin una metodología específica de mapeo sistemático de la información disponible en diversas bases de datos académicas internacionales; anexo a esto se realiza una selección mediante una matriz de priorización de Pugh de cuatro tipos de diluyentes que se simulan en el software de Aspen Hysys, esto con el fin de evaluar técnico-financieramente la implementación y desempeño de diversos diluyentes para un crudo pesado de un campo del oriente colombiano.

Esta investigación constituye una herramienta básica de consulta para los estudiantes de Ingeniería de Petróleos, así como para los profesionales que pretenden mejorar, implementar o profundizar en los conocimientos del transporte de crudos pesados mediante el método de dilución.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
Director: Cesar Augusto Pineda Gómez, Ingeniero de Petróleos.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL AND FINANCIAL EVALUATION OF THE DILUENTS IMPLEMENTATION IN A COLOMBIAN HEAVY OIL FIELD*

AUTHORS: LAURA LISSETH MONSALVE HERRERA, LUIS CARLOS PINZÓN JAIMES**

KEYWORDS: DILUTION, HEAVY OIL, DILUENTS, TRANSPORT, METODOLOGY, SIMULATION, HYSYS.

DESCRIPTION:

The process of extraction and transportation of heavy and extra heavy crude oil bring some challenges that have been explored along the years, one of the basic techniques in the heavy oil transportation that have been implemented with success around the world is the heavy oil dilution with different components that allow to reduce the viscosity and ease the flow through pipeline. The diluents are diverse, however, in the Colombian case it has been implemented to a large degree the use of Naphtha.

The present work exposes a recompilation made about different studies with different types of diluents, using for this purpose a specific systematic mapping study of the information available in different academic database. Besides of this, is selected through a prioritization Pugh's matrix of four types of diluents that are simulated in the software Aspen Hysys, this is with the purpose to evaluate in a technical-financial way the implementation and performance of different diluents in the case of a heavy crude oil in the case of a field in the Colombian east.

This investigation establishes a basic consulting tool for petroleum engineering studies and the engineers who pretend enhance, implement or investigate about the heavy oil transportation using the dilution technique.

* Bachelor Thesis

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
Director: Cesar Augusto Pineda Gómez, Ingeniero de Petróleos.

Tabla de contenido

Introducción	15
1. Generalidades del Proceso de Dilución en Crudos Pesados	17
1.1. Sinopsis	17
1.2. Dilución.....	18
1.2.1. Ventajas y Desventajas	19
1.2.2. Problemas Operacionales.....	20
1.2.3. Inyección del Diluyente.	21
1.3. Tipos de Diluyentes	22
1.4. Parámetros Técnicos que Afectan el Proceso de Dilución	23
1.4.1. Viscosidad	24
1.4.2. Temperatura	24
1.4.3. Compatibilidad.....	25
1.4.4. Porcentaje de diluyente.	26
1.4.5. Volatilidad.....	26
1.4.6. Regímenes de Flujo.....	27
1.4.7. Presión	30
1.4.8. Disponibilidad.....	31
2. Caso de Estudio.....	32
2.1. Sinopsis	32
2.2. Generalidades.....	33
2.3. Propiedades Petrofísicas	34
2.4. Propiedades del crudo	36
3. Selección de diluyentes.....	38
3.1. Sinopsis	38
3.2. Metodología de selección del diluyente.....	39
3.2.1. Búsqueda de Información	39
3.2.2. Proceso de Screening	44
3.2.3. Estadísticas de la Investigación y Resultados.....	47
4. Análisis Técnico.....	58
4.1. Sinopsis	58
4.2. Metodología.....	59

4.3. Propiedades del Crudo Pesado y los Diluyentes.....	60
4.3.1. Crudo Pesado	60
4.3.2. Tolueno	61
4.3.3. Condensado.....	61
4.3.4. Xileno	61
4.3.5. Nafta	61
4.4. Geometría de la línea de flujo.....	63
4.5. Procedimiento de Simulación en Herramienta Software.....	65
4.5.1. Consideraciones del Modelo Conceptual.....	65
4.5.2. Composición	66
4.5.3. Paquete de Fluidos	67
4.5.4. Diagrama de flujo del proceso (PFD)	68
4.6. Análisis de Resultados	70
4.6.2. Comportamiento de la gravedad API de la mezcla.....	71
4.6.3. Elección del porcentaje de diluyente óptimo	71
4.6.4. Perfil de Presión y Temperatura en la línea de flujo.....	72
5. Análisis Financiero	73
5.1. Sinopsis	73
5.2. Costos de Inversión Inicial (CAPEX).....	73
5.2.1. Costo Total de Cada Equipo	74
5.2.2. Costo de Inversión Total.....	74
5.3. Costos de Operación (OPEX)	75
5.3.1. Costos de Materia Prima.....	75
5.3.2. Costos de Mantenimiento	75
5.3.3. Costos de Mano de Obra.....	76
5.3.4. Costo Total de Operación	76
5.4. Factibilidad del Proyecto	77
5.5. Matriz de Selección de Diluyente Óptimo.....	78
5.6. Resumen Metodológico	81
6. Conclusiones.....	83
7. Recomendaciones	85
Referencias Bibliográficas	86

Lista de Tablas

Tabla 1. Tipos de diluyentes.	22
Tabla 2. Especificaciones de variables de la ecuación 5.	29
Tabla 3. Definición de variables para la ecuación 7	30
Tabla 4. Propiedades y parámetros operativos del campo castilla.....	36
Tabla 5. Caracterización general del crudo castilla.	37
Tabla 6. Preguntas de investigación y su descripción.....	40
Tabla 7. Bases de datos electrónicas incluidas en el estudio de mapeo.....	42
Tabla 8. Palabras clave usadas en la búsqueda de información.....	42
Tabla 9. Criterios de inclusión y exclusión en el estudio de mapeo sistemático.	46
Tabla 10. Resultados de la prueba ASTM D2887.	60
Tabla 11. Composición del destilado final (light ends).	60
Tabla 12. Otras propiedades del crudo.	61
Tabla 13. Propiedades de la nafta empleada en la simulación.....	61
Tabla 14. Propiedades generales de la nafta empleada en la simulación.....	62
Tabla 15. Destilación ASTM D-86 de la nafta.	62
Tabla 16. Especificaciones técnicas de las tuberías involucradas en el modelo conceptual y variables operacionales utilizadas en la simulación.	63
Tabla 17. Consideraciones iniciales del modelo conceptual simulado.....	66
Tabla 18. Costo total de cada equipo	74
Tabla 19. Costos de materia prima.	75
Tabla 20. Costo total de operación.	76
Tabla 21. Factibilidad del proyecto.	77

Lista de Figuras

Figura 1. Estadísticas reservas de crudo en el mundo	16
Figura 2. Viscosidad del crudo diluido vs fracción volumétrica de diluyente.....	19
Figura 3. Esquema de facilidades de superficie para la implementación de diluyentes en cabeza de pozo.	22
Figura 4. Esquema de facilidades de superficie en el manifold general de la estación.	22
Figura 5. Comportamiento de la viscosidad de una mezcla de hidrocarburos con respecto a la concentración de diesel.....	24
Figura 6. Localización del campo castilla tomada de la herramienta online google earth	33
Figura 7. Diagrama crono estratigráfico de la cuenca llanos orientales	35
Figura 8. Procedimiento de ejecución del estudio de mapeo/ screening sistemático en fases y tareas	45
Figura 9. Resultados del estudio de búsqueda y selección de estos.....	48
Figura 10. Gráficas de estadísticas de número de estudios de diluyentes en la línea de tiempo, aplicable a 150 estudios escogidos según los filtros de selección.	49
Figura 11. Estadística de número de estudios por diluyente.....	49
Figura 12. Estadísticas por país vs % de número de estudios diluyentes de crudo pesado.	50
Figura 13. Estadísticas de estudios relación país-año.	51
Figura 14. Estadística bases de datos vs número de estudios	52
Figura 15. Eficiencia de los diluyentes.	53
Figura 16. Matriz screening	54
Figura 17. Matriz puntaje.....	56
Figura 18. Matriz porcentaje.....	57
Figura 19. Matriz ponderado.....	57
Figura 20. Criterio de selección final.....	58
Figura 21 . Geometría de la línea de flujo planteada para el modelo conceptual de simulación en el caso de que no exista evaporación del diluyente.	63
Figura 22. Ingreso de datos de composición al software aspen hysys v8.8.....	67

Figura 23. Selección e ingreso del paquete de fluidos peng-robinson al software aspen hysys v8.8.	67
Figura 24. PFD del caso base-flujo de sólo crudo desde pozo hasta el separador.....	68
Figura 25. PFD del caso de simulación con nafta líquida.....	68
Figura 26. PFD del caso de simulación con tolueno.....	69
Figura 27. PFD del caso de simulación con xileno.....	69
Figura 28. PFD del caso de simulación con condensado.....	69
Figura 29. Gráfica de porcentaje de diluyente vs viscosidad.....	70
Figura 30. Gráfica de porcentaje de diluyente vs ρ_{api} de la mezcla.	71
Figura 31. Perfil de presión promedio del modelo de línea conceptual de flujo.	72
Figura 32. Perfil de temperatura promedio del modelo de línea conceptual de flujo.	72
Figura 33. Matriz screening para selección de diluyente óptimo	79
Figura 34. Matriz puntaje para selección de diluyente óptimo.....	80
Figura 35. Matriz porcentaje para selección de diluyente óptimo	80
Figura 36. Matriz ponderada para selección de diluyente óptimo	80
Figura 37. Criterio de selección final.....	81
Figura 38. Resumen metodológico de la investigación.	82

Lista de Apéndices

(Ver apéndices adjuntos en el CD y pueden ser visualizados en la Base de Datos de la Biblioteca UIS)

Apéndice a. Bases de datos de los estudios consultados.

Apéndice b. Matriz de selección de diluyentes basados en el estudio bibliométrico y estadístico.

Apéndice c. Simulación Diluyentes en Aspen Hysys V8.8

Apéndice d. Gráficas de Viscosidad del crudo Vs Porcentaje de diluyente simulado.

Apéndice e. Evaluación financiera.

Apéndice f. Matriz de selección de diluyente óptimo.

Introducción

Debido a la marcada disminución de las reservas de crudo liviano en las últimas décadas, los crudos pesados y extra pesados han obtenido un mayor interés por parte de la industria petrolera (British Petroleum, 2016). Este tipo de recursos representan aproximadamente el 70% de las reservas de petróleo en el mundo, según estadísticas de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (figura 1). Sin embargo, la explotación de los recursos de crudo pesado y extra pesado en los mercados internacionales de energía enfrenta serias dificultades que requieren ciertos avances tecnológicos en la producción, refinación y transporte (Ghannam, et al., 2012, pp. 122-128).

El transporte es uno de los principales desafíos que tiene la industria petrolera para el aprovechamiento de estos recursos. Estos retos se presentan debido a las características que posee el crudo pesado como la alta viscosidad, que va desde miles a millones de centipoises (10^3 a 10^6 cp.) y la baja gravedad API (crudos pesados menor a 20 API, extra pesados menor a 10 API), que derivan una baja movilidad y baja fluidez combinadas con la alta presencia de asfáltenos, la baja proporción de componentes de bajo peso molecular y la presencia de alto contenido de sulfuro, sales y metales como el níquel y el vanadio (García, et al., 2010).

De las diversas formas que existen para garantizar el transporte de los hidrocarburos (i.e. buques, tanques, trenes, oleoductos y poliductos), el transporte a través de tubería es la forma más conveniente y económica. Los métodos para el transporte de crudo pesado por tubería generalmente se clasifican en dos grandes categorías: (1) Reductores de Viscosidad, como mejoramiento térmico, emulsificación y dilución. y (2) Reductores de Fricción, como flujo anular corazón (o CF por sus siglas en inglés) (Camacho & Cámara, 2014).

Uno de los métodos más antiguos para reducir la viscosidad de los crudos pesados es la dilución. En la mayoría de los campos de crudo pesado en Colombia, se implementa la dilución como una técnica efectiva para mejorar el transporte de hidrocarburo, su fundamento está en mezclar un crudo pesado con uno de mayor gravedad $^{\circ}$ API o con un solvente y así reducir la viscosidad y la densidad del crudo original para facilitar su posterior desplazamiento (Martínez-Palou, et al., 2011).

El presente proyecto de grado tiene como finalidad analizar la temática del transporte de hidrocarburos pesados enfocado en el desarrollo de una metodología de selección del mejor diluyente para un caso específico de un pozo de un campo de crudo pesado del oriente colombiano, para éste propósito se abordará un *screening* de información sobre los diversos tipos de diluyentes empleados a nivel mundial y a nivel nacional, con el fin de seleccionar algunos de los mismos por medio de la identificación de parámetros técnicos que hagan viable su implementación en la zona del caso estudio; posteriormente se realizará la evaluación del desempeño y rendimiento de los diluyentes seleccionados mediante un análisis técnico en el software Aspen Hysys® y así mismo realizar un análisis financiero para la selección del diluyente óptimo.

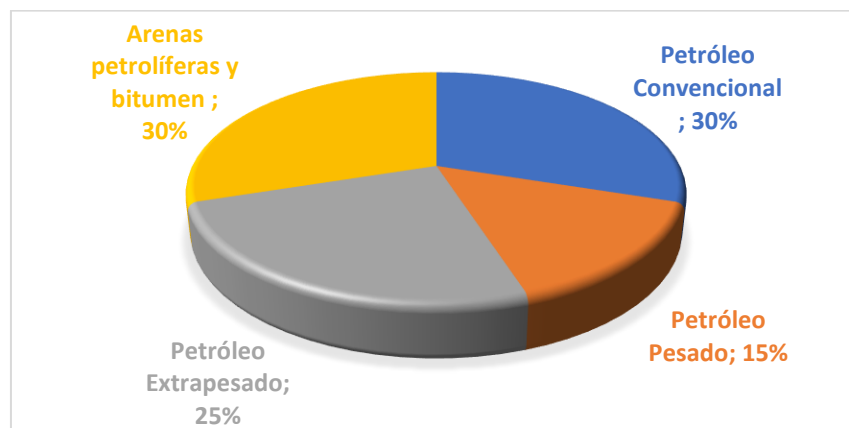


Figura 1. Estadísticas reservas de crudo en el mundo. Adaptado de (Schlumberger, 2016) Disponible en: http://www.slb.com/-/media/Files/resources/oilfield_review/defining-series-spanish/Defining_HeavyOil_Jan_2016.pdf

1. Generalidades del Proceso de Dilución en Crudos Pesados

1.1. Sinopsis

El transporte de crudo pesado y extra pesado desde el pozo hasta la refinería es un tema que ha obtenido importancia actualmente debido al aumento en la producción de este tipo de crudo en todo el mundo. La industria petrolera ha implementado el proceso de dilución como una técnica efectiva para el transporte de crudo pesado y extra pesado, siendo uno de los métodos más tradicionales y prácticos para reducir la viscosidad de este tipo de crudo con tan solo un volumen de 20 a 30% de diluyente (Martínez-Palou, et al., 2011, p. 275).

Alrededor del mundo se han realizado numerosos estudios de compatibilidad y factibilidad de varios tipos de diluyentes con crudos pesados de diferentes propiedades y procedencias, dentro de los cuales se pueden señalar algunas experiencias como la reducción de viscosidad mediante el empleo de heptano, metanol, tolueno, gas condensado y nafta realizados a crudos pesados de la región de Irán (Dehaghani & Badizad, 2016), o el estudio de un nuevo diluyente extraído de la planta india tropical *Madhuca Longifolia* con un crudo pesado del campo Mewad (Naiya, et al., 2015) además de estudios para modelar la densidad y viscosidad de las mezclas de las arenas bituminosas y los n-alcanos con diluyentes en Canadá (Kariznovi, et al., 2013) y algunos casos de estudio en el campo *Sui-zhong* en China (Zhang, et al., 2017); en la zona de la formación Ugnu en Alaska (Li, et al., 2012) y en las zonas *on-shore* y *off-shore* de Brasil (Tozzi, et al., 2015).

En Colombia, se han hecho varios estudios para determinar el método más económico y efectivo para el transporte de crudo pesado por oleoducto. Específicamente se han realizado estudios en el

campo Castilla, dónde Ecopetrol S.A después de evaluar diferentes alternativas determinó que el esquema óptimo de transporte del crudo Castilla desde el sitio de producción en los Llanos Orientales Colombianos hasta la refinería de Barrancabermeja y el puerto de exportación de Coveñas es la dilución con Nafta (García, et al., 2010).

En el presente capítulo se desarrolla un *screening* de información con conceptos claves del proceso de dilución, ventajas y desventajas, problemas operacionales, con el fin de destacar los tipos de diluyentes más usados y sus características, así como los diversos parámetros que afectan dicho proceso.

1.2. Dilución

El transporte por oleoducto, de crudo pesado y extra pesado, requiere una previa reducción en la viscosidad de este. La técnica de dilución surge como una de las más antiguas y mejores opciones que se han propuesto para lograr el desplazamiento de este tipo de crudo. Numerosos estudios han demostrado que la dilución es un método efectivo, que permite alcanzar la viscosidad deseada y a su vez aumentar la fluidez y movilidad del petróleo, por lo que la industria petrolera ha adoptado esta técnica en aproximadamente 60% de las operaciones de transporte de crudo pesado en todo el mundo (Davudov & Moghanloo, 2017).

La dilución es la mezcla de crudo pesado con un hidrocarburo menos viscoso como condensado, crudos livianos, nafta o queroseno. El objetivo de adicionar crudos ligeros con una viscosidad de alrededor de 300 cP a 77 °F en el crudo pesado es formar una mezcla menos viscosa y menos densa que sea más deseable y más conveniente para el transporte por tubería. Existe una relación

exponencial entre la viscosidad resultante de la mezcla y la fracción volumétrica del diluyente, figura 2, lo que hace que la dilución sea un método muy eficiente (Guevara, et al., 1998).

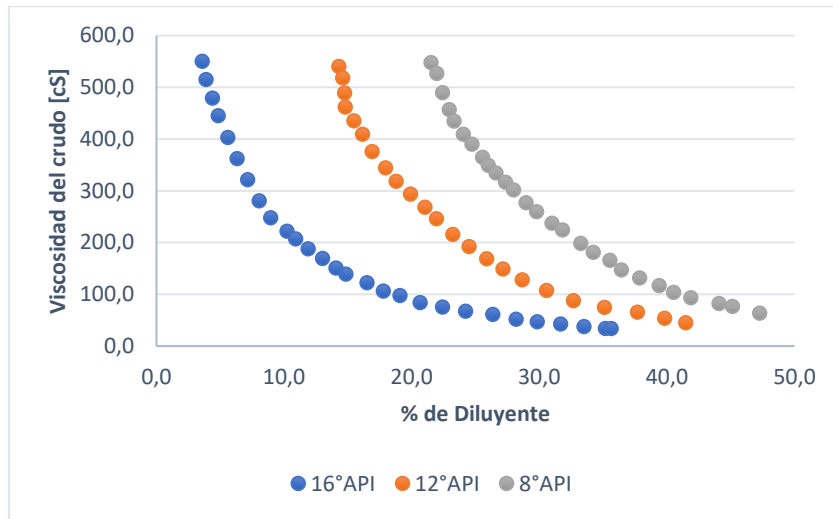


Figura 2. Viscosidad del crudo diluido vs fracción volumétrica de diluyente. Adaptada de (Guevara, et al., 1998)

Generalmente, la relación de crudo/diluyente de 70:30 es apta para reducir la viscosidad del crudo pesado y facilitar su movilidad en la tubería (Martínez-Palou, et al., 2011), sin embargo, es muy importante determinar las propiedades del crudo para conocer el volumen de diluyente necesario que permita el desplazamiento de este a través de ductos y sea económicamente viable.

1.2.1. Ventajas y Desventajas. La dilución trae consigo ventajas respecto a las otras tecnologías de transporte que hacen de este un método muy práctico:

- Proceso simple y de fácil operación.
- Diversidad de tipos de diluyentes.
- Alta reducción de viscosidad, según características del diluyente y el crudo.
- Requiere equipos sencillos.
- Bajos requerimientos de potencia de bombeo.

- Permite combinación con otras tecnologías (Montenegro, 2014).

Sin embargo, la implementación de esta técnica tiene ciertas limitaciones que afectan la viabilidad del proceso:

- Compatibilidad del diluyente con el crudo.
- Evaporación de componentes livianos.
- Limitación a temperaturas altas.
- No disponibilidad del diluyente en el área genera altos costos.
- Altos costos en el sistema de inyección del diluyente, así como en su mantenimiento (Montenegro, 2014).

1.2.2. Problemas Operacionales. La implementación del método de dilución ocasiona diversos problemas operacionales, algunos identificados son:

- Incompatibilidad de los diluyentes con el crudo causando la precipitación de asfáltenos y parafinas y a su vez obstrucción en las líneas.
- Disponibilidad del diluyente en la zona o facilidad de importación de este.
- Requerimiento de mayor capacidad en la tubería.
- Altas caídas de presión en la tubería.
- Evaporación de los diluyentes más volátiles.
- Inestabilidad de la mezcla.
- Pérdida de temperatura a lo largo del oleoducto (Montenegro, 2014).

1.2.3. Inyección del Diluyente. Para comprender de una mejor manera el proceso de dilución, se debe conocer en primera instancia en qué secciones se realiza la inyección del diluyente, una caracterización general es la siguiente:

✓ **Inyección del diluyente en Fondo de Pozo**

- a. Inyección a la succión de la bomba
- b. Inyección a la descarga de la bomba

✓ **Inyección del diluyente en Superficie**

- a. En cabeza de pozo
- b. En el manifold general de la estación

El proceso de dilución en fondo de pozo se debe realizar en locaciones en donde se dispongan *completamientos* apropiados, así como sistemas de levantamiento artificial óptimos (Vargas & Torres, 2015).

En el caso de la inyección del diluyente en superficie, se debe disponer de fuentes de abastecimiento y almacenamientos de los químicos y un sistema de inyección de diluyentes con las facilidades de superficie necesarias para realizar dicha operación (Vargas & Torres, 2015). En las figuras 3 y 4 se observa un esquema definido para las facilidades de superficie necesarias para el proceso de dilución en cabeza de pozo y en el manifold general.

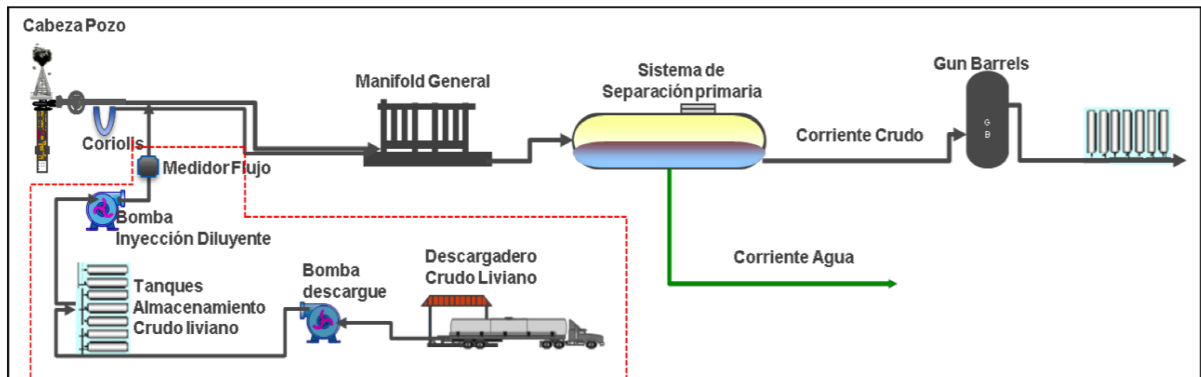


Figura 3. Esquema de Facilidades de Superficie para la implementación de diluyentes en Cabeza de Pozo. Adaptado de: (Vargas & Torres, 2015) .

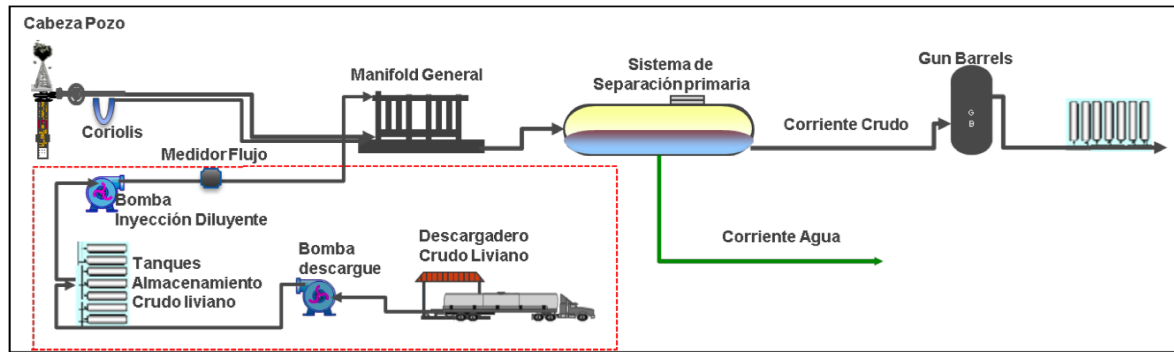


Figura 4. Esquema de Facilidades de Superficie en el Manifold General de la Estación. Adaptado de: (Vargas & Torres, 2015).

1.3. Tipos de Diluyentes

El tipo de diluyente seleccionado es parte fundamental en la efectividad y rendimiento del proceso de dilución, ciertos diluyentes generan una mezcla más estable y compatible dependiendo de las propiedades del crudo, por lo que se deben realizar previos estudios y análisis para seleccionar el diluyente óptimo. Estudios han demostrado que los diluyentes expuestos en la tabla 1 son los más apropiados para el proceso:

Tabla 1.

Tipos de diluyentes.

TIPOS DE DILUYENTES	
<ul style="list-style-type: none"> • Hidrocarburos (C3 - C6) • Crudos Ligeros (35 – 42 API) • Naftas (C6 – C12) • Destilados Aromáticos • Gasolina obtenida en cabeza de pozo 	<ul style="list-style-type: none"> • Productos Refinados • Dióxido de Carbono • Alcoholes • Aromáticos (tolueno y benceno) • Metil-Ter-Butil-Eter (MTBE), Ter-Amil-Metil-Eter (TAME), Dimetil-Eter (DME)

Algunos de los parámetros que se tienen en cuenta de manera general en la selección del tipo de diluyente a emplear en un proceso son:

- ✓ Calidad de la mezcla y del diluyente
- ✓ Aumento de la tasa de flujo en la vida útil del proyecto
- ✓ Disponibilidad y costo del diluyente
- ✓ Análisis económico, donde se incluyen todas las operaciones técnicamente factibles (Ballestas, 2015).

1.4. Parámetros Técnicos que Afectan el Proceso de Dilución

Según antecedentes literarios, los parámetros que más afectan el proceso de dilución son: la viscosidad, la temperatura, la compatibilidad (composición), el porcentaje de diluyente, la volatilidad del diluyente, el régimen de flujo, la presión y la disponibilidad.

1.4.1. Viscosidad. Afecta en gran medida la movilidad del crudo pesado a través de los oleoductos, la viscosidad de este tipo de crudo a 77 °F puede llegar a más de 100.000 cP, mientras que la viscosidad deseada para el transporte por tubería no excede los 400 cP (Argillier, et al., 2005).

Diversos estudios, han demostrado el comportamiento favorable de la viscosidad del crudo pesado cuando se adiciona un diluyente. (Ghannam, et al., 2012) estudia el comportamiento de las propiedades de un crudo pesado luego de la adición de crudo liviano, deduce que con la presencia de un 10% de diluyente se produce una fuerte reducción en la viscosidad del crudo pasando de 10000 cP a 1200 cP a 77 °F, lo que indica una eficiencia de reducción de la viscosidad del 88%. Asimismo, la adición de 20% de crudo liviano a una temperatura superior a 77 °F reduce aún más

la viscosidad pasando de 10000 cP a 375 cP a 77 °F, lo que se traduce en un 96% de eficiencia de reducción de viscosidad del crudo pesado.

De igual forma, (Zhang, et al., 2017) estudia experimentalmente el uso de diésel como diluyente, dónde concluye que la viscosidad disminuye exponencialmente cuándo se aumenta la concentración volumétrica de diésel. Asimismo, infiere que con una concentración volumétrica de 10% de diésel la viscosidad de la mezcla se reduce de 6800 cP a 1700 cP, es decir, una tasa de reducción de 75%, y cuando la fracción de volumen de diésel aumenta al 25%, la tasa de reducción alcanza el 96% (Figura 5).

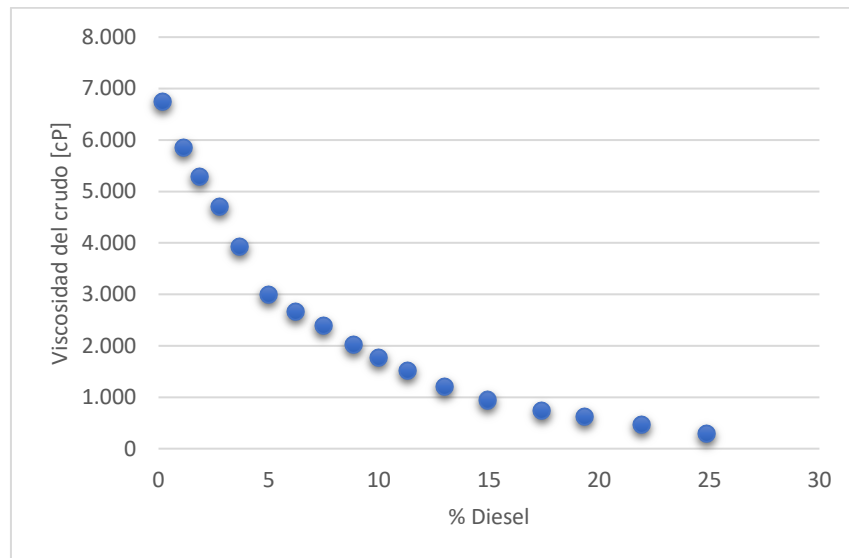


Figura 5. Comportamiento de la viscosidad de una mezcla de hidrocarburos con respecto a la concentración de Diesel. Adaptada de (Zhang, et al., 2017)

1.4.2. Temperatura. A bajas temperaturas, la viscosidad de la mezcla crudo-solvente disminuye a medida que se incrementa el porcentaje de solvente. En efecto, la dilución es una técnica que facilita el transporte de crudo pesado a temperatura ambiente, por lo tanto, no requiere calentamiento de la mezcla y/o líneas de flujo. Además, en el diluyente hay presencia de

componentes volátiles lo que genera ciertas limitaciones para operar a altas temperaturas. (Kulkarni & Wani, 2016)

Sin embargo, existen investigaciones que demuestran que la reducción de la viscosidad es función de la temperatura y la concentración de diluyente. Esto se ve reflejado en un estudio realizado al crudo Maya de México donde se observa el comportamiento de la mezcla cuando implementan diferentes concentraciones de diluyentes (n-heptano, tolueno y tolueno+butanona) a temperaturas de 258 a 140 °F. Según el caso, se llega a una reducción de 8000 cP a 5°F a 10 cP a 140°F con el mismo porcentaje de n-heptano, lo que deduce que la temperatura tiene un fuerte impacto en el proceso de dilución. (Mortazavi-Manesh & Shaw, 2015).

Asimismo, (Afra, et al., 2016) estudian el comportamiento de la viscosidad de un crudo de México de 49000 cP a 75°F cuando se mezcla con diluyentes (tolueno y xileno) a temperaturas de 75 a 190 °F. Se observa una reducción de viscosidad que llega a 19000 cP con 75°F y en otro caso se obtiene una viscosidad de 4000 cP con 190°F con el mismo porcentaje de tolueno, lo que infiere un gran efecto de la temperatura.

1.4.3. Compatibilidad. La mezcla entre el crudo y el diluyente deben tener un alto grado de compatibilidad, ya que de lo contrario podría inducir a la precipitación de asfáltenos, los cuales podrían originar problemas operacionales como la obstrucción en las líneas de flujo al momento de transportar los hidrocarburos. Según (Kulkarni & Wani, 2016), algunos diluyentes como los condensados del gas natural y los crudos livianos no son completamente compatibles con los asfáltenos debido a la baja solubilidad que estos presentan. Esto tendría como resultado la floculación de dichos componentes conllevando a la obstrucción parcial de las tuberías; contrario a la Nafta ya que este tipo de diluyente presenta buena compatibilidad con los asfáltenos debido a la presencia de contenido aromático en él.

Asimismo, (Argillier, et al., 2005) plantea que al incrementar la polaridad del solvente se produce una disminución de la viscosidad relativa del aceite diluido. Entre más polar sea el diluyente es más compatible con los asfáltenos, siendo estos solubles en solventes aromáticos como el tolueno, e insolubles en solventes alifáticos como n-pentano y n-heptano.

1.4.4. Porcentaje de diluyente. Define la efectividad del diluyente y la viabilidad para la implementación del método de dilución. El porcentaje de diluyente empleado en un proceso de reducción de viscosidad depende de las propiedades del crudo. Según, (Davudov & Moghanloo, 2017) una mezcla de crudos pesados y ligeros con una proporción de mezcla de 60:40 produce una viscosidad alrededor de 400 cP en comparación con el crudo pesado original de 13140 cP, lo que demuestra una eficiencia de reducción de viscosidad de 97%. Sin embargo, (Ghannam, et al., 2012) deduce que con tan solo la adición de 20% de crudo liviano a un crudo pesado se obtiene una reducción de viscosidad de 96%.

Por otra parte, el porcentaje de diluyente también depende del tipo de diluyente empleado. Según un experimento con crudo liviano y keroseno, se demuestra que a la misma temperatura el porcentaje de crudo liviano empleado para reducir la viscosidad de 15000 cP a 1000 cP es 30% mientras que el porcentaje de Keroseno empleado para reducir la viscosidad de 15000 cP a 250 cP es del 20%, por lo tanto es importante investigar la efectividad del diluyente para seleccionar el más óptimo y este a su vez permita ser más viable el proyecto (Yaghi & Al-Bemani, 2002).

1.4.5. Volatilidad. La relevancia de la volatilidad en el estudio del comportamiento de los diluyentes de petróleo radica en que, debido a su menor gravedad API y a su composición más ligera, algunos diluyentes líquidos implementados en la industria tenderán a vaporizarse debido a los cambios de presión y temperatura a lo largo de una línea de flujo, tal como lo describe (Green

W. & Perry , 1997) este efecto se da porque cuanto mayor es la presión de vapor de un líquido a una temperatura determinada, mayor es la volatilidad y menor es la temperatura normal de ebullición del líquido; es decir, a unas mismas condiciones de presión y temperatura, la presión de vapor es la que determina que algunos líquidos tiendan a vaporizarse con mayor facilidad que otros y con los cambios termodinámicos, en ocasiones abruptos, en las líneas de flujo, este efecto tenderá a darse con relativa facilidad.

En el caso de la dilución de crudos pesados, la volatilización de los compuestos diluyentes que se usan para facilitar el transporte del mismo genera graves problemas operacionales y de seguridad, esto, como lo describe (Ballestas, 2015) representa una limitación en la técnica de dilución trayendo consigo reducción de los volúmenes operativos de transporte; dado a que se reduce la cantidad de crudo que se transporta en una línea de flujo por los cambios termodinámicos que se presentan, así como en aumentos de los costes de operación por la cantidad de diluyentes de crudos que se debe emplear para subsanar este déficit generado en la técnica (i.e. Aumentos de volúmenes de diluyentes de un 20% a un 50%), perdiendo así eficiencia en la técnica.

Es así, como (Cubides Rojas & Peña Sánchez , 2009) sugieren que, para el manejo de la alternativa de dilución en el transporte de crudo pesado por oleoducto, es aconsejable estudiar la caracterización de mezclas con diluyentes diferentes a la Nafta, debido a los altos costos y a la volatilidad que la caracterizan, surgiendo alternativas como los compuestos puros y compuestos inorgánicos, los cuales para su implementación en un tipo de crudo específico, deberán ser estudiados a detalle para evitar la generación de problemas operacionales.

1.4.6. Regímenes de Flujo. Los regímenes de flujo en tuberías están determinados por el número de Reynolds, el cual es un parámetro adimensional que relaciona las fuerzas de inercia con las fuerzas viscosas (García, et al., 2010). En mecánica de fluidos se le conoce como el factor

de escala, pues relaciona el tamaño y velocidad del sistema con propiedades físicas del fluido (Halmos & Boger, 1976). En el caso de fluidos newtonianos, el número de Reynolds especificado en unidades de campo se define como se muestra en la Ecuación 1, a continuación:

$$Re = 92,26 \frac{Q}{d\mu}$$

Ecuación 1

Donde, μ es la viscosidad del fluido en CentiStokes (cSt), Q el caudal el cual se está trabajando y d el diámetro de la línea de flujo. Siendo esto combinado con el cálculo del factor de fricción explícito dado para un flujo turbulento, como lo refiere (García, et al., 2010):

“Con el fin de eliminar el proceso iterativo para el cálculo del factor de fricción y simplificar el cálculo de flujo de fluidos (Churchill & Usagi, 1972) desarrollaron la siguiente ecuación explícita que permite extender el cálculo del factor de fricción para los regímenes de flujo laminar y turbulento” (García, et al., 2010).

Estas expresiones están dadas por las Ecuaciones 2 y 3 que se muestran a continuación:

$$f_M = 8 * \left[\left(\frac{8}{Re} \right)^{12} + (A + B)^{-1,5} \right]^{\frac{1}{12}}$$

Ecuación 2

Donde los factores A y B corresponden a las siguientes expresiones:

$$A = \left[2,457 \ln \left(\frac{1}{\left(\frac{7}{Re} \right)^{0,9} + \left(0,27 \frac{k}{d} \right)} \right) \right]^{16}$$

Ecuación 3

$$B = \left(\frac{37530}{Re} \right)^{16}$$

Ecuación 4

Una vez calculado el factor de fricción se procede a calcular el gradiente de presión y el perfil de presiones a lo largo de cualquier línea de flujo utilizando la ecuación 5, la especificación de las variables para esta ecuación se encuentra en la tabla 2.

$$-\frac{\Delta P}{\Delta L} = -\rho \left[1,422 \frac{\Delta H}{\Delta L} + \frac{1}{26552} \frac{Q^2}{d^5} f_M \right]$$

Ecuación 5

Tabla 2.

Especificaciones de variables de la Ecuación 5.

Variable	Especificación
P	Presión interna en libras por pulgada cuadrada (PSI)
ρ	Densidad del crudo en gramos por mililitro
L	Longitud de la tubería en metros
H	Altura de la tubería en metros
Q	Caudal de fluido en barriles por día (BBLD)
d	Diámetro de la tubería en pulgadas
f_M	Factor adimensional de fricción de Moody

En el ámbito del transporte de hidrocarburos pesados es necesaria la dilución de los mismos como ya se ha señalado previamente, esto refiere que debe existir un flujo turbulento para que el mezclado se de en mayor proporción y con mayor eficiencia, por lo tanto (García Navas, 2017) refiere que el mezclado de los diluyentes en las líneas de flujo se debe dar cerca de los siguientes puntos: *Perforados, Sistemas de Levantamiento Artificial, Choques, Codos, Válvulas y accesorios*; esto con el fin de aumentar la relación de mezclado.

Asimismo, (García Navas, 2017) refiere que se debe tener en cuenta las variaciones en el corte de agua con el fin de modificar las tasas de inyección de diluyentes, teniendo en cuenta el punto de inversión de fases de las emulsiones para observar si esta se comporta como el agua o como el aceite.

1.4.7. Presión. Uno de los parámetros que limita la capacidad de un oleoducto y de las líneas de flujo es la Presión Máxima de Operación (PMO) (King & Crockes, 1973). La PMO es igual a la Presión máxima de diseño (PMD) multiplicada por el factor de servicio (FS) (García, et al., 2010). Esto se expresa mediante la Ecuación 6 a continuación:

$$PMO = PMD * FS$$

Ecuación 6

Siendo la PMD determinada según la Ecuación 7 denominada ecuación de Barlow, cuyos parámetros están definidos en la Tabla 3. (King & Crockes, 1973):

$$PMD = 2S * \frac{e}{D}$$

Ecuación 7

Tabla 3.

Definición de variables para la Ecuación 7

Variable	Especificación
<i>E</i>	Espesor de la tubería en pulgadas
<i>D</i>	Diámetro externo de la tubería en pulgadas
<i>S</i>	Máximo esfuerzo permisible en la pared de la tubería en libras por pulgada cuadrada (psi).

Teniendo en cuenta que el 72% del Esfuerzo de Cedencia (EC) del material en psi corresponde al máximo esfuerzo permisible en la pared de la tubería en libras por pulgada cuadrada. (King & Crookes, 1973), se da la expresión en la Ecuación 8, a continuación:

$$S = 0,72 * EC$$

Ecuación 8

1.4.8. Disponibilidad. Para la selección del diluyente, es de suma importancia tener en cuenta si existe disponibilidad regional, nacional o internacional debido a que este parámetro afecta la viabilidad financiera de la implementación de solventes en un proyecto de transporte de crudo pesado .

Teniendo en cuenta la revisión bibliográfica sobre los criterios analizados en la presente sección y su relación con el caso estudio, descrito en el siguiente capítulo, se concluye que los parámetros que poseen mayor influencia en la selección de diluyentes son:

- Porcentaje de reducción de viscosidad (En relación, al parámetro de viscosidad)
- Porcentaje de diluyente
- Compatibilidad (Precipitación de parafinas y asfáltenos)
- Disponibilidad

No se tienen en cuenta la temperatura, la volatilidad, el régimen de flujo y la presión en la selección de diluyentes debido a que en el sistema de producción del campo Castilla no se experimentan diferenciales topográficos abruptos, que generen un comportamiento anómalo en el gradiente de presión, y, asimismo, se evidencia con la temperatura; anexando que no existen cambios significativos en el regimen de flujo y este se considera turbulento para el caso analizado.

2. Caso de Estudio

2.1. Sinopsis

El caso de estudio se selecciona teniendo en cuenta ciertos parámetros que permiten la implementación del método de dilución, siendo esto dado por características de la zona tales como:

- Presencia de un yacimiento de crudo pesado
- Presencia de facilidades de producción para la inyección de diluyente
- Facilidad de acceso a la zona para el transporte de los diluyentes
- Cercanía a centros urbanos
- Disponibilidad de espacios para el almacenamiento y descargue de los diluyentes
- Producción representativa de crudo pesado

Estas características son fundamentales para establecer una zona de caso de estudio; por consiguiente, se ha seleccionado para desarrollar el objetivo principal de la presente investigación el campo Castilla, operado por la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL S.A.) localizado en el departamento del Meta, en la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia.

En el presente apartado se realizará una breve reseña histórica del campo, una descripción general de las propiedades petrofísicas y de los fluidos provenientes de los mismos, con el fin de caracterizar el crudo Castilla, realizar la evaluación técnica y posterior simulación en software especializado.

2.2. Generalidades

El campo Castilla está localizado en las inmediaciones del departamento del Meta, dentro de la cuenca de los Llanos Orientales, la historia del campo data desde el año 1969 desde su descubrimiento dado por la empresa CHEVRON con la perforación del pozo Castilla 1 con reservas de 320 MMBBL (ECOPETROL, 2010), la localización del campo se puede observar en la Figura 6.

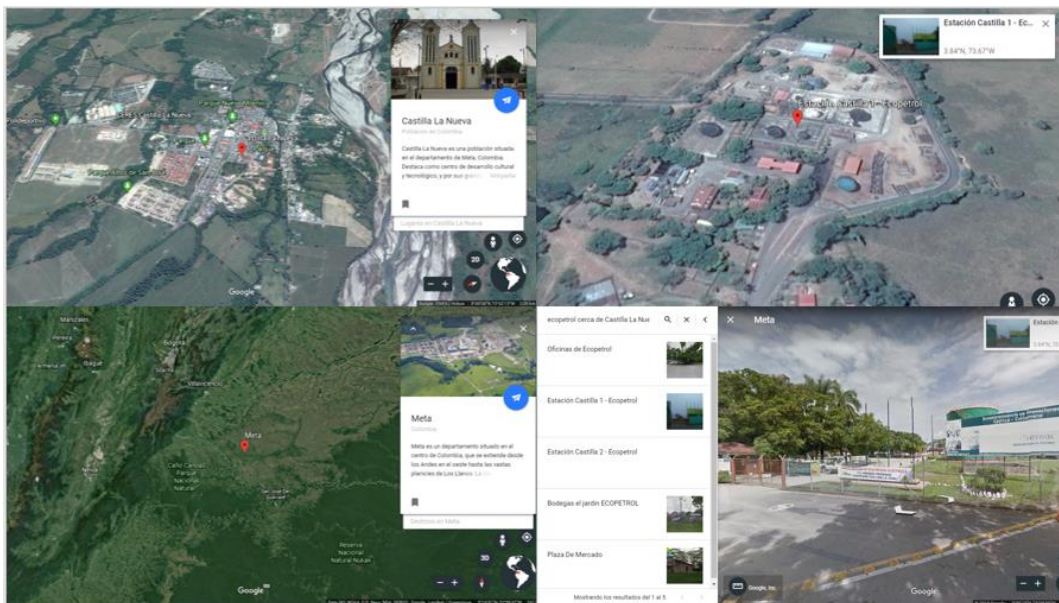


Figura 6. Localización del Campo Castilla tomada de la herramienta Online Google Earth. Adaptado de: (GOOGLE, 2018).

El campo Castilla inició su producción en el año 1977, con el contrato de asociación Cubarral suscrito entre Ecopetrol y la empresa Chevron en los años sesenta; el crudo que se evidenciaba era una masa espesa, viscosa y con alto contenido de azufre razón por la cual no tenía aceptación en el mercado (Peña Ballesteros, et al., 2010).

Debido a la disminución de las reservas de petróleo convencional, los crudos pesados y extra pesados, que representan un mayor porcentaje de reservas a nivel mundial, han tomado gran

importancia en el mercado pese a sus mayores dificultades técnicas para su extracción, tratamiento y transporte. Esto significa que:

El agotamiento de los recursos convencionales, la alta demanda de hidrocarburos y los elevados precios que alcanzó el petróleo a principios de este siglo motivaron el interés de las empresas hacia la explotación de recursos no convencionales en muchos lugares del mundo. Colombia no fue ajena a este movimiento; la producción de crudos pesados experimentó un incremento dinámico, de 10 % en el año 2000 hasta 53 % en 2015. El panorama actual muestra que, de acuerdo con proyecciones de Ecopetrol, la proporción de crudos convencionales disminuirá en los próximos 10 años de 15 a 10 %, mientras que el total de no convencionales (crudos pesados) aumentará de 53 % a 69 % del total de la producción (Peñuela Muñoz , 2017), p.2.

2.3. Propiedades Petrofísicas

El campo Castilla localizado en la cuenca de los Llanos Orientales, como señalan (Mendoza Londoño & Peñaloza Monsalve , 2008):

Se encuentra especificado dentro de la subcuenca de Apiay-Ariari, la cual se ubica en la zona sur de la cuenca Llanos, y se caracteriza porque su registro litológico es parecido con otros dentro de la misma cuenca y con un control estructural regido por los principales eventos tectónicos de los Andes.

La Figura 7 muestra el diagrama crono estratigráfico de las rocas Cretáceo- Terciarias en el piedemonte Llanero y la cuenca Llanos Orientales en una sección NW-SE, aplicable para la subcuenca Apiay-Ariari.

En referencia a las unidades operacionales T2 y T1, fundamentalmente constituidas por areniscas y limolitas pertenecientes a la formación carbonera (Peña Ballesteros , et al., 2010).

En la tabla 4, se encuentran las características principales de los fluidos del campo castilla y las propiedades del yacimiento.

Tabla 4.

Propiedades y parámetros operativos del campo Castilla.

Propiedad	Valor	Unidades
G.O. R	40-300	SCF/STB
Factor volumétrico aceite	1,061	Bbl/STB
Gravedad Específica del Gas	0,906	---
Gravedad API promedio @ 60°F	13,7	---
Viscosidad a presión del Yacimiento	56	cP
T° en cabeza de Pozo	141,1-170,57	°F
Presión en Cabeza de Pozo	40,53-98,89	Psig
Porosidad Efectiva	14-25	%
Porosidad Promedio	19	%
Rango de Permeabilidades	460-2400	mD
Permeabilidad Promedio	1300	mD
Presión Inicial del Yacimiento	2800	Psi
T° del Yacimiento	198	°F
Espaciamiento entre Pozos	124	Acres

La unidad operacional K2, es el mayor intervalo productor el cual presenta un mecanismo de producción de empuje por acuífero activo (Mendoza Londoño & Peñaloza Monsalve , 2008).

2.4. Propiedades del crudo

El crudo Castilla es un crudo representativo del Oriente Colombiano de alta viscosidad, extraído de la faja del Orinoco en el departamento del Meta; proveniente del campo ubicado en el municipio

de Castilla La Nueva a 50 Km al sudeste de Villavicencio (Navarro , et al., 2004) sus propiedades se exponen en la tabla 5.

Tabla 5.

Caracterización general del crudo Castilla.

Propiedades Físicas	Destilación		
	Simulada	% Vol	°C
Densidad a 15°C, g/cc	0,98		
°API	13,4	PIE	53,9
Cenizas, %p	0,093	5	157,5
Carbón Conradson, %p	15,17	10	236,2
Insolubles n-C7, %p	15,5	15	278,4
Insolubles n-C5, %p	18,98	20	312,4
Nitrógeno Total, ppm	4664	25	343
Viscosidad a 50°C, cSt	971,9	30	371,4
Viscosidad a 80°C, cSt	144,6	35	400,5
Viscosidad a 100°C	58	40	427,8
Índice de refracción,20°C	1,57	45	454,1
Azufre Horiba-D 4294	2,16	50	482,6
Metales, ppm		55	514,7
Vanadio	311,7	60	548,8
Níquel	78,2	%Rec	60,1

3. Selección de diluyentes

3.1. Sinopsis

La selección del diluyente para el proceso de dilución de crudos pesados es un factor de gran importancia, debido a la existencia de solventes con propiedades y ventajas operacionales más favorables respecto a otros. Por ejemplo, algunos disolventes presentan mayor compatibilidad con el crudo lo cual evita la deposición de parafinas y asfáltenos dentro de las tuberías; paralelo a esto se encuentra otro parámetro que influye en la preferencia por un diluyente como lo es la parte financiera, es decir, la disponibilidad y el costo de transporte del diluyente a la zona.

Para la selección de los diluyentes a emplear en la posterior simulación, se desarrolla una metodología para el tratamiento de los datos, información, libros y demás documentos encontrados sobre el tema en relación, se realizan varios filtros de la data encontrada con el fin de seleccionar únicamente los estudios que contengan las propiedades del diluyente para la simulación y finalmente obtener una matriz que permita seleccionar los diluyentes óptimos.

En el presente capítulo se tratarán tres tipos de diluyentes junto con la Nafta diluida que se maneja en el mercado nacional colombiano, los cuales han sido seleccionados previamente para su posterior análisis en el software de simulación Aspen Hysys ®; los diluyentes seleccionados, tratados y descritos en este capítulo son aquellos que se tendrán en cuenta únicamente en el análisis técnico-financiero del campo estudiado.

3.2. Metodología de selección del diluyente

La metodología de selección de información necesaria para la dilución de crudo pesado que se llevó a cabo en la presente monografía está adaptada de la metodología establecida por (Yang, et al., 2015).

3.2.1. Búsqueda de Información. Para la búsqueda de información se establecieron ciertos ítems con el objetivo de obtener investigaciones más precisas de la temática planteada.

3.2.1.1. Preguntas de Investigación. Basados en el proceso llevado a cabo para la selección de información descrito por (Basili, et al., 1994) en el caso del mapeo de información para selección de software de ingeniería, se tomó esta experiencia junto con la descripción detallada de (Yang, et al., 2015) con el fin de configurar una metodología adaptada al caso de selección de diluyentes en el transporte de crudo pesado, con el objetivo de organizar, categorizar y describir de una mejor manera la búsqueda de referencias, y evidenciar un proceso sistemático en la selección de diluyentes con base en la literatura consultada para el fin de la posterior simulación y evaluación técnico-financiera.

Para realizar una búsqueda más eficiente y detallada, evitando la omisión de posibles estudios relacionados con la temática abordada, se descompuso el objetivo principal del proyecto en diferentes preguntas de investigación.

Al descomponer el cuestionamiento general inicial, este se convierte en el objetivo a alcanzar mediante varios logros, los cuales son representados por cada una de las preguntas de investigación (PI) específicas expuestas en la Tabla 6.

Cada una de estas preguntas, permiten que al buscar su respectiva solución se resuelva un tópico específico, tal como: la comprensión del proceso de dilución y los lugares en donde este se puede

llevar a cabo (PI 2, PI 4), los principales diluyentes empleados en la industria petrolera en el caso de los crudos pesados, los parámetros que se deben tener en cuenta al evaluar los mismos y los retos que el proceso y la evaluación de diluyentes representan (PI 1, PI 3, PI 5,PI 7); anexando a esto el estudio del crudo a evaluar (PI 6) y el modelado mediante una herramienta software, los equipos y las posibles formas de evaluación del proceso (PI 8, PI 9, PI 10).

Tabla 6.

Preguntas de investigación y su descripción.

<i>Pregunta de Investigación General*</i> : ¿Cómo analizar y seleccionar el mejor diluyente técnico-financieramente para un campo de crudo pesado colombiano?		
N° pregunta de investigación	Pregunta de investigación	Descripción
PI 1**	¿Cuáles son los tipos de diluyentes utilizados en la industria petrolera para la dilución de crudos pesados?	El proceso de dilución posee diversos tipos de diluyentes en la industria aplicables al caso de crudo pesado (i.e. Nafta, Alcoholes, Butano), por lo tanto, es necesario realizar un reconocimiento de cada uno de los tipos de diluyentes que existen y así realizar una primera selección cualitativa de los que se consideran viables a aplicar al caso de estudio.
PI 2	¿Cómo se realiza el proceso de dilución de crudo pesado?	La dilución de crudos pesados puede realizarse de diversas formas, tanto en fondo de pozo como en superficie, el conocimiento de los procedimientos y el cómo se realiza esta operación en cada caso es necesario con el fin de comprender los equipos que se involucran en la misma.
PI 3	¿Cuáles son los parámetros que se deben evaluar en el proceso de dilución?	Los parámetros, tales como viscosidad, % de diluyente y compatibilidad son necesarios de ser evaluados debido a la posibilidad de generación de problemas como deposición de materia orgánica (i.e. Parafinas y Asfáltenos) lo cual conllevaría a un problema en la cadena de producción y por ende reducción de la rentabilidad.
PI 4	¿En qué parte(s) del proceso de producción se realiza la dilución de crudos?	La dilución posee dos lugares fundamentales para su realización en la cadena de producción, en fondo de pozo y en superficie; sin embargo, es necesario plantearse cuál de las opciones tales como dilución en el <i>manifold</i> o en cabeza de pozo, o si a la succión o descarga de la bomba resulta más conveniente de evaluar.

PI 5	¿Cuáles son los retos que afrontar en el proceso de dilución?	Existen obstáculos (retos) que se deben tener en cuenta a la hora de implementar el proceso de dilución, tales como selección del diluyente, compatibilidad, disponibilidad y las ventajas y desventajas generales del proceso aplicable a un caso en particular.
PI 6	¿Cuáles son las características del crudo pesado que se va a analizar?	El conocimiento de las características del crudo pesado que se tratará en el proceso de dilución es de vital importancia con el fin de determinar la relación de mezcla necesaria para reducir la viscosidad de este hasta los parámetros requeridos para su transporte.
PI 7	¿Cómo comparar el rendimiento de los diluyentes?	La comparación de los diluyentes que se pueden implementar en un proceso permite la determinación de la rentabilidad a manera general del mismo, debido a los volúmenes de diluyentes que necesitan ser utilizados, las tasas de bombeo, etc.
PI 8	¿Qué información de la literatura ha de servir para realizar la simulación en software especializado?	La información concerniente al estudio (i.e. Análisis SARA, Assay de crudos, Curvas TBP) es importante conocerla para la realización de la simulación con software especializado, debido a que estos resultarán ser los datos de entrada del proceso.
PI 9	¿Cuáles son los equipos que se modelarán en el proceso de dilución?	El conocimiento de equipos (i.e. mixer, separadores, líneas de flujo) es necesario debido a que resultan ser la base para el desarrollo del diagrama de flujo del proceso.
PI 10	¿Qué esquemas del proceso de dilución se han de proponer y cuáles son sus ventajas y desventajas?	Los esquemas resultan ser la base para la selección del tipo de software aplicable para la simulación como para la interpretación de los resultados, dado a que podrían darse usando algunos softwares tales como PIPESIM, Aspen Hysys o inclusive CMG Launcher, dependiendo del proceso y en dónde se quiera estudiar el mismo.

Nota: * Pregunta general de investigación planteada para el proyecto, expuesta con el fin de relacionarla de relacionar las preguntas de investigación específicas al cuestionamiento inicial de forma más sencilla.

** Hace referencia al acrónimo Pregunta de Investigación.

3.2.1.2. Bases de datos. En el caso del presente trabajo, se realizó la búsqueda de diversos estudios, casos y experiencias a nivel mundial en bases de datos que tienen convenio con la Universidad Industrial de Santander, tales como: Scopus, Science Direct, One Petro, Catálogo Bibliográfico UIS (i.e. Proyectos de grado, revistas, papers etc.); anexando a ello buscadores

gratuitos y de fácil accesibilidad como lo es Google Scholar, bases de datos de diversas universidades a nivel mundial y empresas tanto públicas como privadas.

En la tabla 7, se pueden observar las bases de datos electrónicas y los parámetros de búsqueda utilizados.

Tabla 7.

Bases de datos electrónicas incluidas en el estudio de mapeo.

#	Base de datos Electrónica	Términos/ Parámetros de búsqueda utilizados
ED1	SCOPUS	Título artículo, keywords, abstract
ED2	ScienceDirect	Título artículo, keywords, abstract
ED3	OnePetro	Título artículo, abstract
ED4	Catálogo Bibliográfico UIS	Título artículo, keywords, abstract, tabla de contenido
ED5	ProQuest	Título, keywords, abstract
ED6	SCIELO	Título, keywords, abstract

3.2.1.3. Palabras Claves. Se realizó un barrido bibliográfico mediante el empleo de palabras clave o *keywords* resumidas en la tabla 8, que permitió obtener los principales estudios y experiencias realizadas en el ámbito del transporte de crudos pesados mediante el empleo de la técnica de dilución.

Tabla 8.

Palabras clave usadas en la búsqueda de información

Keywords		
Heavy Oil	Dilution	Técnica de dilución
Heavy Oil Transportation	Diluents	Transporte de crudos pesados
Heavy Oil Dilution	Oil and Gas Transportation	Nafta

3.2.1.4. Búsqueda de Estudio. En esta sección se describirá el alcance de la búsqueda y la estrategia que se implementó para la misma, organización y selección de la información en las fases iniciales.

- *Periodo de Tiempo:* El periodo de tiempo seleccionado para la consulta de los tipos de diluyentes se encuentra determinado entre la creación de la industria petrolera, puesto que existen *papers* y demás documentación de data bastante antigua, hasta junio de 2017 cuando fue comenzado este estudio sistemático de mapeo o *screening* de información.
- *Bases de datos electrónicas:* Las 6 bases de datos electrónicas consultadas fueron seleccionadas como las fuentes de datos principales para la búsqueda de los diluyentes empleados en la industria petrolera, nótese que se ha excluido a Google Scholar en el presente estudio de mapeo sistemático (EMS) tal y como lo refiere (Chen , et al., 2010) debido a la superposición de información que este motor de búsqueda representa con las demás bases de datos, por lo tanto se debe omitir en la descripción de las mismas.

3.2.1.5. Estrategia de Búsqueda. La estrategia de búsqueda implementada en el presente EMS se desarrolló fundamentalmente en dos pasos que se describen a continuación:

- *Primer Paso:* Inicialmente se identificaron los términos basados en el tópico de estudio (transporte de crudo pesado por tubería mediante el método de dilución) y las preguntas de investigación (PI) planteadas en la sección 3.2.1.1, basados en la metodología y *papers* relacionados por (Chen & Babar, 2014) la cual referencia a la metodología PICO (Population/*Población*, Intervention/*Intervención*, Comparison/*Comparación*, Outcomes/*Salidas*) planteada por (Kitchernham & Charters, 2007).

- *Segundo Paso:* Se trataron diferentes patrones y combinaciones de búsqueda. Esto debido a que los términos de búsqueda han de variarse en cada una de las bases de datos electrónicas y motores de búsqueda y por ende no se usó la misma combinación de términos, donde una búsqueda incorrecta resultaba en numerosos resultados de muy baja relevancia o de una interacción alejada con la temática a estudiar, realizándose así diversas exploraciones de prueba en cada uno de los motores de búsqueda encontrando una adecuada forma de consulta para cada base de datos.

3.2.2. Proceso de Screening. En la presente sección, se indicará el *screening* de la información, estudios y experiencias, que se llevó a cabo para la selección de los diluyentes apropiados para la simulación.

3.2.2.1. Estrategia de Selección. El proceso de *screening* de la información se efectuó como lo expone (Petersen , et al., 2008), véase Figura 8. El procedimiento que se llevó a cabo está compuesto por una revisión en 5 fases y 7 pasos.

Luego de realizar la fase inicial (Fase 1) en la sección anterior, se procede a la selección de la información mediante las fases 2, 3 y 4; siendo la fase 2 la selección por título, la fase 3 la selección por abstract, tabla de contenido y por *overview* de la temática de los artículos, tesis de investigación y demás archivos tratados, finalmente se realizó la fase 4 de selección por texto completo, sin embargo, la realización de las fases 2 y 4 se dieron de manera simultánea con el fin de realizar una búsqueda más eficiente y ágil en el proceso. En la fase 5, se realizó la síntesis de la información con tal de responder las preguntas de investigación (PI) planteadas en la sección 3.2.1.1, para así ser la base de la respuesta a la pregunta de investigación general.

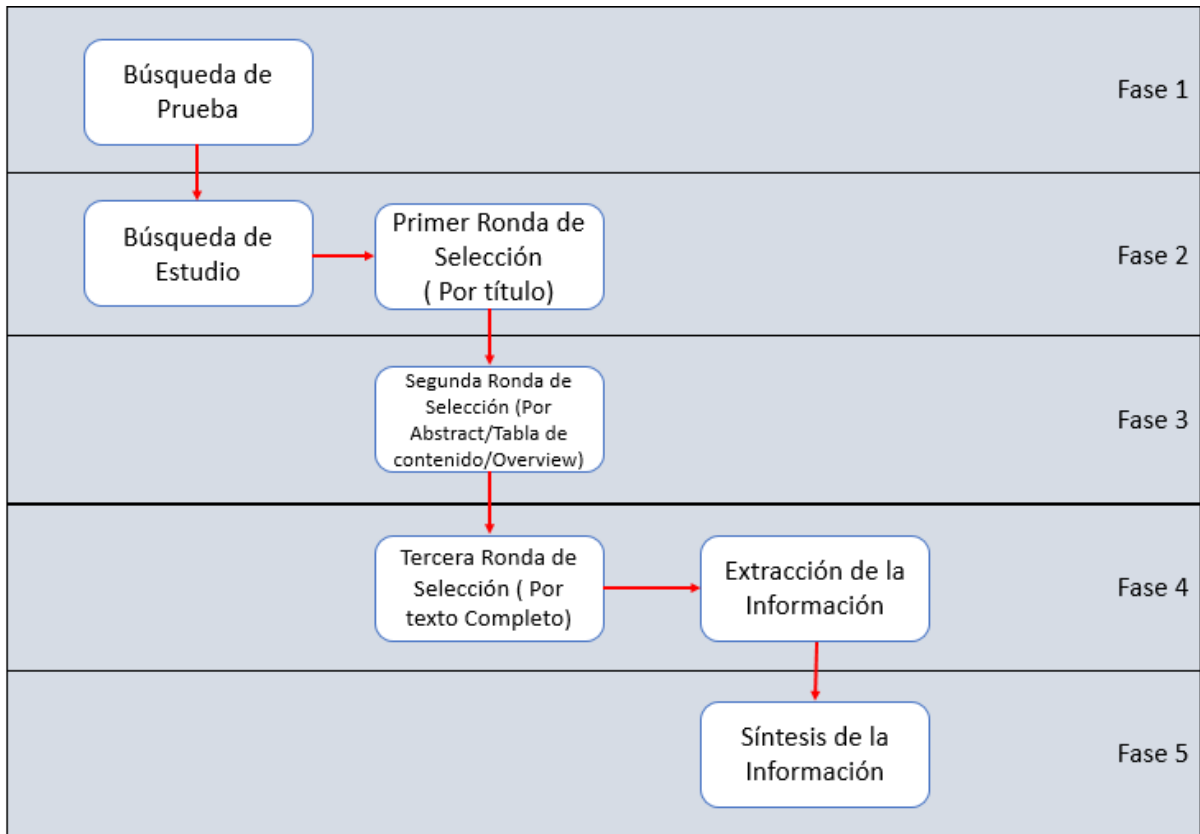


Figura 8. Procedimiento de Ejecución del Estudio de Mapeo/ Screening Sistemático en fases y tareas. Adaptado de (Yang, et al., 2015) p.4.

3.2.2.2. Selección de Estudios. A continuación, se describirán los criterios de selección de las experiencias que se consultaron y el proceso de selección por rondas.

- **Criterios de Selección:** Anterior a la selección de cada uno de los estudios, se discutieron los alcances y los respectivos criterios de exclusión e inclusión que se tienen en cuenta para cada uno de los estudios, estos están listados en la tabla 9. Los investigadores llevaron a cabo un estudio piloto para observar mediante un *overview* o repaso rápido de la *data* disponible con base en lo conseguido en la búsqueda de prueba.

Tabla 9.

Criterios de inclusión y exclusión en el estudio de mapeo sistemático.

Criterios de Inclusión	
I1:	El paper se encuentra en una base de datos especializada
I2:	Es un paper concerniente a el tema de transporte de crudo pesado por el método de dilución
<i>Criterios de Exclusión</i>	
E1	Si el paper es una versión extendida de algún paper anterior.
E2	Si el paper habla sobre el método de dilución, pero no es aplicable a la industria petrolera y el transporte de crudo pesado.
E3	Si el paper habla sobre el transporte de crudo pesado, pero no se refiere al método de dilución para su transporte.
E4	Si el paper se cataloga como <i>grey literatura</i> (i.e. Reportes técnicos, Trabajo en progreso) según (Kitchernham & Charters, 2007).
E5	Si el paper o disertación no está escrito en inglés o en español.

- *Primera ronda de selección:* Se utilizaron las estrategias de búsqueda descritas anteriormente para identificar primariamente los estudios. Al mismo tiempo, se verificaron los títulos de cada experiencia buscando una relación con la temática planteada.
- *Segunda ronda de selección:* Para esta etapa se leyeron los abstracts de los *papers* y demás documentos consultados con base en la primera ronda de selección, teniendo en cuenta los criterios de inclusión y exclusión mostrados en la Tabla 11. Los resultados fueron chequeados y los desacuerdos resueltos entre los investigadores y tutores de la respectiva investigación, si se presentaban problemas para resolver su inclusión o exclusión, el estudio procedía a evaluarse en la tercera ronda de selección para finiquitar si era incluíble o excluible para la correspondiente aplicación en la investigación.

- *Tercera ronda de selección:* Es la última ronda de selección de información, se requirió leer completamente el texto de la investigación y usar los criterios de inclusión y exclusión junto con una matriz de selección de información basada en la relevancia de la información que se incluía en este estudio; Finalmente, se discutieron con base en los resultados y necesidades generales del estudio la inclusión del *paper* por parte de los investigadores.
- *Extracción de la información:* Se extrajeron los ítems más relevantes para cada uno de los estudios seleccionados con el fin de responder las diez preguntas de investigación planteadas anteriormente para el presente Estudio de Mapeo Sistemático (o S.M.S por sus siglas en inglés), la información que se extrajo se muestra en el **Apéndice 1** del presente estudio, la cual fue organizada y documentada en Microsoft Excel.
- *Síntesis de la información:* En esta etapa, la *data* que se extrajo fue sintetizada para responder las 10 preguntas de investigación y la principal información se muestra en las figuras tratadas a continuación que posteriormente se explicarán junto con su relevancia para el presente trabajo.

3.2.3. Estadísticas de la Investigación y Resultados. En esta sección se presentan las estadísticas que se obtuvieron del compendio de las diversas investigaciones consultadas, presentando algunos datos de relevancia como su país de proveniencia, año de publicación, tipo de diluyente, material o técnicas utilizadas y finalmente la eficiencia que se obtuvo para cada caso con cada uno de los diluyentes, esto con el fin de establecer la base para la posterior selección de los diluyentes, que con base en la literatura e información disponible, presentan un mayor beneficio para el análisis técnico de simulación.

Con el fin de comenzar la sección con un estudio de macroestructura de los resultados que se obtuvieron, en la Figura 9 se presentan los resultados de la búsqueda y la selección en cada una de las etapas.

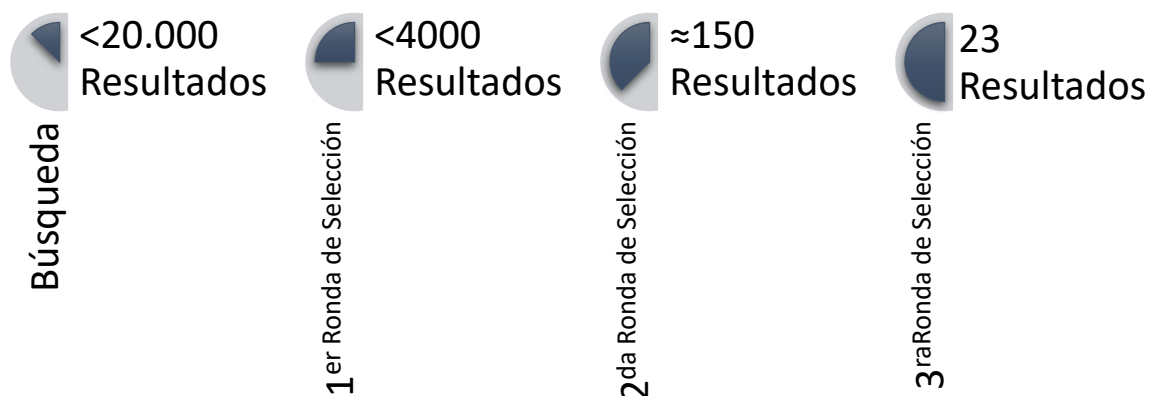


Figura 9. Resultados del estudio de búsqueda y selección de estos.

3.2.3.1. Estadísticas de estudios de dilución por año. En la Figura 10, se observa la tendencia con marcadores de los 150 estudios seleccionados para la estadística del caso de transporte de hidrocarburo pesado por el método de dilución, esta gráfica evidencia un mayor interés por el estudio de la técnica de dilución entre los años 2013 y 2018, reflejando el creciente desarrollo de los recursos de crudo pesado en esa época, el cual representa una gran inversión para nuevas tecnologías en el sector de hidrocarburos, posiblemente a los altos precios del petróleo en este intervalo de tiempo y al creciente interés por los recursos no convencionales y la escasez de los recursos convencionales en materia de hidrocarburo para este periodo de tiempo.

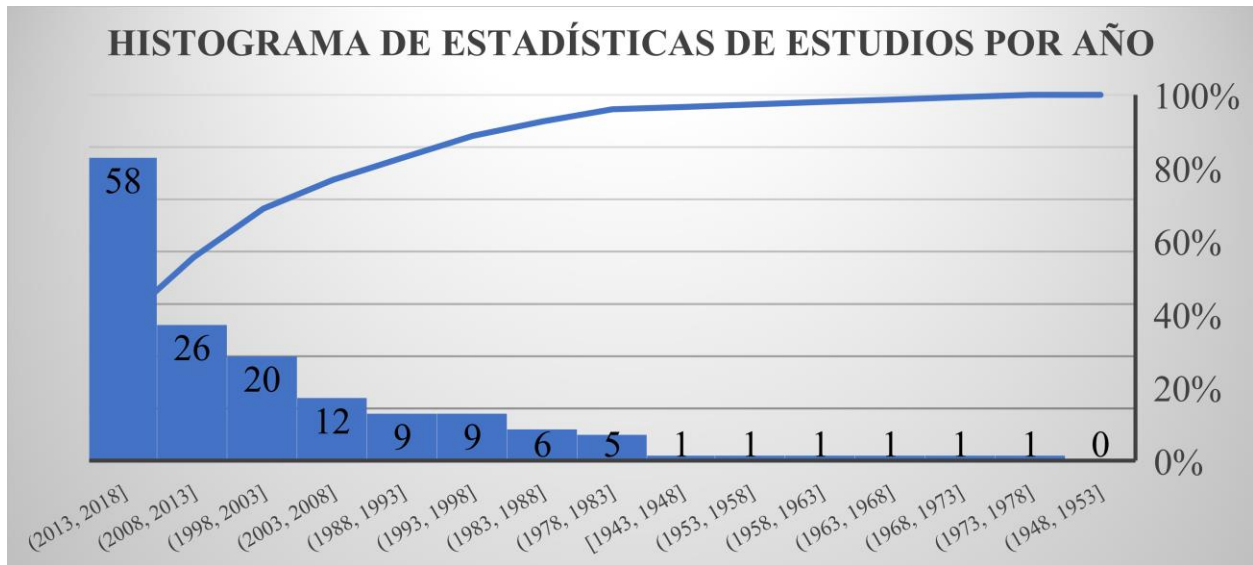


Figura 10. Gráficas de Estadísticas de número de estudios de diluyentes en la línea de tiempo, aplicable a 150 estudios escogidos según los filtros de selección.

3.2.3.2. Estadísticas de número de estudios por diluyente. En la figura 11, se aprecian los tipos de diluyentes encontrados junto al número de estudios, se nota un mayor interés hacia el crudo liviano como diluyente para esta técnica, sin embargo, se evidencian estudios a nuevos solventes como el tolueno, el keroseno, el condensado y la nafta.

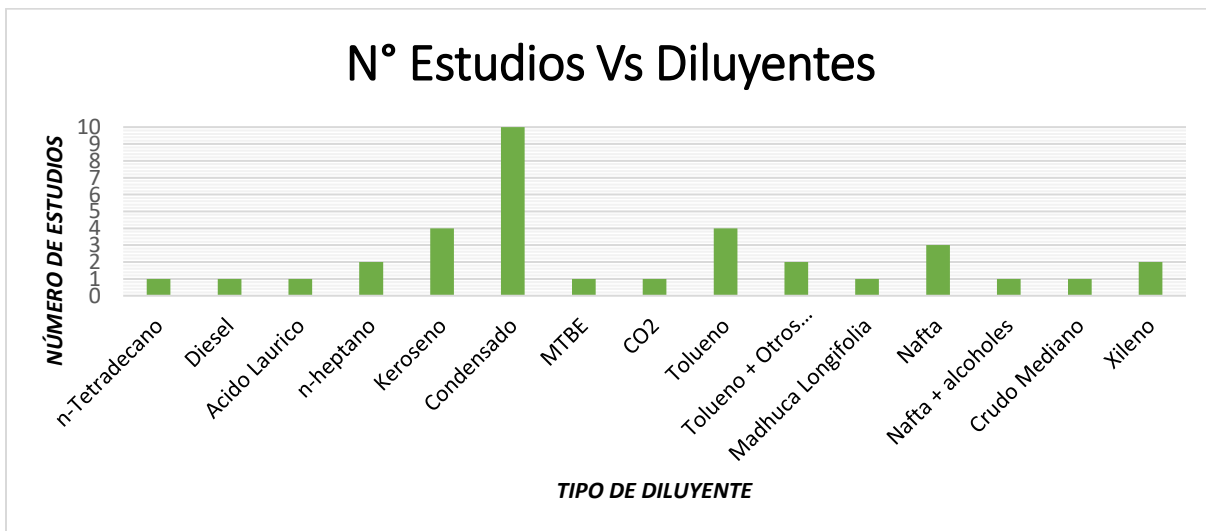


Figura 11. Estadística de número de estudios por diluyente.

3.2.3.3. Estadísticas por país. Como se puede visualizar en la Figura 12 el país con mayor porcentaje de estudios consultados y sobre los cuales se han publicado acerca del método de dilución es Canadá, el cual posee el 26% de la cantidad total de 150 estudios consultados como muestra estadística enfocados en este método de transporte de crudo pesado, esto se debe a su gran cantidad de reservas de este tipo junto con las arenas bituminosas localizadas en Alberta Canadá, debido a que para su transporte, este tipo de recursos requiere de la implementación del método de dilución.

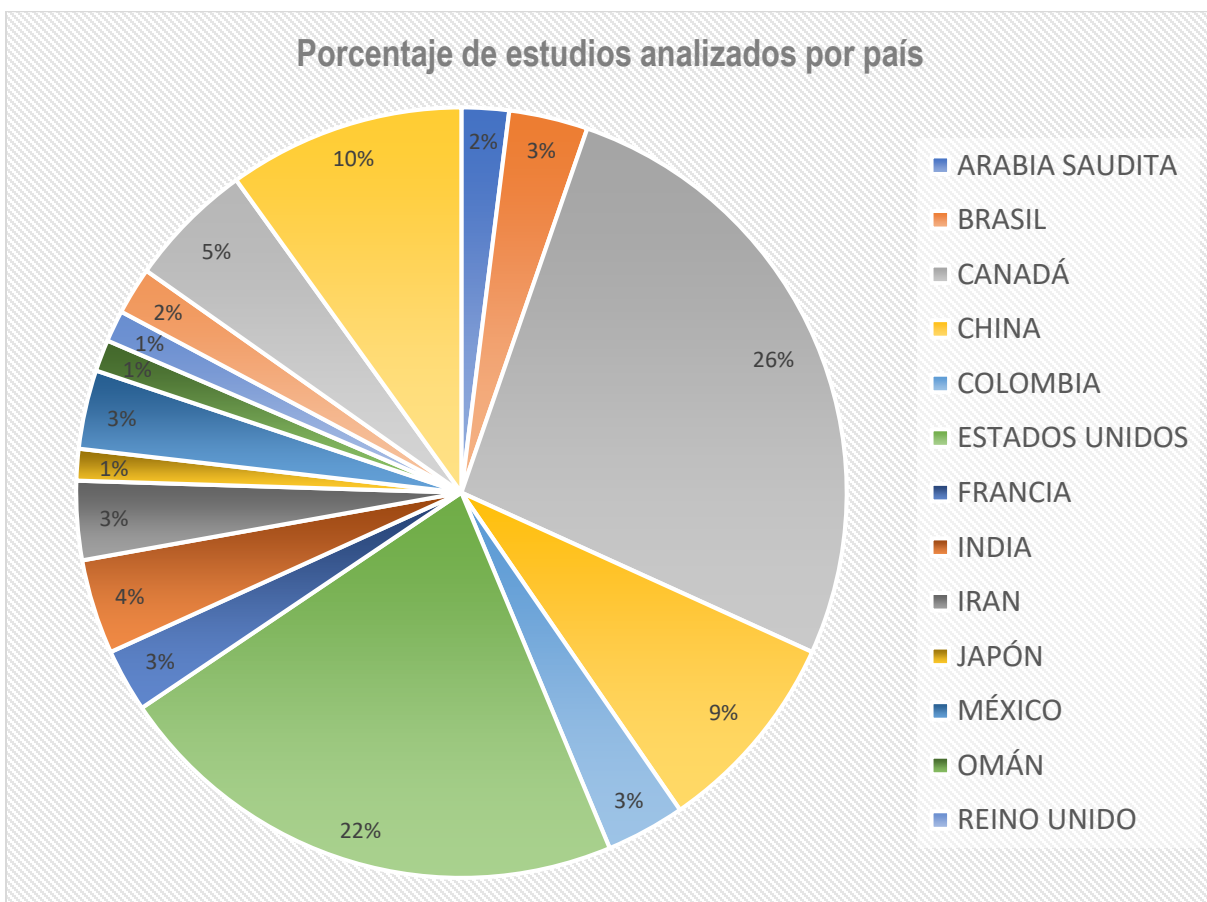


Figura 12. Estadísticas por País vs % de Número de estudios diluyentes de crudo pesado.

3.2.3.4. Estadísticas de país-año. En la Figura 13 se logra visualizar una conjunción de los datos y estadísticas presentadas anteriormente de manera individual en las figuras 10 y 12,

esta nueva representación se realiza con el hecho de profundizar la relación que existe entre los números de estudios consultados y la relación temporal en la cual se dio la mayor cantidad de disertaciones sobre la temática en la industria petrolera, como se observa nuevamente el país con mayoría de investigaciones acerca del método de dilución para el transporte de crudos pesados es Canadá, como se ha señalado anteriormente.

Asimismo, se puede observar que la cantidad de experiencias que fueron encabezadas entre los años 2013 y 2015 son las mayores, por debido a los altos precios que alcanzó el petróleo en esta época y por ende a la mayor capacidad de inversión de las empresas del sector para la implementación de estos recursos.

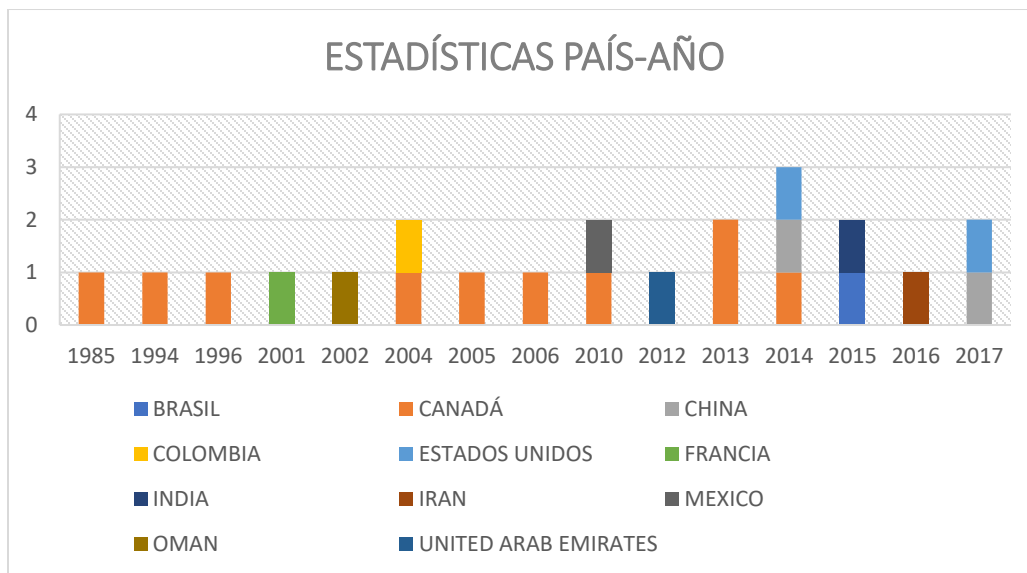


Figura 13. Estadísticas de estudios relación País-Año.

3.2.3.5. Estadísticas de Bases de Datos. La representación brindada en la Figura 14 permite un acercamiento a la validez estadística de la consulta realizada en las diversas bases de datos electrónicas con el fin de obtener los tipos de diluyentes más empleados en la industria

petrolera, la figura 8 representa los resultados que se obtuvieron luego de la selección de los 25 estudios filtrados según los requerimientos anteriormente expuestos, caracterizando la cantidad de estudios que se obtuvieron por cada una de las bases de datos consultadas y con ello afirmando la diversidad de la información que se ha consultado.

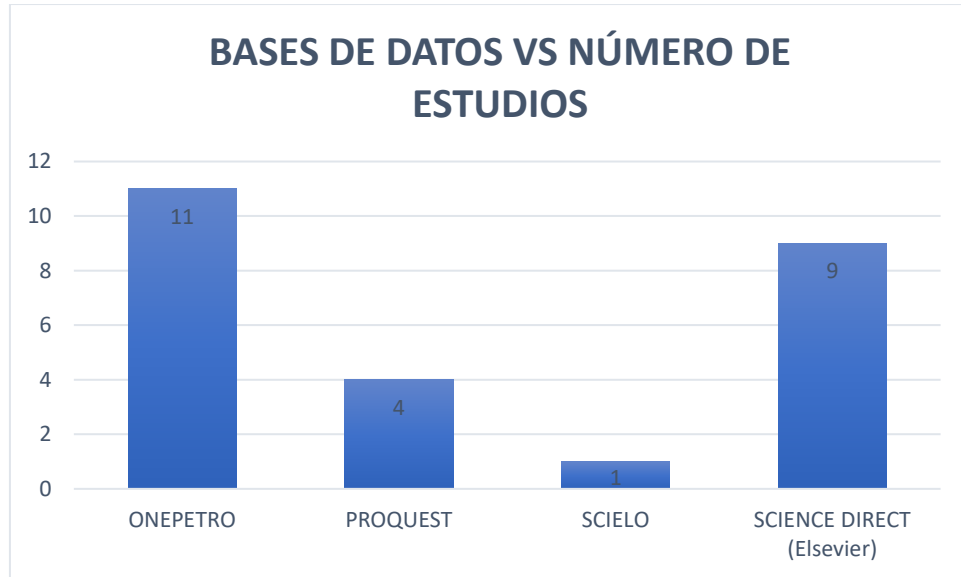


Figura 14. Estadística Bases de datos Vs Número de estudios

3.2.3.6. Estadísticas de eficiencias de diluyentes. En la figura 15, se observa la eficiencia de cada tipo de diluyente junto al porcentaje de este empleado en cada estudio. La nafta, el keroseno, el n-tetra decano, y la nafta más los alcoholes presentan las mayores eficiencias con porcentajes de diluyente entre 20 y 30%. Asimismo, el ácido láurico junto a la mezcla de tolueno + líquidos iónicos presentan las menores eficiencias.

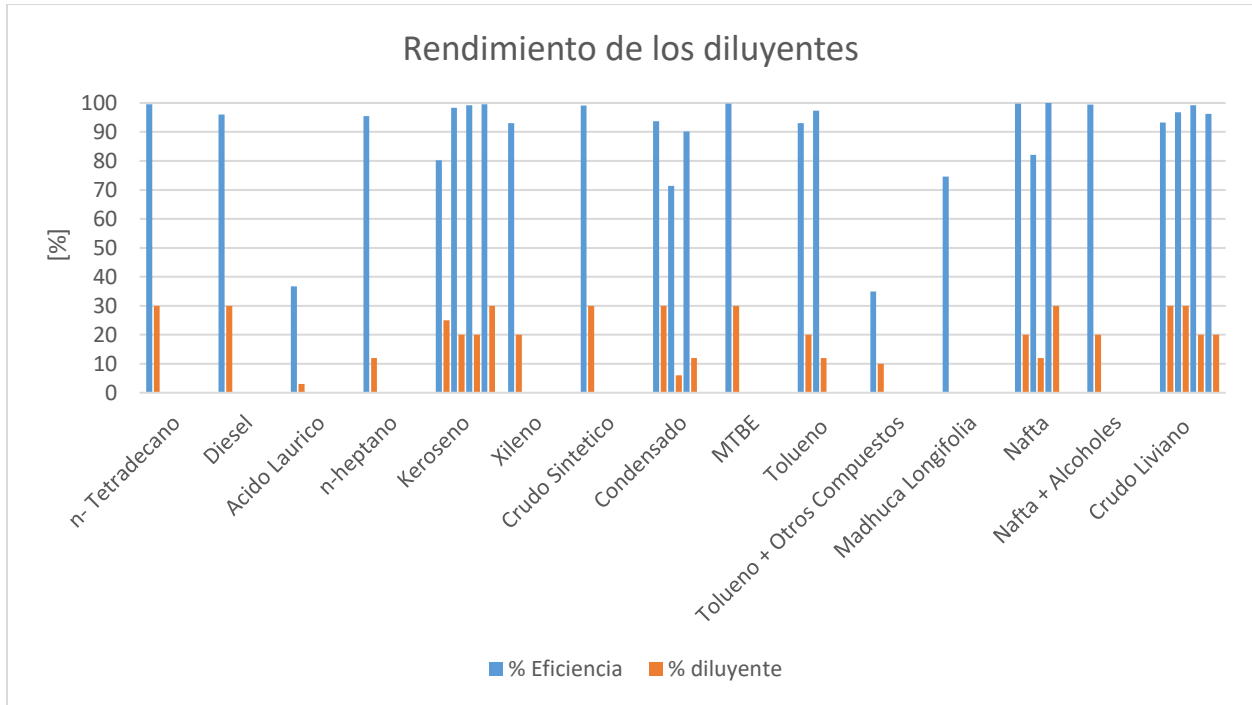


Figura 15. Eficiencia de los diluyentes.

Finalmente, se realizó una matriz para la selección de los diluyentes basados en la metodología de matriz de priorización de Pugh (ver **Apéndice 2**) adaptada al presente trabajo de grado.

Los criterios de selección considerados son los analizados y descritos en detalle para la selección de diluyentes en el capítulo 1, los cuáles son: % de reducción de la viscosidad, % de diluyente, compatibilidad con el crudo y disponibilidad; inicialmente se realizó la matriz screening en la cual se hace una catalogación cualitativa a partir de los rangos en que mejor se desempeña cada uno de los diluyentes. La valoración cualitativa está dada entre: Aplicable, Aceptable y No Aplicable con puntajes de 5, 3 y 0, respectivamente. En la figura 16, se observan los rangos de implementación para algunos diluyentes, obtenidos de los estudios seleccionados.

SCREENING			DILUYENTES			
Parámetros de Selección	Valoración Numérica		Xileno	Condensado	Tolueno	Nafta
% Reducción de viscosidad	Aplicable	5	80-100	80-100	80-100	80-100
	Aceptable	3	60-79	60-79	60-79	60-79
	No Aplicable	0	<60	<60	<60	<60
% Diluyente	Aplicable	5	0-15	0-15	0-15	0-15
	Aceptable	3	16-29	16-29	16-29	16-29
	No Aplicable	0	>=30	>=30	>=30	>=30
Compatibilidad	Compatible	5	Si	x	Si	x
	Aceptable	3	x	Si	x	Si
	Precipitación de parafinas y asfaltenos	0	x	x	x	x
Disponibilidad	Regional	5	x	si	x	x
	Nacional	3	si	x	si	x
	No Disponible	0	x	x	x	si

Figura 16. Matriz Screening

Los rangos definidos para cada parámetro de selección están basados en los requerimientos del campo Castilla. El primer parámetro de selección de diluyentes, contemplado en la matriz screening es el **% de reducción de viscosidad**, así mismo, los rangos asignados a cada valoración numérica se detallan a continuación:

- Aplicable (5), diluyentes con 80-100 % de eficiencia, debido a que en el campo Castilla se requieren diluyentes de alto rendimiento.
- Aceptable (3), diluyentes con 60-79% de eficiencia, debido a que en el caso estudio el diluyente actualmente implementado presenta rendimientos más altos.
- No Aplicable (0), diluyentes con menos de 60% de eficiencia debido a que en el caso estudio se requiere diluyentes de mayor rendimiento.

El Segundo parámetro corresponde al **% de diluyente**, el cual establece una valoración numérica evaluada como:

- Aplicable (5), 0-15 % de diluyente, considerados los diluyentes más eficientes.
- Aceptable (3), valores menores a 30% de porcentaje en volumen de diluyente se considera óptima la aplicabilidad de este (Argillier, et al., 2005) y (García, et al., 2010).
- No Aplicable (0); Valores que superen 30% de diluyente se considera descartable, debido a que los volúmenes requeridos para su implementación son demasiado grandes y poco prácticos.

El tercer parámetro se atribuye a la **compatibilidad**, donde el diluyente es catalogado como:

- Compatible (5), Si (Es Compatible con el crudo) o x (No Aplicable).
- Aceptables (3), Si (Es compatible parcialmente con el crudo) o x (No Aplicable).
- Precipitación de Parafinas y Asfáltenos (0), definitivamente descartable.

El cuarto y último parámetro considerado es la **disponibilidad del diluyente**, este depende del lugar donde logra ser adquirido y a su vez de la asequibilidad. Se tuvo la siguiente valoración semi-cuantitativa:

- Regional (5) Si (Disponible) o x (No Disponible); llanos orientales.
- Nacional (3) Si (Disponible) o x (No Disponible); toda Colombia.
- No disponible (0) El diluyente se debe importar.

A continuación, se realizó la matriz puntaje (ver figura 17) dónde se cuantificó el grado de implementación de cada diluyente.

Matriz Puntaje	DILUYENTES			
Parámetros de Selección	Xileno	Condensado	Tolueno	Nafta
% Reducción de viscosidad	5	5	5	5
%Diluyente	3	3	5	3
Compatibilidad	5	3	5	3
Disponibilidad	3	5	3	0

Figura 17. Matriz Puntaje

Luego, se realizó la matriz porcentaje (ver figura 18) en la cual se distribuye el 100% en los cuatro parámetros, dando un mayor porcentaje al parámetro de mayor influencia.

Se especifica que las variables tales como compatibilidad, % de diluyente, % de reducción de viscosidad y disponibilidad no poseen un valor igual en todo el análisis. Considerando los propósitos investigativos, relevancia y accesibilidad de la información, así como la tendencia a una valoración cuantitativa y objetiva de cada una de las variables, los valores correspondientes fueron del 40%, 30%, 20% y 10% respectivamente.

La variable de mayor valoración es la compatibilidad debido a que es un parámetro fundamental en el rendimiento y efectividad de la operación, en la segunda posición se encuentra el % de diluyente, puesto que se considera un factor muy importante para determinar las relaciones volumétricas aplicables al volumen de crudo y diluyente, en la tercera posición tenemos el % de reducción de viscosidad puesto que es un criterio que determina la efectividad del diluyente y finalmente, la variable disponibilidad acorde a la selección del diluyente con el fin de que exista un ahorro en materia financiera al momento de realizarse el posterior análisis.

<i>Matriz Porcentaje</i>	<i>DILUYENTES</i>			
<i>Parámetros de Selección</i>	<i>Xileno</i>	<i>Condensado</i>	<i>Tolueno</i>	<i>Nafta</i>
<i>% Reducción de viscosidad</i>	20	20	20	20
<i>%Diluyente</i>	30	30	30	30
<i>Compatibilidad</i>	40	40	40	40
<i>Disponibilidad</i>	10	10	10	10

Figura 18. Matriz Porcentaje

Seguidamente, se realizó la matriz ponderado teniendo en cuenta el puntaje obtenido según su grado de implementación y el porcentaje asignado a cada parámetro. Ver **figura 19**.

<i>Matriz Ponderado</i>	<i>DILUYENTES</i>			
<i>Parámetros de Selección</i>	<i>Xileno</i>	<i>Condensado</i>	<i>Tolueno</i>	<i>Nafta</i>
<i>% Reducción de viscosidad</i>	20	20	20	20
<i>%Diluyente</i>	18	30	30	18
<i>Compatibilidad</i>	40	24	40	24
<i>Disponibilidad</i>	6	10	6	0

Figura 19. Matriz Ponderado

Finalmente, se realizó la matriz ponderado total junto a la matriz de porcentaje de no aplicabilidad y la matriz de porcentaje de aceptabilidad para obtener así la matriz de criterio de selección final (ver figura 20) en la cual se logra seleccionar los diluyentes a ser analizados en la evaluación técnico-financiera del caso de estudio, mediante el empleo de herramienta de simulación y metodologías de evaluación financiera. Dichos diluyentes son el tolueno, el condensado y el xileno además se estudia la nafta por ser el solvente más implementado en Colombia.

<i>Criterio de Selección Final</i>	<i>Xileno</i>	<i>Condensado</i>	<i>Tolueno</i>	<i>Nafta</i>
	86	75,5	96,5	65,5

Figura 20. Criterio de selección final

4. Análisis Técnico

4.1. Sinopsis

El análisis técnico es de gran importancia en todos los proyectos de inversión, en la industria petrolera es sumamente necesario debido a la variación del precio del crudo anexando a esto los diversos problemas operacionales que pueden generar sobrecostos en la extracción, transporte y refinación de estos, en palabras del (Banco Mare Nostrum, 2017) en su guía anual sobre estudios financieros, el análisis técnico se podría definir como el conjunto de técnicas , *gráficas* y *cuantitativas*, que tratan de predecir la evolución futura de los precios a partir del comportamiento histórico y magnitudes. En este caso, aplicado al transporte de hidrocarburos pesados, se mide el comportamiento de las variables operacionales que se deben tener en cuenta para su transporte por ductos y líneas de flujo.

En el presente se analizarán los aspectos técnicos que se tendrán en cuenta en la evaluación de la implementación de diluyentes en un campo de crudo pesado colombiano; para dicho propósito se planteará una línea de flujo con parámetros definidos con base en el campo seleccionado como caso de estudio, con la cual se realizará posteriormente una simulación en el software Aspen Hysys ®, con tal de obtener el comportamiento en reducción de viscosidad para cada tipo de diluyente

implementado, planteando con esto una metodología para evaluación técnico-financiera de diluyentes mediante el modelado con herramienta software.

La aplicación del modelo conceptual desarrollado en el presente capítulo *se establece únicamente para los datos de un caso específico de un pozo del campo Castilla*, esto con el fin de realizar un análisis práctico de una prueba tipo piloto para implementar en el campo, con las líneas de flujo analizadas, aplicando el modelo conceptual diseñado desde cabeza de pozo al separador y tomando los datos de un único pozo en el campo Castilla con cortes de agua del 24% para este pozo y con una producción de 500 BLPD, estos datos de pozo son tomados por recomendaciones de ECOPETROL S.A. y a su vez se especifican en la Tabla 16 con un mayor grado de detalle, sin embargo si se poseen dudas acerca de las especificaciones estas bien se aclaran en el apéndice 3 correspondiente a la simulación realizada en el Software Aspen Hysys V8.8.

4.2. Metodología

La siguiente metodología se encuentra dividida en secciones y subsecciones, con el fin de realizar una descripción puntual y detallada del proceso de simulación y análisis técnico que se realizó en la presente investigación, en primera instancia se describe la geometría de la línea de flujo a simular y el esquema que se ingresará a la herramienta software, en segundo lugar, se describen las propiedades del crudo pesado seleccionado para el caso de estudio y las propiedades (tablas de composición y descripciones generales) de los diluyentes que se analizarán; en tercer lugar, se procederá a realizar la descripción de la simulación en la herramienta software; y como último paso, se analizarán los resultados obtenidos y se plantearán los escenarios correspondientes para cada caso.

4.3. Propiedades del Crudo Pesado y los Diluyentes

A continuación, se señalan las propiedades correspondientes al crudo pesado y diluyentes implementados en el caso de estudio.

4.3.1. Crudo Pesado. En las Tablas 10, 11 y 12 se presentan las propiedades correspondientes al crudo pesado del campo Castilla, en la Tabla 10 se presenta la prueba de destilación siguiendo la norma ASTM D2887, asimismo en la Tabla 11 se presenta la composición del destilado final de la prueba y en la Tabla 12 se presentan algunas otras pruebas rutinarias que se le realizaron al crudo.

Tabla 10.

Resultados de la prueba ASTM D2887.

Porcentaje Assay	Temperatura [°C]
P.I. E	37,3
5% vol	149,4
10% vol	220,5
20% vol	303,0
30% vol	366,2
40% vol	425,6
50% vol	484,9
60% vol	556,6

Tabla 11.

Composición del destilado final (light ends).

Componente	Fracción Peso
Etano	0,0002601
Propano	0,00036414
Iso-Butano	0,00109243
Butano	0,00317325

Tabla 12.

Otras propiedades del crudo.

Propiedad	Valor	Unidad
Gravedad API	12,8	°API
Watson KUOP	11,43	---
Viscosidad @ 40°C	2297,88	cSt
Viscosidad @ 50°C	936,80	cSt

4.3.2. Tolueno. Dado a que este solvente líquido se encuentra en la base de datos del software Aspen Hysys V 8.8, sus propiedades se han tomado de esta.

4.3.3. Condensado. Las propiedades del Condensado simulado corresponden a un Campo Colombiano.

4.3.4. Xileno. Dado a que se encuentra presente en la base de datos del software Aspen Hysys V 8.8, se han tomado sus propiedades de esta.

4.3.5. Nafta. En las Tablas 13, 14 y 15 se presentan las propiedades correspondientes a la Nafta evaluada como diluyente, esta composición elemental fue adaptada de (Hosseini, et al., 2016), configurando así su creación en el software con la herramienta Oil Manager.

Tabla 13.

Propiedades de la Nafta empleada en la Simulación.

Componente	Porcentaje en volumen (%V/V)
n-Parafina	12,5
Iso-Parafina	29,2

Parafina Cíclica	46,2
Aromático	12,1

Tabla 14.

Propiedades generales de la Nafta empleada en la simulación.

ASSAY DE NAFTA	
API	54,3
WATSON KUOP	11,83

Tabla 15.

Destilación ASTM D-86 de la Nafta.

%VOL	°F
Initial Boiling Point	186
5%	220
10%	232
20%	244
30%	254
40%	265
50%	274
60%	288
70%	298
80%	310
90%	329
95%	344
Endpoint	360

4.4. Geometría de la línea de flujo

En este caso se ha planteado una geometría de la línea de flujo, diseñándola como un modelo conceptual aplicado al caso del campo Castilla y con especificaciones técnicas adaptadas del oleoducto de los llanos orientales, tal como lo sugiere (Torrado Jácome, et al., 2014) en su investigación sobre el transporte de crudos extra pesados. La representación gráfica de la línea de flujo se presenta en la figura 21.

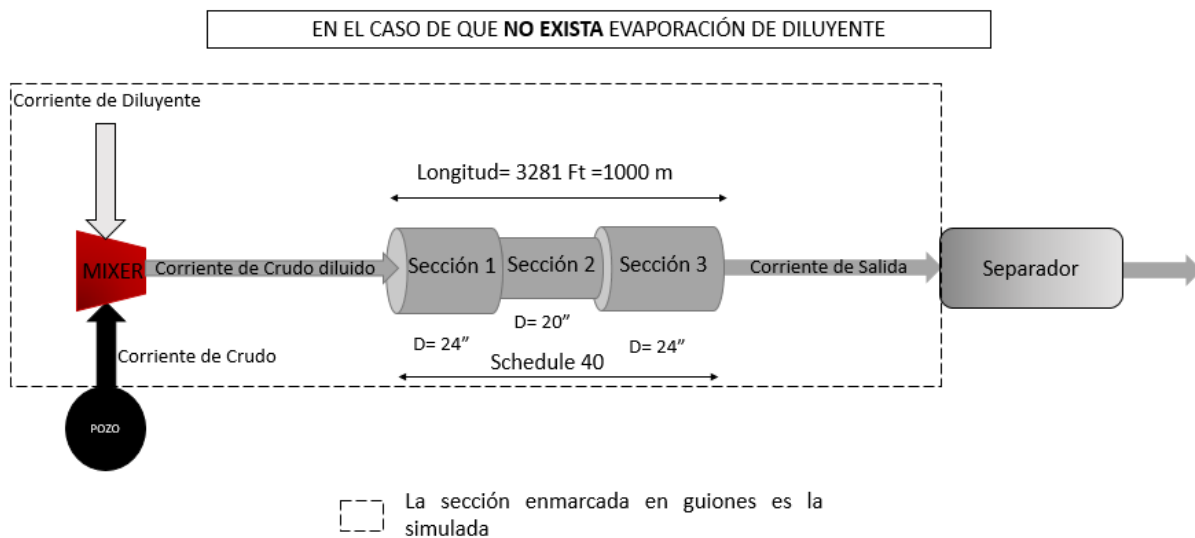


Figura 21 . Geometría de la línea de flujo planteada para el modelo conceptual de simulación en el caso de que no exista evaporación del diluyente.

En la Tabla 16, se exponen las especificaciones técnicas tomadas en cuenta para el modelo de línea de flujo planteado.

Tabla 16.

Especificaciones técnicas de las tuberías involucradas en el modelo conceptual y variables operacionales utilizadas en la simulación.

Parámetro	Sección 1	Sección 2	Sección 3
	Entrada	Intermedia	Salida
Schedule	40	40	40
OD (in)	24	20	24
Longitud (ft)	1312	657	1312
T° Fluido al interior de la tubería (°F)	86	86	86
Caudal (BPD)	500	500	500
Viscosidad Operacional (cP)	275	275	275
Regímenes de Flujo	Turbulento en estado Estacionario		
Material Tubería	Mild Steel	Mild Steel	Mild Steel
Ambiente de la Tubería	Aireada	Aireada	Aireada
Corte de Agua	0,24	0,24	0,24
Caudal Crudo (BOPD)	380	380	380
Caudal de Agua (BWPD)	120	120	120
G.O.R (SCF/STB)	170	170	170
Gas disuelto (SCFD)	64600	64600	64600

Presión de Entrada al sistema(psig): 110

Para el modelo conceptual, se plantea un escenario con datos tomados de la bibliografía de autores como (Torrado Jácome, et al., 2014), en el cual se dispone la geometría de la línea de flujo con sus correspondientes medidas de diámetro y Schedule, realizando un cambio en el área de la sección transversal ya que permite una representación más precisa a las perturbaciones sobre la evaluación de la caída de presión y la precipitación de asfáltenos; la temperatura del fluido para el caudal correspondiente al caso de estudio según (García, et al., 2010) propone que sea isotérmica con un valor de 86°F, puesto que esta es la mínima temperatura alcanzable a las condiciones normales de operación para el caso evaluado, anexando a esto el valor de viscosidad operacional y la presión de entrada al sistema.

Según (Valle, et al., 2017) el mejor modelo de flujo en tubería horizontal es el de Beggs & Brill por su precisión en los cálculos, y por esta razón se escoge dicho modelo para la simulación del presente trabajo.

Finalmente, para el material de la tubería y la rugosidad de la misma se consultó la propuesta realizada por (Gaviria Vega & Romero Zafra, 2017) en su investigación aplicada a un caso análogo, realizando algunas correcciones y revisiones con los datos presentados en el manual del transportador expuesto por (ECOPETROL, 2010) en su informe anual.

4.5. Procedimiento de Simulación en Herramienta Software

El proceso de simulación se realizará con la herramienta software con licencia académica Aspen Hysys V8.8, permitiendo evaluar con la misma el alcance de la investigación, el cual se definió como: *El diseño conceptual del proceso de dilución aplicado a una línea de flujo desde cabeza de pozo hasta el separador, sin contemplar accesorios (i.e. válvulas, equipos de tratamiento), considerando la composición de un crudo pesado de un campo del oriente colombiano, desarrollando a su vez una metodología específica para la selección del mejor diluyente del caso estudio con base en el uso de una herramienta software especializada con licencia académica.*

Para este propósito de la simulación del diseño conceptual planteado al inicio del presente capítulo, se definieron en primera instancia unas consideraciones para tener en cuenta dentro del modelo simulado.

4.5.1. Consideraciones del Modelo Conceptual. El modelo evaluado en la simulación posee las consideraciones iniciales expuestas en la tabla 17, a continuación.

Tabla 17.

Consideraciones iniciales del modelo conceptual simulado.

Consideración	Descripción
1	El modelo analizado es para un solo pozo desde su cabeza, incluyendo la línea de inyección de químico en superficie, hasta un primer separador
2	La dilución se da en superficie.
3	Se estudia el proceso y su rendimiento, no los equipos específicamente.
4	Se toma la composición del gas del separador como gas disuelto en el crudo.
5	El crudo analizado posee la composición del crudo del Campo Castilla.
6	El proceso se considera isotérmico ($T=86^{\circ}\text{F}$) dentro del fluido para todo el trayecto analizado.
7	Se consideran cambios de presión en la línea de flujo con la variación del diámetro.
8	La temperatura ambiente promedio se considera de 77°F en la zona del caso estudio.
9	No se analizan los efectos de las válvulas en el tramo de la línea de flujo.
10	Se estudia el comportamiento de los diluyentes puros individuales a diversos porcentajes en volumen, no sus mezclas ni variaciones.
11	Se emplea un mezclador en el modelo con el fin de simular el contenido de agua en el crudo y el contenido de gas disuelto, además mezclador anexo que simula la mezcla de crudo y diluyente.
12	La longitud total de la línea de flujo es de 3281 ft.

4.5.2. Composición. La composición que se ingresa al software es la señalada para el crudo pesado y cada uno de los diluyentes en los literales anteriores.

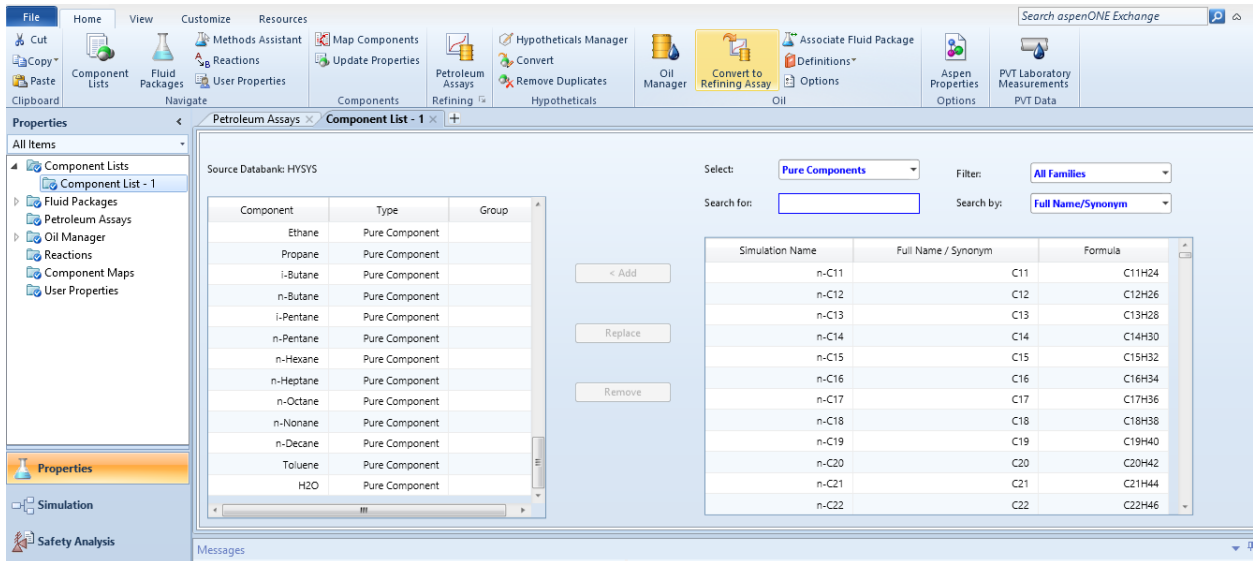


Figura 22. Ingreso de datos de Composición al software Aspen Hysys V8.8.

4.5.3. Paquete de Fluidos. El paquete de fluidos que sugieren (Gaviria Vega & Romero Zafra, 2017) para el caso de simulación en el software Aspen Hysys V8.8 es el de ***Peng-Robinson***.

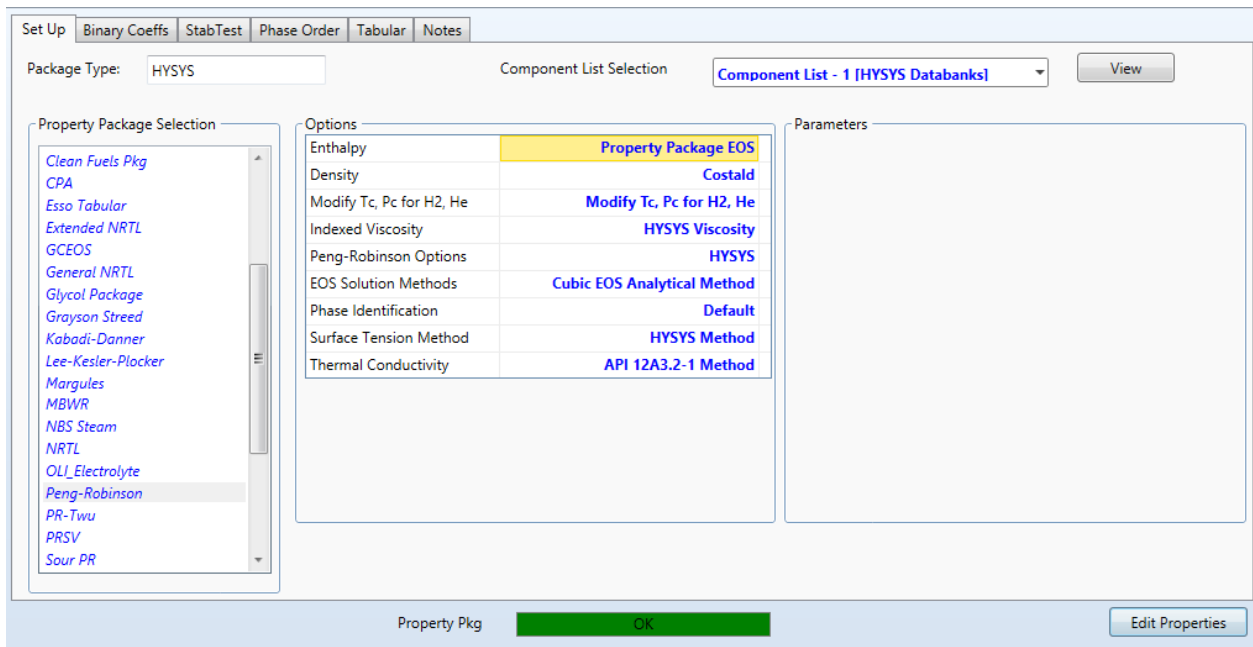


Figura 23. Selección e ingreso del paquete de fluidos *Peng-Robinson* al software Aspen Hysys V8.8.

4.5.4. Diagrama de flujo del proceso (PFD). El diagrama de flujo de las diversas simulaciones realizadas se presenta a continuación en las figuras 24 a 28; las simulaciones detalladas se ven en el **Apéndice 3** de la presente investigación.

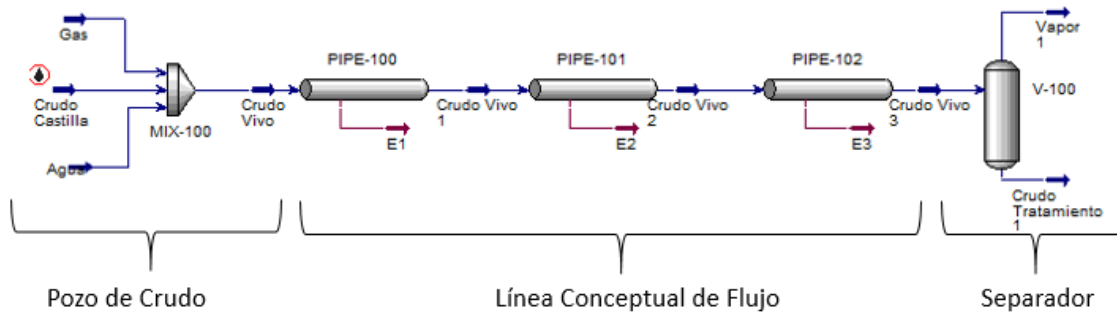


Figura 24. PFD del Caso Base-Flujo de Sólo Crudo desde pozo hasta el separador.

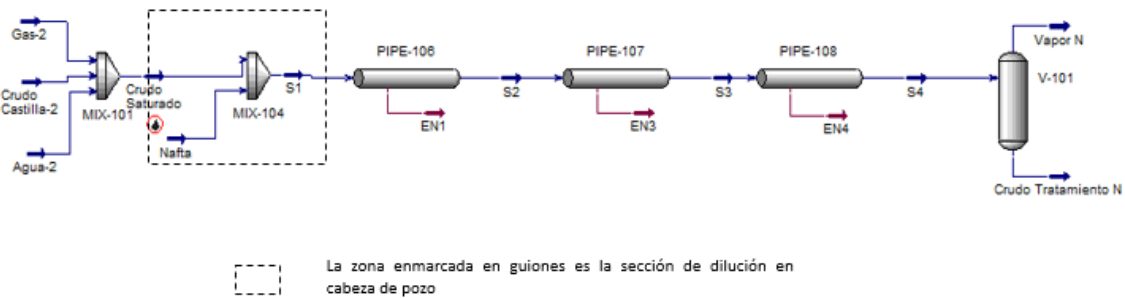


Figura 25. PFD del Caso de Simulación con Nafta líquida.

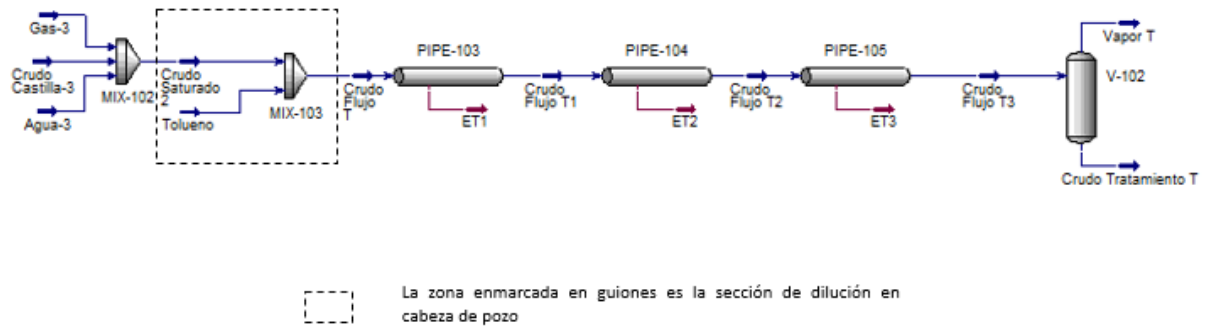


Figura 26. PFD del Caso de simulación con Tolueno.

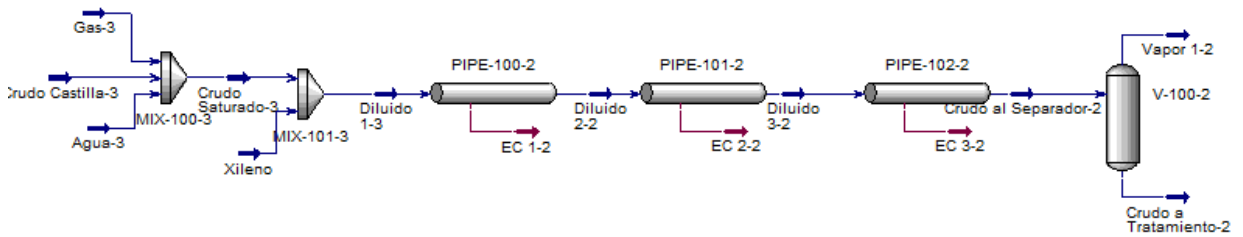


Figura 27. PFD del Caso de simulación con Xileno.

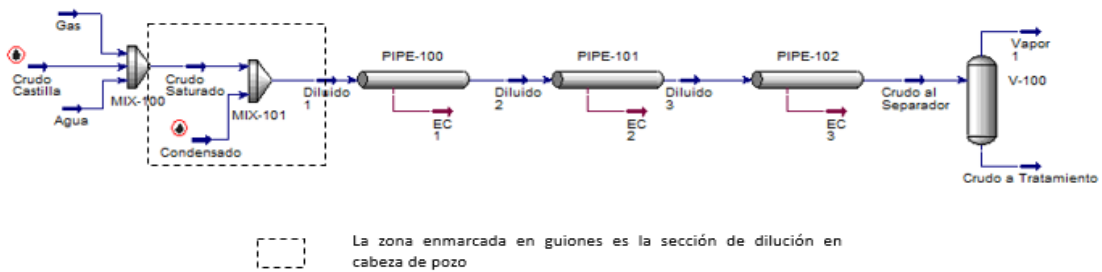


Figura 28. PFD del Caso de simulación con Condensado.

4.6. Análisis de Resultados

De los resultados arrojados por el software, se realizará a continuación un análisis de estos, estableciendo así la evaluación técnica de los diluyentes.

4.6.1. Comportamiento de la Viscosidad del Crudo Diluido. En la figura 29, se observa que el diluyente con mayor eficiencia es el tolueno, el cual presenta una reducción de la viscosidad de 6999 cP que poseía el crudo a inicio de la operación hasta un valor de 77,33 cP con un 30% de diluyente agregado.

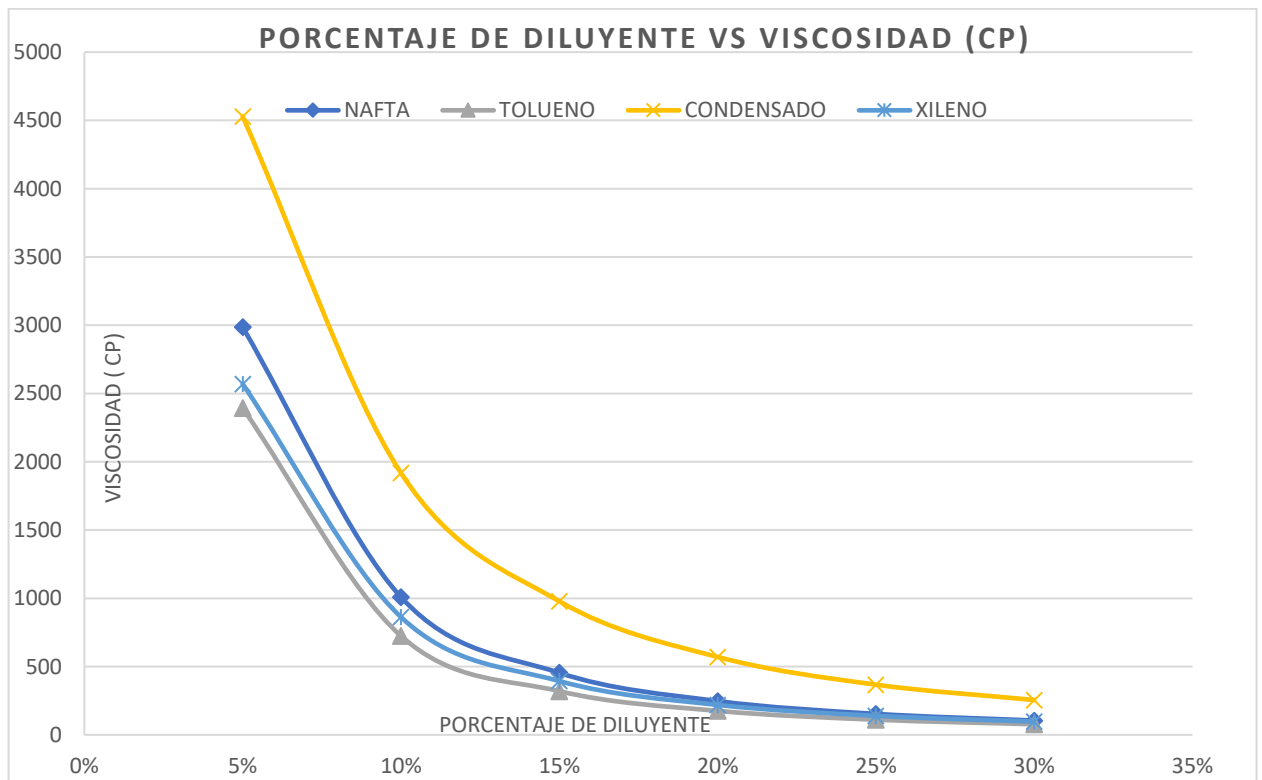


Figura 29. Gráfica de Porcentaje de diluyente Vs Viscosidad

4.6.2. Comportamiento de la gravedad API de la mezcla. En la figura 30, se observa que la nafta es el diluyente con mayor rendimiento en cuanto aumento de la gravedad API de la mezcla de crudo, llevando el crudo desde un valor inicial de 12,8 °API, hasta un valor de 24°API.

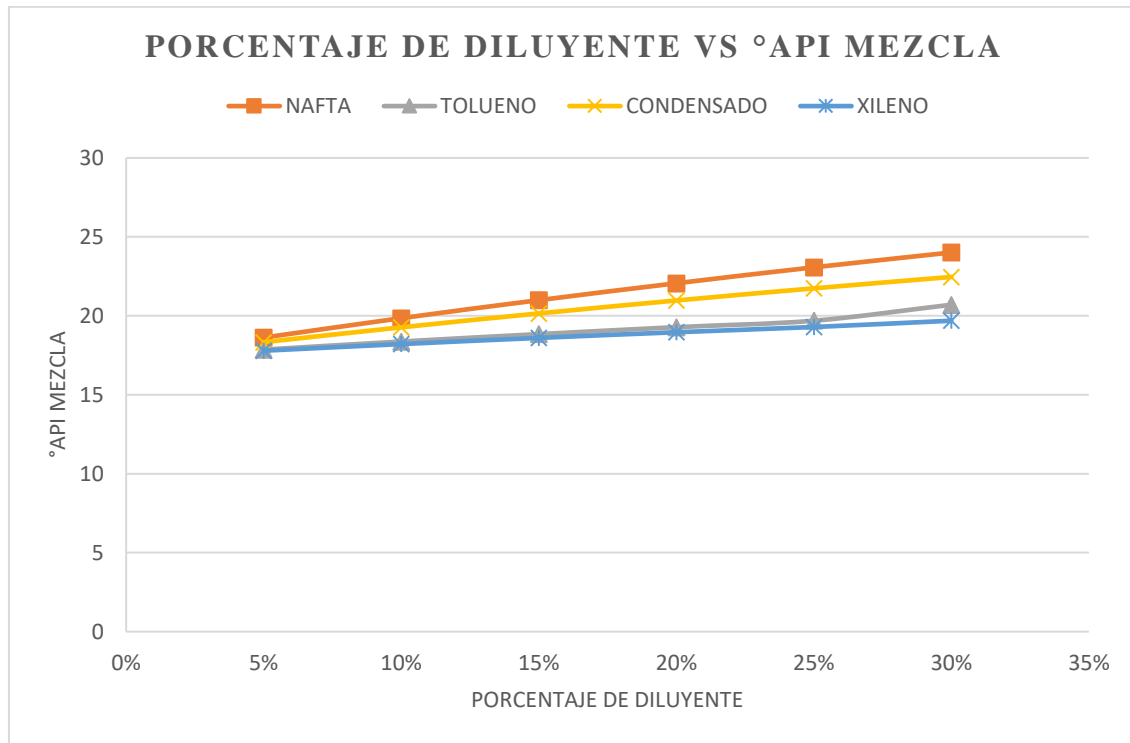


Figura 30. Gráfica de Porcentaje de diluyente vs °API de la mezcla.

4.6.3. Elección del porcentaje de diluyente óptimo. Con base en el análisis realizado mediante la simulación y el tratamiento de los datos que se demostró en las figuras 29 y 30, se puede concluir que el diluyente con mayor eficiencia técnica aplicado para el caso del crudo pesado del campo Castilla simulado, es el tolueno porque genera un aumento hasta 22 °API y una reducción de viscosidad de 6912 cP con un 30% de diluyente, y es por ende que presenta los mayores valores de eficiencia y aplicabilidad.

4.6.4. Perfil de Presión y Temperatura en la línea de flujo. En las figuras 31 y 32, se pueden observar los perfiles de presión y temperatura promedio, tomados del caso base, generados para el modelo de línea conceptual de flujo planteada.

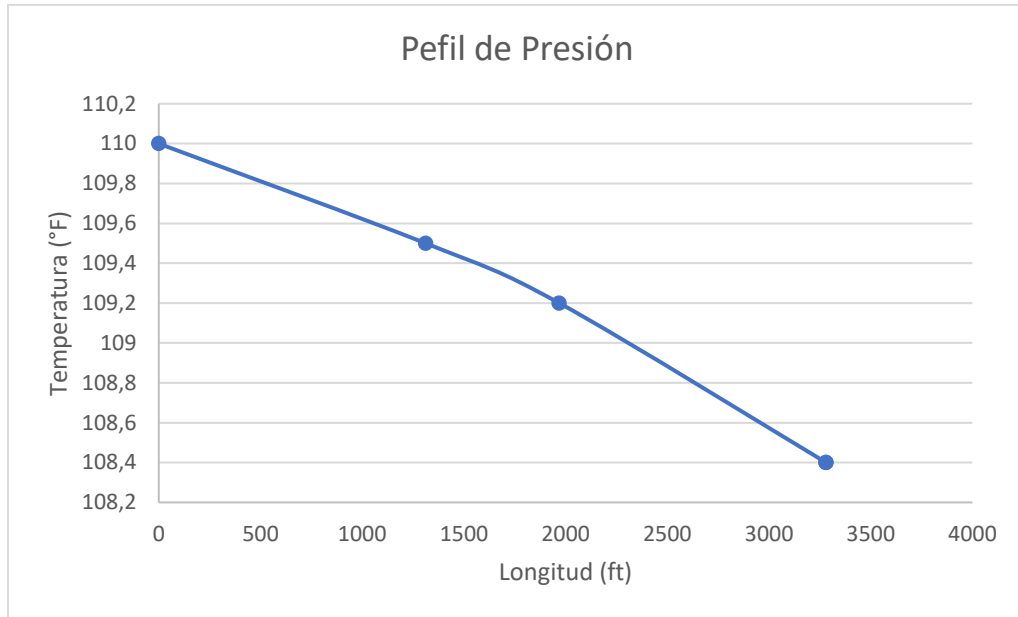


Figura 31. Perfil de Presión promedio del modelo de línea conceptual de flujo.

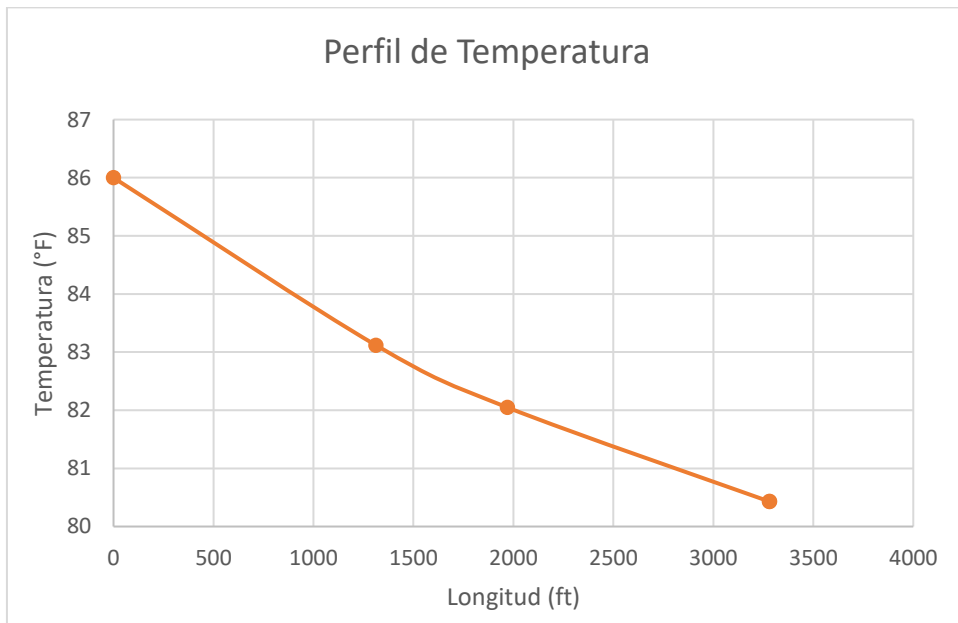


Figura 32. Perfil de Temperatura promedio del modelo de línea conceptual de flujo.

5. Análisis Financiero

5.1. Sinopsis

El análisis financiero es parte fundamental en la evaluación de proyectos, conocer en detalle si un proyecto es viable económicamente o no influye en la decisión de la implementación de este. De igual forma, es de suma importancia conocer la viabilidad técnica de un proyecto y así fusionar tanto lo técnico como lo financiero para optar por la mejor opción, buscando siempre que sea efectivo técnicamente y a su vez sea rentable.

En este capítulo, se realiza una evaluación financiera para la implementación de cada diluyente. Las cotizaciones de los equipos, diluyentes y otros se realizaron a fecha de enero de 2018, con una T.R.M de \$2855,86 [\$/COP/\$USD]. Inicialmente, se evalúan los costos de inversión inicial (CAPEX) los cuáles hacen referencia a los equipos de un sistema de dilución teniendo en cuenta su traslado e instalación, así mismo se determinan los costos de operación para cada diluyente considerando el mantenimiento de los equipos y la mano de obra calificada; finalmente, se analiza la factibilidad del proyecto en cuanto al ahorro obtenido por la implementación de un nuevo diluyente con respecto a la nafta (ver **Apéndice 5**) y se realiza una matriz de selección de diluyente óptimo teniendo en cuenta el aspecto técnico y financiero.

5.2. Costos de Inversión Inicial (CAPEX)

Los costos de inversión inicial incluyen el costo total de cada equipo con su respectivo transporte e instalación. Según el diseño conceptual de dilución planteado, los equipos necesarios para el

proyecto son: mezclador estático, 2624 ft de tubería de 24" OD, 657 ft de 20" OD, separador bifásico, la línea de diluyente de 3280,84 ft de longitud, un tanque para el almacenamiento del diluyente, una bomba, una válvula y un medidor de flujo.

5.2.1. Costo Total de Cada Equipo. Luego de hacer varias cotizaciones en diferentes empresas se escogen los precios más factibles de los equipos. En la tabla 18, se evidencian el costo total para cada equipo, incluyendo su costo de traslado y su costo de instalación.

Tabla 18.

Costo total de cada equipo

EQUIPOS	Costo de Compra [USD]	Costo de Traslado [USD]	Costo de Instalación [USD]	Costo Total del Equipo [USD]
Mezclador Estático	19259	2276	11205	32740
Tubería 24"	154030	25050	95000	274080
Tubería 20"	29801	6263	23750	59814
Separador Bifásico	102141	2276	14707	119123
Línea de diluyentes	50000	1961	100845	152806
Tanque de almacenamiento	122555	17508	35016	175079
Bomba	18000	2276	1331	21607
Válvula	4917	609185	560	614662
Medidor	1050	350	1081	2482

5.2.2. Costo de Inversión Total. En la inversión total del proyecto solo se tiene en cuenta el costo de cada equipo con su transporte e instalación, no se incluyen costos de terreno pues ya es un activo de la empresa. El costo de inversión total es de 1'452.392 USD. (Ver **Apéndice 6**)

5.3. Costos de Operación (OPEX)

Los costos operativos incluyen costos de materia prima, costos de mantenimiento de los equipos y costos de mano de obra. A continuación, se describen los costos operacionales más detallados.

5.3.1. Costos de Materia Prima. Los precios de materias primas (nafta, tolueno, xileno y condensado) se tomaron directamente de cotizaciones realizadas en las diversas empresas, las cuales están disponibles en el **Apéndice 6**. En la tabla 19, se observa para cada caso el costo de compra del diluyente en USD/BBL, así como el volumen de diluyente requerido por día para llevar el crudo a una viscosidad de 300 cP (viscosidad de transporte por oleoducto) el cual fue tomado de la simulación realizada en el capítulo anterior, además el costo de transporte de los barriles requeridos de diluyente por día y el costo total en USD por día.

Tabla 19.

Costos de materia prima.

Diluyentes	Costo de compra [USD/BBL]	Caudal requerido(BPD)	Costo de traslado [USD/día]	Costo total [USD/día]
Nafta	130	89	765	12.335
Tolueno	255	75	645	19.737
Xileno	255	84	722	22.105
Condensado	70	134	1.152	10.532

5.3.2. Costos de Mantenimiento. El mantenimiento anual de cada equipo se obtuvo de las cotizaciones hechas en las empresas. (Ver **Apéndice 6**)

5.3.3. Costos de Mano de Obra. El costo de mano de obra se obtuvo con el cálculo del salario para cada empleado requerido en la operación de la línea de flujo diseñada, durante el primer año de operación (2018). El costo obtenido fue de 19696,1 USD e incluye 1 operario, y 2 ingenieros encargados de la operación, se recomienda ver los Anexos para corroborar esta información en futuras investigaciones.

5.3.4. Costo Total de Operación. El costo total de operación incluye, el costo total de la materia prima, el costo de mantenimiento de los equipos y la mano de obra calificada. En la tabla 22, se observa el valor total de la operación por año para cada caso de diluyente.

Tabla 20.

Costo total de operación.

COSTO TOTAL DE OPERACIÓN	
[USD/año]	
Tolueno	7'234.079
Xileno	8'098.553
Condensado	3'874.457
Nafta	4'532.552

Según la tabla 22 y teniendo en cuenta que el diluyente actualmente implementado en el campo Castilla es la nafta, se observa que el costo anual para transportar el crudo con condensado respecto a la nafta es menor, asimismo, se evidencia que el implemento de tolueno o xileno no representaría ningún ahorro respecto a la nafta, por consiguiente, para el siguiente análisis de factibilidad del proyecto evaluado a 5 años en el cuál se incluye la inversión inicial , solo se tendrá en cuenta el condensado.

5.4. Factibilidad del Proyecto

Se realizó un análisis de los costos de transporte anual con implemento de nafta y condensado, evaluado a 5 años; para el caso del condensado se tuvo en cuenta la inversión inicial (CAPEX) del proyecto mientras que para la nafta no se tiene en cuenta esta inversión inicial ya que el campo Castilla cuenta con el sistema de dilución para dicho solvente.

Cabe resaltar, que el implemento de un nuevo diluyente tiene como fin generar un ahorro respecto a la tarifa que se tiene actualmente con el implemento de nafta de modo que haga más viable financieramente el método de dilución.

En la tabla 21, se observa la relación de costos entre la nafta y el condensado teniendo en cuenta el valor presente neto (VPN) para cada uno y el ahorro que representaría la implementación de este último por año; para el primero año, el condensado no generaría ahorros puesto que se tiene en cuenta la inversión inicial del proyecto, sin embargo, a partir del segundo año se empezaría a producir un ahorro que evaluado a 5 años llega a ser 1'586.779 USD.

Por lo tanto, a partir del segundo año el condensado sería el diluyente más viable financieramente respecto a la nafta, generando ahorros muy significativos para la empresa.

Tabla 21.

Factibilidad del proyecto.

	2018	2019	2020	2021	2022
Costo de transporte con nafta	4'532.555	4'532.555	4'532.555	4'532.555	4'532.555
Costo de transporte con condensado	3'874.457	3'874.457	3'874.457	3'874.457	3'874.457

VPN con nafta	-4'083.383	-7'762.106	-11'076.271	-14'062.006	-16'751.857
VPN con condensado	-4'335.985	-7'480.581	-10'313.551	-12'865.776	-15'165.077
Ahorro	-252.602	281.525	762.720	1'196.230	1'586.779

5.5. Matriz de Selección de Diluyente Óptimo

Se realizó una matriz para la selección del diluyente óptimo de igual modo como la matriz de selección de diluyentes en el capítulo 3, basados en la metodología de matriz de priorización de Pugh adaptada al presente trabajo de grado. (ver **Apéndice 6**)

Inicialmente, se tuvieron en cuenta los parámetros de gran impacto en la selección del diluyente estudiados en el capítulo 1 incluyendo el parámetro financiero, los cuáles son: % reducción de viscosidad, % diluyente óptimo, compatibilidad, disponibilidad y viabilidad financiera; seguidamente se realizó la matriz screening en la cual se hace una catalogación cualitativa a partir de los rangos en que mejor se desempeña cada uno de los diluyentes. La valoración cualitativa está dada entre: Aplicable, Aceptable y No Aplicable con puntajes de 5, 3 y 0, respectivamente. En la figura 42, se observan los rangos de implementación del diluyente, los cuales han sido detallados en el capítulo 3, y en la evaluación financiera realizada en el presente capítulo.

SCREENING			DILUYENTES			
Parámetros de Selección	Valoración Numérica		Xileno	Condensado	Tolueno	Nafta
% Reducción de viscosidad	<i>Aplicable</i>	5	80-100	80-100	80-100	80-100
	<i>Aceptable</i>	3	60-79	60-79	60-79	60-79
	<i>No Aplicable</i>	0	<60	<60	<60	<60
% Diluyente Óptimo	<i>Aplicable</i>	5	0-15	0-15	0-15	0-15
	<i>Aceptable</i>	3	16-29	16-29	16-29	16-29
	<i>No Aplicable</i>	0	>=30	>=30	>=30	>=30
Compatibilidad	<i>Compatible</i>	5	Si	x	Si	x
	<i>Aceptable</i>	3		Si	x	Si
	<i>Precipitación de parafinas y asfáltenos</i>	0	x	x	x	x
Disponibilidad	<i>Regional</i>	5	x	Si	x	x
	<i>Nacional</i>	3	Si	x	Si	x
	<i>No Disponible</i>	0	x	x	x	No
Viabilidad Financiera	<i>Rentable</i>	5	x	Si	x	Si
	<i>Aceptable</i>	3	x	x	x	x
	<i>No Rentable</i>	0	No	x	No	x

Figura 33. Matriz screening para selección de diluyente óptimo

A continuación, se realizó la matriz puntaje (ver figura 43) dónde se cuantificó el grado de implementación de cada diluyente. Luego, se realizó la matriz porcentaje (ver figura 44) en la cual se distribuye el 100% en los cuatro parámetros, dando un mayor porcentaje al parámetro de mayor influencia.

Matriz Puntaje	DILUYENTES			
Parámetros de Selección	Xileno	Condensado	Tolueno	Nafta
% Reducción de viscosidad	5	5	5	5
% Diluyente Óptimo	3	3	3	3
Compatibilidad	5	3	5	3
Disponibilidad	3	5	3	0
Viabilidad Financiera	0	5	0	5

Figura 34. Matriz puntaje para selección de diluyente óptimo

<i>Matriz Porcentaje</i>	<i>DILUYENTES</i>			
<i>Parámetros de Selección</i>	<i>Xileno</i>	<i>Condensado</i>	<i>Tolueno</i>	<i>Nafta</i>
<i>% Reducción de viscosidad</i>	10	10	10	10
<i>% Diluyente Óptimo</i>	20	20	20	20
<i>Compatibilidad</i>	30	30	30	30
<i>Disponibilidad</i>	5	5	5	5
<i>Viabilidad Financiera</i>	35	35	35	35

Figura 35. Matriz porcentaje para selección de diluyente óptimo

Seguidamente, se realizó la matriz ponderado teniendo en cuenta el puntaje obtenido según su grado de implementación y el porcentaje asignado a cada parámetro. Ver figura 45.

<i>Matriz Ponderado</i>	<i>DILUYENTES</i>			
<i>Parámetros de Selección</i>	<i>Xileno</i>	<i>Condensado</i>	<i>Tolueno</i>	<i>Nafta</i>
<i>% Reducción de viscosidad</i>	10	10	10	10
<i>% Diluyente Óptimo</i>	12	12	12	12
<i>Compatibilidad</i>	30	18	30	18
<i>Disponibilidad</i>	3	5	3	0
<i>Viabilidad Financiera</i>	0	35	0	35

Figura 36. Matriz ponderada para selección de diluyente óptimo

Enseguida, se realizó la matriz ponderado total junto a la matriz de porcentaje de no aplicabilidad y la matriz de porcentaje de aceptabilidad para obtener así la matriz de criterio de selección final (ver figura 46) en la cual se logra seleccionar el diluyente óptimo.

<i>Criterio de Selección Final</i>	<i>Xileno</i>	<i>Condensado</i>	<i>Tolueno</i>	<i>Nafta</i>
	56,25	82,5	56,25	77,5

Figura 37. Criterio de selección final

Finalmente, se escoge como diluyente óptimo el **condensado** debido a su factibilidad técnica y financiera.

5.6. Resumen Metodológico

En la figura 47 se presenta el resumen metodológico de la presente investigación, señalando cada una de las etapas involucradas, desde el planteamiento del proyecto, la ejecución del estudio de mapeo sistemático, el análisis técnico del proyecto correspondiente a la tercera fase, en la cual se involucra el diseño del modelo conceptual de la línea de flujo, simulación y análisis de resultados, hasta finalizar con su correspondiente análisis financiero y selección final.

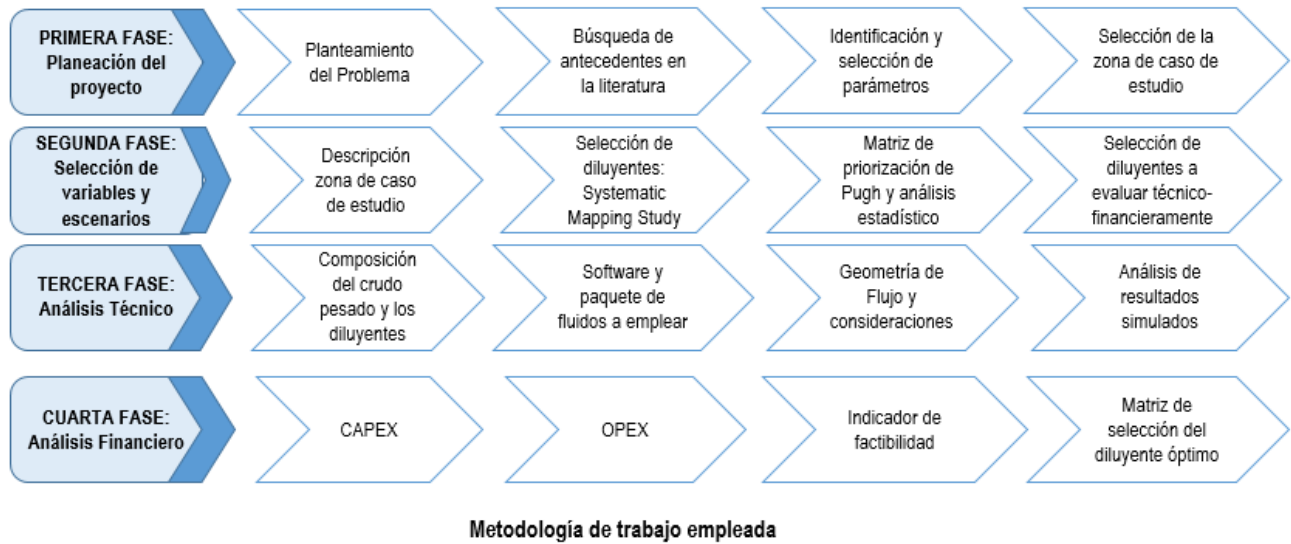


Figura 38. Resumen metodológico de la investigación.

La metodología de trabajo implementada en el presente proyecto de grado se establece mediante las cuatro fases representadas en la Figura 38, en las cuales se especifican las diversas tareas realizadas a lo largo del proyecto de una forma sistemática y organizada con el fin de establecer un proceso de selección *aplicado a un caso específico de un solo pozo de un campo de crudo pesado Colombiano*, tal como se plantea en la presente investigación tomando como caso de estudio un pozo del campo Castilla localizado en el Oriente Colombiano, por lo tanto tomando un tipo de crudo con composición de la faja del Orinoco, siendo el mayor aporte de la investigación el desarrollo de la metodología de trabajo y su respectiva validación mediante el análisis técnico y financiero, tomando en cuenta la investigación desarrollado como un análisis bibliométrico y estadístico para los estudios concernientes a transporte de hidrocarburo pesado por ductos analizados en el tercer capítulo del presente libro.

6. Conclusiones

Se obtuvo en el análisis técnico-financiero que el mejor diluyente aplicable para el caso de estudio es el condensado de crudo, representando a 5 años un ahorro de 1'586.779 USD respecto a la nafta, asimismo, es aplicable para todos los aspectos según la matriz de selección final, obteniendo un puntaje de 82,5 en comparación con la nafta la cual obtuvo 77,5 posicionándose como la primer y mejor opción.

La reducción de viscosidad que el condensado representa para un 27% de diluyente es de 7000 cp a tan solo 255 cp, el cual es un valor por debajo del rango operacional de 300 cp, y demuestra así el alto rendimiento del condensado en el caso estudio.

Según la metodología combinada de *Systematic Mapping Study*, junto con la matriz de priorización de Pugh para el estudio bibliométrico realizado en la investigación, el tolueno posicionado con 96 puntos, el xileno con 86, y el condensado con 75,5 se presentan como alternativas aplicables al caso de estudio del campo Castilla por encima de la nafta la cual obtuvo tan solo 65 puntos.

Con base en las principales variables operacionales que se identificaron como incidentes en el transporte de crudo por dilución, se desarrolló un modelo conceptual de una línea de flujo analizando con este las características del crudo del campo Castilla, y evaluando así la eficiencia técnica de cada diluyente estudiado.

Se desarrolló un *screening* de las principales variables operacionales que afectan el transporte de crudos pesados mediante el empleo del método de dilución, así como de los principales diluyentes existentes en el mundo, realizando un estudio detallado de cada uno de los mismos con el fin de evaluar su impacto o influencia en el modelamiento del diseño conceptual de la línea de flujo y el respectivo análisis técnico-financiero para el caso estudio.

Desarrollando una metodología general se obtuvieron las eficiencias de diversos tipos de diluyentes aplicadas a un caso de estudio mediante la implementación de herramienta software, el análisis bibliométrico de experiencias nacionales e internacionales y el empleo de matrices de priorización de Pugh.

Se desarrolló una metodología específica y hojas de cálculo especializadas que son adaptables a casos de estudio específicos para la evaluación de diluyentes en el transporte de crudo pesado buscando porcentajes de volumen de dilución menores al 30%.

7. Recomendaciones

Se recomienda el desarrollo de pruebas experimentales a escala, o validación con pruebas y datos de campo de los resultados con el fin de su verificación o respectivo ajuste según las necesidades que se requieran.

Se sugiere el desarrollo de una investigación complementaria con otras tecnologías de transporte de crudo pesado, con el fin de verificar su impacto en el modelo conceptual planteado y en el análisis técnico-financiero del proyecto.

Con base en las hojas de cálculo planteadas en el presente proyecto y las bases de datos generadas se recomienda el desarrollo de un software especializado de selección de diluyentes para casos de estudio específicos, teniendo en cuenta los parámetros planteados en la presente investigación.

Se recomienda realizar una investigación complementaria con combinaciones porcentuales de diversos diluyentes, esto con el fin de verificar los porcentajes necesarios para reemplazar total o parcialmente el consumo de Nafta empleada en el Campo Castilla o el consumo de Condensado.

Se sugiere realizar un *screening* detallado de las tecnologías alternativas y complementarias al transporte de crudo pesado por tubería, teniendo en cuenta un caso de estudio específico y su respectivo análisis técnico-financiero.

Referencias Bibliográficas

Afra, S., Nsr-El-Din, H., Socci, D. & Cui, Z., 2016. A Novel Viscosity Reduction Plant-Based Diluent for Heavy and Extra-Heavy Oil. *SPE Improved Oil Recovery Conference Journal*, Issue SPE-179523-MS, pp. 1-15.

Alboudwarej, H., Felix, J. (. & Taylor, S., 2006. La importancia del petróleo pesado. *Oilfield Review Slb*, p. 22.

API, 1985. *Volumetric Shrikage resulting from blending hydrocarbons with crude oils*, Washington: Library of Congress.

Argillier, J.-F., Hénaut, I., Gateau, P. & Héraud., J.-P., 2005. Heavy Oil Dilution. *SPE International*, pp. 1-7.

Aschcroft, S., Booker, D. & Turner, J., 1992. Volumetric behavior of mixtures of crude oils and light hydrocarbons. *Energy*, 65(131), pp. 10-24.

Ballestas, R., 2015. *Evaluación de la dilución con Nafta en Fondo de un pozo productor de crudo extrapesado..* Bucaramanga: s.n.

Banco Mare Nostrum, 2017. Análisis Técnico 2017. En: *Afi Guías 17: Análisis Técnico 2017*. Madrid: Afi, pp. 4-5.

Basili , V. R., Caldeira , G. & Rombach , D., 1994. *Goal question metric paradigm*. 1 ed. New York : Limusa Wiley .

Booker , D., 1989. *Volumetric Shrinkafe of spiked crude oils*. 1 ed. Exter, England: Exter University .

British Petroleum, 2016. *BP Statistical Review of World Energy*, s.l.: s.n.

Camacho , C. & Cámara, J., 2014. *“EVALUACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS APLICADAS AL TRANSPORTE DE CRUDO PESADO EN TUBERÍAS*. México, DF: s.n.

Chen , L. & Babar, M., 2014. Towards an evidence-based understanding of emergence architecture through continuous refactoring in agile software development. *Proceedings of 11th Working IEEE/IFIP Conference on Software Architecture(WICSA)*, 1(1), pp. 195-204.

Chen , L., Babar, M. & Zhang , H., 2010. Towards an evidence-based understanding of emergence of architecture through continuous refactoring in agile software development. *Proceedings of the 14th International Conference on Evaluation and Assessment in Software Engineering (EASE)*, 1(1), pp. 135-138.

Churchill, S. W. & Usagi, P. A., 1972. A general expression for the correlation of rates transfer and other phenomena. *AICHE J Chem.*, 18(6), pp. 1121-1128.

Cubides Rojas, L. N. & Peña Sánchez , P. J., 2009. *Sensibilidad de las variables operacionales en el transporte de crudo pesado*. 1 ed. Bucaramanga: Tesis de Pregrado Ingeniería de Petroleos UIS.

Davudov, D. & Moghanloo, R., 2017. A systematic comparison of various upgrading techniques for heavy oil.. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, pp. 623-632.

Dehaghani, A. H. S. & Badizad, M. H., 2016. Experimental study of Iranian heavy crude oil viscosity reduction by diluting with heptane, methanol, toluene, gas condensate and naphtha.. *Elsevier*, pp. 1-10.

ECOPETROL, 2010. *Manual del Transportador de Oleoductos Ecopetrol*, Bogotá: Ediciones Ecopetrol.

Erno , B. P., Chriest, J. & Given, R., 1994. *Equations Predict Shrinkage of Heavy Oil/Condensate Blend*, Calgary: Novacor Research & Technology.

García Navas, E. O., 2017. *APUNTES DE CLASE TRATAMIENTO DE EMULSIONES*. Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander.

García, C. A. y otros, 2010. Optimización del Transporte por oleoducto del crudo pesado castilla. *Revista Fuentes: El Reventón Energético*, 8(1), pp. 17-28.

García, C. A. y otros, 2010. Optimización del Transporte por oleoducto de Crudo Pesado Castilla. *Fuentes: El Reventón Energético*, 8(1), p. 18.

García, C. y otros, 2010. Optimización del transporte por oleoducto de crudo pesado Castilla. *Revista Fuentes: El Reventón Energético*, 8(1), pp. 17-28.

Gaviria Vega, A. M. & Romero Zafra, E. M., 2017. *Factibilidad económica del acople de los mecanismos de dilución y calentamiento para mejorar el transporte de crudo pesado en líneas de tubería*. 1 ed. Cartagena: Ediciones Unversidad de San Buenaventura Seccioanl Cartagena.

Ghannam, M., Hasan, S., Abu-Jdayil, B. & Esmail, N., 2012. Rheological properties of heavy & light crude oil mixtures for improving flowability.. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, pp. 122-128.

GOOGLE , 2018. *Google Earth*. [En línea]
Available at: <https://earth.google.com/web/search/ecopetrol+cerca+de+Castilla+La+Nueva+-+Meta/@3.83816967,-73.66606206,404.18845904a,413.8189315d,35y,163.35234278h,50.00005296t,-0r/data=CosBGmESWwoIMHg4ZTNIMTc0NTUxNGVky2Q5OjB4NmUwNzA5YjRiZGZlOTdmNhlEatrFNLMOQCfQ9dDjnGp>
[Último acceso: 15 Enero 2018].

Green W. , D. & Perry , R. H., 1997. *Perry's Chemical Engineering Handbook*. 8 ed. New York: McGraw Hill.

Guarin Arenas, F. y otros, 2012. Models for estimating the shrinkage factor in the mixures of diluents with Colombian Heavy crude oils. *SPE Latin American and Caribbean Congress* , pp. 1-8.

Guevara, E., Gonzalez, J. & Nuñez, G., 1998. Highly viscous oil transportation methods in the Venezuela oil industry.. *Proceedings of the 15th World Petroleum Congress, John Wiley and Sons*, pp. 495-501.

Halmos, A. L. & Boger, D. V., 1976. Flow of Viscoelastic Polymer Slutions Through an Abrupt 2-to-1 Expansion. *Journal of Rheology*, 20(253), pp. 2-7.

Hossein , A., Hasan , M. & Dehaghani, S., 2016. Experimental Study of Iranian Heavy crude oil viscosity reduction by diluting with heptane, methanol, toluene, gas condensate and naphtha. *Petroleum*, 2(4), pp. 415-424.

Kariznovi, M., Nourozieh, H., Guan, J. G. (. & Abedi, J., 2013. Measurement and modeling of density and viscosity for mixtures of Athabasca bitumen and heavy n-alkane. *Elsevier*, pp. 1-13.

King , R. C. & Crockes, S., 1973. *Piping Handbook*. 3 ed. U.S.A.: Mc Graw Hill .

Kitchernham , B. & Charters, S., 2007. Guidelines for Performing Systematic Literature Reviews in Software Engineering. *EBSE: Technical Report EBSE-2007-01*, 2(3), pp. 1-10.

Kulkarni, A. & Wani, K., 2016. *Reducing Crude Oil Viscosity Using Diluents*. Jalgaon, s.n.

León, R., 2016. *Elaboración de una metodología para la selección de mezcladores en línea para homogeneización de crudos pesados con diluyente*. Bucaramanga: s.n.

Li, K. y otros, 2012. Correlation of chemical and physical properties of an Alaska heavy oil from the Ugnu formation. *Elsevier*, pp. 1-7.

Lozada García, N. X., 2015. *Modelamiento y simulación numérica de la dilución crudo pesado-nafta en un mezclador estático utilizando una herramienta de dinámica computacional de fluidos (CFD)*. 1 ed. Bucaramanga: Tesis de Grado Universidad Industrial de Santander.

Martínez-Palou, R. y otros, 2011. Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: A review.. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, pp. 274-282.

Mendoza Londoño , M. Y. & Peñaloza Monsalve , J. J., 2008 . *Mapa Piloto de Corrosividad de Crudos Pesados*. 1 ed. Bucaramanga : Tesis Pregrado Universidad Industrial de Santander .

Montenegro, L., 2014. *EVALUACIÓN CONCEPTUAL DE ALTERNATIVAS PARA EL TRANSPORTE POR OLEODUCTO DE CRUDOS PESADOS PRODUCIDOS EN LOS LLANOS ORIENTALES*. Bucaramanga: s.n.

Mortazavi-Manesh, S. & Shaw, J. M., 2015. Effect of Diluents on the Rheological Properties of Maya Crude Oil. *Energy & Fuels*, p. 7.

Naiya, T. K., Banerje, S., Kumar, R. & Mandal, A., 2015. Heavy Crude Oil Rheology Improvement Using Naturally Extracted Surfactant. *SPE*, p. 17.

Navarro , L., Álvarez , M., Grosso , J. L. & Navarro , U., 2004. Separación y caracterización de resinas y asfaltenos provenientes del crudo castilla: Evaluación de su interacción molecular. *C.T&F: Ciencia, Tecnología Y Futuro* , 2(5).

Peña Ballesteros , D. Y. y otros, 2010. Mapa Piloto de Corrosividad de Crudos Pesados. *Revista Fuentes: El Reventón Energético*, 8(2), pp. 37-43.

Peñuela Muñoz , J. H., 2017. Crudos Pesados: La realidad del sector de hidrocarburos de Colombia. *Revista Virtual Pro* , Issue 184, p. 2.

Petersen , K., Feldt, R., Mujtaba, S. & Mattsson, M., 2008. *Systematic mapping studies in software engineering*. Bari, Italia , s.n., pp. 68-77.

Saniere, A., Heanut, I. & Argillier, J., 2004. Pipelines transportations of heavy oils- a strategic , economic and technologic challenge. *Oil & Gas Science and Technology* , 59(1), pp. 455-466.

Tineo, R., 1981. *Efecto de solventes y temperatura sobre la viscosidad de algunos crudos de petróleos Mexicanos*.. Monterrey: s.n.

Torrado Jácome, L., Pérez Claro, Y. A. & Vargas Escobar, W. L., 2014. Tecnología para incrementar la capacidad de transporte de crudos extrapesados. *Ediciones Universidad de los Andes: Artículos de Investigación*, pp. 1-10.

Tozzi, F. C. y otros, 2015. Improving the physicochemical properties of Brazilian onshore and offshore crude oils using the production of blends. *Elsevier*, pp. 1-7.

Valle, G. A., Romero, F. & Cabarcas, M. E., 2017. Predicción de flujo multifásico en sistemas de recolección de crudo: descripción de requerimientos.. *Revista Fuentes: El Reventón Energético*, 15(1), pp. 87-99.

Vargas, J. & Torres, J., 2015. *Evaluación, selección e implementación de la mejor alternativa técnico-económica para mejorar el tratamiento de crudo pesado y extra pesado en el bloque Casimena..* Bucaramanga: s.n.

Yaghi, B. M. & Al-Bemani, A., 2002. Heavy Crude Oil Viscosity Reduction for Pipeline Transportation. *Energy Sources*, p. 10.

Yang, C., Liang, P. & Avgeriou, P., 2015. A systematic mapping study on the combination of software architecture and agile development. *The Journal of systems and software*, Issue 111, pp. 157-184.

Zhang, J., Chen, X.-p., Zhang, D. & Xu, J.-y., 2017. Rheological behavior and viscosity reduction of heavy crude oil and its blends from the Sui-zhong oilfield in China. *Elsevier*, pp. 1-12.