

**EVALUACION TECNICA ECONOMICA DE TRANSPORTE DE CRUDOS
PESADOS POR EL METODO DE DILUCION DE LOS CAMPOS DEL
PUTUMAYO DESDE LA BATERIA MANSOYA HASTA LA ESTACION ORITO**

**ANDRES FERNANDO PERALTA SANCHEZ
JULIAN DAVID BLANCO SANCHEZ**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
NEIVA
2013**

**EVALUACION TECNICA ECONOMICA DE TRANSPORTE DE CRUDOS
PESADOS POR EL METODO DE DILUCION DE LOS CAMPOS DEL
PUTUMAYO DESDE LA BATERIA MANSOYA HASTA LA ESTACION ORITO**

**ANDRES FERNANDO PERALTA SANCHEZ
JULIAN DAVID BLANCO SANCHEZ**

Trabajo de grado presentado como requisito académico para optar al título de
Ingeniero de Petróleos.

Director:
LUIS ENRIQUE MANTILLA RAMIREZ
Ingeniero de Petróleos

Asesor:
JOHN FREDY REINA GONZALEZ
Ingeniero de petróleo ECOPETROL S.A.

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
NEIVA
2013**

Nota de aceptación

Firma del director

Firma del evaluador

Firma del evaluador.

Neiva, 20 de Noviembre de 2013

DEDICATORIAS

*Dedico este trabajo a Dios todo poderoso, a mi familia especialmente a mis padres
Gustavo Peralta Jaramillo y María del Rosario Sánchez Ríos.*
ANDRES FERNANDO PERALTA SANCHEZ

Dedico este trabajo a Dios, familia y amigos.
JULIAN DAVID BLANCO SANCHEZ

AGRADECIMIENTOS

A Jehová Dios por ser una fuerza de fé en mí que me motiva día a día a hacer su voluntad y tener una vida direccionada hacia mi propio bien y el de los demás.

A mi padre **Gustavo Peralta Jaramillo** por brindarme el apoyo ilimitado en toda mi formación como Ingeniero y ser ejemplo vivo de que las metas se consiguen con disciplina y esfuerzo.

A mi madre **María del Rosario Sánchez Rios** por ser mi ayuda incondicional en todos los aspectos de mi vida, por su amor infinito hacia mí, por comprenderme e impulsarme a la superación en cada adversidad de mi carrera.

A mis hermanos **Yeison Gustavo, Cindy Lorena y María Alejandra** por ser compañía cálida en mi vida familiar.

A mi novia **Andrea Alturo Cuellar** por ser el mejor refugio en los malos momentos, por comprenderme y acompañarme durante toda la carrera.

A los Ingenieros **Luis Enrique Mantilla R.** y **John Fredy Reina G.** por su gran aporte para la elaboración de este trabajo.

A la Ingeniera **Haydee Morales** por su gran transmisión de conocimientos y gestión para facilitarnos el laboratorio donde se hicieron las pruebas.

ANDRES FERNANDO PERALTA SANCHEZ

AGRADECIMIENTOS

Mis más cordiales y sinceros agradecimientos a la Universidad Surcolombiana y en especial a todas aquellas personas de mi facultad de Ingeniería de Petróleos, quienes contribuyeron con mi desarrollo intelectual e integral, permitiéndome actualmente culminar con mi formación académica.

A mi padre **Elias Alberto Blanco Mota** por el apoyo incondicional brindado durante toda la carrera y por exigirme ser siempre mejor.

A mi madre **Leonor Sánchez Ríos** quien ha sido mi consejera y amiga, por toda la confianza, apoyo y amor que siempre me demostró.

A mi tía **María del Rosario Sánchez Ríos** por ser mi segunda madre, quien siempre me cuidó como su hijo, dándome apoyo permanente.

En general a mi familia, que ha sido el estímulo más grande e importante para hacer que crezca mi deseo de salir adelante y luchar por los intereses de aquellas personas que me brindaron toda su confianza para hoy día ser profesional y cumplir con nuevos grandes retos laborales y personales.

A los ingenieros **Luis Enrique Mantilla Ramírez** y **John Fredy Reina González** por su gran labor en la asesoría y direccionamiento de la tesis.

Al geólogo **Richard Ibarra Cepeda** por el apoyo incondicional y su gran aporte en la asesoría de las pruebas de laboratorio.

JULIAN DAVID BLANCO SANCHEZ

CONTENIDO

Pág

RESUMEN.....	15
ABSTRACT.....	16
INTRODUCCION.....	17
1. DESCRIPCIÓN Y RESEÑA DEL ÁREA DEL NORIENTE DE LA SOP.....	19
1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS CAMPOS DEL ÁREA NORORIENTE.	19
1.2 GEOLOGÍA CAMPOS NORORIENTE.....	20
1.3 ZONA DEL ESTUDIO.....	23
2. MARCO TEORICO.....	25
2.1 CRUDO PESADO.....	25
2.1.1 Clasificación del crudo pesado.....	25
2.2 METODOS DE TRANSPORTE PARA CRUDOS PESADOS.....	27
2.3 API Y VISCOSIDAD.....	31
2.3.1 Gravedad específica.....	31
2.3.2 Gravedad API.....	33
2.3.3 Viscosidad.....	34
2.4 PRECIPITACION DE ASFALTENOS.....	36
2.4.1. Definición asfalteno.....	36
2.4.2 Complicaciones por precipitación de asfaltenos.....	36
2.4.3 Comportamiento de precipitación de asfaltenos.....	37
2.5 CONCEPTOS FINANCIEROS.....	40
2.5.1 Equivalencia.....	40
2.5.2 Tiempo.....	40
2.5.3 Capital inicial.....	40
2.5.4 Capital final.....	40
2.5.5 Inflación.....	41
2.5.6 VAN ó VPN.....	41

3. SIMULADORES PIPESIM Y WINPROP	42
3.1 MODELO HIDRAULICO SCHLUMBERGER'S PIPESIM	42
3.1.1 Módulos y aplicaciones.....	42
3.1.2 Modelamiento hidráulico	42
3.2 MODELAMIENTO DE PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS CMG'S WINPROP	45
3.2.1 Programa de comportamiento de fases y propiedades del fluido	45
3.2.2 Beneficios y aplicaciones.....	46
3.2.3 Modelamiento de asfaltenos	46
4. EVALUACION TECNICA	50
4.1 RESULTADOS EXPERIMENTALES.....	50
4.1.1 Resultados de los fluidos básicos y las mezclas obtenidos en el laboratorio.....	50
4.2 ANALISIS Y RESULTADOS DE LOS MODELAMIENTOS DE PERDIDAS DE PRESION EN EL OLEODUCTO PARA LAS DIFERENTES MEZCLAS DEL ESTUDIO.	52
4.2.1 Análisis comportamiento hidráulico de las mezclas crudo Mansoya/crudo Yurilla.....	53
4.2.2 Análisis comportamiento hidráulico de las mezclas crudo Mansoya/nafta	54
4.2.3 Análisis comportamiento hidráulico de las mezclas crudo Mansoya/Dilx	55
4.3 ANALISIS Y RESULTADOS OBTENIDOS MODELAMIENTO DE PRECIPITACION DE ASFALTENOS PARA LAS MEZCLAS DEL ESTUDIO....	56
4.3.1 Análisis del comportamiento de precipitación de asfaltenos mezcla crudo Mansoya/crudo Yurilla.	57
4.3.2 Análisis del comportamiento de precipitación de asfaltenos mezcla crudo Mansoya/nafta.	59
5. EVALUACION ECONOMICA.....	61
5.1 ANÁLISIS ECONOMICO.....	61
5.1.1 Análisis económico mezcla crudo Mansoya/crudo Yurilla.....	61
5.1.2 Análisis económico mezcla crudo Mansoya/nafta	63
5.1.3 Análisis económico mezcla Crudo Mansoya/Dilx.....	67

CONCLUSIONES68

RECOMENDACIONES71

BIBLIOGRAFIA72

ANEXOS73

LISTA DE FIGURAS

	Pág
Figura 1. Localización geográfica de los campos.	19
Figura 2. Campos del área Nororiente.....	20
Figura 3. Estructura Geológica campos Nororiente	21
Figura 4. Mapa Estructural tope de arenisca U campos Nororiente.....	21
Figura 5. Columna estratigráfica de la cuenca del Putumayo.....	22
Figura 6. Operación actual campos Nororiente.....	23
Figura 7. Oleoducto Mansoya - Santa Ana – Orito.	24
Figura 8. Clasificación del crudo basada en la densidad y viscosidad en el fondo del pozo.	26
Figura 9. Efecto de la dilución con condensado sobre la viscosidad de crudos de diferentes gravedades API.....	28
Figura 10. Viscosidad versus % fases continuas de emulsiones.....	30
Figura 11. Precipitación de asfaltenos en un pozo costa afuera.....	37
Figura 12. Efecto de la composición. Proporción de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos y sus efectos sobre la estabilidad de varios crudos.	38
Figura 13. Efecto de la presión en la precipitación de asfaltenos	39
Figura 14. Efecto de la temperatura en la precipitación de asfaltenos.....	40
Figura 15. Esquema de bombeo Batería Mansoya - Batería Santa Ana	44
Figura 16. Perfil Elevación Vs Distancia Batería Mansoya – Batería Santa Ana. ...	44
Figura 17. Resultado de la modelación hidráulicos.....	45
Figura 18. Conjunto de datos del WinProp	48
Figura 19. Resultado de la modelación de precipitación de asfaltenos	49

Figura 20. Presión Vs Distancia. (Mezcla crudo Mansoya/crudo Yurilla)	53
Figura 21. Presión Vs Distancia. (Mezcla crudo Mansoya/nafta).....	54
Figura 22. Presión Vs Distancia. (Mezcla crudo Mansoya/Dilx).....	55
Figura 23. Porcentaje de solido precipitado Vs Presión. (Crudo Mansoya/crudo Yurilla).....	57
Figura 24. Porcentaje de solido precipitado Vs Presión. (Crudo Mansoya/nafta) ..	59
Figura 25. Comportamiento de costos mezcla crudo Mansoya/crudo Yurilla.	63
Figura 26. Comportamiento de costos escenario Orito Mansoya mezcla crudo Mansoya/nafta.	65
Figura 27. Comportamiento de costos escenario Neiva Mansoya mezcla crudo Mansoya/nafta.	66

LISTA DE TABLAS

	Pág
Tabla 1. Clasificación del crudo	26
Tabla 2. Comparación de los métodos de transporte para crudo pesado.....	31
Tabla 3. Coeficientes de expansión para gravedad específica	32
Tabla 4. Propiedades de los fluidos utilizados	50
Tabla 5. Dilución crudo Mansoya/crudo Yurilla	51
Tabla 6. Dilución crudo Mansoya/nafta.....	51
Tabla 7. Dilución crudo Mansoya/Dilx.....	52
Tabla 8. Presiones de mezclas crudo Mansoya/crudo Yurilla a los 35 Km.....	53
Tabla 9. Presiones de mezclas crudo Mansoya/nafta a los 35 Km.....	54
Tabla 10. Presiones de mezclas entre crudo Mansoya/Dilx a los 35 Km.....	55
Tabla 11. Resumen precipitación asfaltenos, mezcla crudo Mansoya/crudo Yurilla @ Pmin y Pmax	58
Tabla 12. Resumen precipitación asfaltenos, mezcla crudo pesado/nafta.	60
Tabla 13. Resumen costos mezcla crudo Mansoya 50%/crudo Yurilla 50% en batería Mansoya.	62
Tabla 14. Evaluación económica mezcla crudo Mansoya 50%/crudo Yurilla 50% a 10 años.	62
Tabla 15. Resumen costos mezcla crudo Mansoya 60%/nafta 40% en batería Mansoya escenario Orito.	64
Tabla 16. Evaluación económica escenario Orito Mansoya de la mezcla crudo Mansoya 60% / nafta 40% a 10 años.	64
Tabla 17. Resumen costos mezcla crudo Mansoya 60% / nafta 40% en batería Mansoya escenario Neiva.....	65

Tabla 18. Evaluación económica escenario Neiva Mansoya de la mezcla crudo
Mansoya 60% / nafta 40% a 10 años.66

LISTA DE ANEXOS

Pág

Anexo A. Demostración de la fórmula API_m	73
Anexo B. Desarrollo conversión de viscosidad de cst (Centistoke) a Cp (Centipoise).....	75
Anexo C. Cálculos para el análisis económico mezcla crudo Mansoya 50% / crudo Yurilla 50%.....	80

RESUMEN

Este trabajo se realizó con la finalidad de hacer una evaluación técnica económica del método de dilución para transporte de crudo pesado en la zona más crítica del Oleoducto Mansoya Orito, que corresponde al tramo de la batería Mansoya a la batería Santa Ana, el área del estudio se encuentra al Nororiente del Departamento del Putumayo, específicamente el campo Mansoya el cual es operado por la compañía Colombiana ECOPETROL S.A. El propósito es analizar el comportamiento del crudo pesado Mansoya(14.1 API) altamente viscoso al ser mezclado con diluyentes a diferentes concentraciones volumétricas, los cuales mejoran sus condiciones para el desplazamiento con reducción de su viscosidad y le soporta un descenso de precipitación de sólidos especialmente los asfaltenos y de acuerdo a esto, proponer el mejor diluyente y concentración de mezclas que beneficie a la compañía desde la perspectiva operacional y de activos.

La metodología del proyecto consistió en la obtención de datos de manera directa en el laboratorio, allí se evaluaron las pruebas de medición de API y de viscosidad cinemática para diferentes relaciones de mezclas del crudo Mansoya con los siguientes tres (3) diluyentes: un crudo del campo Yurilla (25.6 API) que se produce en el área del estudio, Nafta y un Diluyente diferente a la nafta (que por reserva de la información fue llamado Dilx). Una vez obtenidos y validados los datos experimentales, estos se utilizaron en dos (2) softwares comerciales para simular el comportamiento mecánico del fluido por el oleoducto y la precipitación de asfaltenos para las distintas mezclas respectivamente.

ABSTRACT

This work was developed to do a Technical and Economic test of dilution method for heavy oil transportation on the most critical zone of MansoyaOrito pipeline, regarding from Mansoya Station to Santa Ana Station. The survey zone is located at northeast of Putumayo state, absolutely at Mansoya field which is operated by the Colombian company ECOPETROL S.A. The purpose is to analyze the Mansoyaheavy oil behavior (14.1 API). This oil is really viscous when is being blended with diluents to different volumetric concentrations, as a result this heavy oil can improve its conditions to displace itself, due decreasing in its viscosity and its solid deposition specially asphaltenes is helped to be reduced. Then according to these parameters, is possible to predict whatthe best diluent and volumetric concentrationsis for mixing for the company to keep and benefit its procedures to operate and assets development.

The methodology to be applied here, consisted to get data in a direct way in the lab, where the API and cinematic viscosity tests were done on different mixing relations for Mansoyaheavy oil with Three (3) diluents as follow: A Yurilla Oil(25.6 API) that is produced in a field close to influence zone in this survey, naphtha and a diluent different to naphtha (due to company's reservation with the information is called here like Dilx). Once experimental data wasobtained and validated properly, it was necessary to use two (2) commercial softwares to simulate the fluid's mechanic behavior into pipeline and model how the asphaltene precipitation makes place for various mixed and diluents respectively.

INTRODUCCION

En el área del Nororiente del Departamento de Putumayo, se encuentra el campo Mansoya, donde es producido un crudo pesado (14.1 API) muy particular debido a su alta viscosidad a condiciones de superficie y su alto contenido de asfaltenos en su composición química. La alta viscosidad de los crudos genera mayor complejidad para las operaciones de extracción, manejo y transporte; entre los problemas más generales que se presentan, se tiene: Se requiere mayor presión de descarga de los sistemas de levantamiento para su producción, lo que resulta en una mayor demanda energética y de esfuerzos de los elementos del sistema, el tratamiento para dejar el crudo en condiciones de venta requiere mayor cantidad de químicos y tiempo de acción, las bombas de transferencia de crudo con especificaciones bombean a presiones altas causando mayor demanda de potencia, vibraciones y reducción del runlife de todos los dispositivos, líneas y accesorios que tienen incidencia sobre el desplazamiento del crudo. El alto contenido de asfaltenos puede forjar inconvenientes en las líneas de flujo e instalaciones de superficie, puesto que a las condiciones de presión y temperatura con que se operan en el área de estudio de este trabajo se puede propiciar la precipitación de asfaltenos originando obstrucciones en las líneas de flujo y reduciendo la eficiencia de los dispositivos y equipos.

Con el fin de mejorar las condiciones de flujo del crudo pesado y contrarrestar las dificultades mencionadas anteriormente, la industria del Petróleo aplica diferentes técnicas ó métodos tales como: Calentamiento, flujo anular, dispersión, dilución, entre otras. Una de las más aplicadas es la técnica de dilución y corresponde a la empleada en este estudio. Esta técnica consiste en mezclar de forma homogénea dos fluidos, un crudo pesado con otro de mayor gravedad API ó un crudo pesado con un diluyente logrando reducir la viscosidad y mejorar el desplazamiento de los fluidos. En este estudio se analizó el efecto que tiene el método de dilución sobre el crudo Mansoya al ser mezclado con el crudo Yurilla (25.6 API), el cual se produce cerca al área del estudio y también con los diluyentes nafta y Dilx.

Para poder obtener este análisis se debe determinar la mejor relación de mezcla que responda a la actuación con el crudo Yurilla y/o diluyentes sobre el crudo Mansoya, de tal manera que se consiga un valor de viscosidad óptimo para ser desplazado y que cumpla con los requerimientos hidráulicos, adicionalmente que la precipitación de asfaltenos sea la más baja posible, todo esto evaluado desde la perspectiva técnica y económica, reduciendo costos de inversión, mantenimiento, mejorando la dinámica operacional (eficiencia), etc.

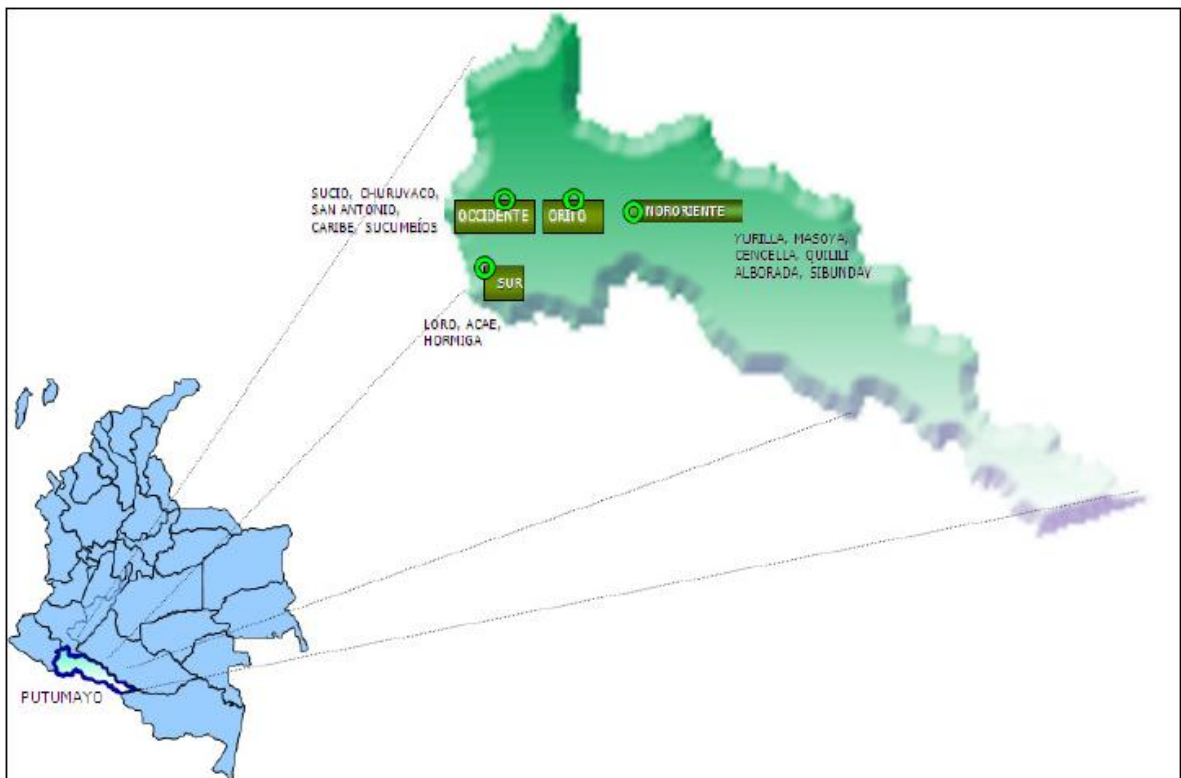
Para realizar este trabajo fue necesario hacer uso del laboratorio de Crudos y Derivados de la Universidad Surcolombiana de Neiva donde se realizaron pruebas a las mezclas crudo Mansoya/crudo Yurilla y crudo Mansoya/diluyentes (nafta, Dilx); entre las pruebas necesarias se tiene: °API y viscosidad cinemática; también se hizo uso de las aplicaciones de softwares que ayudan a predecir el comportamiento del sistema en el oleoducto de la zona crítica y determinar variables que incidan en una evaluación técnica-económica del sistema propuesto para la implementación en el campo.

1. DESCRIPCIÓN Y RESEÑA DEL ÁREA DEL NORIENTE DE LA SOP

1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS CAMPOS DEL ÁREA NORORIENTE.

Las áreas de la SOP (Superintendencia de Operaciones Putumayo) pertenecientes a la Gerencia Regional Sur de ECOPETROL S.A se encuentran localizadas en la parte sur occidental de Colombia, en el Departamento del Putumayo. A la SOP pertenecen las áreas Orito, Occidente, Nororiente y Sur en un área ocupada de 976,08 km². La figura 1 indica la ubicación geográfica de los campos de la SOP.

Figura 1. Localización geográfica de los campos.

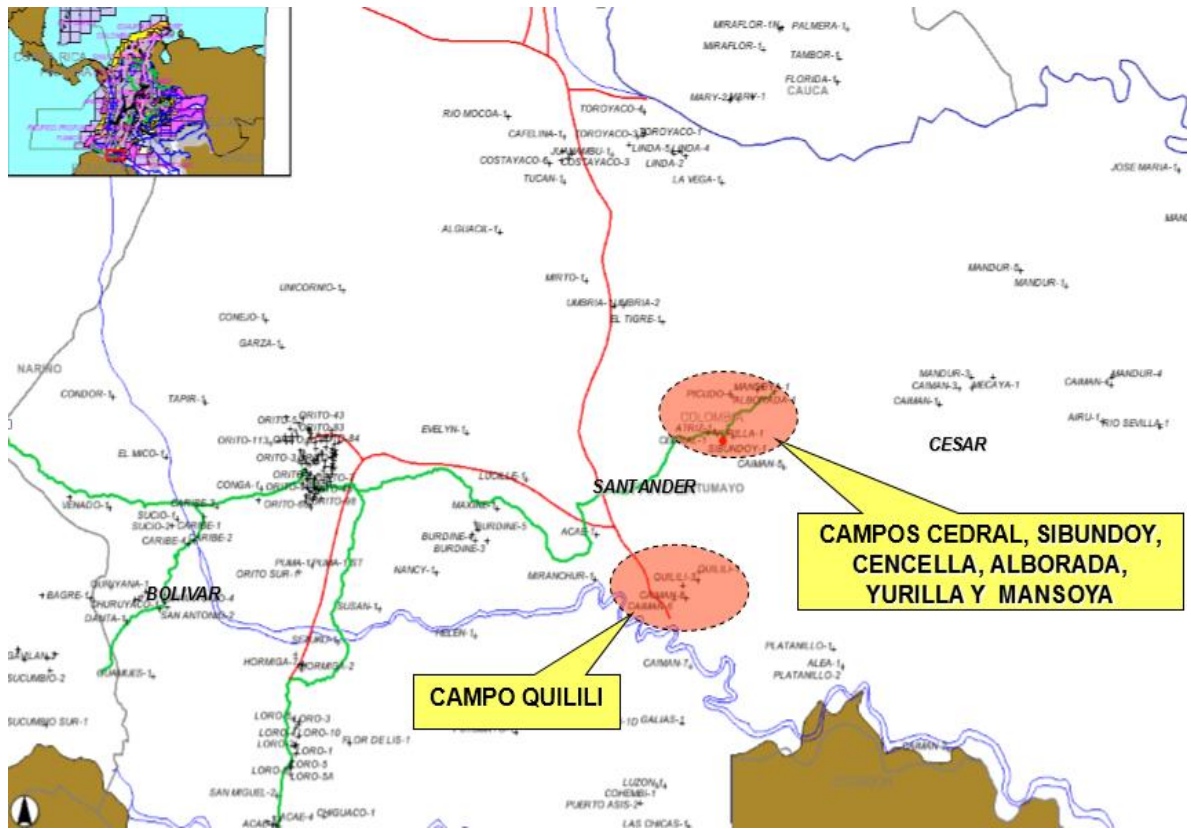


Fuente: ECOPETROL S.A.

El área del Nororiente se divide en 2 zonas, una en Mansoya y la otra en Quililí, jurisdicción Puerto Caicedo y Puerto Asis respectivamente. Incluye los campos

Alborada, Yurilla, Cencellá, Mansoya, Sibundoy y Quililí con una superficie de 16,244 Ha como se muestra en la figura 2.

Figura 2. Campos del área Nororiente

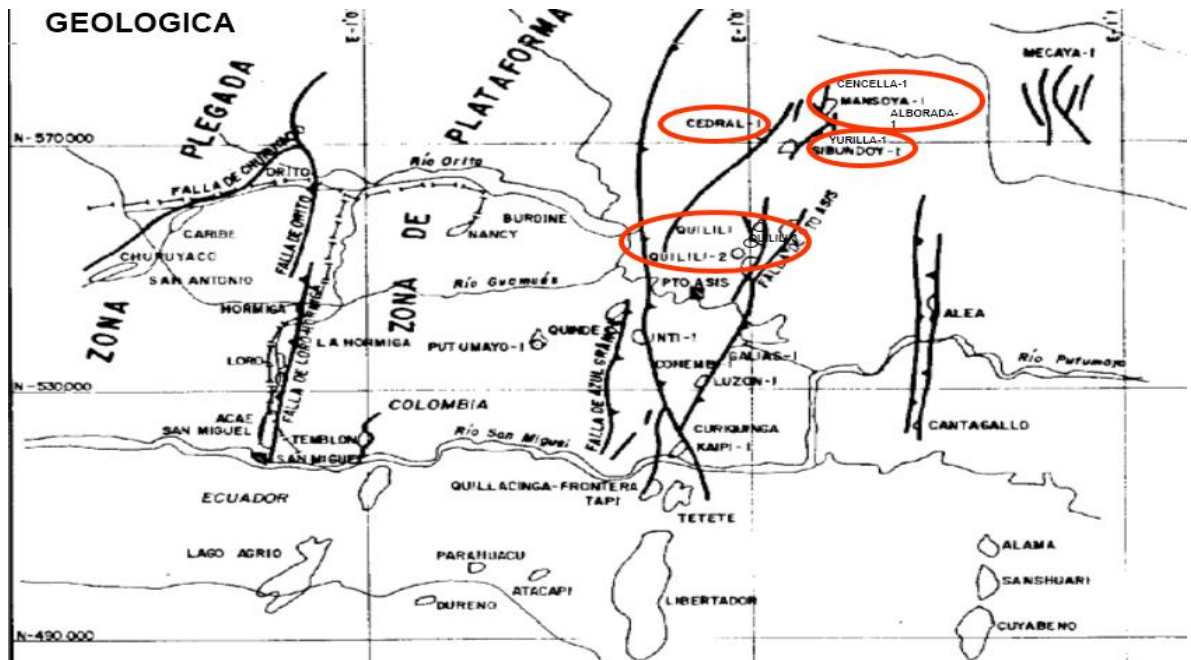


Fuente: ECOPEPETROL S.A.

1.2 GEOLOGÍA CAMPOS NORORIENTE

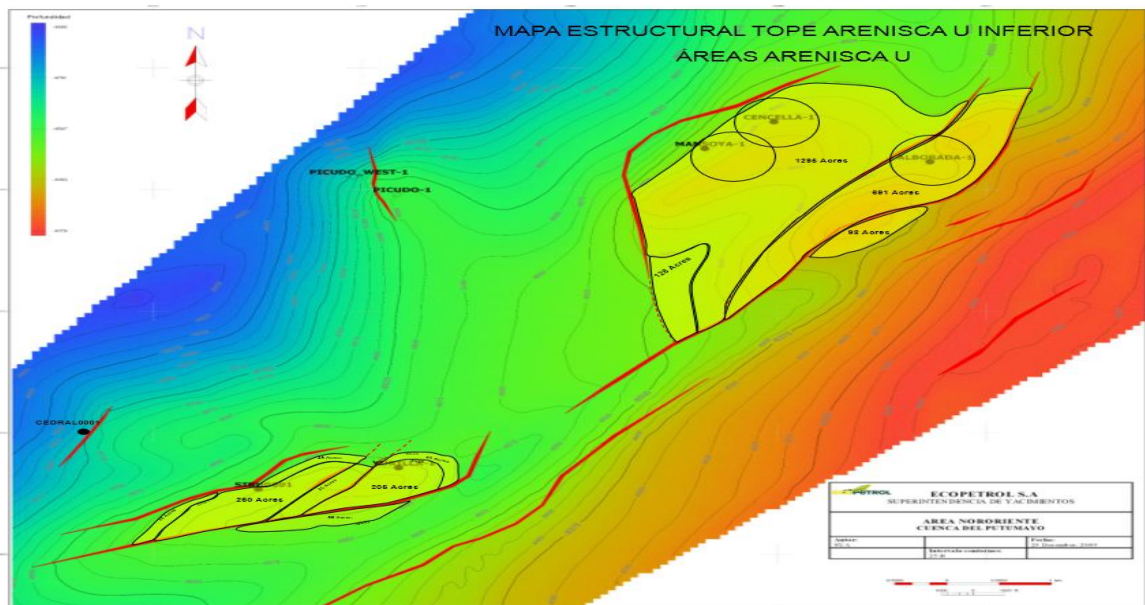
Los campos referidos se ubican Geológicamente en la Cuenca Putumayo y específicamente en la denominada Zona de Plataforma, caracterizada por ser una zona tectónicamente estable, en donde predomina un estilo de fallamiento vertical en el basamento e inverso en la secuencia sedimentaria Pre-Eocena que originó un complejo estructural de orientación generalizada Norte-Sur, con plegamientos suaves, y en la cual y a nivel de Paleoaltos estructurales del Basamento se ubican los Campos Quilili, Sibundoy, Yurilla, Mansoya, Cencella y Alborada. En las figuras 3 ,4 se ilustra la estructura geológica y mapa estructural del área del Nororiente respectivamente y en la figura 5 la columna estratigráfica de la cuenca del Putumayo.

Figura 3. Estructura Geológica campos Nororiente



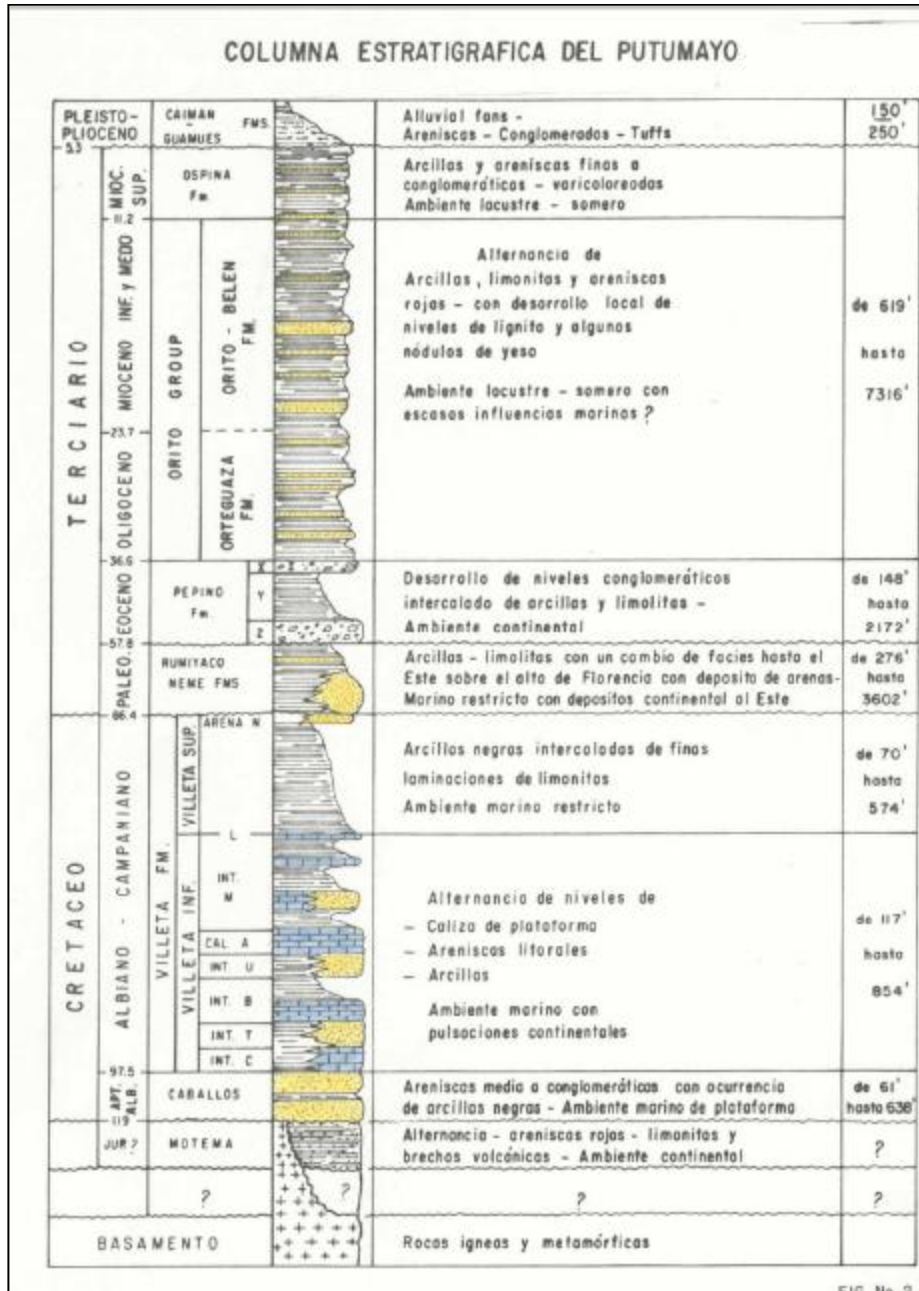
Fuente: Ecopetrol S.A.

Figura 4. Mapa Estructural tope de arenisca U campos Nororiente.



Fuente: ECOPETROL S.A.

Figura 5. Columna estratigráfica de la cuenca del Putumayo.

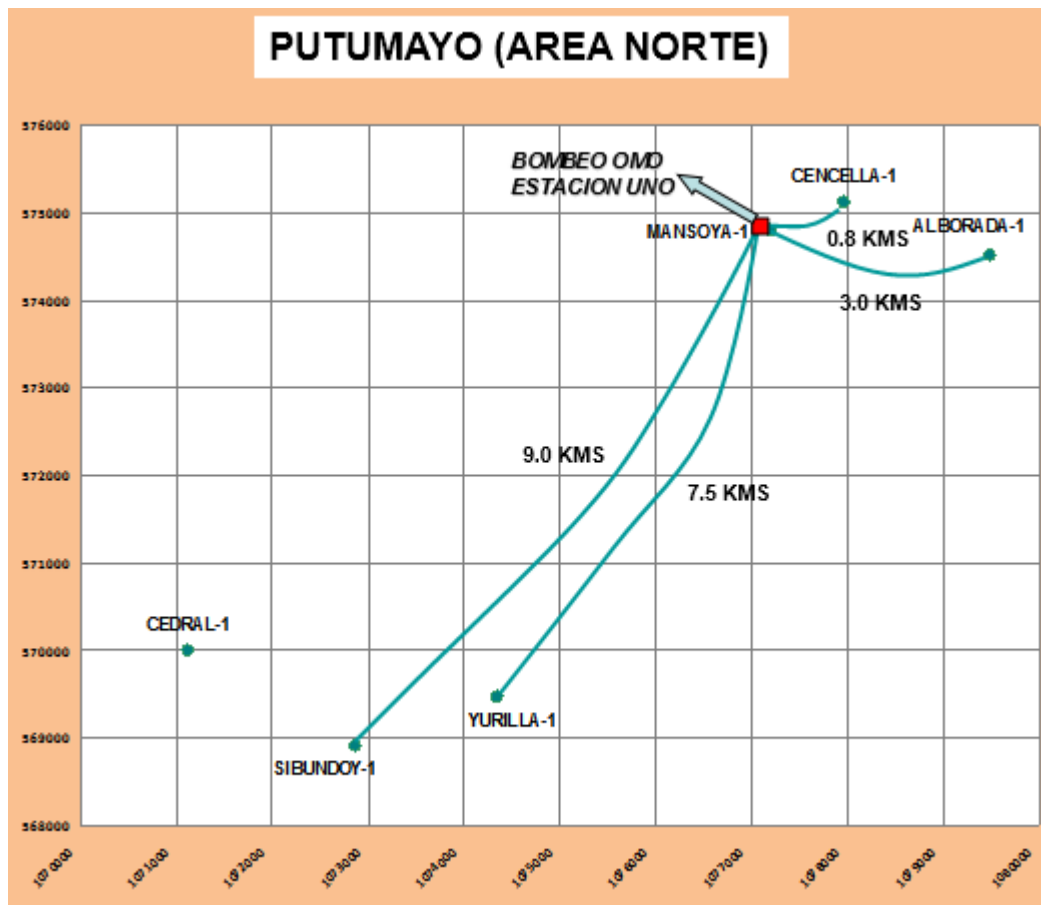


Fuente: ECOPETROL S.A.

1.3 ZONA DEL ESTUDIO

Con respecto a la producción de los campos de la zona Nororiente, esta converge a la Batería Mansoya donde se hace la recolección y direccionamiento hacia el tratamiento del crudo y posteriormente es bombeado por el Oleoducto Mansoya Orito (OMO). En la figura 6 se muestra el esquema de operación actual.

Figura 6. Operación actual campos Nororiente.



Fuente: ECOPETROL S.A.

Desde la batería Mansoya se bombea el crudo hacia la Batería Santa Ana por un Oleoducto de 6" de diámetro y 35,7 Km de longitud a una presión de descarga de 380 Psi y un caudal de 385 BPH donde posteriormente el crudo es bombeado desde la Bateria Santa Ana hasta la estación de Orito. En la figura 7 se muestra el esquema del oleoducto desde Mansoya hasta Orito.

Figura 7. Oleoducto Mansoya - Santa Ana – Orito.



Fuente ECOPETROL S.A.

2. MARCO TEORICO

2.1 CRUDO PESADO

El crudo pesado contiene como principal característica valores de API bajos, en el contexto mundial valores menores a 23°. Esta alta densidad proporciona mucha dificultad para su extracción y manejo, puesto que son crudos altamente viscosos y su composición química es compleja ya que su contenido de compuestos como sales, ácidos orgánicos, residuos de carbono, asfaltenos, sulfuros, metales y contenido de nitrógeno promueven unos métodos y tratamientos especiales con respecto al crudo convencional, elevando los costos y el tiempo de producción y transporte.

2.1.1 Clasificación del crudo pesado. Los crudos vienen en una variedad de colores, desde negro y cafés a colores verdes y rojos y exhiben un extenso rango de propiedades físicas y composicionales. Esto es porque ellos tienen diferentes tipos de roca madre, diferente historia de enterramiento, diferente origen de yacimiento con variaciones de presión y temperatura teniendo niveles de experiencia diferente ó lavado de agua, desgasificación y biodegradación, para nombrar un poco los diagnósticos de los procesos de alteración. Todos esos factores y otros crean crudos con diferentes composiciones y propiedades físicas muy variables. Esto indica que los crudos pueden ser nombrados como los siguientes¹:

- Crudo liviano.
- Crudo pesado.
- Crudo acerado (con cera)
- Crudo asfáltico.
- Crudo nafténico.
- Crudos ácidos y básicos.

De igual forma, los condensados pueden ser muy variables en composición y propiedades físicas. Estos pueden ser descoloridos a negro y amarillo, pueden contener de 0 a 35% en peso de ceras, pueden ser ricos en asfaltenos o no,

¹Wally Georgie and Colin Smith, M. S. (2012). The Challenges in Processing Heavy Oil. *SPE Heavy Oil Conference*

pueden formar jabones y tener otras características que varían considerablemente.

Los crudos pesado son materia de estudio de este trabajo y para estos crudos existen diferentes clasificaciones que no son consistentes entonces esto puede generar confusión. A menudo la clasificación usada de este tipo es de acuerdo a la gravedad API del mismo, como se muestra a continuación.

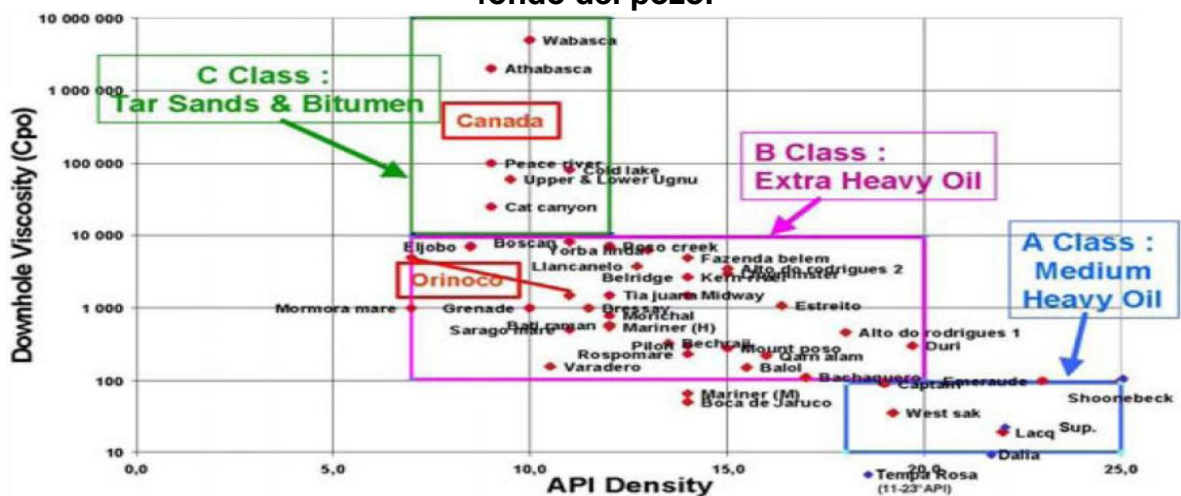
Tabla 1. Clasificación del crudo

TIPO DE CRUDO	API(°)	VISCOSIDAD (cp)
Crudo livianos	>31	6 - 50
Crudo medianos	21- 31	50 - 100
Crudo pesados	14-21	100 - 1000
Crudo extrapesados	10-14	>1000
Bitumen	<10	N/A

Fuente: Wally Georgie and Colin Smith, 2012

Los valores de la tabla 1 con respecto a la viscosidad son generalizados, una clasificación más detallada combina la viscosidad del crudo en el fondo de pozo con su densidad. El bitumen, es un sólido a temperatura ambiente y se ablanda fácilmente cuando se calienta, el crudo extra pesado exhibe viscosidades entre 10000 y 100 cp, mientras el crudo mediano entre 100 y 10 cp, lo cual ayuda mucho a diferenciar tales crudo de arenas bituminosa, bitumen y oilshale. La figura 8 muestra la clasificación.

Figura 8. Clasificación del crudo basada en la densidad y viscosidad en el fondo del pozo.



Fuente: Wally Georgie and Colin Smith, 2012

2.2 METODOS DE TRANSPORTE PARA CRUDOS PESADOS

El presente de crudo pesado, extra pesado y bitumen natural provee unas reservas cercanas a $98,8 \times 10^9 \text{ m}^3$ ($620,5 \times 10^9 \text{ bbl}$). Más del 70% de esas reservas están localizadas en Canadá y Venezuela². El desarrollo de esas fuentes requiere métodos alternativos de transporte por tubería para mover el crudo pesado y bitumen hasta el mercado.

El transporte del crudo pesado y bitumen natural requiere que la viscosidad sea lo suficientemente baja de modo que la dimensión de la tubería y los requerimientos de bombeo sean económicamente óptimos. Hay varios métodos para obtener estas características, algunos de los cuales han sido confirmados en campo y siendo actualmente usados y otros están en proceso de ser desarrollados. Estos métodos son:

- Calentamiento.
- Dilución.
- Emulsión de crudo en agua.
- Flujo anular de corazón.
- Mejora parcial en el campo.

2.2.1 Calentamiento. Este método es bien conocido y extensamente probado en varias partes del mundo, especialmente en Venezuela, donde este ha sido usado desde 1955. El proceso consiste en calentar el crudo en orden de levantar su temperatura al fluir, reduciendo su viscosidad a límites aceptables para el transporte.

Las dos variables que se consideran en este método son los perfiles de presión y temperatura. El incremento de temperatura permite reducir la viscosidad del crudo, por lo tanto, es importante que el crudo calentado conserve o disminuya muy poco su temperatura durante el transporte ya que esta depende de la transferencia de calor la cual está en función de la conductividad del material del tubo, espesor, suelo circundante y atmósfera. La caída de presión del fluido calentado es mayor para caudales bajos, ya que se aumenta la pérdida de calor lo que resulta en disminución de temperatura y por lo tanto incremento de viscosidad. A

²E. Guevara and G. Ninez & J. Gonzalez, (1997). Highly Viscous Oil Transportation Methods in the Venezuelan Oil Industry. *15th World Petroleum Congress*

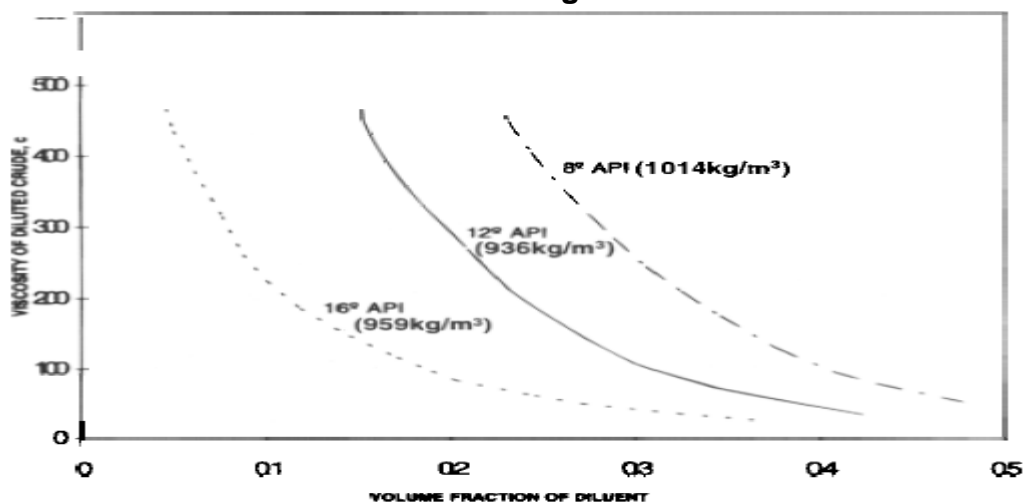
continuación, se muestra algunas consideraciones para el diseño de tubería para crudo calentado:

- Temperatura requerida para obtener la viscosidad óptima.
- Perdidas de calor, incluyendo la consideración del espesor de aislamiento.
- Flujo mínimo para prevenir el tapón.
- Expansión de la tubería.
- Tipo de revestimiento y aislamiento.
- Material del tubo.
- Número de estaciones de bombeo y calentamiento.
- Operación de inicio y cierre.

Para calentar el crudo se usan generalmente calentadores directos que pueden ser a gas natural o Diesel.

2.2.2 Dilución. Un método alternativo de reducción del gradiente de presión en líneas con crudos pesados, es reducir la viscosidad,mezclando el crudo pesado con hidrocarburos menos viscosos tales como condensados, gasolina natural, nafta, crudo liviano. Este método ha sido extensamente aplicado en Canadá, U.S.A y Venezuela. La figura 9 muestra la reducción de la viscosidad que puede ser obtenida por la mezcla de condensado con crudo pesado.

Figura 9. Efecto de la dilución con condensado sobre la viscosidad de crudos de diferentes gravedades API.



Fuente: E. Guevara and G. Ninez & J. Gonzalez, 1997

Para realizar esta técnica se deben hacer pruebas experimentales en el laboratorio, donde se mide la viscosidad para diferentes mezclas y posteriormente mediante métodos convencionales ó la ayuda de software se calcula la caída de presión permitiendo elegir la mejor relación de mezcla con respecto a la viscosidad óptima para ser transportada.

El costo del crudo liviano es menor que el de los diluyentes, pero se requiere un mayor volumen para hacer el mismo trabajo que un diluyente, entonces, se necesita una gran capacidad de tubería. Los diluyentes deben ser recuperados aguas abajo para reinyectarse en aguas arriba, luego se requiere una gran inversión inicial para implementar este método.

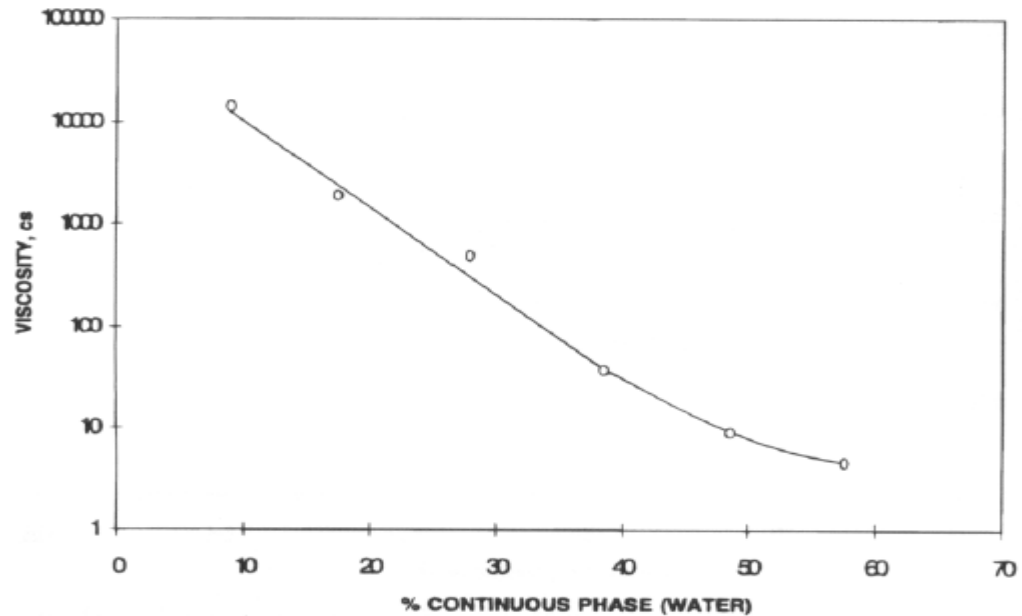
2.2.3 Emulsión de Crudo en Agua. Consiste en manejar el crudo pesado en la forma de una emulsión. El crudo pesado es suspendido en el agua en la forma de microesferas estabilizadas con aditivos químicos, obteniendo una reducción aparente de la viscosidad del crudo. El diseño del programa para aplicar la tecnología de emulsión debe considerar los siguientes aspectos:

- Selección del mejor químico para mantener estable la emulsión.
- Mecanismos de dispersión (mezcladores y homogenizadores).
- Características reológicas y de estabilidad de la emulsión.
- Diámetro del tubo.
- Rompedor de emulsión.

El criterio para la selección del químico adecuado, es que este asegure la estabilidad de la emulsión bajo diferentes condiciones (Temperatura, salinidad del agua, pH).

Un típico efecto del volumen del agua sobre la viscosidad de la emulsión es mostrado en la figura 10.

Figura 10. Viscosidad versus % fases continuas de emulsiones



Fuente: E. Guevara and G. Ninez & J. Gonzalez, 1997

2.2.4 Flujo Core-Annular. La tecnología de flujo Core-Annular ha sido estudiada en Venezuela. Investigaciones confirman que este régimen de flujo es posible basado en pruebas de circuitos de tubos hechos en laboratorio y evaluados en campo. En este modelo de transporte, un fluido inmisible menos viscoso tal como el agua, es introducido en el flujo para actuar como una capa de lubricante el cuál absorbe los esfuerzos de corte existentes entre las paredes del tubo y el fluido, reduciendo la resistencia cerca de 1,5 la resistencia del agua sola.

2.2.5 Mejoramiento parcial. Este es un nuevo concepto el cual consiste en un mejoramiento parcial en campo del crudo pesado y bitumen, los cuales modifican la composición del crudo para hacerlo menos viscoso, sin alterar significativamente sus características de refinamiento. Los objetivos son mejorar la transportabilidad del crudo por reducción de la viscosidad incremento de la gravedad API.

En la tabla 2, se muestra un resumen de comparación de los métodos mencionados

Tabla 2. Comparación de los métodos de transporte para crudo pesado.

	calentamiento	Dilución	Flujo core-annular	Emulsión	Mejoramiento parcial
Caída de presión	Medio	Máximo	Mínimo	Medio	Medio
Estabilidad de flujo	Alta	Alta	Alta	Alta	Alta
Operación de arranque y cierre.	Problemática	Flexible	Problemática	Depende de la estabilidad de la emulsión	Flexible
Diámetro de tubo requerido	Normal	Grande	Normal	Grande	Normal
Problemas de corrosión	Ninguno	Ninguno	Potencial	Potencial	Ninguno
Inversión para facilidades adicionales	Normal (Calentadores)	Alto (sistema paralelo del diluyente)	Normal (suministro de agua y sistema de disposición)	Normal-alto (agua + sistema de suministro de surfactante)	(campo de refinería)
Modelos de predicción	Convencional – no isothermal	Convencional – isothermal	Empírico y semiempírico	Requerido modelo reológico de laboratorio	Convencional isothermal

Fuente. (E. Guevara and G. Ninez & J. Gonzalez, 1997)

2.3 API Y VISCOSIDAD

2.3.1 Gravedad específica. Está definida como la relación entre la densidad de una sustancia y la del agua, tomando ambas densidades a la misma temperatura y en las mismas unidades; es por lo tanto un valor adimensional.

2.3.1.1 Efecto de la temperatura sobre la gravedad específica. La gravedad específica disminuye con el aumento de la temperatura y viceversa; debido a que estos cambios son grandes, se hizo necesario desarrollar formulas y gráficos para

calcular estas variaciones; y por lo tanto corregirlos cuando se conoce su valor a temperaturas diferentes a 60°F.

Una de las más empleadas es la desarrollada por Bearce&Peffer, la cual predice con muy poco porcentaje de error la gravedad específica a cualquier temperatura, cuando ya se conoce su valor a una temperatura dada.

$$\gamma_t = \gamma_T - \alpha(t - T) + \beta(t - T)^2 \quad (1)$$

Donde:

γ_t : Gravedad específica a cualquier temperatura.

γ_T : Gravedad específica a condiciones estándar.

$\alpha\beta$: Constantes de expansión.

t: Temperatura de prueba en °C.

T: 15.556°C.

Los investigadores Bearce&Peffer calcularon valores promedio para α y β , cuatro de los cuales aparecen en la tabla 3. Para valores intermedios se pueden hacer interpolaciones. Para gravedades específicas mayores de 0.95, se pueden usar los coeficientes α y β correspondientes a esta gravedad.

Tabla 3. Coeficientes de expansión para gravedad específica

γ_T	$\alpha/C \times 10^{-5}$	$\beta/C^2 \times 10^{-7}$
0.63	97	-4
0.78	75	0
0.85	68	1
0.95	66	3

Fuente. Guías de laboratorio de crudos. Universidad Surcolombiana

2.3.1.2 Comportamiento y cálculo de la gravedad específica en mezclas de aceites. La gravedad específica es una propiedad aditiva, por lo tanto cuando se mezclan aceites de diferentes gravedades específicas, la gravedad de la mezcla resultante se puede determinar aplicando la media aritmética ponderada.

Para aplicar la media aritmética todas las gravedades deben estar a la misma temperatura a la cual se desea la mezcla y los volúmenes deben estar expresados en las mismas unidades. La fórmula general es:

$$\gamma_m = \frac{\sum_{i=1}^n \gamma_i v_i}{\sum_{i=1}^n v_i} \quad (2)$$

Donde:

γ_i : Gravedad específica del aceite i.

v_i : Volumen del aceite i.

2.3.2 Gravedad API. Es una escala arbitraria de valores, empleada en la industria del petróleo, para indicar la gravedad específica de crudos, hidrocarburos y derivados líquidos únicamente relacionada con ella por medio de una fórmula experimental, cuyos parámetros han sufrido pequeños cambios con el correr de los tiempos.

Si un crudo es muy pesado su refinamiento resulta más costoso que el tratamiento para un crudo liviano, por esta razón es necesario crear una unidad de medida que represente la calidad del mismo. La que actualmente se utiliza en la industria del petróleo es la escala API (American Petroleum Institute). Se denomina gravedad API y se mide directamente con el termohidrómetro³.

Una fórmula para relacionar la gravedad API con la gravedad específica es la siguiente:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_T} - 131.5 \quad (3)$$

$$\gamma_T = \frac{141.5}{131.5 + ^{\circ}API_T} \quad (4)$$

2.3.2.1 Variación de la gravedad API con la temperatura. La gravedad API aumenta al incrementarse la temperatura y viceversa.

2.3.2.2 Comportamiento de la gravedad API en mezclas de aceites. La gravedad API por ser una relación de carácter empírico no es una propiedad aditiva, por lo tanto no existen fórmulas para hallar la gravedad API en mezclas de aceites, lo que se puede hacer es convertir las gravedades API en gravedades

³Surcolombiana, Determinación de la gravedad API y gravedad específica del petróleo crudo y derivados del petróleo (Método del termohidrómetro)

específicas. El procedimiento se muestra en el **Anexo A** y da como resultado lo siguiente:

$$API_m = \left(\frac{V_m * (17292.25 + 131.5 * (API_c + API_d)) + API_c * API_d}{131.5 * (V_c + V_d) + API_c * V_d + API_d * V_c} \right) - 131.5 \quad (5)$$

Donde:

V_m: Volumen de mezcla (ml).

V_c: volumen de crudo (ml).

V_d: volumen de diluyente (ml).

API_m: Gravedad API de la mezcla.

API_c: Gravedad API del crudo.

API_d: gravedad API del diluyente.

2.3.3 Viscosidad. La velocidad con la que un fluido se mueve en un medio cualquiera, depende en gran parte de esta propiedad, por lo tanto se puede considerar a la viscosidad como una medida de la resistencia que oponen los líquidos cuando se les aplica una fuerza de tensión. En el área de petróleos se trabajan 3 tipos de viscosidad: absoluta, cinemática y saybolt⁴.

La **viscosidad cinemática** se define como el cociente de la viscosidad absoluta de un fluido, expresada en poises o Centipoises y su densidad expresada en gr/cm³, también se puede definir como el tiempo necesario para que un volumen dado de sustancia recorra una longitud dada. La **viscosidad absoluta** se puede definir como una medida de la resistencia de una sustancia a fluir o como la fuerza por unidad de área requerida para mantener el fluido a una velocidad constante en un espacio considerado.

Matemáticamente esto se expresa con la siguiente ecuación:

$$\mu_{cinematica} = \frac{\mu_{absoluta}}{\rho (gr/cm^3)} = centi\text{stokes} \quad (6)$$

La viscosidad se mide por medio de viscosímetros tipo capilar en poise (1cp-0.01poises), basados en la ley de Poiseuille, ya que en ellos se registra el tiempo en segundos de descargue de un determinado volumen a través de un tubo de

⁴Surcolombiana, Método estándar para la determinación de la viscosidad cinemática de líquidos opacos y transparentes (y calculo de viscosidad dinámica)

vidrio de tamaño capilar, de forma y dimensiones estandarizadas. La ecuación empleada es la siguiente:

$$\mu_{cst} = K_p * t_{(segundos)} \quad (7)$$

El valor de la constante del viscosímetro depende de las propiedades del vidrio del capilar, al igual que sus dimensiones y formas. El tiempo registrado debe ser mayor a 200 segundos y menor a 1000 segundos, si sobrepasa este tiempo se recomienda utilizar un capilar de mayor diámetro, sin importar la temperatura a la que se realice la medición.

2.3.3.1 Comportamiento de la viscosidad en mezcla de aceites. Cuando se mezclan dos o más aceites de diferentes viscosidades, en cualquier proporción, el aceite resultante no tiene la viscosidad que se obtendría promediando aritméticamente, por la ley de mezclas, las viscosidades de los componentes, sino que da un valor relativamente menor. Esto implica 2 cosas:

- En la mezcla resultante predomina, proporcionalmente, la de más fluido.
- La viscosidad no es una propiedad aditiva.

La fórmula de Arrhenius es una expresión logarítmica de la media geométrica que ayuda a obtener una viscosidad resultante más real. La ecuación es la siguiente:

$$\mu_m = \mu_1^{X_1} * \mu_2^{X_2} \quad (8)$$

Expresando logarítmicamente la ecuación anterior tendremos:

$$\log \mu_m = X_1 \log \mu_1 + X_2 \log \mu_2 \quad (9)$$

Esta última ecuación se emplea universalmente para calcular la viscosidad resultante de mezclar dos o más aceites de diferentes viscosidades a una misma temperatura. Desde luego que la formula da mayores discrepancias con la realidad cuando los aceites proceden de crudos de diferentes bases o han sido obtenidos o refinados por diferentes métodos.

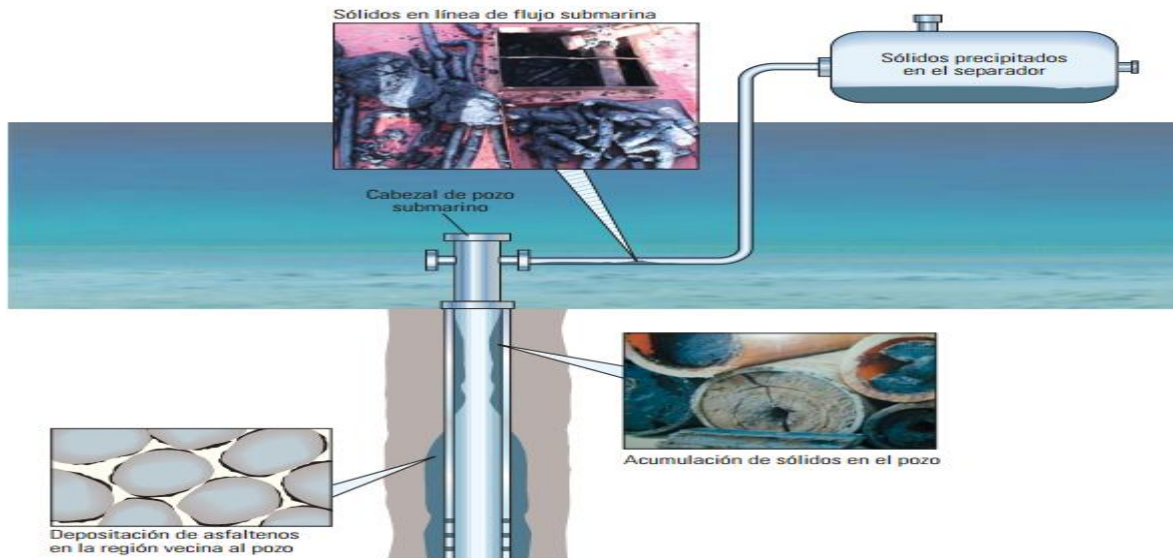
2.4 PRECIPITACION DE ASFALTENOS

2.4.1. Definición asfalteno. Los asfaltenos son una clase de componentes de los hidrocarburos. Los fluidos de hidrocarburos naturales son compuestos que abarcan un rango de composiciones que va desde gas natural seco hasta el alquitrán. A lo largo de ese rango, la densidad y la viscosidad aumenta significativamente y el color cambia de marrón claro a marrón oscuro, conforme se incrementa el contenido de asfalteno de 0 a casi 20%. Ciertas propiedades de los asfaltenos se conocen desde antes de la perforación de los primeros pozos comerciales de petróleo. El término se originó en 1837 cuando J.B. Boussingault definió a los asfaltenos como el residuo de la destilación del bitumen: insoluble en alcohol y soluble en trementina. La definición que se utiliza actualmente es similar: Insoluble en n-alcanos, tales como n-pentano ó el n-heptano, y soluble en tolueno. Los asfaltenos obtenidos de esta manera son sólidos friables, de color oscuro, con una densidad de aproximadamente 1,2 g/cm³. Además son infusibles, lo que significa que no poseen un punto de fusión definido, pero se descomponen frente al calor, dejando un residuo carbonoso⁵.

2.4.2 Complicaciones por precipitación de asfaltenos. Los cambios producidos en la presión, la temperatura, la composición y la tasa de corte pueden provocar la precipitación y depositación de asfaltenos. Estos cambios pueden ser inducidos por una diversidad de procesos, incluyendo el agotamiento primario, la inyección de gas natural o dióxido de carbono, los tratamientos de acidificación y la producción mezclada de fluidos incompatibles entre sí. Los asfaltenos pueden acumularse en muchos lugares a lo largo del sistema de producción, desde el interior de la formación hasta las bombas, la tubería de producción, los cabezales de los pozos, las válvulas de seguridad, las líneas de flujo y las instalaciones de superficie. Pequeñas cantidades de asfaltenos pueden adherirse a los elementos mencionados anteriormente sin afectar el flujo; sin embargo, los depósitos de gran espesor pueden producir la interrupción de la producción. La optimización de la producción requiere, en este caso, el conocimiento de la composición del petróleo y de las condiciones bajo las cuales sus asfaltenos se mantendrán en solución. La figura 11 muestra los sitios de incidencia de precipitación de asfaltenos para un pozo costa afuera.

⁵Schlumberger. (2007). Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial. *Oilfield Review*

Figura 11. Precipitación de asfaltenos en un pozo costa afuera.



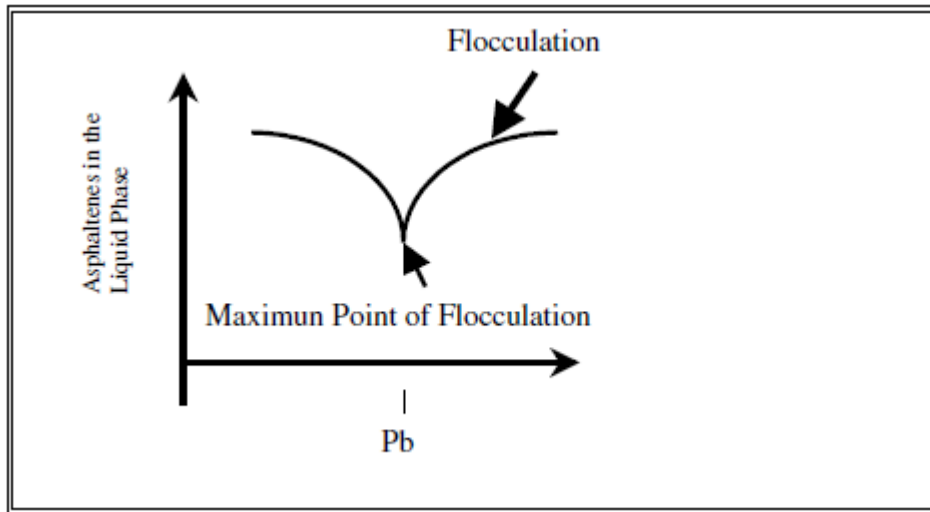
Fuente: Schlumberger, 2007

2.4.3 Comportamiento de precipitación de asfaltenos. Algunas investigaciones sugieren que la precipitación de Asfaltenos puede ser causada por efectos electrocinéticos, sin embargo la presencia de floculación indica la importancia de la naturaleza termodinámica de estos. Esto significa que la floculación de asfaltenos es originada principalmente debido a cambios en la presión, temperatura y composición⁶.

2.4.3.1 Efecto de la composición del crudo. Para entender la posibilidad de precipitación de asfaltenos es necesario obtener una caracterización detallada de los fluidos del yacimiento para conocer la composición del crudo y para definir los parámetros que promueven la precipitación de asfaltenos. Entre estos parámetros están la proporción de cada fracción del crudo, esto es, el porcentaje de hidrocarburos saturados, hidrocarburos aromáticos, resinas y asfaltenos presentes en el crudo. En la figura 12 se representa el resultado obtenido por Intevep (Instituto de Tecnología Venezolana para el Petróleo) la cual relaciona la influencia de los porcentajes de varias de las fracciones del crudo (saturado, aromáticos, resinas y asfaltenos) en la estabilidad ó inestabilidad de 30 muestras de crudo de Venezuela

⁶(C. Avila, A. Russo, E. Flores, and O. Hidalgo. PDVSA Exploración y producción, Petróleos de Venezuela, S.A., 2001)

Figura 13. Efecto de la presión en la precipitación de asfaltenos

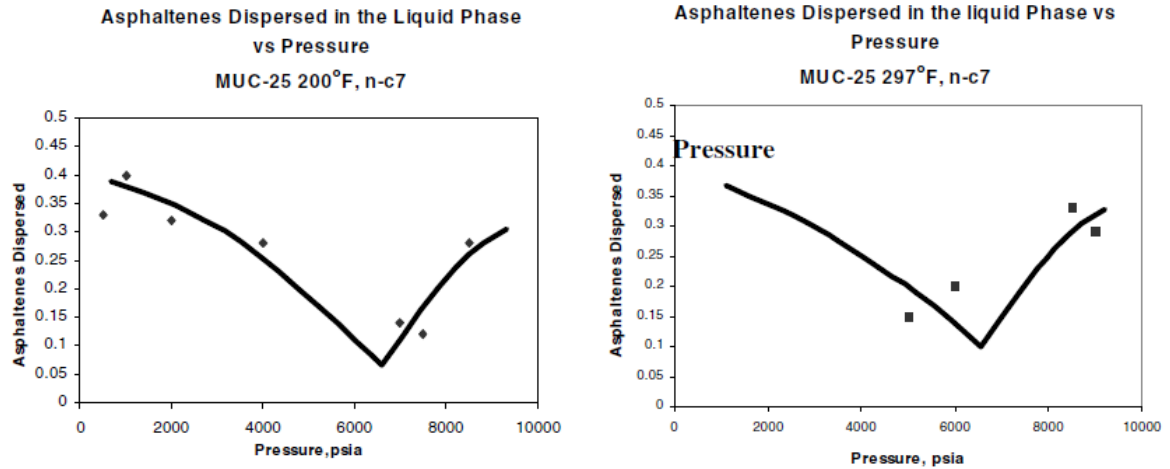


.Fuente: C. Avila, A. Russo, E. Flores, and O. Hidalgo, 2001

Debido a la naturaleza termodinámica de la precipitación de asfaltenos, la reversibilidad puede ser posible, esto es, que sólidos precipitados puede redisolverse en la fase líquida. Este fenómeno se ha observado en el laboratorio donde para una depleción de presión a temperatura constante es característico que una vez se llega a la presión de inicio de precipitación de sólidos usualmente continuará precipitando más sólido hasta llegar a la máxima cantidad de sólido precipitado lo cual ocurre cerca de la presión de burbuja, por debajo de esta presión, la liberación de gas por cambios de solubilidad de la fase líquida permiten una redisolución de los asfaltenos precipitados y es posible que todos los sólidos precipitados regresen a estar en solución a presiones suficientemente bajas.

2.4.3.3 Efecto de la temperatura. Relacionado a la temperatura, Intevp ejecutó varias pruebas incluyendo la generación de curvas de dispersión del mismo crudo a diferentes temperaturas y se observó que la variación de temperatura entre 300°F y 100° no afecta significativamente los niveles de depositación de asfaltenos. En la figura 14 se muestra el bajo efecto que tiene la temperatura sobre la precipitación de asfaltenos en dos curvas de dispersión de presión realizadas a 200°F y 297°F.

Figura 14. Efecto de la temperatura en la precipitación de asfaltenos.



.Fuente: C. Avila, A. Russo, E. Flores, and O. Hidalgo, 2001

NOTA: En este trabajo se analiza el comportamiento de precipitación de asfaltenos en condiciones de superficie (transporte) tomando como fundamento el comportamiento esperado de precipitación en función de la naturaleza termodinámica como se describió anteriormente.

2.5 CONCEPTOS FINANCIEROS.

2.5.1 Equivalencia. Consiste en que montos de dinero de diferentes épocas poseen un mismo poder adquisitivo.

2.5.2 Tiempo. Duración de la inversión y se representa con la letra n.

2.5.3 Capital inicial. Cantidad de dinero que se invierte y se representa con la letra P.

2.5.4 Capital final. Capital inicial más los intereses, también se conoce como acumulado y se representa con la letra F. De acuerdo a la definición la formula será:

$F = P(1 + I)$ Reemplazando I por Pin , se tiene que $F = P + Pin$ y factorizando se tiene:

$$F = P(1 + in) \quad (10)$$

El **capital inicial** se despeja de la fórmula del capital final:

$$P = F/(1 + in) \quad (11)$$

2.5.5 Inflación. Es el proceso económico en el que se presenta un aumento general de precios y se representa con la letra f .

2.5.6 VAN ó VPN. Mide la rentabilidad del proyecto en valores monetarios deducida la inversión. Actualiza a una determinada tasa de descuento i de los flujos futuros. Este indicador permite seleccionar la mejor alternativa de inversión entre grupos de alternativas mutuamente excluyentes⁷.

La fórmula general del VAN ó VPN es:

$$\sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} - I_0 = 0 \quad (12)$$

Donde:

Io: inversión inicial en el momento cero de la evaluación.

FC: flujo de caja del proyecto (ingresos menos egresos)

I: tasa de descuento o costo de oportunidad del capital.

T: tiempo

N: vida útil del proyecto

⁷ Guzman, Matematicas Financieras para Toma de Decisiones Empresariales, 2005.

3. SIMULADORES PIPESIM Y WINPROP

Para realizar la evaluación técnica se hizo uso de 2 softwares comerciales. Para el modelamiento hidráulico se usó el PIPESIM de Schlumberger y para el modelamiento de precipitación de asfaltenos se usó el WinProp de CMG (ComputerModellingGroup). A continuación se hace una breve descripción de los softwares.

3.1 MODELO HIDRAULICO SCHLUMBERGER'S PIPESIM

Es un software para el diseño, operación y optimización de facilidades de producción

3.1.1 Módulos y aplicaciones. PIPESIM consiste de los siguientes módulos:

- Tubería y facilidades
- Análisis de rendimiento de pozo
- Análisis de red
- Optimización de producción
- Planeamiento de campo (FPT)
- Multi-lateral (HoSim)

3.1.2 Modelamiento hidráulico. Para el estudio el módulo usado fue tubería y facilidades, el cual proporciona un completo modelo de flujo multifásico con capacidad de "Análisis del Sistema". Las aplicaciones típicas del módulo incluyen:

- Flujo multifásico en líneas de flujo y tuberías.
- Generación punto a punto de perfiles de presión y temperatura.
- Cálculo de coeficientes de transferencia de calor.
- Modelamiento de rendimiento de líneas de flujo y equipos. (SystemAnalysis).

La aplicación empleada fue la "generación punto a punto de perfiles de presión y temperatura", la cual realiza cálculos de caída de presión considerando la elevación, fricción y aceleración del fluido. La fórmula general es:

$$\frac{dp}{dl} = \left(\frac{dp}{dl}\right)_{elev} + \left(\frac{dp}{dl}\right)_{fric} + \left(\frac{dp}{dl}\right)_{acc} \quad (13)$$

$$\frac{dp}{dl} = \frac{(-\rho g \sin \theta)}{g_c} + \frac{(-f \rho v^2)}{2g_c d} + \frac{(-\rho v)}{g_c dv/dl} \quad (14)$$

3.1.2.1 Datos del fluido. Pipesim maneja distintos métodos para describir los fluidos:

- Composicional
- Correlaciones Black Oil
- PVT

Las mezclas de fluidos que se utilizaron fueron tratadas como Black oil.

3.1.2.2 Black oil. El modelamiento de fluidos Black Oil es apropiado para usar con un amplio rango de aplicaciones y sistemas de fluido hidrocarburo. En general, las correlaciones básicas de Black oil proporcionaran una razonable aproximación a las propiedades PVT de evaluación en el rango de presión y temperatura que serán encontrados los sistemas de producción y tuberías.

Las correlaciones de Black Oil para la viscosidad puede ser determinada de 3 formas:

- *Método Beggs and Robinson*
- *Método Glaso*
- *Método datos de usuario*

El método utilizado para el estudio fue el método datos del usuario, este consiste en insertar dos (2) valores experimentales de viscosidad a diferente temperatura, de esta manera se hace un ajuste a la correlación de viscosidad para realizar la simulación a una temperatura deseada.

3.1.2.3 Operaciones. PIPESIM dispone de varias operaciones a realizar en cada módulo. Para el caso particular de estudio se utilizó el modulo “tubería y facilidades”, para el cual las operaciones que se utilizaron fueron las siguientes⁸:

- Revisar el modelo: en esta operación se verifica que todos los datos de entrada necesarios para la corrida del software estén completos y coherentes.

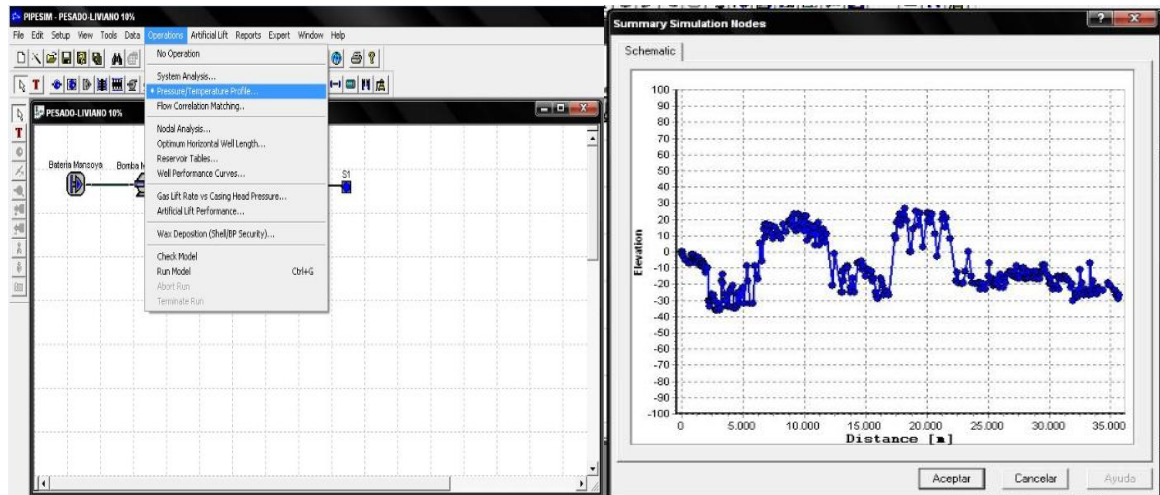
Figura 15. Esquema de bombeo Batería Mansoya- Batería Santa Ana



Fuente: Schlumberger, PIPESIM

- Sin operación: permite construir un modelo y guardarlo sin necesidad de estar asociado a alguna operación.
- Perfil presión-temperatura: este perfil se genera como una función de la distancia a lo largo del sistema. Ambos perfiles tanto temperatura como presión son generados de nodo a nodo por el sistema.

Figura 16. Perfil Elevación Vs Distancia Batería Mansoya – Batería Santa Ana.

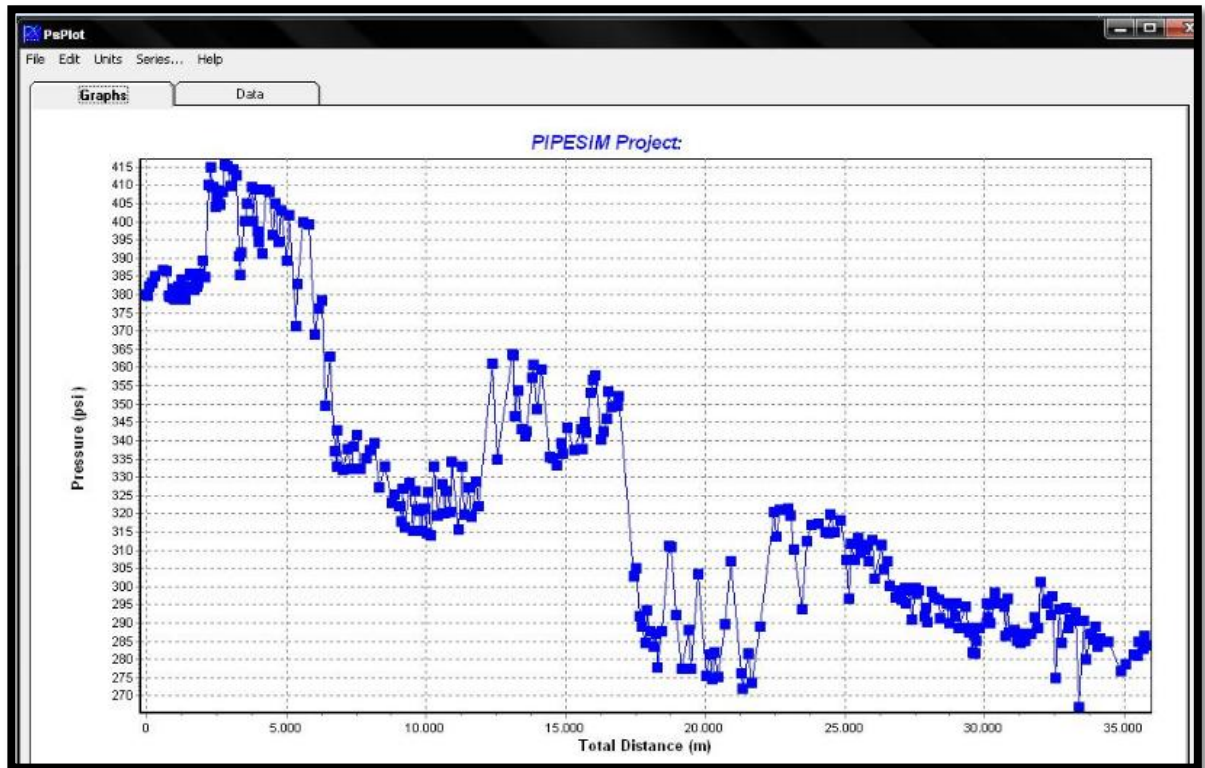


Fuente: Schlumberger, PIPESIM

⁸ Schlumberger, Pipesim user guide, 2012

- Correr modelo: corre el modelo seleccionado.
- Tabular y exportar datos: se muestran los resultados nodo a nodo de todo el sistema y se exportan. El resultado final del modelamiento que se muestra en la figura 17 corresponde al de mezcla crudo Mansoya 90% / crudo Yurilla 10%.

Figura 17. Resultado del modelamiento hidráulico.



Fuente: Schlumberger, PIPESIM

NOTA: Las corridas en el simulador Pipesim fueron hechas con Licencia de la compañía ECOPEROL S.A.

3.2 MODELAMIENTO DE PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS CMG'S WINPROP

3.2.1 Programa de comportamiento de fases y propiedades del fluido.

Winprop es una herramienta esencial para ingenieros de yacimientos, tanto en el campo como en el laboratorio, ayuda a identificar y modelar con buena exactitud el comportamiento de fases y propiedades de los fluidos del yacimiento. Esta ha

probado su valor para multifases y procesos especiales, y donde la variación composicional existe. WinProp es un componente integral en el modelamiento de simulaciones avanzadas de yacimiento.

3.2.2 Beneficios y aplicaciones. Ajusta la Ecuación de estado (EOS) para modelar con precisión los experimentos de laboratorio y predecir el comportamiento de fluido. Mejora el entendimiento de los procesos de explotación del yacimiento. Sus aplicaciones principales:

- Análisis de laboratorio.
- Cálculos fundamentales.
- Regresión de los parámetros de EOS.
- Simula las propiedades del fluido.
- Caracterización de los fluidos de yacimientos.
- Predicción de miscibilidad.

3.2.3 Modelamiento de asfaltenos

3.2.3.1 Modelo termodinámico. La precipitación de asfaltenos es modelada usando un cálculo multifase flash en el cuál el fluido está descrito con una ecuación de estado y las fugacidades de los componentes en la fase sólida son pronosticadas usando el siguiente modelo descrito, la fase sólida puede consistir en uno o más componentes.

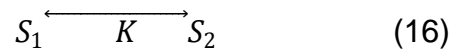
$$\ln f_s = \ln f_s^* + v_s (p - p^*) / RT \quad (15)$$

Donde f_s es la fugacidad a la presión p y temperatura T , f_s^* es la fugacidad a la presión p^* y temperatura T^* , v_s es el volumen molar de la fase sólida del componente, R es la constante universal de los gases.

3.2.3.2 Caracterización de la formación de los componentes sólidos. El paso crucial en el modelamiento de precipitación de asfaltenos es la caracterización de la formación de los componentes sólidos, ambos en solución en la fase sólida- Se encontró que por división de los componentes más pesados en 2 componentes, una fracción no precipitada y precipitada, ejecutan un buen emparejamiento con la información experimental obtenida.

3.2.3.3 Irreversibilidad de los cálculos de asfaltenos. WinProp tiene la capacidad para separar la precipitación de asfaltenos en partes reversibles e irreversibles. Esto puede ser muy útil para simular en laboratorio de avanzada ó revertir experimentos con una serie de cálculos flash de asfaltenos.

Los asfaltenos están relacionados como un sólido reversible (S1) y un sólido irreversible (S2). La conversión de S1 a S2 está descrita por una simple reacción química.



La rata de formación de S₂ es dada por:

$$r = k_{12}C_1 - k_{21}C_2 \quad (17)$$

Donde C1 y C2 son la concentración molar de S1 y S2 respectivamente.

En el equilibrio, la rata es cero y las siguientes constantes de equilibrio puede ser descrita como:

$$K = \frac{k_{21}}{k_{12}} = \frac{C_1}{C_2} \quad (18)$$

La fracción molar de la reversibilidad sólida relativa a la cantidad total del sólido es:

$$x_1 = \frac{C_1}{C_1+C_2} = \frac{K}{K+1} \quad (19)$$

Y la fracción molar de irreversibilidad sólida es:

$$x_2 = \frac{C_2}{C_1+C_2} = \frac{1}{K+1} \quad (20)$$

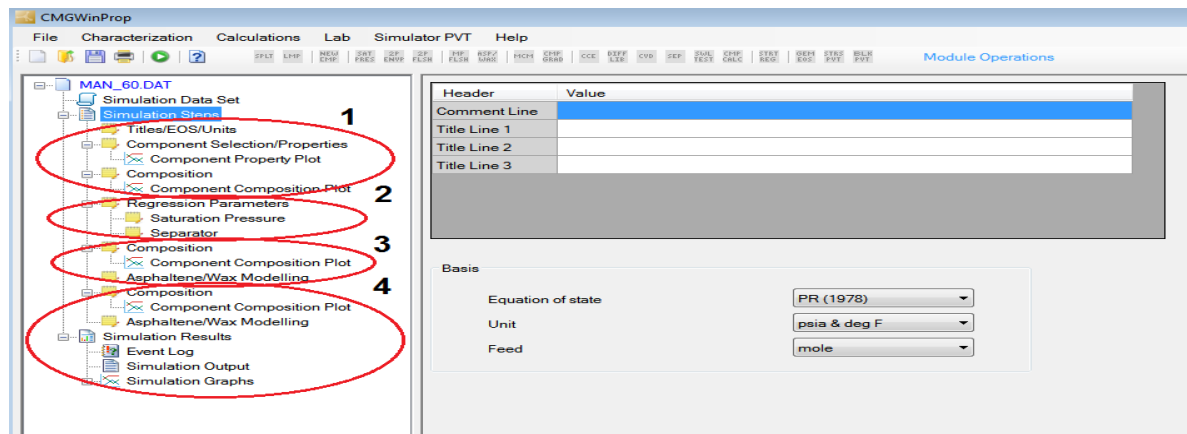
El procedimiento para simular avanzado y revertir experimentos de contacto es:

La primera etapa del experimento puede ser modelado usando el flash sólido con el estado de mezcla aceite y gas. La cantidad total de sólido precipitado será determinada desde un modelo termodinámico. Al completar este cálculo, las cantidades reversibles e irreversible (x_1 y x_2) pueden ser calculadas con las ecuaciones anteriores usando valores especificados de K . Si $K = 0$ indica que todo el sólidos es irreversible, $K=1$ da una cantidad igual de reversibilidad e irreversibilidad de sólido, y si $K \gg 1$ implica que el sólido es esencialmente reversible.

Para contactos anteriores, el alimento para un cálculo flash siguiente es definido tomando el líquido plus del sólido reversible, y combinándolo con inyección de gas. La irreversibilidad del sólido es removido del sistema para este flash. Para contactos más avanzados, el equilibrio de la fase vapor sin asfaltenos es combinado con aceite fresco. Además, para contactos avanzados, el grado irreversibilidad no afectará los cálculos⁹.

En la figura 18 se muestra un despliegue del conjunto de datos del WinProp

Figura 18. Conjunto de datos del WinProp



Fuente: CMG, WinProp

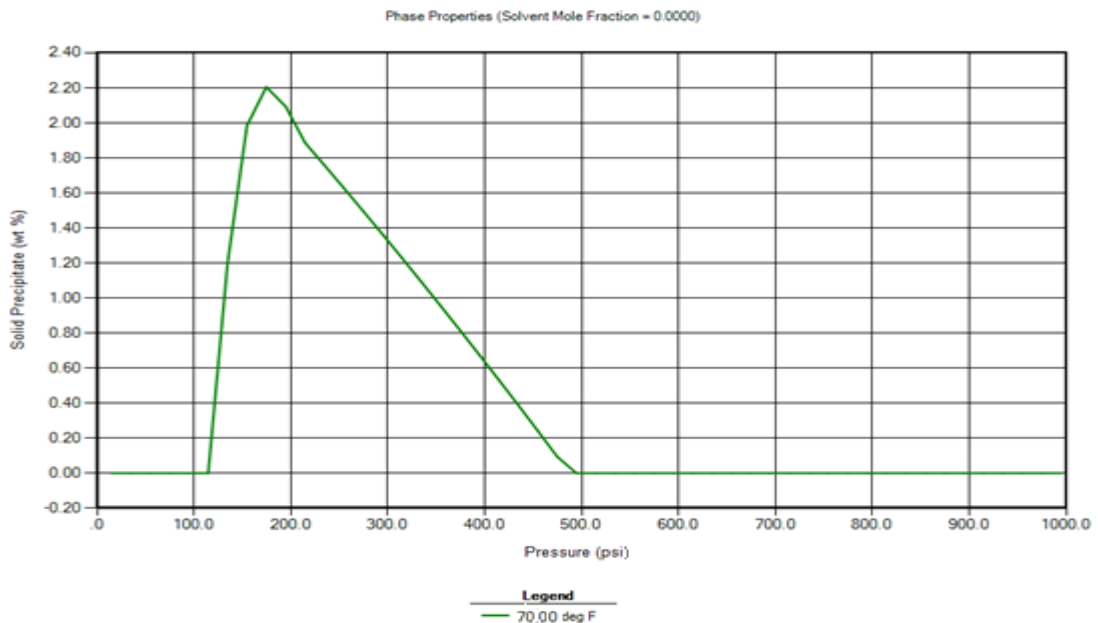
De acuerdo a la figura 18 lo resaltado en rojo indica lo siguiente:

⁹ CMG, WinProp User's Guide, 2012

1. Se selecciona la Ecuación de estado, unidades de las variables, componentes del fluido y se inserta la concentración inicial de la composición.
2. Con información experimental se hace una regresión con el fin de ajustar la Ecuación de Estado que describe el comportamiento del fluido.
3. Con datos experimentales de contenido de asfalteno se calculan variables para posteriormente hacer los modelamientos a la composición inicial.
4. Finalmente, se hace la simulación de precipitación de asfaltenos con la composición inicial.

Una vez consignada toda la información, el resultado es ploteado y se obtiene la curva de dispersión de precipitación de asfaltenos como se muestra en la siguiente figura la cual es representativa de la modelación hecha para la mezcla crudo Mansoya 60% / nafta 40% de este estudio.

Figura 19. Resultado de la modelación de precipitación de asfaltenos



Fuente: CMG, WinProp

NOTA: Las corridas en el simulador WinProp fueron hechas con licencia de la compañía ECOPETROL S.A.

4. EVALUACION TECNICA

La evaluación técnica consistió en mostrar en primera instancia los resultados obtenidos en el laboratorio y posteriormente con esta información hacer un análisis de los resultados obtenidos de las simulaciones de los softwares considerando los requerimientos técnicos de ECOPEPETROL.

4.1 RESULTADOS EXPERIMENTALES

Se enseñan los resultados obtenidos experimentalmente en el Laboratorio de Crudos y Derivados de la Universidad Surcolombiana sobre las pruebas realizadas a los fluidos básicos del estudio y sus respectivas mezclas.

4.1.1 Resultados de los fluidos básicos y las mezclas obtenidos en el laboratorio

Las pruebas realizadas a los fluidos básicos y las mezclas fueron la medición del API y la viscosidad cinemática. Ver **ANEXO B** donde está la demostración de conversión de la viscosidad de Centistoke (cst) a Centipoise (CP).

4.1.1.1 Propiedades de los fluidos básicos

Tabla 4. Propiedades de los fluidos utilizados

FLUIDO BÁSICO	API @ 60°F	cst @ 70°F	Cp @ 70°F	cst @ 122°F	Cp @ 122°F
MANSOYA	14.1	189283.2	182907.23	4155.4294	3896.7
YURILLA	25.6	56.0552	50.19	15.245555	13.23
NAFTA	75.7				
DILX	59.18				

4.1.1.2 Propiedades de las mezclas crudo Mansoya/crudo Yurilla

Tabla 5. Dilución crudo Mansoya/crudo Yurilla

MANSOYA % (V/V)	API @ 60°F	cst @ 70°F	Cp @ 70°F	cst @ 122°F	Cp @ 122°F
10	25.23	421.4411	378.24	33.405784	29.06
20	23.77	551.2959	499.46	46.905887	41.2
30	22.3	721.0519	659.53	65.849719	58.41
40	20.84	943.0552	870.9	92.443389	82.81
50	19.37	1234.711	1151.39	129.99813	117.62
60	17.91	1614.94	1520.77	182.53054	166.8
70	16.44	4826.254	4589.51	214.20577	197.61
80	15.98	14194.65	13899.75	235.63964	228.42
90	14.52	42441.84	41966.47	264.83394	259.23

4.1.1.3 Propiedades de las mezclas crudo Mansoya/nafta

Tabla 6. Dilución crudo Mansoya/nafta

MANSOYA % (V/V)	API @ 60°F	cst @ 70°F	Cp @ 70°F	cst @ 122°F	Cp @ 122°F
10	61.2	48.192	35.16	3.2757255	2.31
20	54.6	96.82643	73.18	6.5008049	4.76
30	48	192.2319	152.33	12.801291	9.8
40	41.4	385.8189	317.05	25.332882	20.15
50	34.7	1006.975	851.27	56.701044	46.33
60	27.4	1184.287	1057.8	249.21394	215.73
70	21.7	8685.734	8044.52	311.90118	280.23
75	19.1	16138.04	15202.11	445.70648	407.47
80	18.43	30643.19	28755.76	652.06557	593.8
90	14.66	103963.4	102702.66	1284.1608	1255.81

4.1.1.4 Propiedades de las mezclas crudo Mansoya/Dilx

Tabla 7. Dilución crudo Mansoya/Dilx

MANSOYA % (V/V)	API @ 60°F	cst @ 70°F	Cp @ 70°F	cst @ 122°F	Cp @ 122°F
10	53.24	29.7651	22.64	1.6640631	1.22
20	46.28	46.97002	37.14	2.7101592	2.07
30	40.24	111.7718	91.52	4.4295678	3.51
40	34.98	125.7135	106.22	7.264882	5.95
50	31.06	142.4972	123.28	12.056855	10.1
60	26.37	160.5968	143.09	19.839371	17.13
70	23.06	858.8847	781.72	57.267874	50.54
80	18.9	1200.929	1123.42	236.84857	214.99
90	18.26	10085.25	9474.86	543.06726	495.12

4.2 ANALISIS Y RESULTADOS DE LOS MODELAMIENTOS DE PERDIDAS DE PRESION EN EL OLEODUCTO PARA LAS DIFERENTES MEZCLAS DEL ESTUDIO.

Es necesario aclarar que la mínima presión requerida por ECOPETROL a la entrada de la batería Santa Ana es de 30 Psi para garantizar que los medidores dinámicos registren de manera confiable el caudal. Una vez medido el flujo se direcciona hacia los tanques, donde es almacenado con la producción de campos aledaños, para continuar con el bombeo hasta la estación Orito. Es importante recordar que la longitud del oleoducto hasta la batería Santa Ana es de aproximadamente 35 Km.

El resultado obtenido del modelamiento de pérdidas de presión en el Oleoducto para las diferentes mezclas del estudio se ilustra en las figuras 20,21 y 22 correspondientes a las mezclas del crudo Mansoya con el crudo Yurilla, nafta y Dilx respectivamente. Las concentraciones descritas en estas figuras corresponden a la del crudo Mansoya % (V/V).

4.2.1 Análisis comportamiento hidráulico de las mezclas crudo Mansoya/crudo Yurilla.

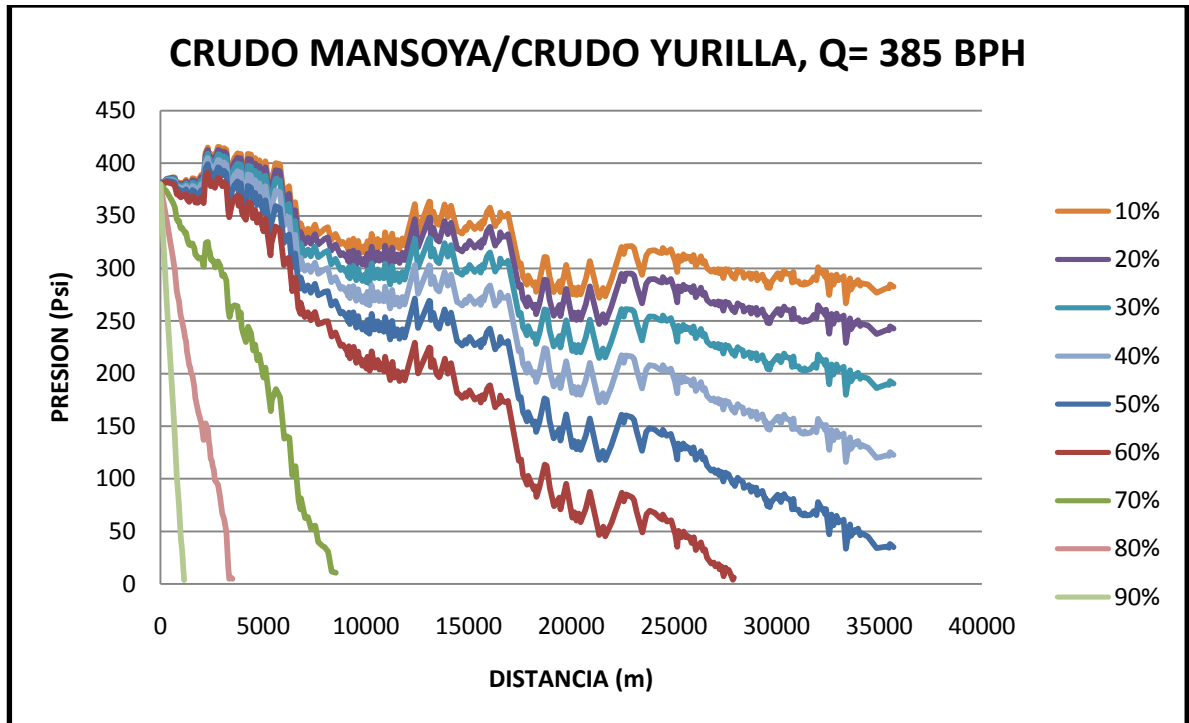


Figura 20. Presión Vs Distancia. (Mezcla crudo Mansoya/crudo Yurilla)

Observando la figura 20 es claro que para porcentajes mayores del 60% de crudo Mansoya no se cumple el requerimiento de presión, en cambio para porcentajes menores de este valor sí cumplen con el requerimiento.

Un resumen de presiones en el punto de recibo (batería Santa Ana) es mostrado en la siguiente tabla.

Tabla 8. Presiones de mezclas crudo Mansoya/crudo Yurilla a los 35 Km.

%V/V	Presión (Psi)
10	282,87
20	242,70
30	190,40
40	122,50
50	34,92

4.2.2 Análisis comportamiento hidráulico de las mezclas crudo Mansoya/nafta

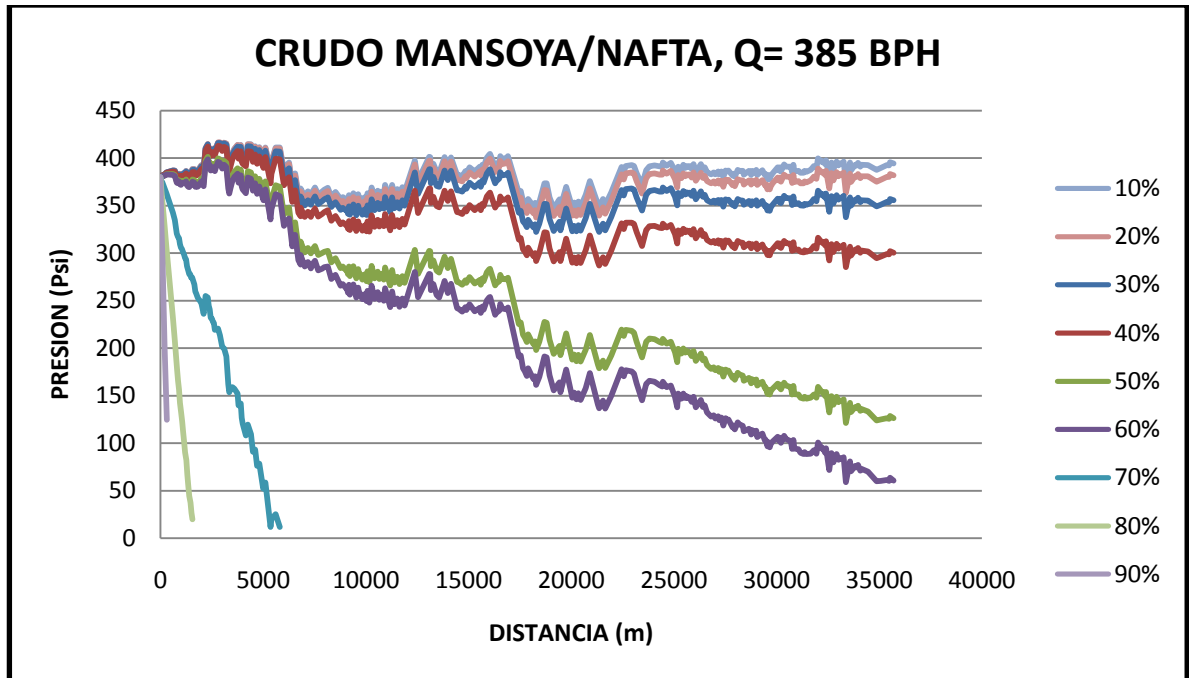


Figura 21. Presión Vs Distancia. (Mezcla crudo Mansoya/nafta)

Se puede inferir de la figura 21 que para concentraciones del crudo Mansoya mayores al 70% no se satisfacen los requerimientos de presión de entrada a la batería Santa Ana, no obstante concentraciones menores a este valor si cumplen.

En la tabla a continuación se muestra los valores de presión de la mezclas que si cumplen.

Tabla 9. Presiones de mezclas crudo Mansoya/nafta a los 35 Km

%V/V	Presión (Psi)
10	394,65
20	382,26
30	355,74
40	300,50
50	126,28
60	60,67

4.2.3 Análisis comportamiento hidráulico de las mezclas crudo Mansoya/Dilx

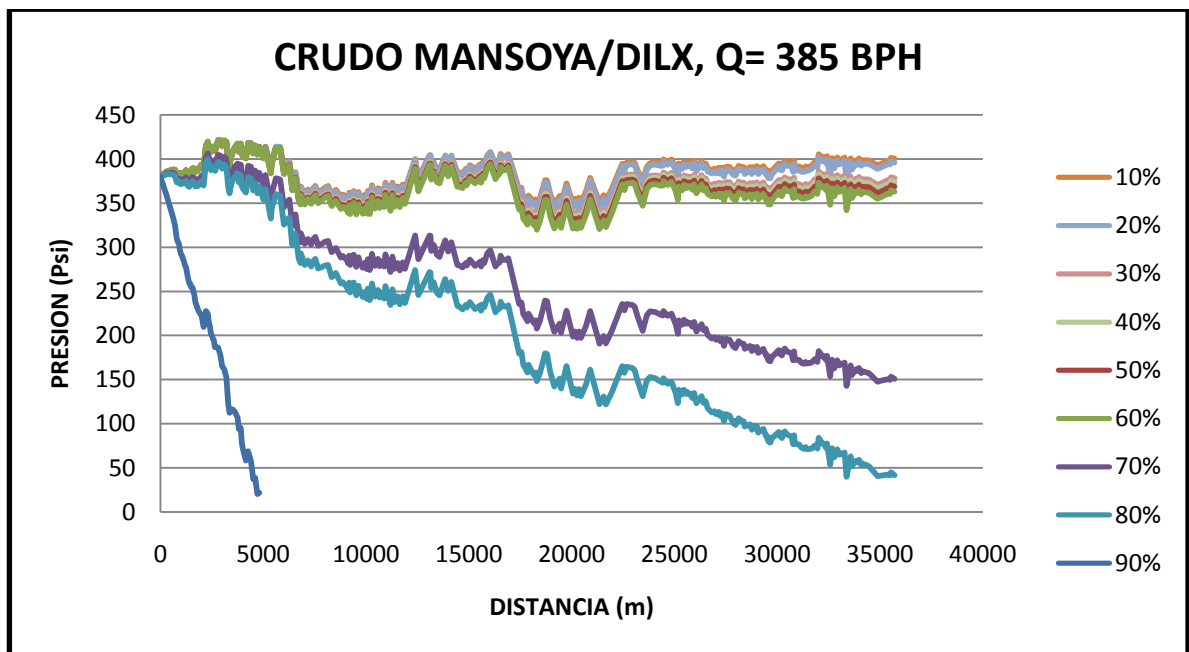


Figura 22. Presión Vs Distancia. (Mezcla crudo Mansoya/Dilx)

Según la figura 22 se puede observar que para concentraciones de mezcla mayor o igual al 90% del crudo Mansoya no se cumple el requerimiento de presión a la entrada de la batería Santa Ana, como resultados, concentraciones menores a este valor si cumplen.

La siguiente tabla muestra los valores de presión al punto de llegada a la batería Santa Ana de las mezclas que si cumplen con el requerimiento de presión.

Tabla 10. Presiones de mezclas entre crudo Mansoya/Dilx a los 35 Km

%V/V	Presión (Psi)
10	400,22
20	396,22
30	378,20
40	374,02
50	368,83
60	362,89
70	150,87
80	41,87

4.3 ANALISIS Y RESULTADOS OBTENIDOS MODELAMIENTO DE PRECIPITACION DE ASFALTENOS PARALAS MEZCLAS DEL ESTUDIO.

Para el análisis de precipitación de asfaltenos se consideraron los siguientes aspectos.

- Que las mezclas cumplan con la presión mínima requerida de 30 Psi en el comportamiento hidráulico a la entrada de la batería Santa Ana.
- De las figuras 23 y 24 Se obtuvieron valores de precipitación de asfaltenos en porcentaje peso de las mezclas en un rango de presión máxima y mínima simulada en el oleoducto de transporte. (35 Kms)
- Se analizó el porcentaje de reducción de precipitación de asfaltenos de las mezclas con respecto al crudo Mansoya sin mezclarse.

El resultado obtenido del modelamiento de precipitación de asfaltenos para las diferentes mezclas del estudio se ilustra en las figuras 23 y 24 correspondientes a las mezclas del crudo Mansoya con el crudo Yurilla, y nafta respectivamente. Las concentraciones descritas en estas figuras corresponden a la del crudo Mansoya % (V/V).

NOTA: Las composiciones del crudo Mansoya y de los diluyentes, no se publican porque no hay autorización de la empresa en cuestión. No se hizo el análisis de precipitación de asfaltenos de la mezcla con Dilx debido a que su composición es desconocida y no se obtuvo acceso a esos datos.

4.3.1 Análisis del comportamiento de precipitación de asfaltenos mezcla crudo Mansoya/crudo Yurilla.

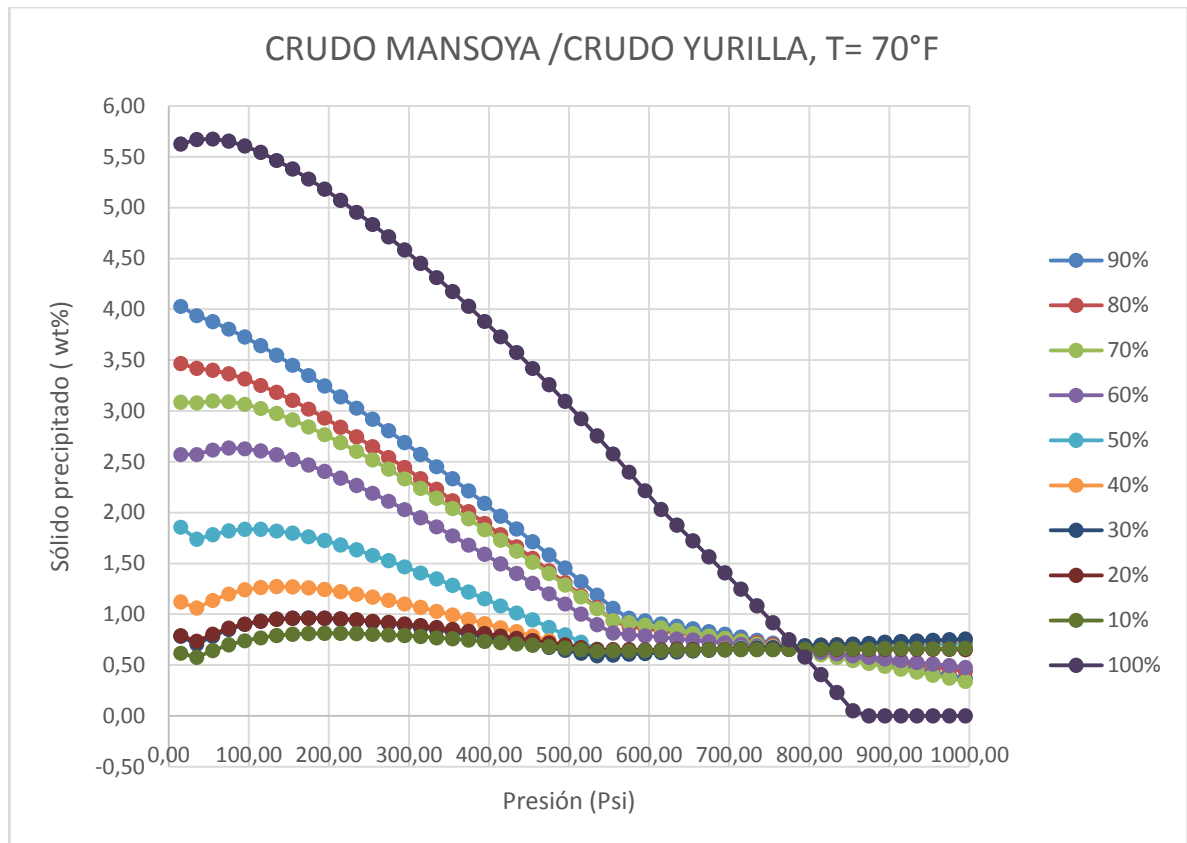


Figura 23. Porcentaje de sólido precipitado Vs Presión. (Crudo Mansoya/crudo Yurilla)

El análisis se hizo con base en el perfil de presión de la figura 20 para las mezclas de concentración del crudo Mansoya desde el 10% al 50%. La figura 23 ilustra el comportamiento de precipitación de asfaltenos en el rango de presión máxima y mínima durante el desplazamiento de las mezclas por el oleoducto, esta figura también exhibe el comportamiento de precipitación de asfaltenos del crudo Mansoya sin mezclarse (100%). En la siguiente tabla se muestra un resumen de la información obtenida de la figura 23.

Tabla 11. Resumen precipitación asfaltenos, mezcla crudo Mansoya/crudo Yurilla @ Pmin y Pmax

% V/V	Sólido Precipitado @ P mín(wt%)	Sólido Precipitado @ P máx (wt%)	Reducción de sólido precipitado @ P mín(%)	Reducción de sólido precipitado @ P máx(%)
10	0.62	0.7	89.0	80.6
20	0.75	0.78	86.7	78.3
30	0.78	0.74	86.1	79.4
40	1.12	0.85	80.1	76.4
50	1.86	1.04	67.0	71.1
100	5.63	3.6	N/A	N/A

El rango de presión en el que se obtuvieron los datos de la tabla 11 es de 15 Psi a 425 Psi.

El comportamiento generalizado de precipitación de asfaltenos describe que estos compuestos permanecen estables a presiones altas, cuando el fluido se desplaza la presión se va disminuyendo llegando a un punto donde se inicia la precipitación de sólidos hasta alcanzar su máxima cantidad de precipitados a presiones cercanas a la presión de burbuja; por debajo de la presión de burbuja la interacción de los componentes livianos principalmente del Metano (CH_4) al Hexano (C_6H_{12}) hace redisolverse el sólido precipitado obteniendo una cantidad muy baja de precipitados que puede ser despreciable a presiones muy bajas.

De acuerdo a la figura 23 se puede observar que las curvas que describen el comportamiento de precipitación de sólidos para las distintas mezclas conservan un patrón de comportamiento conforme a cambios de concentraciones, pero no es característico del comportamiento generalizado mencionado anteriormente ya que no presenta redisolución significativa de sólidos precipitados a presiones bajas y la cantidad de precipitados tiende a aumentar. Con respecto a los valores de la tabla 11, para concentraciones de crudo Mansoya menores o iguales al 50%, la reducción de sólidos precipitados es mayor al 50% en el rango de presión comparada con el crudo Mansoya sin mezclarse. No obstante, basándose en el criterio de selección de mezcla en el análisis hidráulico, la mezcla crudo Mansoya 50% / crudo Yurilla 50% cumple con los requerimientos de presión y además reduce en alrededor de un 70% la precipitación de asfaltenos al ser comparada con el crudo Mansoya sin mezclarse.

4.3.2 Análisis del comportamiento de precipitación de asfaltenos mezcla crudo Mansoya/nafta.

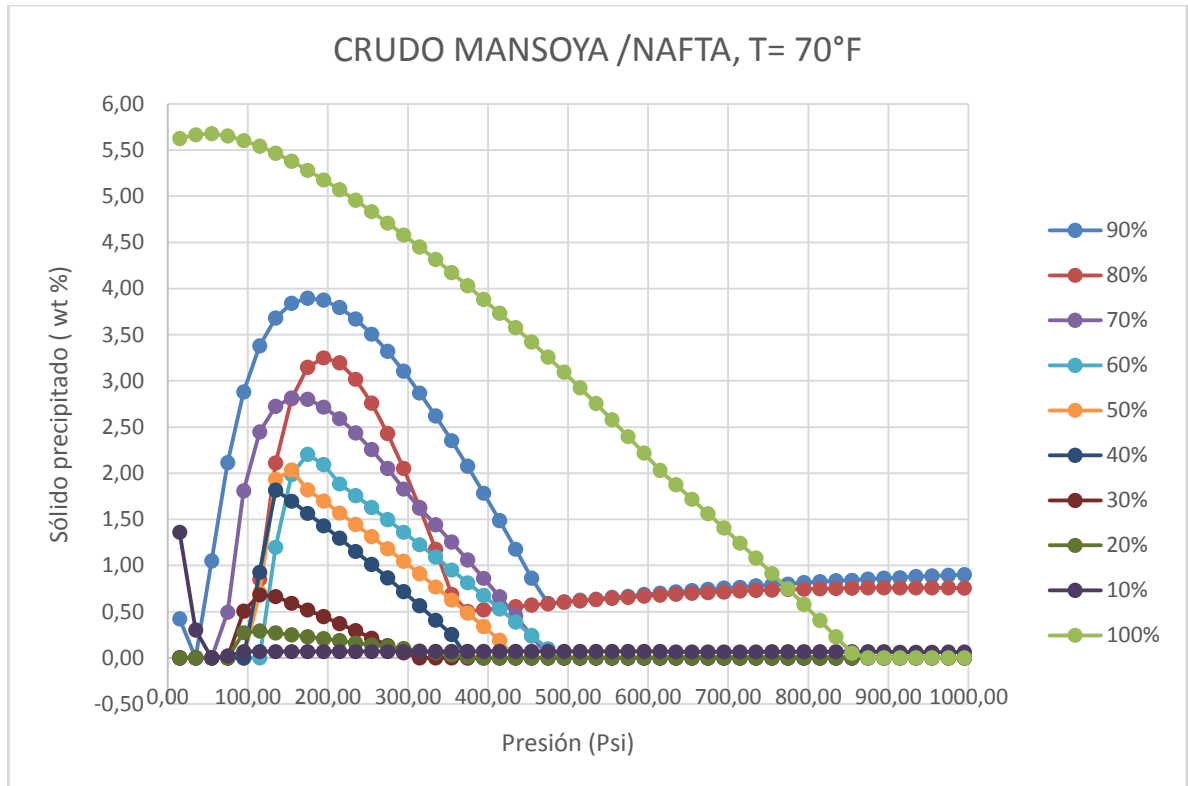


Figura 24. Porcentaje de solido precipitado Vs Presión. (Crudo Mansoya/nafta)

El análisis se llevó a cabo para las concentraciones de las mezclas del 10% al 60% de crudo Mansoya según el análisis de perfil de presión por el oleoducto mostrado en la figura 21. La figura 24 muestra el comportamiento de precipitación de asfaltenos para las distintas mezclas de crudo Mansoya/nafta donde se evaluó además de su cantidad de sólido precipitado a una presión máxima y mínima, un tercer valor donde se genera la máxima cantidad de precipitación de asfalteno. En la siguiente tabla se revela la información obtenida de la figura 24.

Tabla 12. Resumen precipitación asfaltenos, mezcla crudo pesado/nafta.

% V/V	Sólido Precipitado @ P mín(wt%)	Sólido Precipitado @ Pmáx (wt%)	Reducción de sólido precipitado @ Pmín(%)	Reducción de sólido precipitado @ Pmáx(%)	Máx Precipitación de sólido (wt%)
10	1.36	0	75.8	100.0	0.07
20	0	0	100.0	100.0	0.29
30	0	0	100.0	100.0	0.68
40	0	0	100.0	100.0	1.82
50	0	0.19	100.0	94.9	2.03
60	0	0.53	100.0	85.8	2.09
100	5.63	3.73	N/A	N/A	N/A

El rango de presión para obtener la información de la tabla 12 es de 15 Psi a 420 Psi.

De acuerdo a la figura 24 se puede identificar claramente que el comportamiento de las mezclas crudo Mansoya/nafta sí es característico del comportamiento generalizado de precipitación de asfaltenos, en el cuál se diferencia un inicio de sólidos precipitado, seguido de una máxima cantidad de sólido precipitado y posteriormente una disminución de sólido precipitado debido a la redisolución. Basándose en los valores de la tabla 12, para concentraciones menores o iguales al 60% de crudo Mansoya la reducción de sólidos precipitados es del 100% aproximadamente en el rango de presión comparada con el crudo Mansoya sin mezclarse. El valor máximo de cantidad de precipitación de asfaltenos para las mezclas, sirve de referencia de que a mayor concentraciones de componentes pesados (Crudo menos diluido) se alcanza mayores porcentajes de sólidos precipitados, aunque si la presión cae, esta cantidad de precipitados disminuye. Con respecto al análisis hidráulico la relación de mezcla de crudo Mansoya 60%/nafta 40% cumple con los requerimientos de presión y además reduce la cantidad de sólido precipitado comparado con el crudo Mansoya sin mezclarse en alrededor del 100%.

5. EVALUACION ECONÓMICA

5.1 ANÁLISIS ECONOMICO

Con base al análisis de caída de presión de las diferentes mezclas de este estudio en el Oleoducto de Mansoya-Santa Ana de 35 Km, los mejores resultados por concepto de cálculo hidráulico (que cumple con los requerimientos en los que se incluye la mayor concentración del crudo Mansoya) son los que se muestran a continuación.

Crudo Mansoya 50% / Crudo Yurilla 50%.

Crudo Mansoya 60% / nafta 40%.

Crudo Mansoya 80 % / Dilx 20%.

A partir de la selección técnica de las tres (3) anteriores mezclas se hizo el estudio de viabilidad económica calculando el VPN o VAN a 10 años. Considerando factores como son la producción de un barril del crudo Mansoya y crudo Yurilla que se estima en alrededor de USD 35 cada uno, con una tasa de descuento anual del 11% y una cantidad de 400 BPD constante de crudo Mansoya durante 10 años. Para este análisis un referente que se usó es el precio de crudo Castilla que oscila en alrededor de los 95 USD/Bbl el cual tiene características similares a las mezclas de este estudio; el estudio contempló un 2% de incremento anual en el valor de venta y un 3% en costos de producción y transporte. Es de anotar que los costos de inversión en facilidades necesarias para el proceso de mezcla y bombeo del crudo, para el caso de usar la nafta ó Dilx se estimó en USD 520.000,00 (facilidades complementarias más operación durante 10 años), la cual incluye entre otros: un (1) tanque de 1000 Bbl como mínimo ya que por problemas de logística se debe asegurar suficiente diluyente para mínimo 3 días, dosificadores, mezcladores para homogenizar la mezcla y una (1) bomba centrífuga para el envío del crudo Mansoya hasta el mezclador. Para las mezclas con crudo Yurilla no se requiere el tanque, luego la inversión se limita a solo USD 20.000,00

5.1.1 Análisis económico mezcla crudo Mansoya/crudo Yurilla. Una de las ventajas que se tienen al utilizar el crudo Yurilla como diluyente para el transporte del crudo Mansoya, es que el costo del transporte de Yurilla a Mansoya es marginal, lo que hace que el costo de producción siga siendo USD 35 por barril

puesto en Mansoya y la inversión es solo de USD 20.000,00 en facilidades adicionales.

En la tabla siguiente se muestran los valores de las variables a considerar:

Tabla 13. Resumen costos mezcla crudo Mansoya 50%/crudo Yurilla 50% en batería Mansoya.

VARIABLE	VALOR	UNIDADES
COSTO DE PRODUCCIÓN	35	USD/Bbl
TASA DE DESCUENTO ANUAL	11	%
BARRILES A MEZCLAR CRUDO MANSOYA	400	BPD
BARRILES A MEZCLAR CRUDO YURILLA	400	BPD
COSTO CRUDO YURILLA EN MANSOYA	5.110.000	USD/AÑO
COSTO CRUDO MANSOYA EN MANSOYA	5.110.000	USD/AÑO

En la siguiente tabla se muestran los gastos con inflación del 3% anual, venta con aumento del 2% anual y la utilidad que se tendría a los 10 años de haber aplicado este proyecto con el crudo Yurilla como diluyente:

Tabla 14. Evaluación económica mezcla crudo Mansoya 50%/crudo Yurilla 50% a 10 años.

AÑO	COSTOS (USD)	PRECIO DE VENTA DE CRUDO (USD/Bbl)	VENTA ANUAL (USD)	UTILIDAD ANUAL (USD)
1	10.220.000,00	95	27.740.000,00	17.520.000,00
2	10.526.600,00	97	28.294.800,00	17.768.200,00
3	10.842.398,00	99	28.860.696,00	18.018.298,00
4	11.167.669,94	101	29.437.909,92	18.270.239,98
5	11.502.700,04	103	30.026.668,12	18.523.968,08
6	11.847.781,04	105	30.627.201,48	18.779.420,44
7	12.203.214,47	107	31.239.745,51	19.036.531,04
8	12.569.310,90	109	31.864.540,42	19.295.229,52
9	12.946.390,23	111	32.501.831,23	19.555.441,00
10	13.334.781,94	114	33.151.867,85	19.817.085,91

Teniendo en cuenta estos valores aplicamos la ecuación (12) de VPN ó VAN, con la cual el valor que se obtiene de VPN es de USD 108.593.962,19.

En la figura 25 se puede observar el comportamiento de la evaluación económica de esta mezcla.

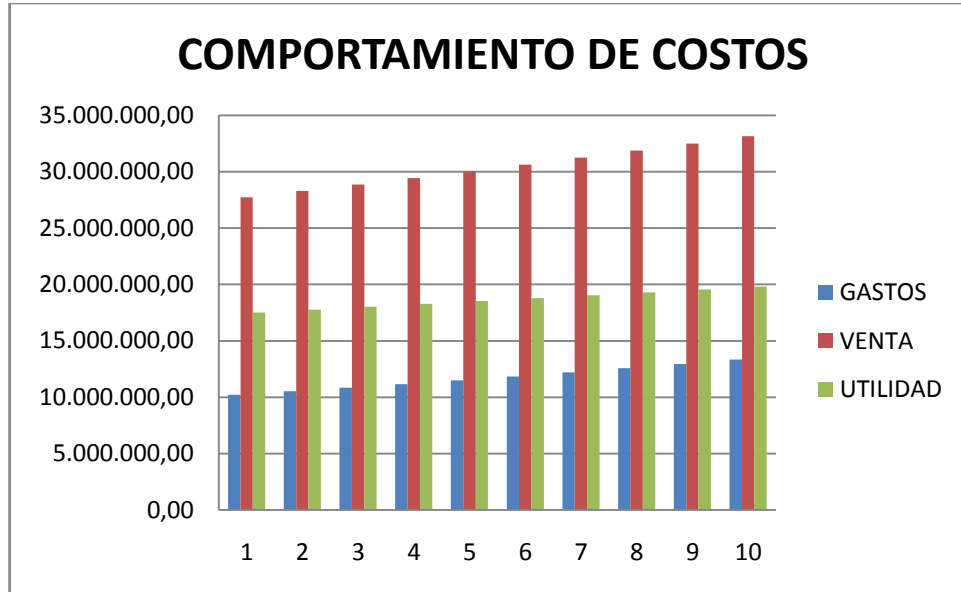


Figura 25. Comportamiento de costos mezcla crudo Mansoya/crudo Yurilla.

5.1.2 Análisis económico mezcla crudo Mansoya/nafta. Este análisis se hizo considerando dos (2) escenarios debido a que la nafta puede ser adquirida y transportada por carro tanque desde Orito ó Neiva hasta la batería Mansoya respectivamente, para ser mezclada con el crudo Mansoya. Independientemente de los escenarios económicos, se requiere como facilidades adicionales en la batería una inversión de USD 520.000,00 como se mencionó anteriormente. A continuación se muestra el estudio realizado a los escenarios.

5.1.2.1 Escenario económico Orito Mansoya. La distancia a transportar la nafta desde Orito a la batería Mansoya es de 78 Km con un costo estimado de 12,5 USD/Bbl. En la siguiente tabla se muestran los valores de las variables a considerar:

Tabla 15. Resumen costos mezcla crudo Mansoya 60%/nafta 40% en batería Mansoya escenario Orito.

VARIABLE	VALOR	UNIDADES
COSTO DE PRODUCCIÓN CRUDO MANSOYA	35	USD/Bbl
TASA DE DESCUENTO ANUAL	11	%
BARRILES A MEZCLAR CRUDO MANSOYA	400	BPD
BARRILES A MEZCLAR NAFTA	267	BPD
COSTO DE COMPRA NAFTA	106	USD/Bbl
COSTO NAFTA EN BATERIA MANSOYA	11.538.812,27	USD/AÑO
COSTO CRUDO MANSOYA EN BATERIA MANSOYA	5.112.555,00	USD/AÑO

En la siguiente tabla se muestran los gastos con inflación del 3% anual, venta con aumento del 2% anual y la utilidad que se tendría a los 10 años de haber aplicado este proyecto con la nafta como diluyente:

Tabla 16. Evaluación económica escenario Orito Mansoya de la mezcla crudo Mansoya 60% / nafta 40% a 10 años.

AÑO	COSTOS (USD)	PRECIO DE VENTA DE CRUDO (USD/Bbl)	VENTA ANUAL (USD)	UTILIDAD ANUAL (USD)
1	16.651.367,27	95	23.128.225,00	6.476.857,73
2	17.150.908,29	97	23.590.789,50	6.439.881,21
3	17.665.435,54	99	24.062.605,29	6.397.169,75
4	18.195.398,61	101	24.543.857,40	6.348.458,79
5	18.741.260,57	103	25.034.734,54	6.293.473,98
6	19.303.498,38	105	25.535.429,23	6.231.930,85
7	19.882.603,33	107	26.046.137,82	6.163.534,48
8	20.479.081,43	109	26.567.060,58	6.087.979,14
9	21.093.453,88	111	27.098.401,79	6.004.947,91
10	21.726.257,49	114	27.640.369,82	5.914.112,33

El valor de VPN es de USD 36.508.751,19.

En la figura 26 se puede observar el comportamiento de los costos.

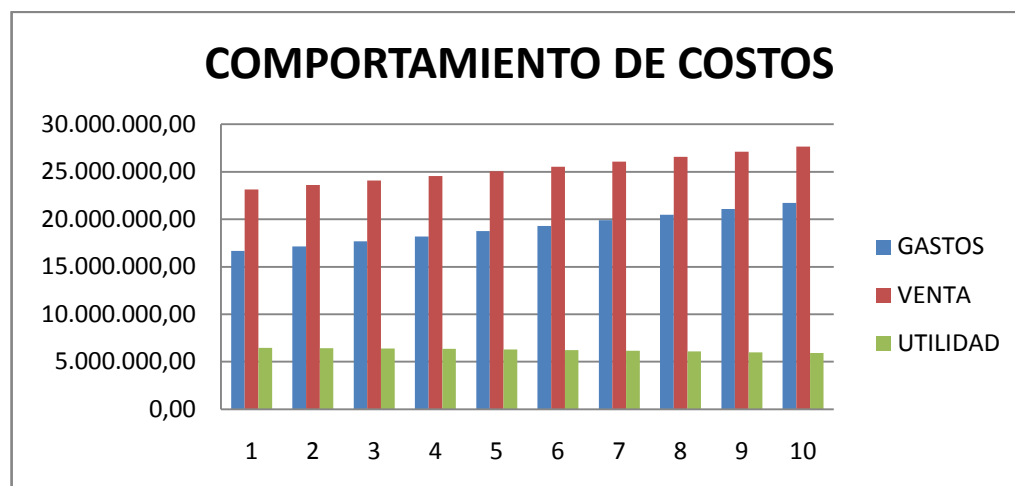


Figura 26. Comportamiento de costos escenario Orito Mansoya mezcla crudo Mansoya/nafta.

5.1.2.2 Escenario económico Neiva Mansoya. La distancia a transportar la nafta desde Neiva a Orito es aproximadamente de 523 Km con un costo estimado de 58,3 USD/Bbl. En la siguiente tabla se muestran los valores de las variables a considerar:

Tabla 17. Resumen costos mezcla crudo Mansoya 60% / nafta 40% en batería Mansoya escenario Neiva.

VARIABLE	VALOR	UNIDADES
COSTO DE PRODUCCIÓN CRUDO MANSOYA	35	USD/Bbl
TASA DE DESCUENTO ANUAL	11	%
BARRILES A MEZCLAR CRUDO MANSOYA	400	BPD
BARRILES A MEZCLAR NAFTA	267	BPD
COSTO DE COMPRA NAFTA	106	USD/Bbl
COSTO NAFTA EN BATERIA MANSOYA	15.999.238,16	USD/AÑO
COSTO CRUDO MANSOYA EN BATERIA MANSOYA	5.112.555,00	USD/AÑO

En la siguiente tabla se muestran los gastos con inflación del 3% anual, venta con aumento del 2% anual y la utilidad que se tendría a los 10 años de haber aplicado este proyecto con la nafta como diluyente

Tabla 18. Evaluación económica escenario Neiva Mansoya de la mezcla crudo Mansoya 60% / nafta 40% a 10 años.

AÑO	COSTOS (USD)	PRECIO DE VENTA DE CRUDO (USD/Bbl)	VENTA ANUAL (USD)	UTILIDAD ANUAL (USD)
1	21.111.793,16	95	23.128.225,00	2.016.431,84
2	21.745.146,95	97	23.590.789,50	1.845.642,55
3	22.397.501,36	99	24.062.605,29	1.665.103,93
4	23.069.426,40	101	24.543.857,40	1.474.430,99
5	23.761.509,19	103	25.034.734,54	1.273.225,35
6	24.474.354,47	105	25.535.429,23	1.061.074,76
7	25.208.585,10	107	26.046.137,82	837.552,72
8	25.964.842,66	109	26.567.060,58	602.217,92
9	26.743.787,94	111	27.098.401,79	354.613,85
10	27.546.101,58	114	27.640.369,82	94.268,25

El valor de VPN es de USD 7.142.784,11.

En la figura 27 se puede observar el comportamiento de los costos.

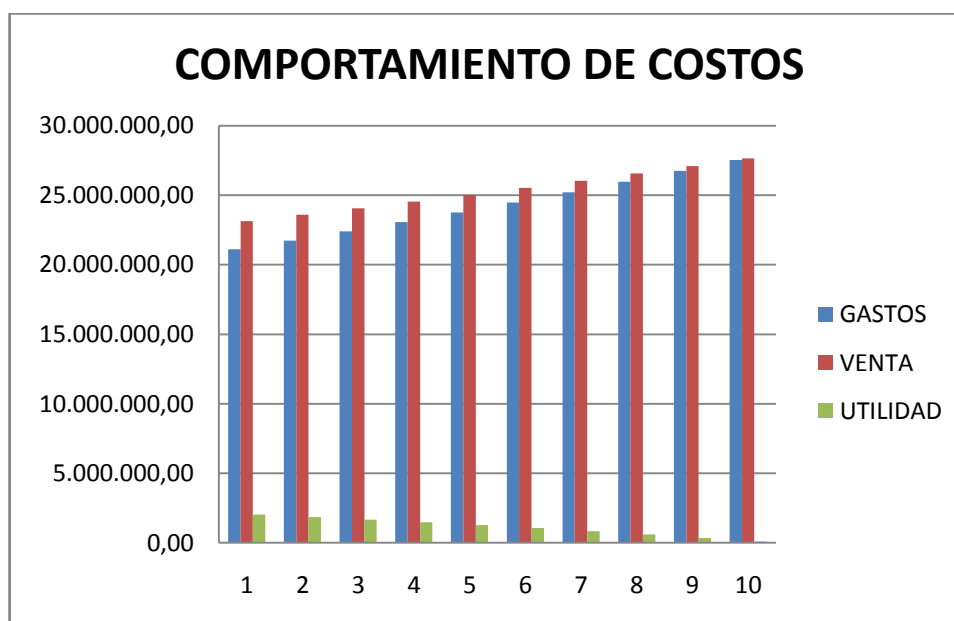


Figura 27. Comportamiento de costos escenario Neiva Mansoya mezcla crudo Mansoya/nafta.

5.1.3 Análisis económico mezcla Crudo Mansoya/Dilx. Por razones de confidencialidad de la empresa, los costos de adquisición de este diluyente no fueron suministrados para el análisis, sin embargo teniendo en cuenta que es un diluyente que se importa y adicionalmente se le agregan varios químicos que son los que le brindan la propiedad de disminuir de manera muy eficiente la viscosidad del crudo, el costo de utilizarlo supera las expectativas de la empresa, por lo tanto no es rentable su implementación como diluyente para este proyecto.

Nota: En las evaluaciones económicas no se tuvieron en cuenta costos por conceptos de bombeo entre la batería Mansoya y Santa Ana para las mezclas, ya que este oleoducto seguirá bajo las mismas condiciones de operación y mantenimiento en la que se encuentra actualmente.

Ver **ANEXO C** donde se muestra el desarrollo de los cálculos para realizar la evaluación económica.

CONCLUSIONES

Cálculos hidráulicos:

- Según las concentraciones de las mezclas elegidas con diferentes diluyentes en el análisis de pérdidas de presión en Oleoducto, se puede afirmar que el rango de concentración de mejor impacto sobre el crudo Mansoya en donde se le proporciona una reducción de viscosidad que le permite cumplir con los requerimientos de presión a la batería Santa Ana es del 50% al 80% de crudo Mansoya.
- Con respecto a las mezclas seleccionadas para los diferentes diluyentes en el análisis de pérdidas de presión en el Oleoducto y los datos obtenidos de las propiedades medidas en el laboratorio especialmente la viscosidad, a una temperatura de 70°F, la viscosidad del crudo Mansoya es de 182907CP, de la mezcla crudo Mansoya 50% / crudo Yurilla 50% es de 1151cp, de la mezcla crudo Mansoya 60% / nafta 40% de 1057 CP, de la mezcla crudo Mansoya 80% / Dilx 20% de 1123 CP; se puede inferir que el porcentaje de reducción de la viscosidad en función de los diluyentes al ser mezclados comparándolo con el valor de viscosidad del crudo Mansoya sin mezclarse y que cumpla con el requerimiento de presión a la entrada de la batería Santa Ana es del **99%** y además que la viscosidad óptima que debe tener el fluido en el Oleoducto es en promedio **1110 cp**.
- De los tres diluyentes utilizados en este estudio, el que mejor efecto tuvo en la reducción de la viscosidad fue el Dilx, pero debido a que no se pudo hacer el análisis económico, no se consideró esta opción en el proyecto. .
- En la caída de presión en el oleoducto para las mezclas tanto para la nafta como el Dilx según las figuras 21 y 22 se distinguen tres (3) grupos ; un grupo con altas concentraciones de diluyentes (60-90%) donde la caída de presión es relativamente baja alrededor de 75 psi (375 a 285) Psi, un segundo grupo con rangos de concentración medios (30-50%) de diluyente, la caída de presión tiene un valor mayor con respecto al primer grupo, con valores mayores a 260 psi de caída de presión y una tercer grupo de mezclas donde las concentraciones de diluyente son bajas (10-20%), la caída de presión es tan alta que a estas concentraciones no alcanzan a llegar a la batería Santa Ana. Este comportamiento no homogéneo en la caída de presión en el oleoducto indica que los cambios de la viscosidad en

las mezclas no es lineal, esto es debido a la reorganización química de los componentes, ya que se mezclan dos fluidos heterogéneos entre pesados y livianos. Pero si se observa las mezclas entre los 2 crudos (Mansoya-Yurilla) en la figura 20, el comportamiento de la caída de presión tiende a ser más uniforme debido a que el contenido de componentes son similares, por esta razón no se observan saltos o cambios bruscos en la caída de presión, indicando que la viscosidad varía de forma más homogénea.

Modelamiento precipitación de asfaltenos.

- La curva de precipitación de asfaltenos para el crudo Mansoya sin mezclarse (100%) mostrado en las figuras 23 y 24 tiene un comportamiento muy particular, y es que una vez se llega a la presión de inicio de precipitación, la cantidad de asfaltenos precipitados continúa incrementado sin tener redisolución de componentes, por lo tanto posee valores altos de precipitados. Esto es causado por su concentración alta del componente plus C_{7+} y rica en contenido de Asfaltenos.
- La variable clave en el modelamiento de las mezclas tanto para crudo Mansoya/crudo Yurilla como para crudo Mansoya/nafta es el cambio generado en la concentración composicional. Con respecto a la figura 23, las curvas de precipitación de asfaltenos de las mezclas crudo Mansoya/crudo Yurilla ilustra una reducción uniforme de sólidos precipitados con respecto al comportamiento de precipitación de sólidos del crudo Mansoya sin mezclarse, esto es porque el crudo Yurilla tiene una composición similar de componentes al crudo Mansoya pero con menores grados de contenido en pesados y asfaltenos. De acuerdo a la figura 24, las curvas de precipitación de asfaltenos para mezclas de crudo Mansoya/nafta muestran una considerable reducción de sólidos precipitados con respecto al crudo Mansoya sin mezclarse (100); la nafta al ser un fluido rico en componentes del propano (C_3H_8) al hexano (C_6H_{14}) genera redisolución de los sólidos precipitados y al tener baja concentración de componentes pesados, le proporciona al crudo Mansoya una reducción significativa de asfaltenos precipitados al ser mezclado.

Evaluación económica:

- El transporte y compra de un diluyente en el momento de implementarlo en un proyecto que hace uso de la técnica de dilución para el transporte de

crudo pesado por oleoducto, aumenta de manera considerable los costos, haciendo que se cuestione su uso.

- Según este estudio al desarrollar el método de dilución al crudo Mansoya con diluyentes como la nafta y Dilx, los costos de inversión inicial que implica la adecuación de la facilidad Mansoya para almacenar y mezclar esos diluyentes con el crudo Mansoya son muy altos.
- Observando la figura 25, es claro que la utilidad de la mezcla crudo Mansoya/ crudo Yurilla tiende a aumentar pasando de USD17.520.000,00 a USD19.817.085,91 en los 10 años de implementación del método. Para la mezcla crudo Mansoya/nafta escenario Orito Mansoya de la figura 26 la utilidad pasa del primer año de USD 6.476.857,00 a USD5.914.112,33 a los 10 años, y para el escenario Neiva Mansoya según la figura 27, la utilidad cambia de USD 2.016431.84 para el primer año a USD 94.268,25 a los 10 años. De acuerdo a lo anterior la utilidad de la mezcla crudo Mansoya/crudo Yurilla tiende a aumentar en los 10 años, caso contrario ocurre con la utilidad de la mezcla crudo Mansoya/nafta ya que en ambos escenarios económicos la utilidad tiende a disminuir, la disminución es más notoria en el escenario Neiva Mansoya, ya que este comportamiento está en función del incremento de los costos por compra y transporte de la nafta como diluyente.

RECOMENDACIONES

- Con base en los resultados de caída de presión, precipitación de asfaltenos y análisis económico, se recomienda utilizar el crudo Yurilla como diluyente para el crudo Mansoya, debido a que cumpliendo con los requerimientos técnicos de caída de presión y asfaltenos es el que más utilidad le aportará a la empresa. Esto es demostrado con la ayuda de los valores del VPN a 10 años el cual diò un valor de USD 108.593.962,19 siendo mayor que el VPN de la mezcla con nafta escenario Orito Mansoya de USD 36.508.751,19 y escenario Neiva Mansoya con un VPN de USD 7.142.784,11.
- En el evento de ser necesario utilizar como diluyente la nafta (ya que es más rentable usar como diluyente el crudo Yurilla), se recomienda considerar la suspensión de operación de la refinería de Orito ya que si lo hacen sería necesario comprar y trasladar la nafta desde Neiva lo cual encarece los costos y no proporciona buena rentabilidad para la compañía.
- Debido a que las mezclas crudo Mansoya/ crudo Yurilla tienden a precipitar asfaltenos a presiones bajas, se recomienda para el caso en que implementen el método con la mezcla crudo Mansoya 50%/crudo Yurilla 50% hacer estudios para caracterizarla con respecto a la naturaleza de asfaltenos, ya que si se presenta algún daño operativo ó ambiental del Oleoducto o facilidades del proceso por acción de los asfaltenos se pueda desarrollar algún tratamiento que inhiba la floculación de estos.
- Al utilizar la nafta como diluyente se recomienda instalar un tanque de mínimo 1000 Bbls, ya que por motivos de logística se debe tener reserva para por lo menos 3 días.
- Las pruebas de laboratorio indican de manera clara que si se usa como diluyente el Dilx, este debe emplearse para crudos extra-pesados por su alta eficiencia en el momento de reducir la viscosidad.

BIBLIOGRAFIA

- C. Avila, A. Russo, E. Flores, and O. Hidalgo. PDVSA Exploración y producción, Petróleos de Venezuela, S.A. (2001). A Field Methodology to Estimate the zone of Maximum Probability of Asphaltene Precipitation Occurrence. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, (págs. 2-3). Buenos Aires.
- CMG. (2012). *WinProp User's Guide*.
- E. Guevara and G. Ninez, S., & J. Gonzalez, S. (1997). Highly Viscous Oil Transportation Methods in the Venezuelan Oil Industry. *15th World Petroleum Congress*, (págs. 1-8). Beijing.
- Fay, J. A. (1996). *Mecánica de fluidos*. Mexico: Editorial Continental.
- Guzman, C. A. (2005). *Matemáticas Financieras para Toma de Decisiones Empresariales*.
- IHS Cera. (2011). *Colombia's Heavy Oil Play Opportunities Continue to Grow*.
- McCullough, J. J. (1955). PROBLEMS OF VERY HEAVY OIL PRODUCTION IN CALIFORNIA., (págs. 12-13). California, USA.
- Schlumberger. (2007). Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial. *Oilfield Review*, 25.
- Schlumberger. (2012). *PIPESIM USER'S GUIDE*.
- Wally Georgie and Colin Smith, M. S. (2012). The Challenges in Processing Heavy Oil. *SPE Heavy Oil Conference* (págs. 1-4). Alberta, Canadá: SPE.

ANEXOS

Anexo A. Demostración de la fórmula API_m

Balance de masa:

$$Mm = Mc + Md \quad 1.$$

$$M = \rho * V \quad 2.$$

Reemplazar ecuación 2 en ecuación 1.

$$\rho m * Vm = \rho c * Vc + \rho d * Vd \quad 3.$$

$$\gamma_s = \rho_s / \rho_{H2O} \quad 4.$$

$$\rho_s = \gamma_s * \rho_{H2O} \quad 5.$$

Reemplazar ecuación 5 en ecuación 3.

$$\gamma_{sm} * \rho_{H2O} * Vm = \gamma_{sc} * \rho_{H2O} * Vc + \gamma_{sd} * \rho_{H2O} * Vd \quad 6.$$

Teniendo en cuenta que los fluidos se encuentran a la misma temperatura, la ρ_{H2O} es igual, por lo tanto se puede cancelar.

$$\gamma_{sm} * Vm = \gamma_{sc} * Vc + \gamma_{sd} * Vd \quad 7.$$

$$\gamma = \frac{141.5}{131.5 + API} \quad 8.$$

Reemplazar ecuación 8 en ecuación 7.

$$Vm * \left(\frac{141.5}{131.5 + API_m} \right) = Vc * \left(\frac{141.5}{131.5 + API_c} \right) + Vd * \left(\frac{141.5}{131.5 + API_d} \right) \quad 9.$$

$$Vc * \left(\frac{141.5}{131.5 + API_c} \right) + Vd * \left(\frac{141.5}{131.5 + API_d} \right) = A$$

Despejar API_m .

$$API_m = \frac{141.5 * Vm}{A} - 131.5 \quad 10.$$

$$API_m = \frac{141.5 * Vm}{\frac{141.5 * (Vc * API_d + Vd * API_c + 131.5 * Vc + 131.5 * Vd)}{17292.25 + 131.5 * (API_d + API_c) + API_c * API_d}} \quad 11.$$

$$API_m = \left[Vm * \left(\frac{17292.25 + 131.5 * (API_d + API_c) + API_c * API_d}{131.5 * (Vc + Vd) + Vc * API_d + Vd * API_c} \right) \right] \quad 12.$$

Anexo B. Desarrollo conversión de viscosidad de cst (Centistoke) a Cp (Centipoise)

- Se necesita conocer las unidades de la viscosidad en cst y Cp:

Centistoke:

$$1 \text{ cst} = 10^{-6} \frac{\text{m}^2}{\text{s}}$$

$$1 \text{ st} = 100 \text{ cst} = 1 \frac{\text{cm}^2}{\text{s}}$$

Centipoise:

$$1 \text{ P} = \frac{\text{gr}}{\text{cm} \times \text{s}}$$

$$1 \text{ P} = 100 \text{ Cp}$$

- La viscosidad cinemática de un fluido se define como la relación entre la viscosidad dinámica y la densidad del fluido a la misma temperatura, por lo tanto.

$$\mu_{cin} = \frac{\mu_{din}}{\delta} \quad (1)$$

Donde:

μ_{cin} = Viscosidad cinemática

μ_{din} = Viscosidad dinámica

δ = Densidad

- Despejando la viscosidad dinámica de la ecuación (1) se tiene:

$$\mu_{din} = \mu_{cin} \times \delta(2)$$

- Partiendo de la ecuación (2) se logra calcular la viscosidad dinámica en Centipoise, si la viscosidad cinemática está en centistoke y la densidad en Kg/m³, de acuerdo a las unidades mencionadas anteriormente así:

$$\mu_{din} = \mu_{cin}(cst) * \frac{10^{-6} \frac{m^2}{s}}{1 cst} \times \delta \left(\frac{Kg}{m^3} \right) * \frac{1000 gr}{1 Kg} = \left(\frac{gr}{m.s} \right) \text{ Resolviendo,}$$

$$\mu_{din} = 0,001 * \mu_{cin}(cst) \times \delta \left(\frac{Kg}{m^3} \right) \text{ Sí } 1m = 100 \text{ cm, entonces,}$$

$$\mu_{din} = 0,01 * \mu_{cin}(cst) \times \delta \left(\frac{Kg}{m^3} \right) \times \frac{1m}{100 cm} = \left(\frac{gr}{cm.s} \right) = P \text{ Recalculando,}$$

$$\mu_{din} = 0,00001 * \mu_{cin}(cst) \times \delta \left(\frac{Kg}{m^3} \right) = P \text{ Sí } 1P = 100 CP,$$

$$\mu_{din}(Cp) = 0,01 * \mu_{cin}(cst) \times \delta \left(\frac{Kg}{m^3} \right) * \frac{100 Cp}{1 P}$$

Finalmente la ecuación (2) en términos de CP es:

$$\mu_{din} = 0,001 * \mu_{cin} \times \delta (3)$$

Donde:

μ_{din} = Viscosidad dinámica, Cp

μ_{cin} = Viscosidad cinemática, cst

δ = Densidad, $\frac{Kg}{m^3}$

- Para hacer el procedimiento se eligió la siguiente mezcla de crudo Mansoya con nafta:

MANSOYA % V/V	API @ 60°F	cst @ 70°F	Cp @ 70°F	cst @ 122°F	Cp @ 122°F
50	34,7	1006,9747	851,27	56,7010439	46,33

- Se debe conocer la densidad de la mezcla, con la gravedad API y mediante la siguiente expresión se halla la gravedad específica (γ_T) de la mezcla a 60°f así:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_T} - 131,5 \quad (4)$$

Despejando γ_T de la ecuación (4) y reemplazan el valor de API,

$$\gamma_T = \frac{141,5}{131,5 + 34,7} = 0,851$$

Con el valor de Gravedad específica de la mezcla a 60° se hace uso de la ecuación (1) descrita en el marco teórico de este estudio modificada para ser aplicada a la temperatura en grados *Fahrenheit* omitiendo el último término de la expresión (β) de esta manera se obtiene el valor de la gravedad específica a la temperatura de 70°F y 122°F, respectivamente.

$$\gamma_t = \gamma_T - \frac{\alpha}{1.8}(t - T) \quad (5)$$

Donde:

γ_t : Gravedad específica a cualquier temperatura.

γ_T : Gravedad específica a 60°F.

α : Constantes de expansión.

t: Temperatura de prueba en °F.

T: 60°F.

Con los siguientes valores se obtiene interpolando los valores de α para la gravedad específica de $\gamma_T = 0,851$

γ_T	$\alpha/Cx10^{-5}$
0,63	97
0,78	75
0,85	68
0,95	66

Luego $\alpha (\gamma_T = 0,851) = 0,0006798$

Aplicando la ecuación (5) se obtiene la gravedad a específica a 70°F y 122°F respectivamente.

$$\gamma_{(70^\circ F)} = 0,851 - \frac{0,0006798}{1,8} (70 - 60) = 0,847$$

$$\gamma_{(122^\circ F)} = 0,851 - \frac{0,0006798}{1,8} (122 - 60) = 0,827$$

La gravedad específica para líquidos se define como la relación entre la densidad de la sustancia y la densidad del agua ambas a la misma temperatura, luego:

$$(\gamma)_T = \left(\frac{\delta_{sust.}}{\delta_{agua}} \right)_T \quad (6)$$

Para este caso la $\delta_{sust.}$ Corresponde a la densidad de la mezcla, despejando se tiene

$$(\delta_{mez})_T = (\gamma * \delta_{agua})_T$$

La densidad del agua a 70°F y 122°F es 998,08 Kg/m³ y 988,02 Kg/m³ respectivamente

Reemplazando valores se tiene

$$(\delta_{mez})_{70^{\circ}F} = \left(0,847 * 998,08 \frac{Kg}{m^3} \right)_{70^{\circ}F} = 845,37 \frac{Kg}{m^3}$$

$$(\delta_{mez})_{122^{\circ}F} = \left(0,827 * 988,02 \frac{Kg}{m^3} \right)_{122^{\circ}F} = 817,09 \frac{Kg}{m^3}$$

Finalmente se aplica la ecuación (3)

$$\mu_{mezc @ 70^{\circ}F} = 0,001 * 1006,9747 \text{ cst} * 845,37 \frac{Kg}{m^3} = 851,266 \text{ Cp}$$

$$\mu_{mezc @ 122^{\circ}F} = 0,001 * 56,7010439 \text{ cst} * 817,09 \frac{Kg}{m^3} = 46,32 \text{ Cp}$$

Anexo C. Cálculos para el análisis económico mezcla crudo Mansoya 50% / crudo Yurilla 50%.

Datos a considerar:

		UNIDADES
PRODUCIR UN BARRIL DE CRUDO	35	US/Bbl
TASA (WACC)	11	%
Q TRANSPORTADO CRUDO MANSOYA	400	BPD

1. Es necesario conocer los costos anuales de cada fluido para ello primero se calculan los bpd de cada fluido, siguen los costos diarios y por último se calculan los costos anuales:

$$\text{Crudo Mansoya} = 400 \text{ bpd}$$

$$\text{Crudo Yurilla} = 400 \text{ bpd} * 1 = 400 \text{ bpd}$$

$$\text{Costo crudo Mansoya} \frac{US}{\text{dia}} = 400 \text{ bpd} * 35 \frac{US}{\text{bbl}} = 14.000 \text{ US/dia}$$

$$\text{Costo crudo Yurilla} \frac{US}{\text{dia}} = 400 \text{ bpd} * 35 \frac{US}{\text{bbl}} = 14.000 \text{ US/dia}$$

$$\text{Costo crudo Mansoya} \frac{US}{\text{año}} = 14.000 \frac{US}{\text{dia}} * 365 \frac{\text{dia}}{\text{año}} = 5.110.000 \text{ US/año}$$

$$\text{Costo crudo Yurilla} \frac{US}{\text{año}} = 14.000 \frac{US}{\text{dia}} * 365 \frac{\text{dia}}{\text{año}} = 5.110.000 \text{ US/año}$$

2. Teniendo en cuenta una inflación del 3% que afecta los costos, se calculan los costos para la evaluación de 10 años del proyecto:

$$i \geq 2$$

$$\text{Costo}_{i-1} = (\text{Costo crudo Mansoya} + \text{Costo crudo Yurilla}) = 10.220.000 \text{ US/año 1er año}$$

$$\text{Costo}_i = \text{Costo}_{i-1} * 1.03 = 10.220.000 \frac{\text{US}}{\text{año}} * 1.03 = 10.526.600,00 \text{ US/año 2do año}$$

$$\text{Costo}_i = 10.526.600,00 \frac{\text{US}}{\text{año}} * 1.03 = 10.842.398,00 \text{ US/año 3er año}$$

El procedimiento se repite hasta el décimo año.

$$\text{Costo}_i = 12.946.390,23 \frac{\text{US}}{\text{año}} * 1.03 = 13.334.781,94 \text{ US/año 10mo año}$$

3. Considerando un 2% de aumento anual en el precio de venta del crudo de 95 US/bbl, que es lo que se estima para los próximos años, se calcula la venta del crudo para los 10 años de evaluación del proyecto:

$$j \geq 2$$

$$\text{Venta}_{j-1} = 95 \frac{\text{US}}{\text{bbl}} * 800 \text{ bpd} * 365 \frac{\text{dia}}{\text{año}} = 27.740.000 \text{ US/año 1er año}$$

$$\text{Venta}_j = \text{Venta}_{j-1} * 1.02 = 27.740.000,00 \frac{\text{US}}{\text{año}} * 1.02 = 28.294.800 \text{ US/año 2do año}$$

$$\text{Venta}_j = 28.294.800 \text{ US/año} * 1.02 = 28.860.696 \text{ US/año 3er año}$$

El procedimiento se repite hasta el décimo año.

$$\text{Venta}_j = 32.501.831,23 \text{ US/año} * 1.02 = 33.151.867,85 \text{ US/año 10mo año}$$

4. Teniendo los costos y venta anual, se calcula la utilidad para cada año.

$$Utilidad = Venta - Costo$$

Y lo que se obtiene es la siguiente tabla:

AÑO	COSTOS (USD)	PRECIO DE VENTA DE CRUDO (USD/Bbl)	VENTA ANUAL (USD)	UTILIDAD ANUAL (USD)
1	10.220.000,00	95	27.740.000,00	17.520.000,00
2	10.526.600,00	97	28.294.800,00	17.768.200,00
3	10.842.398,00	99	28.860.696,00	18.018.298,00
4	11.167.669,94	101	29.437.909,92	18.270.239,98
5	11.502.700,04	103	30.026.668,12	18.523.968,08
6	11.847.781,04	105	30.627.201,48	18.779.420,44
7	12.203.214,47	107	31.239.745,51	19.036.531,04
8	12.569.310,90	109	31.864.540,42	19.295.229,52
9	12.946.390,23	111	32.501.831,23	19.555.441,00
10	13.334.781,94	114	33.151.867,85	19.817.085,91

5. Se procede a calcular el VPN.

$$\sum_{T=1}^n \left[\frac{FC_T}{(1+I)^T} \right] - I_0 = 0$$

Donde:

lo: inversión inicial en el momento cero de la evaluación = USD 20.000

FC: flujo de caja del proyecto (ingresos menos egresos)

I: tasa de descuento o costo de oportunidad del capital= 11%

T: tiempo

N: vida útil del proyecto= 10 AÑOS

$$\begin{aligned}
 VPN = & \left(\frac{17.520.000}{(1 + 0.11)^1} + \frac{17.768.200}{(1 + 0.11)^2} + \frac{18.018.298}{(1 + 0.11)^3} + \frac{18.270.239,98}{(1 + 0.11)^4} + \frac{18.523.968,08}{(1 + 0.11)^5} \right. \\
 & + \frac{18.779.420,44}{(1 + 0.11)^6} + \frac{19.036.531,04}{(1 + 0.11)^7} + \frac{19.295.229,52}{(1 + 0.11)^8} + \frac{19.555.441}{(1 + 0.11)^9} \\
 & \left. + \frac{19.817.085,91}{(1 + 0.11)^{10}} \right) - 20.000
 \end{aligned}$$

$$VPN = USD 108.593.962,19$$

El procedimiento para la mezcla crudo Mansoya-nafta es el mismo, solo se debe tener en cuenta que en los costos se debe incluir el valor de la compra de 267 bpd de nafta que es la cantidad necesaria para transportar los 400 bpd de crudo Mansoya equivalente a 10.322492 USD/año y el transporte de la nafta desde la estación Orito hasta la batería Mansoya o la ciudad de Neiva hasta la batería Mansoya, que son 11.538.812,27 USD/año y 15.999.238,16 USD/año respectivamente.