

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**IDENTIFICACIÓN, PREDICCIÓN Y EVALUACIÓN DE LA
PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS EN LAS TUBERÍAS DE
TRANSPORTE DE CRUDOS PESADOS**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Azuaje Mendoza Rafael José
Para optar al título de
Ingeniero de Petróleo.

Caracas, 2017.

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**IDENTIFICACIÓN, PREDICCIÓN Y EVALUACIÓN DE LA
PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS EN LAS TUBERÍAS DE
TRANSPORTE DE CRUDOS PESADOS**

TUTOR ACADÉMICO: Rojas René.

TUTOR ACADÉMICO: Yáñez Francisco.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Azuaje Mendoza Rafael José
Para optar al título de
Ingeniero de Petróleo.

Caracas, 2017

Caracas, junio de 2017

Los abajo firmantes, miembros del jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Azuaje M., Rafael J., titulado:

**“IDENTIFICACIÓN, PREDICCIÓN Y EVALUACIÓN DE LA
PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS EN LAS TUBERÍAS DE
TRANSPORTE DE CRUDOS PESADOS”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran **APROBADO**

Prof. Carlos Gil

Jurado

Prof. Richard Muñoz

Jurado

Prof. Francisco Yáñez

Tutor Académico

Prof. René Rojas

Tutor Académico

DEDICATORIA

A Jehová-Sabaoth (Dios de los Ejércitos), El-Shaddai (El Señor Dios Todopoderoso), El Elohe Israel (Dios, El Dios de Israel). Por llenarme de felicidad, guiar mi camino, ser mi verdad y mi esperanza, y por permitirme cumplir cada meta sin nunca cambiar el objetivo.

A mi papá, Obdulio. Para que aún en el cielo te llenes de orgullo por cada uno de mis logros, que Dios te permita conocer mis triunfos, hasta que nos encontremos.

A mi mamá, Shela (María). Otro de los motores que mueven mi vida, y al igual que a mi papá mi satisfacción está en llenarte de orgullo.

A mi hermano, Manuel. La persona con la que he compartido toda mi vida, mi propio orgullo, para seguir impulsándonos siempre.

A mi familia, Azuaje y Mendoza. A cada uno de ustedes, quienes me han apoyado en cada paso que he dado.

AGRADECIMIENTOS

A Jehová M'Kaddesh (El Señor que Santifica), por siempre guiar mi camino, cumplir mis peticiones y ser mi fortaleza.

A mi papá; Obdulio, por siempre apoyarme y ayudarme hasta tu último aliento, aguarda con Dios y descansa.

A mi mamá; Shela (María), quien ha sido la luz de mi vida, mi gran apoyo. Gracias por nunca dudar de mí, al igual que papá.

A mi hermano; Manuel, gracias por estar ahí siempre, eres uno de los mejores regalos que me ha dado Dios.

A mi familia. Mis tíos; Auxiliadora, Dilcia A, Duliberto, Genibera, Hernán, Nancy, Oscar, Rafael P, Rafael M, Ramona, Romelia, Xiomara, etc. Por estar siempre ahí, apoyándome en todo y motivándome. Mis primos; Tania, Esther, Misahel, Ezequiel y los otros.

A la Universidad Central de Venezuela, mi hogar durante todo este tiempo, gracias a la institución por formarme como ingeniero.

A mis tutores Prof. Rojas René y Prof. Francisco Yáñez, gracias por su apoyo, su ayuda y dirección en la elaboración de este proyecto.

A mi amigo y futuro colega Lic. Jesús León, por toda la colaboración en la culminación del proyecto, gracias por todo.

A mis amigos de la escuela y de ingeniería en general, por su compañía estos años.

A mis amigos del departamento de dibujo, gracias por todo ese tiempo que compartí junto a ustedes desde mi segundo semestre.

A mis profesores, gracias por la formación académica, profesional, social y humana que me han brindado.

RESUMEN

Azuaje M., Rafael J.

IDENTIFICACIÓN, PREDICCIÓN Y EVALUACIÓN DE LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS EN LAS TUBERÍAS DE TRANSPORTE DE CRUDOS PESADOS.

Tutores Académicos: Prof. Rojas René, Prof. Yáñez Francisco. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Petróleo. Año 2017, 75 p.

Palabras clave: Asfaltenos, Crudos Pesados, Asfaltenos-Deposición, Oleoductos.

Resumen: Los hidrocarburos fósiles siguen estando a la vanguardia de los sistemas energéticos a nivel mundial, Venezuela posee las mayores reservas de crudos pesados del mundo y su producción y transporte representa un gran reto en la industria petrolera debido a los innumerables problemas asociados, entre los que se encuentra la precipitación de asfaltenos. Con la necesidad de predecir las condiciones bajo las cuales se produce este fenómeno y en que distancia de la tubería se depositarán las partículas de asfaltenos generando la obstrucción, se desea identificar y evaluar la el efecto de los cambios de presión, temperatura y velocidad del fluido en un sistema de tuberías de transporte de crudos pesados, analizando además como se relacionan las distintas variables tanto operacionales como termodinámicas. Para determinar la distancia a la cual se produce la deposición de la partícula de asfaltenos y los parámetros operacionales que dan lugar a tal fenómeno se realizó un programa con ayuda de Excel y Visual Basic, el cual fue validado con una simulación en PipePhase® y un análisis de sensibilidad para determinar la relación entre las distintas variables. Mediante un análisis de sensibilidad se determinó que las propiedades más relevantes son la velocidad promedio de flujo y la viscosidad, teniendo que la velocidad promedio mínima de flujo debe ser de 0.54 m/s para que no exista riesgo de deposición de asfaltenos, aunque se deben considerar otros criterios como la baja viscosidad y los altos coeficientes de rugosidad de la tubería.

ÍNDICE GENERAL

LISTA DE TABLAS.....	xi
LISTA DE FIGURAS.....	xii
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO I.....	3
FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.2. OBJETIVOS.....	4
1.2.1. OBJETIVO GENERAL.....	4
1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	4
1.3. ALCANCE.....	4
1.4. JUSTIFICACIÓN.....	5
CAPITULO II.....	6
FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA.....	6
2.1. PETRÓLEO.....	6
2.1.1. CLASIFICACIÓN DEL PETRÓLEO DE ACUERDO CON LA GRAVEDAD API.....	6
2.1.2. IMPORTANCIA DEL CRUDO PESADO PARA LA ECONOMÍA MUNDIAL.....	7
2.1.3. COMPOSICIÓN DEL PETRÓLEO.....	8
2.2. PROPIEDADES FÍSICAS DEL PETRÓLEO.....	8
2.2.1. VISCOSIDAD.....	9
2.2.2. DENSIDAD.....	11
2.2.3. GRAVEDAD ESPECIFICA.....	13
2.2.4. %A&S.....	13
2.3. TRANSPORTE DE PETRÓLEO.....	14
2.3.1. SISTEMAS DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE.....	14
2.3.1.1. OLEODUCTOS.....	15
2.3.1.2. TRANSPORTE MARÍTIMO.....	16

2.3.1.3.	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN COSTA AFUERA.....	16
2.3.2.	SISTEMAS DE AISLAMIENTO TÉRMICO.....	16
2.4.	FLUJO DE FLUIDOS EN TUBERÍAS.....	17
2.4.1.	FLUJO MONOFÁSICO.....	17
2.4.2.	FLUJO MULTIFÁSICO.....	17
2.5.	REGÍMENES DE FLUJO.....	19
2.5.1.	FLUJO LAMINAR.....	20
2.5.2.	FLUJO TURBULENTO.....	20
2.6.	TIPOS DE FLUIDOS RESPECTO A LA COMPRESIBILIDAD.....	20
2.6.1.	FLUIDO COMPRESIBLE.....	20
2.6.2.	FLUIDO INCOMPRESIBLE.....	20
2.7.	FLUJO DE FLUIDOS INCOMPRESIBLES EN TUBERÍAS.....	21
2.7.1.	ECUACIÓN DE ENERGÍA.....	21
2.7.2.	CAÍDA DE PRESIÓN EN LA TUBERÍA DE PETRÓLEO.....	22
2.8.	TRANSFERENCIA DE CALOR EN LA TUBERÍA DE PETRÓLEO.....	26
2.8.1.	CONDUCCIÓN.....	27
2.8.2.	CONVECCIÓN.....	27
2.8.3.	RESISTENCIA TÉRMICA.....	29
2.9.	ANÁLISIS SARA.....	31
2.10.	ASFALTENOS.....	32
2.10.1.	AGREGACIÓN Y PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS.....	33
2.10.2.	FACTORES QUE INFLUYEN EN LA DEPOSICIÓN DE ASFALTENOS.....	34
2.10.2.1.	TEMPERATURA.....	35
2.10.2.2.	PRESIÓN.....	35
2.10.2.3.	COMPOSICIÓN DEL CRUDO.....	35
2.10.2.4.	FACTORES ELÉCTRICOS.....	36
2.10.2.5.	FACTORES CINÉTICOS.....	36
2.10.2.6.	FACTORES DE SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL.....	36
2.10.2.7.	FACTORES QUÍMICOS.....	36

2.10.2.8.	OTROS FACTORES.....	37
2.10.3.	PROBLEMAS OCASIONADOS POR LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS EN EL TRANSPORTE DE CRUDO.....	37
2.10.3.1.	TAPONAMIENTO DEL POZO Y LAS LÍNEAS DE PRODUCCIÓN.....	37
2.10.3.2.	TAPONAMIENTO DE LAS LÍNEAS DE FLUJO Y DEMÁS EQUIPOS DE SUPERFICIE.....	38
2.10.3.3.	FORMACIÓN DE EMULSIONES ESTABLES.....	38
2.10.4.	MÉTODOS DE PREDICCIÓN DE LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS.....	39
2.10.4.1.	ESTIMACIÓN MATEMÁTICA.....	39
2.10.4.2.	ESTIMACIÓN EXPERIMENTAL.....	39
2.10.4.3.	ESTIMACIÓN TERMODINÁMICA.....	40
2.10.4.4.	ESTIMACIÓN COMPUTACIONAL.....	40
	CAPITULO III.....	42
	MARCO METODOLÓGICO.....	42
3.1.	TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	42
3.2.	DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	42
3.3.	PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.....	44
3.3.1.	REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	44
3.3.2.	CODIFICACIÓN DEL PROGRAMA.....	44
3.3.2.1.	ECUACIONES.....	45
❖	Modelo Térmico.....	46
❖	Caída de presión a lo largo de la tubería.....	49
❖	Agregación de Asfaltenos: Calculo del Diámetro de la Partícula.....	49
❖	Estimación de la Deposición de la Partícula de Asfaltenos.....	51
❖	Evaluación de Estabilidad de Asfaltenos.....	53
3.3.2.2.	DISEÑO Y PRESENTACIÓN DEL PROGRAMA.....	53
	CAPITULO IV.....	60
	ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	60

4.1. VALIDACIÓN DEL PROGRAMA CON CASO BASE.....	60
4.2. VALIDACIÓN DEL PROGRAMA CON ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	63
4.2.1. VARIACIÓN DEL CAUDAL.....	64
4.2.2. VARIACIÓN DEL DIÁMETRO.....	65
4.2.3. TEMPERATURA Y VISCOSIDAD.....	67
4.2.4. GRAVEDAD API.....	67
4.2.5. PRESENCIA DE AISLANTE.....	68
CONCLUSIONES.....	70
RECOMENDACIONES.....	72
BIBLIOGRAFÍA.....	73

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Valores de rugosidad equivalentes para tuberías nuevas.....	25
Tabla 2. Rugosidad y Conducción del Material de la Tubería.....	57
Tabla 3. Conducción del Material Aislante.....	58
Tabla 4. Datos Operacionales y Propiedades del Crudo Transportado.....	60

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Reservas Mundiales de Petróleo ^[1]	8
Figura 2. Viscosidad en función de la Gravedad API ^[11]	10
Figura 3. Propiedades Físicas de Distintos Hidrocarburos ^[12]	11
Figura 4. Posibilidades de flujo multifásico en una línea de transporte ^[14]	18
Figura 5. Transferencia de calor por conducción, convección y radiación ^[15] ..	26
Figura 6. Transferencia de calor en tubería cilíndrica (adaptado de Çengel, 7 ^{ma} edición).....	30
Figura 7. Uso de solventes en la separación del crudo para análisis SARA ^[18] ..	32
Figura 8. Agregación y Precipitación de Asfaltenos ^[7]	34
Figura 9. Diseño de la investigación.....	43
Figura 10. Longitud de viaje de la partícula.....	46
Figura 11. Cinemática de agregación de asfalteno Carabobo ^[26]	50
Figura 12. Cinemática de agregación de asfalteno Furrial ^[26]	51
Figura 13. Pantalla de Inicio.....	53
Figura 14. Ventana de Menú de Inicio.....	54
Figura 15. Ventana de Ingreso de Datos.....	54
Figura 16. Ventana de Datos Operacionales.....	55
Figura 17. Ventana de Características del Crudo.....	55
Figura 18. Ventana de Análisis SARA.....	56
Figura 19. Ventana de Características de la Tubería.....	56
Figura 20. Ventana de Características del Material Aislante.....	57
Figura 21. Sección de Informe de Resultados.....	58
Figura 22. Sección de Informe de Estabilidad de Asfaltenos en el Crudo.....	58
Figura 23. Gráficas de Presión vs Longitud y Altura vs Longitud.....	59
Figura 24. Gráficas de Temperatura vs Longitud y Viscosidad vs Longitud....	59
Figura 25. Gráfica de Presión en Función de la Distancia Recorrida, Simulación en PipePhase® ^[29]	61

Figura 26. Grafica de Presión en Función de la Longitud, Programa de Deposición de Asfaltenos en Oleoductos.....	62
Figura 27. Gráfica de Altura del Agregado de Asfaltenos en Función de la Longitud.....	63
Figura 28. Esquema del Análisis de Sensibilidad.....	63
Figura 29. Altura de la Partícula de Asfaltenos a Distintos Caudales.....	64
Figura 30. Altura de la Partícula de Asfaltenos a Distintos Diámetros.....	66
Figura 31. Altura de la Partícula de Asfaltenos a Distintas Viscosidades y Temperaturas.....	67
Figura 32. Altura de la Partícula de Asfaltenos a Distinta Gravedad API.....	68
Figura 33. Altura de la Partícula de Asfaltenos Sin Aislante y Con Aislante.....	69

INTRODUCCIÓN

Los hidrocarburos fósiles siguen estando a la vanguardia de la industria energética mundial, siendo el petróleo el más importante de los recursos en este ámbito. Actualmente las reservas de petróleo se constituyen en un 70% aproximadamente de petróleo no convencional, representando una cifra variable de 9 a 13 trillones de barriles de petróleo, siendo de este 70% un 15% petróleo pesado y un 25% petróleo extra pesado^[1], teniendo que los niveles de reservas de petróleo en Venezuela para el cierre del año 2010 se ubicaron en los 296.501 MMBls, de donde 258.329 MMBls constituyen crudos pesados y extra pesados localizados en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO)^{[1][2]}.

Debido al incremento de la demanda de energía a nivel mundial y el agotamiento de las reservas de crudos livianos, cada vez ha tomado mayor importancia la explotación de crudos pesados y extra pesados, lo cual representa un gran reto para la industria petrolera, ya que la producción de crudos pesados presenta problemas asociados tanto a características físicas (viscosidad, densidad, etc.) como a la composición química de los mismos. Teniendo que desde el punto de vista químico los crudos pesados y extra pesados poseen mayor contenido de asfaltenos que los crudos livianos y estos pueden flocular durante la producción y transporte de crudo, precipitando y adhiriéndose al interior de la tubería, causando taponamiento de las mismas.

De los componentes del petróleo; de acuerdo con la clasificación SARA (Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos), los asfaltenos son los de menor valor comercial y suelen causar problemas dependiendo de las condiciones de presión, temperatura, velocidad de transporte y tipo de diluyente usado en el crudo, definiéndose estos como la fracción pesada del petróleo que se halla dispersa en el crudo debido a la presencia de resinas adheridas a las partículas de estos, formando una estructura micelar, causando que estos estén en equilibrio con los otros componentes del crudo^[3].

Cualquier alteración que ocurra en el sistema, causada por cambios de presión, temperatura, velocidad de flujo y composición del crudo; asociada a la adición de un

solvente, puede causar la floculación de las partículas de asfaltenos, por la ruptura de la estructura micelar, generando así la precipitación y deposición de las partículas de asfaltenos, que al formar grandes acumulaciones pueden causar problemas de obstrucción en las tuberías y equipos de superficie.

Debido a que la mayor parte de las reservas de hidrocarburos en Venezuela están constituidas por crudos pesados; con alto contenido de asfaltenos, es indispensable tener un sistema de predicción y control de la precipitación de asfaltenos en las tuberías de transporte de crudos pesados, con la finalidad de aplicar las medidas necesarias para prevenir a tiempo los problemas de taponamiento, si se conocen las condiciones termodinámicas de precipitación, posible grado de obstrucción y longitud de tubería afectada

Esta investigación propone identificar y evaluar la precipitación de asfaltenos en las tuberías de transporte de crudos pesados ante los cambios de presión, temperatura, velocidad de flujo y composición del crudo, con la finalidad de predecir donde ocurrirá la precipitación de las partículas de asfaltenos y la acumulación en la tubería, mediante la utilización de un programa diseñado en Microsoft Excel, con comparación del caso en PipePhase.

CAPITULO I

FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La producción de crudos pesados es uno de los retos más demandantes de la industria petrolera actualmente, representando estos un reto de producción y transporte debido a los innumerables problemas que se presentan.

En busca de disminuir las viscosidades de los crudos pesados a menudo suele usarse un diluyente, el cual puede causar la floculación de asfaltenos y su posterior precipitación y deposición en la tubería de transporte y equipos de superficie, causando así taponamientos, interfiriendo con la eficiencia de las líneas de flujo y en algunos casos haciendo que la capacidad de transporte sea prácticamente nula.

No solo la adición de diluyente causa la precipitación de asfaltenos, sino que también esta puede ser causada por efectos de cambios de temperatura, presión y velocidad de flujo, por lo que se hace de vital importancia conocer las condiciones bajo las cuales los asfaltenos precipitan en las tuberías de transporte de crudos pesados, así como también conocer en qué punto de la tubería se puede producir la obstrucción por deposición de estos, con la finalidad de aplicar las medidas preventivas o correctivas al problema de obstrucción generado.

El presente Trabajo Especial de Grado propone el estudio y predicción de la deposición de asfaltenos en las tuberías de transporte de crudos pesados, evaluando como esta es afectada por los cambios de presión, temperatura, composición del crudo y velocidad de transporte, con la finalidad de detectar la longitud de la tubería horizontal en la cual se presentará la obstrucción por deposición de asfaltenos.

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. OBJETIVO GENERAL

Identificar y Evaluar la Precipitación de Asfaltenos ante cambios de presión, temperatura y velocidad del fluido en un sistema de tuberías en el transporte de Crudos Pesados.

1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ❖ Revisar y recopilar información asociada a la precipitación de asfaltenos.
- ❖ Analizar el proceso de precipitación de asfaltenos desde el punto de vista químico y físico.
- ❖ Evaluar la relación existente entre la precipitación de asfaltenos en la tubería de transporte de crudos pesados con la temperatura, presión, tipo de crudo, solvente utilizado.
- ❖ Establecer el efecto de la rugosidad de la tubería y el coeficiente de transferencia de calor en la producción y transporte de crudos pesados.
- ❖ Diseñar un programa en Excel para estimar la precipitación, depósito y adhesión de asfaltenos en la tubería estableciendo velocidades y distancia.
- ❖ Realizar un análisis de sensibilidad ante la modificación de la longitud de la tubería, tipo de crudo y solvente usado para identificar la variación de las condiciones de operación, manteniendo el mismo tipo de tubería.
- ❖ Validar y evaluar la precisión del programa en relación al modelo real descrito en el caso estudiado, además de hacer la comparación con una simulación del mismo caso en PIPEPHASE.
- ❖ Analizar y evaluar los resultados.

1.3. ALCANCE

La presente investigación pretende realizar una predicción de la distancia a la que se depositan los asfaltenos, desarrollando un programa en Microsoft Excel para determinar la distancia a la cual ocurrirá la obstrucción si se presentan las condiciones necesarias para la deposición de asfaltenos en el transporte de crudos pesados por una tubería horizontal y homogénea (sin cambios de diámetro, ni rugosidad ni dirección),

pudiendo de esta forma conocer la longitud a la cual se deben realizar los trabajos de mantenimiento en la tubería para remediar la obstrucción.

1.4. JUSTIFICACIÓN

Durante los procesos de producción y transporte de crudos pesados pueden darse condiciones suficientes para romper el equilibrio entre las moléculas que conforman el crudo, permitiendo que grupos de moléculas como los asfaltenos floculen y por causa de su alto peso molecular con relación a los otros componentes (Saturados, aromáticos y resinas) depositan y se acumulan en las tuberías de producción y transporte, generando obstrucciones en las tuberías y los equipos de superficie. Se hace necesario conocer las condiciones bajo las cuales se precipitan y se depositan los asfaltenos, el comportamiento de estos en la tubería y la distancia a la cual generan la obstrucción por deposición para poder realizar las labores de mantenimiento y reacondicionamiento de la tubería, con la finalidad de mantener la eficiencia del proceso de transporte de crudo, además, el conocimiento de estos parámetros es de utilidad a la hora de realizar el diseño de las tuberías de transporte de crudos pesados, así como las condiciones de operación y los diluentes usados, con la finalidad de prevenir este tipo de problemas.

CAPITULO II

FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA

2.1. PETRÓLEO

El petróleo es una mezcla homogénea de hidrocarburos, cuya composición elemental es carbono e hidrogeno, además de compuestos formados por nitrógeno, azufre, oxígeno y algunos metales como níquel y vanadio en menor cantidad. Esta mezcla de hidrocarburos permanece estable en el yacimiento, donde coexisten tres fases: solida, liquida y gaseosa; siendo su origen orgánico.

Su ciclo comercial comienza con la exploración; que es la búsqueda de este en el subsuelo, para luego poder extraerlo y posteriormente transportarlo por tuberías llamadas oleoductos o embarcaciones y comercializarlo, para que este luego sea refinado. Antes del proceso de refinación se conoce también al petróleo como crudo.

2.1.1. CLASIFICACIÓN DEL PETRÓLEO DE ACUERDO CON LA GRAVEDAD API

De acuerdo con los estándares del Instituto Americano del Petróleo (API por sus siglas en inglés) se tiene que la gravedad API no es más que la gravedad especifica estándar usada en la industria petrolera, la cual compara la densidad del crudo con la del agua, adicionando factores de consistencia en la escala API. La gravedad API es calculada usando la gravedad especifica de cierto crudo; la cual no es más que la relación de la densidad del crudo entre la densidad del agua dulce (densidad del crudo entre densidad del agua), siendo todas las mediciones a 60 grados Fahrenheit^[10]. Su valor puede ser hallado mediante la ecuación:

$$Gravedad\ API = \frac{141.5}{Gravedad\ Especifica} - 131.5 \quad (1)$$

Como los valores son adimensionales entonces se hace referencia a Grados API, teniendo que esta escala se comporta de forma contraria a la densidad, es decir que los crudos más densos tienen menor gravedad API, teniendo que en esta escala el

agua cuenta con 10 grados API, lo que implica que cualquier crudo con gravedad api por encima de este valor flotara sobre agua y por debajo de este se sumergirá.

Mediante la gravedad API se clasifica el crudo como liviano, mediano, pesado y extra pesado, donde los valores de gravedad API; de acuerdo con el portal de PDVSA, para cada tipo de crudo son:

- ❖ Liviano – API > 30°
- ❖ Mediano – API entre 22 y 29.9°
- ❖ Pesado – API entre 10.0 y 21.9°
- ❖ Extra Pesado – API < 10.0°

2.1.2. IMPORTANCIA DEL CRUDO PESADO PARA LA ECONOMÍA MUNDIAL

El principal recurso energético a nivel mundial sigue siendo el petróleo, teniendo que cada día se incrementa la demanda de este, lo que está dando paso a que las compañías petroleras muestren cada vez más interés en la explotación de los yacimientos de petróleo no convencionales, principalmente de los crudos pesados.

Gran parte de las reservas de petróleo del mundo constituyen crudos pesados, cuya producción representa grandes retos en la industria, teniendo además que mientras mayor cantidad de fracciones pesadas posee el crudo menor es su valor, lo que no lo descarta como prospecto debido a la alta demanda, altos precios y la declinación de la producción en la mayoría de los yacimientos de petróleo convencionales^[1].

Apenas un 30% de las reservas de petróleo mundiales son de crudos convencionales, teniendo que un 70% están constituidas por crudos no convencionales, donde el petróleo pesado y extrapesado representa un 40%, tal como se describe en la Figura 1.

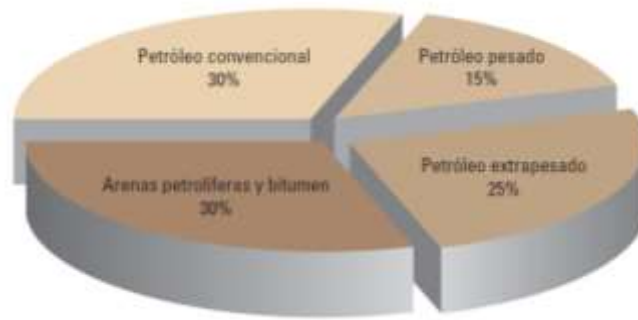


Figura 1. Reservas Mundiales de Petr6leo^[1].

2.1.3. COMPOSICI6N DEL PETR6LEO

La composici6n del petr6leo puede ser extremadamente variable, dependiendo de muchos factores de car6cter geol6gico.

Desde el punto de vista at6mico el petr6leo est6 formado principalmente de carb6n (93% a 97%), hidrogeno (10% a 14%), nitr6geno (0.1% a 2%), oxigeno (0.1% a 1.5%) y azufre (0.5% a 6%) con trazas de componentes met6licos como vanadio, n6quel, entre otros.

Estos porcentajes pueden variar en gran manera, dando a el crudo una marca o etiqueta distintiva de cada regi6n geogr6fica. Los hidrocarburos t6picamente presentes en el petr6leo son las parafinas (15% a 60%), naftenos (30% a 60%), arom6ticos (3% a 30%) y asfaltenos. Esta composici6n determinara muchas de las propiedades caracter6sticas del crudo, as6 como proporciona informaci6n de la calidad del crudo en cuanto a los productos a obtenerse al refinar.

2.2. PROPIEDADES F6SICAS DEL PETR6LEO

En la mayor6a de los procesos referentes al 6rea petrolera, ya sea en la estimaci6n de reservas o el comportamiento de los fluidos dentro y fuera del yacimiento es necesario conocer las propiedades f6sicas del petr6leo. Referente al transporte de hidrocarburos es de gran importancia conocer par6metros tales como la viscosidad, la densidad, la gravedad espec6fica, la gravedad API, as6 como tambi6n el porcentaje de

agua y sedimentos (%A&S), ya que estas propiedades influyen en la conservación de energía, así como en la eficiencia de desplazamiento en las líneas de flujo.

2.2.1. VISCOSIDAD

La viscosidad absoluta provee una medida de la resistencia interna de un fluido a fluir. Esta es una de las propiedades más importantes en cualquier cálculo que implique flujo de fluidos, tal como flujo en el yacimiento o en tuberías.

Los fluidos newtonianos son fluidos que exhiben una viscosidad constante y al igual que en muchas propiedades el agua es el punto de referencia, ya que el agua posee una relación directamente proporcional entre la velocidad de flujo y el esfuerzo de corte usado para desplazar el fluido. La unidad de medida de la viscosidad en la industria petrolera es el centipoise (cp), teniendo en cuenta que por lo general el petróleo no suele ser un fluido newtoniano su viscosidad no es constante, la viscosidad a menores velocidades de flujo suele ser bastante alta en comparación con las altas velocidades de flujo.

Los principales factores que afectan la viscosidad son:

- ❖ Composición del Petróleo.
- ❖ Temperatura.
- ❖ Gas Disuelto.
- ❖ Presión.

Las fuerzas de atracción entre las moléculas que integran el crudo a mayor temperatura se hacen más débiles, lo cual facilita el flujo de estos, por lo que a mayores temperaturas disminuye la viscosidad y ese mismo efecto lo tiene la presión, donde a menor presión es más fácil desplazar el crudo, por lo que a menor presión se tiene menor viscosidad. Otro factor de gran importancia es el gas disuelto, ya que al existir moléculas gaseosas dentro del crudo no solo se disminuye su peso (o densidad) sino que también son requeridos menores esfuerzos para movilizar el crudo, por lo que a mayor gas en solución se espera tener menor viscosidad.

La composición del petróleo juega un rol de gran relevancia, típicamente la composición es descrita solo con la gravedad API, pero es de gran importancia incorporar otro elemento, tal como el factor de caracterización Watson, que provee una mayor descripción o caracterización del crudo. En la Figura 2, es posible apreciar el efecto de la disminución de la gravedad API del crudo, donde a mayor gravedad API la viscosidad es baja (menor que 1 cp) y a baja gravedad API; tal como es el caso de los crudos pesados y extrapesados la viscosidad puede alcanzar valores por encima de los 1000 cp, pudiendo ser tan altos como 5000 cp para crudos pesados y hasta 10000000 cp en el caso del bitumen^[11].

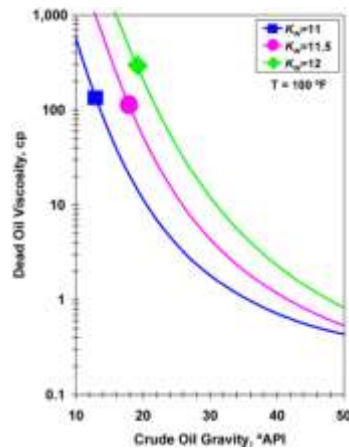


Figura 2. Viscosidad en función de la Gravedad API^[11].

En la Figura 3 se muestran algunos rangos de las propiedades del petróleo para distintos tipos de hidrocarburos en función de su gravedad API, desde el bitumen hasta el gas seco.

Batzli's Petroleum Occurrence and Subsurface Design

Characteristics of Crude Petroleum

Petroleum type	API Gravity ¹	Viscosity (μ) ² (centipoise)	Volume Factor (β) ³	Gas-oil ratio ⁴	Benchmark crude	% sulfur ⁵
Bitumen ⁶	4 - 10	5000 - 10 ⁶	1	0		
Tar / Heavy Oil ⁷	10 - 20	100 - 5000	1.0 - 1.1	< 50		
Low-shrinkage oils ("Black Oils")	20 - ~33	2 - 100	1.1 - 1.5	5 - 500		
	31				Dubai	2
	33.6				West Texas Intermediate	0.24
	38.1				Brent	0.37
High-shrinkage oils ("Volatile Oils")	-33 - -53	0.25 - 3	1.5 - 3.5	500 - 6000		
(Retrograde) Condensate gas	-54 - 70	-0.25	-	2000 - 15,000		
Wet Gas	> 60	-0.25	-	2000 - 15,000		
Dry Gas	-	-	-	-		

¹ API Gravity = (141.5 / Specific gravity) - 131.5. Thus water (SG = 1.0) is 10 °API; petroleum lighter than water °API > 10.
² For comparison, the viscosity of water at 20°C is 1 centipoise.
³ Volume factor is the ratio of volume in surface storage tanks to volume in the producing formation.
⁴ GOR = cubic feet of gas per barrel of stock-tank oil. The ratios shown correlate R₁ and R₂.
⁵ Sweet crudes have S < 0.5%; sour crudes have S > 0.5%. Sweeter crudes have greater economic value.
⁶ "Bitumen" is used in its narrower sense here; sometimes "bitumen" is used to denote all petroleum.
⁷ Langenheim (1964, 1985) puts the boundary between heavy and light oils at 20 °API. Miles (1985) puts it at 25 °API.
 Sources: C.F. Curran (1999) The Petroleum Industry: A Non-Technical Guide (pp. 69-73) and Wikipedia pages on benchmark crudes.

LPI Petrochem/Chemical.com, 2011-10-20

Figura 3. Propiedades Físicas de Distintos Hidrocarburos [12].

La viscosidad es uno de los mayores problemas en la producción y transporte de crudos, ya que es requerida mayor energía para facilitar el movimiento de estos. Para facilitar el movimiento de crudos pesados en las tuberías es necesario disminuir la viscosidad del crudo, lo cual puede hacerse incrementando la temperatura o mezclando el crudo con un solvente que incremente la movilidad, pero existen problemas en cuanto a la cantidad de calor que se le puede suministrar al crudo y la pérdida de calor que va a surgir a lo largo de la línea de flujo, y respecto al solvente, se ve limitado su uso principalmente a la disponibilidad, los costos y su efecto en la precipitación de asfaltenos, lo cual ocasiona taponamientos en las tuberías y demás equipos.

2.2.2. DENSIDAD

Al igual que con cualquier otra sustancia la densidad del petróleo no es más que la relación entre la masa del petróleo y el volumen que este ocupa. Este parámetro es de gran importancia dado que puede ser usado para caracterizar el crudo o para cálculos de parámetros de interés como la gravedad específica, gravedad API, factor volumétrico de formación del petróleo, etc.

Bajo cualquier condición la densidad de la mezcla de crudo puede ser hallada mediante el uso de la ecuación:

$$\rho_o = \frac{m_o + m_g}{V_o + V_g} \quad (2)$$

Dónde:

ρ_o : Densidad de mezcla de crudo, lpg.

m_o : Masa de petróleo, lb.

m_g : Masa de gas en solución, lb.

V_o : Volumen de petróleo, gal.

V_g : Volumen de gas en solución, gal.

Y usando las propiedades PVT (Presión-Volumen-Temperatura) se puede hallar con la ecuación ^[11]:

$$\rho_o = \frac{62.42796\gamma_o + 0.0136\gamma_g R_s}{\beta_o} \quad (3)$$

Dónde:

ρ_o : Densidad de petróleo, lbm/ft³.

γ_o : Gravedad específica del petróleo.

γ_g : Gravedad específica del gas.

R_s : Relación gas petróleo en solución, scf/STB.

β_o : Factor volumétrico de formación del petróleo, bbl/STB.

2.2.3. GRAVEDAD ESPECIFICA

Esta propiedad no es más que una relación entre la densidad del crudo y la densidad del agua dulce, y ya que ambas densidades deben estar en el mismo sistema de unidades la gravedad específica es adimensional, siendo esta uno de los parámetros más usados en distintas áreas de la industria referentes no solo al flujo de los fluidos sino que también a la disposición de estos en el yacimiento, así como también para la caracterización de estos usando la gravedad API.

Esta propiedad puede ser calculada mediante la ecuación:

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (4)$$

Dónde:

γ_o : Gravedad específica del petróleo.

ρ_o : Densidad del petróleo.

ρ_w : Densidad del agua dulce.

Ambas densidades en el mismo sistema de unidades.

2.2.4. %A&S

Esta propiedad expresa el porcentaje de agua y sedimentos, es decir, las impurezas presentes en el crudo. En Venezuela existe la norma COVENIN 2683-90 Crudos. Determinación del Contenido de Agua y Sedimentos. Método de Centrifugación.

Es de gran importancia determinar este parámetro para poder reportar valores netos de petróleo, así como también para tomar precauciones en cuanto a control de sólidos y corrosión de los equipos de superficie.

En general en el campo suele usarse la ASTM D-96 (agua y sedimentos) por uno de los tres métodos de centrifugación según el tipo de crudo:

- ❖ Crudos Parafinados: Con calentamiento.

- ❖ Crudos Asfálticos: Solventes Aromáticos (Tolueno).
- ❖ Otras muestras: Emulsificadores.

También es posible estimar su valor de manera menos precisa a partir de los cortes de cada uno de los fluidos, siendo esta la fracción de agua producida entre el total de los fluidos transportados.

$$\%A\&S = \frac{q_w}{q_o + q_w} 100 \quad (5)$$

Dónde:

$\%A\&S$: Porcentaje de agua y sedimentos.

q_w : Tasa de agua, BPD.

q_o : Tasa de petróleo, BPD.

2.3. TRANSPORTE DE PETRÓLEO

Una vez que el petróleo de cada uno de los pozos del yacimiento esté en superficie es necesario recolectarlo y almacenarlo de manera temporal, recolectándolo mediante un sistema de líneas de flujo que van desde el cabezal del pozo hasta las estaciones de flujo, donde se tratará el crudo separando el gas de la fase líquida. Finalmente el petróleo sale de las estaciones de flujo hasta las refinerías, mejoradores o terminales de embarque.

2.3.1. SISTEMAS DE PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE

Debido a que se trata de grandes cantidades de crudo cada día el transporte mediante la utilización de maquinarias (como vehículos, trenes, etc.) es ineficiente, por lo que la mejor alternativa para el transporte de grandes volúmenes es la utilización de oleoductos, los cuales son usados tanto en tierra como en costa afuera, mejorando significativamente la eficiencia de transporte de crudo, también hay que considerar que debido a que las distancias entre los terminales de flujo (pozos, estaciones de flujo, mejoradores, refinerías, etc.) son generalmente altas, se pierde energía tanto por

pérdida gradual de presión como por transferencia de calor, por lo que es necesario ubicar bombas en algunos casos para poder aportar energía al flujo y que el crudo pueda llegar eficientemente hasta el próximo terminal.

Es importante considerar que en caso de que las distancias a las que se desea llevar el crudo son muy grandes (caso de transporte transcontinental) ya no es sostenible el transporte por oleoductos, ya que se deberían dedicar altos capitales a la construcción de oleoductos, además de las plantas de tratamiento y bombas para poder transportar el crudo. Es aquí donde entra el transporte marítimo, donde grandes embarcaciones transportan el crudo, donde ya es irrelevante la distancia en cuanto a pérdidas de energía para el flujo, ya que el crudo es almacenado en los tanques del buque y su transporte solo depende de la embarcación.

2.3.1.1. OLEODUCTOS

La forma más eficiente para el transporte de crudos sigue siendo hasta ahora la utilización de oleoductos, transportando grandes volúmenes de petróleo pesado, extrapesado, mediano y liviano, desde los campos hasta las refinerías o terminales. Estas grandes tuberías pueden tener cortas o largas longitudes, inclusive ir de un país a otro, con ciertas limitaciones económicas en cuanto a su longitud y eficiencia de flujo.

Parámetros como el diámetro, capacidad, longitud y materiales pueden variar tanto en oleoductos como en gasoductos a lo largo de la tubería, debido a las distintas necesidades que pueden surgir a lo largo del trayecto que se transporta el crudo, en cuanto a transferencia de calor, compresión de fluidos, velocidad de flujo, etc.

Los oleoductos transportan crudos de manera ininterrumpida todo el día, todo el año, lo cual mejora significativamente la eficiencia de transporte, ya que se garantiza que se tendrán volúmenes controlados de crudo permanentemente en las refinerías o terminales, generando mayor control a la hora de realizar cualquier proceso de refinación o comercio del mismo ^[13].

El costo de los oleoductos es bastante elevado, pero el mantenimiento de los mismos es muy bajo en comparación con otros sistemas de transporte menos eficientes, lo cual ofrece mejores precios de transporte con los que ningún otro medio puede competir.

2.3.1.2. TRANSPORTE MARÍTIMO

Cuando es necesario transportar petróleo a distancias muy grandes y que involucran separación marítima se hace bastante costoso implementar un sistema de oleoductos para transportar el petróleo, por lo que surge la alternativa de transporte mediante la utilización de buques mercantes o diseñados especialmente para el transporte de petróleo.

2.3.1.3. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN COSTA AFUERA

Las líneas de transmisión de costa afuera no son más que oleoductos especiales, debido a las diversas condiciones ambientales a las que se expone la tubería.

Las tuberías que se usan costa afuera pueden estar sujetas o ancladas al lecho marino para evitar que las corrientes afecten por fatigas los tubulares, o también pueden estar flotando o semi-sumergidas, todo esto depende de diversos factores tanto económicos como ambientales, teniendo que se deben cumplir con estrictos estándares de seguridad para evitar fugas que puedan ocasionar daños al medio ambiente.

2.3.2. SISTEMAS DE AISLAMIENTO TÉRMICO

Uno de los principales problemas en el transporte de crudos por oleoductos es la pérdida de calor a lo largo de la tubería, lo cual se traduce como incremento de la viscosidad y menor movilidad del crudo dentro del tubular, por lo cual es necesario recubrir la superficie de la tubería con materiales aislantes con la finalidad de reducir el flujo de calor y reducir la transferencia de este con el medio ambiente. Gracias a la implementación de un sistema de aislamiento térmico es posible tener un mejor control de la temperatura del fluido, permitiendo tener una mayor eficiencia y reducir las pérdidas de energía del sistema.

Los materiales de aislamiento suelen ser de baja conductividad térmica y la implementación de un sistema requiere por lo general recubrir la tubería con diversos materiales que mitiguen la transferencia de calor, los cuales dependerán de diversos factores como temperatura de control, diámetro de la tubería, material de la tubería, entre otros. Este proceso puede hacerse para controlar temperaturas tanto altas como bajas, aunque por lo general en la industria petrolera el requerimiento es mantener el fluido transportado a la mayor temperatura posible, teniendo que el medio ambiente por lo general está a menor temperatura que el petróleo del oleoducto.

2.4. FLUJO DE FLUIDOS EN TUBERÍAS

2.4.1. FLUJO MONOFÁSICO

Se define como el movimiento continuo dentro de la tubería de una sola fase. El flujo puede estar conformado por líquido; en este caso petróleo, o por gas. Es posible que en ambos estados se encuentren trazas de otro, por ejemplo flujo de petróleo con trazas de gas, o sólidos.

El flujo de fluidos dentro de los tubulares siempre sigue el mismo principio que en cualquier otro medio, siempre se desplaza de un nivel de alta energía a uno de baja energía, y esta diferencia de energía se ve afectada por varios factores tanto cinéticos como ambientales, en cuanto a pérdidas de energía por fricción, transferencia de calor con el exterior, diámetro, longitud, entre otros.

2.4.2. FLUJO MULTIFÁSICO

Este es el tipo de flujo que se presenta con mayor regularidad, ya que debido a que el petróleo no siempre se presenta homogéneo es posible que este tenga agua, gas y partículas sólidas, como arena, arcilla, resinas, asfaltenos u otros materiales que fluyen en conjunto por la tubería.

Tal como se muestra en la Figura 4 es posible que bajo este tipo de flujo existan más de una fase fluyendo dentro de la tubería, donde dependiendo cual este en mayor proporción se dice que esta es la fase continua y las demás fases o fracciones de flujo

son la fase dispersa. Es posible tener flujo liquido-gas-sólido en muchas combinaciones, donde el gas por ejemplo puede estar en forma de burbujas, tapones, corrientes de flujo paralelo, etc.

En el caso de flujo de líquido-sólido es posible que los sólidos se desplacen en suspensión hasta que los niveles de energía o velocidades de flujo sean tan bajos como para que estos comiencen a entrar en contacto con la tubería, donde pueden comenzar a depositarse.

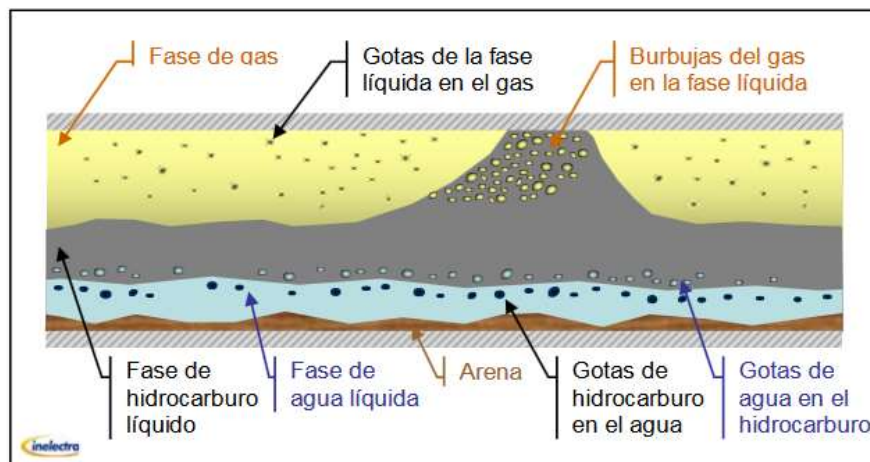


Figura 4. Posibilidades de flujo multifásico en una línea de transporte ^[14].

Al igual que la consideración de fricción en el flujo bifásico, cuando existan varias fases fluyendo se debe considerar la pérdida de energía por fricción o empuje de una fase con respecto a la otra, teniendo que el arrastre suele generar mayores pérdidas que cuando fluye solo una fase en el tubular. Es necesario que se realice un buen diseño de los equipos y líneas de flujo para minimizar el impacto de las fases fluyendo, estudiando la composición del fluido, densidad, viscosidad, diámetro óptimo de la tubería, material de revestimiento interno, etc., siempre intentando que fluya solo una fase en la tubería, con el objetivo de minimizar el impacto de la fricción, también previniendo problemas de taponamiento, corrosión desgaste por abrasión, entre otros.

2.5. REGÍMENES DE FLUJO

Analizando los fluidos desde el punto de vista de las líneas de flujo independientes de cada una de las partículas del fluido es posible identificar o clasificar que tipo de flujo es con analizar el nivel de fluctuaciones o cambios de dirección que presente la línea de flujo.

Un estudio cuidadoso a las corrientes de flujo en una tubería puede revelar cuál es el comportamiento de las líneas de flujo, donde estas pueden ser paralelas o ser caóticas, en el primer caso el flujo es laminar y en el segundo es flujo turbulento, y suele estar asociado a múltiples factores cinéticos. Una clasificación más precisa es posible mediante la utilización del número de Reynolds (Re)^[15], que obtiene su nombre del científico Osborne Reynolds, quien descubrió que el régimen de flujo depende principalmente de la razón de fuerzas inerciales a fuerzas viscosas en el fluido, para flujo interno en una tubería circular se expresa como:

$$Re = \frac{\text{Fuerzas Inerciales}}{\text{Fuerzas Viscosas}} = \frac{V_{prom}D}{\nu} = \frac{\rho V_{prom}D}{\mu} \quad (6)$$

Dónde:

V_{prom} : Velocidad de flujo promedio.

D : Diámetro.

ν : Viscosidad cinética; $\nu = \mu/\rho$

Siendo el Re un valor adimensional.

Mediante los valores estimados usando esta ecuación es posible clasificar el flujo de la siguiente manera:

- ❖ $Re \leq 2300$ *flujo laminar*
- ❖ $2300 \leq Re \leq 4000$ *flujo transicional*
- ❖ $Re \geq 4000$ *flujo turbulento*

2.5.1. FLUJO LAMINAR

Para un Re menor a 2300 se tiene que este tipo de flujo ocurre cuando las velocidades de flujo son constantes y la longitud de la tubería es suficientemente larga, de modo que las perturbaciones en el flujo por efectos de entrada sean despreciables. Este régimen de flujo es común en fluidos viscosos y es favorecido por la composición homogénea del fluido, teniendo que es más probable en flujo monofásico.

2.5.2. FLUJO TURBULENTO

Este tipo de flujo suele ser el más común en las distintas áreas de la ingeniería. Este tipo de flujo se caracteriza por el movimiento de las partículas siguiendo líneas de flujo o trayectorias irregulares, teniendo altos valores de entropía y un elevado intercambio de cantidad de movimiento entre las partículas, ocasionando pérdidas de energía del flujo.

Referente al flujo transitorio, aunque están definidos sus parámetros de Re de 2300 a 4000, por razones de seguridad para el diseño en distintas áreas de ingeniería se considera útil usar fórmulas de diseño para flujo turbulento desde Re mayor a 2300.

2.6. TIPOS DE FLUIDOS RESPECTO A LA COMPRESIBILIDAD

2.6.1. FLUIDO COMPRESIBLE

Un fluido se considera compresible cuando su densidad puede ser afectada significativamente con los cambios de presión. Este cambio en la densidad debe ser de por lo menos un 10%.

2.6.2. FLUIDO INCOMPRESIBLE

La incompresibilidad, al igual que la compresibilidad son aproximaciones y se dice que un fluido es incompresible si la densidad del mismo permanece constante cuando este se somete a cambios de presión a lo largo de todo el flujo, con variaciones no mayores al 10%, por lo tanto el volumen de todas las porciones del fluido permanece inalterado durante todo el flujo. Las densidades de los líquidos son constantes, por lo

cual se considera que los líquidos son sustancias incompresibles. Teniendo que este parámetro puede variar dependiendo de la composición del fluido, ya que si este es una mezcla homogénea líquido gas, o líquido con contenido de gas en solución es posible que el fluido sea ligeramente compresible.

2.7. FLUJO DE FLUIDOS INCOMPRESIBLES EN TUBERÍAS

Los principios físicos que poseen mayor relevancia en el estudio de flujo de fluidos son: el balance de materia; lo que se conoce como Ecuación de Continuidad, balance de energía y cantidad de movimiento, es decir las tres leyes de conservación.

2.7.1. ECUACIÓN DE ENERGÍA

En el transporte de petróleo por oleoductos es requerido un flujo monofásico que permita un óptimo rendimiento, además tomando en cuenta que las longitudes de las tuberías son bastante grandes y que en el caso de los crudos pesados las viscosidades son bastante altas, se tiene que el flujo es bastante homogéneo, por lo cual se dice que es un flujo estacionario y unidimensional.

En función de los planteamientos realizados por Bernoulli se tiene que la suma de la energía de flujo, la energía cinética y la energía potencial siempre genera una constante en cualquier punto de la tubería ^[15]. Combinando este principio con el principio de conservación de la energía, para dos puntos se tiene que:

$$Z_1 + \frac{P_1}{\rho g} + \frac{V_1^2}{2g} = Z_2 + \frac{P_2}{\rho g} + \frac{V_2^2}{2g} + h_L \quad (7)$$

Teniendo que:

Z : Cota o altura*.

P : Presión*.

g : Aceleración de gravedad.

V : Velocidad de flujo*.

h_L : pérdidas de energía del sistema.

*Subíndice 1 para aguas arriba y 2 aguas abajo.

2.7.2. CAÍDA DE PRESIÓN EN TUBERÍA DE PETRÓLEO

A menudo las fuerzas no conservativas en el flujo de fluidos dentro de una tubería no pueden despreciarse, ya que estas fuerzas dan lugar a una disipación de la energía mecánica del fluido en energía interna del mismo, al igual que las fuerzas de rozamiento disipan energía en forma de calor, lo cual se traduce en una disminución de la presión gradualmente a lo largo con la línea de flujo. Las pérdidas de presión dentro de una tubería pueden venir dadas por:

$$\frac{dP}{dL} = \left(\frac{dP}{dL}\right)_e + \left(\frac{dP}{dL}\right)_f + \left(\frac{dP}{dL}\right)_a \quad (8)$$

Dónde:

$\frac{dP}{dL}$: Caída de presión por diferencial de longitud.

$\left(\frac{dP}{dL}\right)_e$: caída de presión por efecto de elevación.

$\left(\frac{dP}{dL}\right)_f$: caída de presión por efecto de la fricción.

$\left(\frac{dP}{dL}\right)_a$: caída de presión por efecto de la aceleración.

La caída de presión por efectos de elevación es relevante cuando se tienen grandes cambios de altura, ya que es posible que por gravedad exista un porcentaje del fluido que tienda a retroceder o a reducir su movimiento infinitesimalmente, e inclusive tener deslizamiento significativo cuando se trata de flujo multifásico, en casos de flujo en tuberías horizontales este parámetro es nulo. El efecto de caída de presión por aceleración puede considerarse mínimo en casos de flujo de crudos pesados y el efecto por fricción máximo.

Gracias a los estudios de los ingenieros Henry Darcy y Julius Weisbach se tiene una expresión para la caída de presión por efectos de la fricción, que depende de un factor de fricción (factor de fricción de Darcy), la longitud y el diámetro de la tubería, la densidad y velocidad del fluido, que representa la caída de presión por efectos de fricción en flujo laminar o turbulento, superficies rugosas o lisas, tuberías horizontales o inclinadas como:

$$\Delta P_L = f \frac{L}{D} \frac{\rho V_{prom}^2}{2} \quad (9)$$

$$\Delta P_L = 0.001294 f \frac{L}{D} \rho V_{prom}^2 \quad (10)$$

En el análisis de sistemas de tuberías se pueden expresar las pérdidas de presión en términos de la columna de fluidos equivalente mediante la expresión:

$$h_L = \frac{\Delta P_L}{\rho g} = f \frac{L}{D} \frac{V_{prom}^2}{2g} \quad (11)$$

$$h_L = 0.1863 f \frac{L}{D} V_{prom}^2 \quad (12)$$

Dónde para las ecuaciones 10 y 12:

ΔP_L : Caída de presión, psi.

h_L : Caída o variación de altura, pie.

f : Factor de fricción de Darcy-Weisbach, adimensional.

L : Longitud de la tubería, pie.

D : Diámetro de la tubería, pulgada.

V_{prom} : Velocidad promedio, Pie/s.

g : Aceleración de gravedad.

ρ : Densidad, Lb/pie³.

Es posible estimar el valor del factor de fricción de Darcy-Weisbach dependiendo del tipo de flujo, teniendo que para flujo laminar en una tubería de sección circular se puede obtener este factor con el uso del Re como:

$$f = \frac{64}{Re} \quad (13)$$

Colebrook (1939) mediante estudios de flujo transicional y turbulento obtuvo una relación que es conocida como la ecuación de Colebrook y viene dada por:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left(\frac{\varepsilon/D}{3.7} + \frac{2.51}{Re\sqrt{f}} \right) \quad (14)$$

En 1942 Hunter Rouse verifico la ecuación de Colebrook y produjo una expresión gráfica de f como función de Re y el producto $Re\sqrt{f}$. Basándose en los estudios de Rouse Lewis F. Moody diseño un diagrama que ha sido de utilidad durante muchos años en las distintas áreas de la ingeniería, conocido como el diagrama de Moody.

Haciendo énfasis en la ecuación de Colebrook se tiene que f esta implícito, por lo que determinar su valor al igual que en la utilización del diagrama de Moody implica un proceso iterativo, a menos que se usen técnicas computacionales para su resolución. En busca de solucionar este problema S. E. Haaland planteo una expresión explícita aproximada para el cálculo de f que viene dada por:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -1.8 \log \left(\frac{6.9}{Re} + \left(\frac{\varepsilon/D}{3.7} \right)^{1.11} \right) \quad (15)$$

Si se desean valores más precisos es recomendable aplicar métodos numéricos de resolución de ecuaciones no lineales para dar solución a la ecuación 14, teniendo que la ecuación 15 puede ser usada para hallar un resultado aproximado para un punto de partida.

Al igual que Haaland, para evitar el uso de iteraciones para poder calcular perdida de carga, razón de flujo y cálculos de diámetro, Swamee y Jain propusieron algunas

relaciones explícitas para el cálculo de estos parámetros, que al igual que la ecuación de Haaland son precisas hasta 2 por ciento del diagrama de Moody, expresándose como:

$$f = \frac{0.25}{\left[\log\left(\frac{1}{3.7D/\varepsilon + Re^{0.9}}\right)\right]^2} \quad (16)$$

$$h_L = 1.07 \frac{q^2 L}{g D^5} \left\{ \ln \left[\frac{\varepsilon}{3.7 D} + 4.62 \left(\frac{v D}{q} \right)^{0.9} \right] \right\}^{-2} \quad \begin{matrix} 10^{-6} < \varepsilon/D < 10^{-2} \\ 3000 < Re < 3 \times 10^8 \end{matrix} \quad (17)$$

Todas las unidades son dimensionales y se simplifican a la unidad deseada, cuando son usadas unidades uniformes, es decir, del mismo sistema.

Tabla 1. Valores de rugosidad equivalentes para tuberías nuevas.

Material	Rugosidad ε	
	ft	mm
Vidrio, plástico	0 (liso)	
Concreto	0.003 – 0.03	0.9 – 9
Duela de madera	0.0016	0.5
Hule alisado	0.000033	0.01
Tubería de cobre o latón	0.000005	0.0015
Hierro fundido	0.00085	0.26
Hierro galvanizado	0.0005	0.15
Hierro forjado	0.00015	0.045
Acero Inoxidable	0.000007	0.002
Acero comercial	0.00015	0.045

En cuanto a la rugosidad equivalente para tuberías nuevas, es posible ver en la Tabla 1 algunos de estos valores, que van desde 0 mm para una superficie lisa hasta 0.9 mm para una superficie rugosa como el concreto, con valores de incertidumbre hasta $\pm 60\%$ ^[15], algunas variaciones en estos valores en tuberías usadas pueden verse

afectadas en incremento o disminución, dependiendo las condiciones a las que se expone el interior de la tubería, teniendo que la abrasión disminuye la rugosidad y la corrosión suele aumentarla.

2.8. TRANSFERENCIA DE CALOR EN LA TUBERÍA DE PETRÓLEO

Siempre que exista una diferencia de temperatura en un medio existirá transferencia de calor, que al igual que en cualquier estado energético siempre se desplaza de un nivel de mayor a uno de menor energía.

Existen tres formas en las cuales se transfiere calor a través de un medio, tal como se muestra en la Figura 5. Cuando existe un gradiente de temperatura en un medio estacionario, que puede ser un sólido o un líquido, se usa el término conducción para referirse a la transferencia de calor que ocurrirá a través del medio. El término convección es usado para referirse a la transferencia de calor entre una superficie y un fluido en movimiento cuando se encuentran a temperaturas distintas. Finalmente la tercera forma de transferencia de calor se conoce como radiación térmica y funciona bajo el principio de que todas las superficies de temperatura finita emiten energía en forma de ondas electromagnéticas, siendo de esta forma como viaja el calor de una superficie a otra, estando estas a temperaturas distintas.

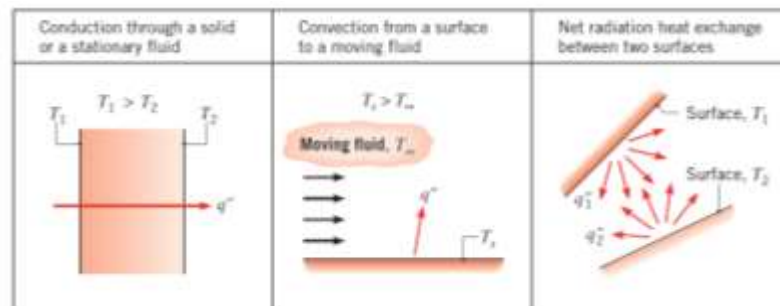


Figura 5. Transferencia de calor por conducción, convección y radiación ^[15].

En el caso específico de transporte de crudo por oleoductos son relevantes solo los conceptos de conducción; que ocurre entre la tubería y el revestimiento aislante que la recubre, y la convección; que ocurre tanto entre el crudo y la tubería como entre el

fluido externo (aire o agua), siendo la radiación un parámetro irrelevante por lo general en la mayoría de los sistemas de transporte de crudos.

2.8.1. CONDUCCIÓN

Este proceso que está ligado a la actividad molecular es básicamente la transferencia de energía gradualmente de un nivel de mayor energía a uno de menor energía en las partículas involucradas.

La transferencia de calor puede ser cuantificada en términos de tasa de transferencia, la cual representa la cantidad de energía que es transferida por unidad de tiempo. En el caso de transferencia de calor por conducción, la ecuación de flujo o tasa de flujo de calor es conocida como la ley de Fourier, donde para una placa plana, con una distribución de temperatura $T(x)$ la ecuación de flujo de calor se expresa como:

$$q_x'' = \frac{\dot{q}}{A} = -k \frac{dT}{dx} \quad (18)$$

El flujo de calor q_x'' [W/m^2] es la tasa de calor transferido en la dirección x por unidad de área perpendicular a la dirección del flujo, también puede expresarse en función de que es proporcional al gradiente de temperatura, dT/dx , en esa dirección. El parámetro k es conocido como conductividad térmica [$\text{W}/\text{m}\cdot\text{K}$] y es una propiedad de transporte característico de cada material. Finalmente el signo menos de esta ecuación es debido a que el calor viaja de una temperatura mayor a una menor, es decir, la dirección de flujo se hace en la dirección en que decrece la temperatura^[16].

2.8.2. CONVECCIÓN

La transferencia de calor por convección está compuesta de dos mecanismos básicos. Además de la transferencia de energía debido al movimiento molecular aleatorio, la energía también se transfiere de manera global o macroscópica, esto es debido a que en cualquier instante gran número de moléculas se mueven juntas o como agregados y este movimiento en presencia de un gradiente de temperatura contribuye a la transferencia de calor. Como las moléculas del fluido mantienen movimiento

constante se dice que la transferencia de calor se debe a una superposición de transporte de energía por el movimiento aleatorio de las moléculas.

La velocidad en que se transfiere el calor entre el fluido y la superficie desarrolla una región en que varía de cero; en la superficie, a un valor finito asociado con el flujo. En esta sección el flujo se conoce como capa límite hidrodinámica o de velocidad. Más aún si las temperaturas de la superficie y del fluido difieren, , habrá una región del fluido a través de la cual la temperatura varía de T_s a T_∞ en el flujo externo, esta región se denomina capa límite térmica. De cualquier forma, si $T_s \neq T_\infty$ ocurrirá transferencia de calor por convección entre la superficie y el fluido exterior. Dependiendo de la naturaleza del flujo podemos tener dos tipos o formas de convección. La convección forzada ocurre cuando el flujo es causado por medios externos como ventiladores, compresores, bombas o incluso vientos atmosféricos. Por otro lado se tiene la convección natural o libre, donde el flujo es inducido por fuerzas de empuje por diferencias de densidades debido a variaciones de la temperatura del fluido.

Considerando los múltiples factores a los que está sometido el crudo transportado por un oleoducto, desde el punto de vista de transferencia de calor se puede decir que el flujo de calor entre el petróleo y la tubería obedece a una convección forzada, dado que el petróleo es sometido a fuerzas externas proporcionadas por bombas, necesarias para incrementar la energía del sistema y lograr un óptimo desplazamiento de este en el medio. Ya sea en flujo natural o forzado, el flujo de calor por convección obedece a la expresión conocida como ley de enfriamiento de Newton^[16]:

$$q'' = h(T_s - T_\infty) \quad (19)$$

Dónde:

q'' : Flujo de calor por convección, W/m^2 .

T_s : Temperatura de superficie.

T_{∞} : Temperatura del fluido.

h : Coeficiente de transferencia de calor por convección, W/m^2K

2.8.3. RESISTENCIA TÉRMICA

En particular, existe una analogía entre la difusión de calor y la carga eléctrica. De la misma manera que se asocia una resistencia eléctrica con la conducción de electricidad se asocia una resistencia térmica con la conducción de calor, teniendo que se estudiara el caso de cilindros, para hacer analogía a una tubería de un oleoducto. La transferencia de calor unidimensional a través de un cuerpo simple o compuesto expuesto a la convección desde ambos lados hacia medios que se encuentran a temperaturas $T_{\infty,1}$ y $T_{\infty,2}$ se puede expresar como:

$$R_{tot,conv} = \frac{T_{\infty,1} - T_{\infty,2}}{q} \quad (20)$$

Donde $R_{tot,conv}$ es la resistencia térmica total por convección entre los dos medios.

De manera análoga se tiene que la resistencia a la conducción es:

$$R_{tot,cond} = \frac{T_{s,1} - T_{s,2}}{q} = \frac{L}{kA} \quad (21)$$

Se tiene además que en el caso de superficies cilíndricas es importante destacar que el área es función del radio, por lo que en el caso de la resistencia a la conducción en una superficie cilíndrica es ^[17]:

$$R_{cil,cond} = \frac{\ln(r_2/r_1)}{2\pi Lk} \quad (22)$$

Además la resistencia en la interfaz o simplemente resistencia por convección se puede expresar como:

$$R_{inter,conv} = \frac{1}{hA} \quad (23)$$

Al igual que en resistencias eléctricas, el calor atraviesa las paredes en la dirección normal, por lo que se asemeja al flujo de corriente a través de resistencias en serie, y al igual que en circuitos eléctricos la resistencia total será la sumatoria de las resistencias de los medios que atraviesa el flujo de calor.

En el transporte de crudos por tubería se encuentra una combinación de estas formas de transferencia, teniendo que el crudo transportado está a una temperatura que por lo general es elevada respecto a la temperatura ambiente para facilitar la movilidad del crudo, existe transferencia de calor en forma de convección con la tubería, a través de la cual se disipa calor por conducción, y esta a su vez está en contacto con aire o agua en el exterior, lo que implica que existirá convección finalmente con el exterior, siguiendo un esquema similar al mostrado en la Figura 6.

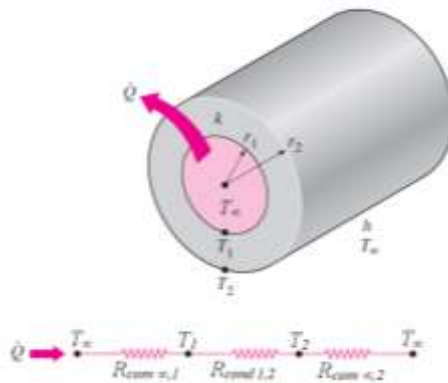


Figura 6. Transferencia de calor en tubería cilíndrica (adaptado de Çengel, 7^{ma} edición)

Considerando estado estable y sin generación de calor se tiene que la expresión para la resistencia total es:

$$R_{tot} = R_{conv \infty,1} + R_{cond 1,2} + R_{conv \infty,2} \quad (23)$$

Haciendo uso de las ecuaciones 22 y 23, considerando además que el área de flujo es la de un cilindro se tiene:

$$R_{tot} = \frac{1}{2h_1\pi r_{1L}} + \frac{\ln(r_2/r_1)}{2\pi Lk} + \frac{1}{2h_2\pi r_{2L}} \quad (24)$$

Haciendo uso del coeficiente global de transferencia de calor (U), tenemos:

$$q = \frac{\dot{Q}}{A} = U(T_{\infty,1} - T_{\infty,2}) \quad (25)$$

Entonces con la integración de las ecuaciones 20, 24 y 25 se tiene la expresión:

$$UA = \frac{1}{R_{tot}} = \frac{1}{\frac{1}{2h_1\pi r_{1L}} + \frac{\ln(r_2/r_1)}{2\pi Lk} + \frac{1}{2h_2\pi r_{2L}}} \quad (26)$$

2.9. ANÁLISIS SARA

Se conoce con este nombre a la caracterización de petróleos pesados y extrapesados basado en fraccionamiento, que consiste básicamente en separar el petróleo en cantidades pequeñas o fracciones, de tal forma que cada una de estas partes o fracciones tenga una composición homogénea y diferente.

El fraccionamiento se basa en la solubilidad de los componentes de hidrocarburos en diversos solventes utilizados en esta prueba. Cada fracción consta de una clase de solubilidad que contiene un rango de diferentes especies de peso molecular, tal como se muestra en la Figura 7, la cual esquematiza el uso de los solventes para ir fraccionando el crudo.

ANÁLISIS SARA (Saturados, Aromáticos, Resinas, Asfaltenos)

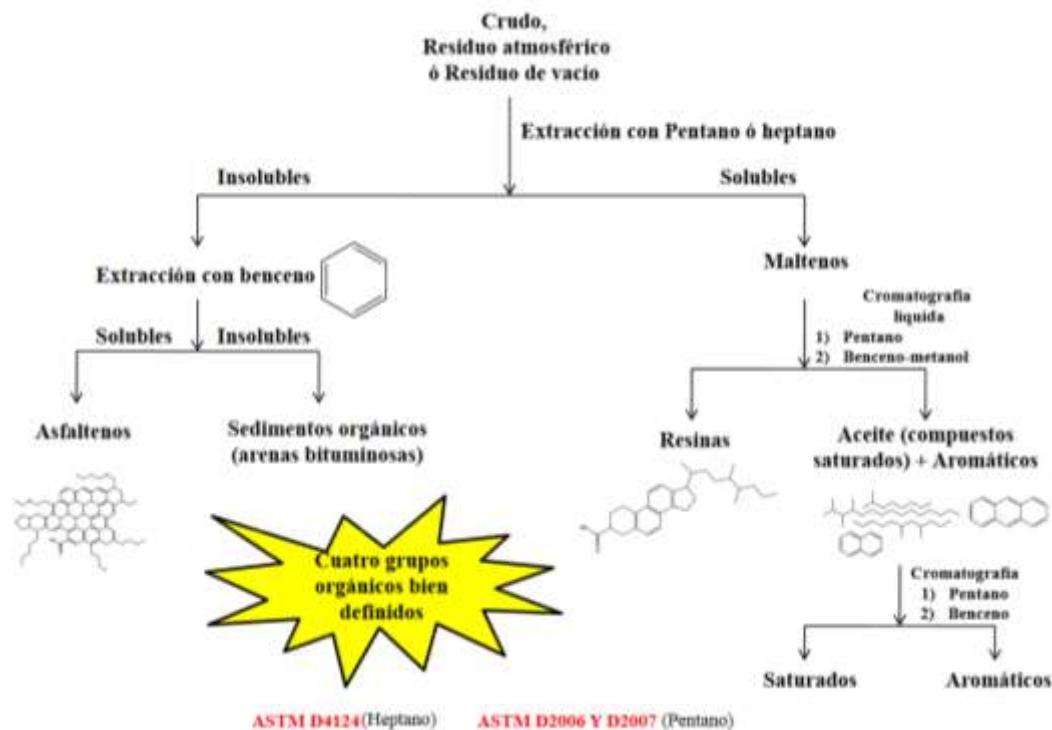


Figura 7. Uso de solventes en la separación del crudo para análisis SARA ^[18].

Este método fracciona el petróleo en cuatro componentes basándose en su solubilidad, y se nombra bajo el acrónimo “SARA”: saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos. Los saturados son por lo general iso y ciclo parafinas, mientras que los aromáticos, las resinas y los asfaltenos forman un continuo de moléculas con peso molecular, aromaticidad y contenido de heteroátomos en aumento. Los asfaltenos, siendo la fracción más pesada pueden contener en algunos casos metales como níquel y vanadio ^[19].

2.10. ASFALTENOS

Los asfaltenos son una de las fracciones no volátiles del petróleo, con un punto de fusión no definido, cuya compleja naturaleza no permite de manera precisa definirlos. A pesar de la diversidad de criterios que existen para definir los asfaltenos, otros autores los definen como la fracción del crudo soluble en tolueno (o benceno) e

insoluble en un exceso de n-alcano (pentano, heptano, entre otros). Los asfaltenos están constituidos por anillos aromáticos ligados con cadenas alquílicas y cicloalcanos, además de contener compuestos heterocíclicos que poseen N, S y O. la relación C/H en los asfaltenos está alrededor de 1:1.1, teniendo que el 40% del carbono presente es aromático ^[7].

2.10.1. AGREGACIÓN Y PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS

Los asfaltenos se encuentran en suspensión coloidal en el petróleo, debido a que la superficie de sus partículas se encuentra completamente rodeada de resina en forma micelar, tal como se muestra en la Figura 8 (a). Los asfaltenos se difunden en el crudo siguiendo un movimiento aleatorio conocido como movimiento Browniano. Las resinas son responsables de mantener separados a los asfaltenos conservando la estabilidad del sistema, debido a que la fuerza de repulsión electrostática es mayor que la fuerza de atracción de van der Waals.

El sistema permanecerá en equilibrio a menos que existan cambios físicos o químicos que alteren la estabilidad coloidal tal como la inyección de un solvente Ionizador (n-pentano, tolueno, etc.) o existe alguna perturbación físico-química, como disminución o aumento de presión, variación de la temperatura, disminución o incremento de la velocidad de flujo, etc., provoca que la concentración de moléculas de resina cambie, ya que algunas resinas abandonan la micela, como se muestra en la Figura 8 (b), alterando la estabilidad de las partículas asfálticas suspendidas en el crudo, causando una disminución de las fuerzas repulsivas, provocando la interacción entre las moléculas de asfaltenos.

Al entrar en contacto las moléculas de asfaltenos unas con otras en zonas donde no hay presencia de resina, estas se adherirán mutuamente, formando un cumulo asfáltico que se difundirá en el sistema, con la posibilidad de seguir creciendo si entra en contacto con otras partículas o agregados bajo la misma condición que se encuentren en el medio, tal como se muestra en la Figura 8 (b) y (c). A este fenómeno se le conoce como agregación, que se puede definir como el proceso en el que las

partículas individuales o cúmulos de partículas de asfaltenos se adhieren a otras partículas de asfaltenos o cúmulos, haciendo que los agregados incrementen su tamaño.

Conforme el proceso de agregación transcurre las partículas o agregados van incrementando su tamaño, a tal punto que debido a agentes externos tales como la gravedad, adsorción, etc., las partículas y agregados asfálticos caen hacia el fondo o empiezan a pegarse en las paredes de las tuberías de transporte. A este fenómeno se le conoce como deposición, tal como se muestra en la Figura 8 (d), siendo este un grave problema que puede no solo disminuir el diámetro efectivo de la tubería, sino que también puede ocasionar el taponamiento total de la misma.

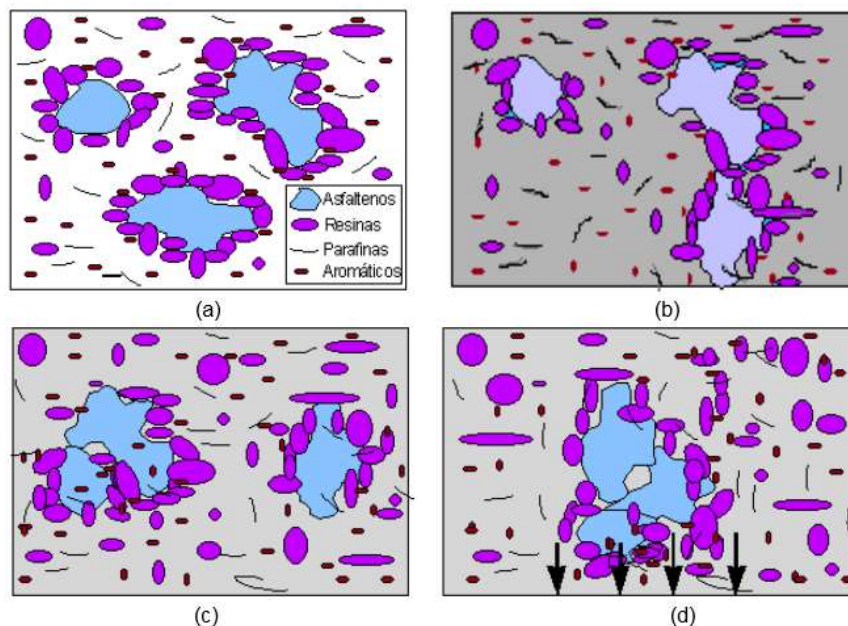


Figura 8. Agregación y Precipitación de Asfaltenos ^[7].

2.10.2. FACTORES QUE INFLUYEN EN LA DEPOSICIÓN DE ASFALTENOS

La precipitación de los asfaltenos no depende estrictamente de la cantidad de estos en el crudo, sino que de la estabilidad de estos. Esa estabilidad se encuentra asociada a las alteraciones en el balance termodinámico que mantiene a los coloides en solución.

Existen múltiples factores asociados a la agregación y precipitación de asfaltenos, entre los que se han estudiado se ha demostrado que los factores con mayor efecto en la precipitación son las variaciones de presión, temperatura, composición del crudo y efectos electrocinéticos. La alteración de cualquiera de estos parámetros rompe el equilibrio y en consecuencia la estabilidad del sistema, que se traducirá en agregación de asfaltenos y posterior deposición ^[3].

2.10.2.1. TEMPERATURA

Existe una relación directa de la temperatura con la capacidad de solubilización de los componentes del petróleo, como lo son las resinas y los maltenos, teniendo que cuando la temperatura incrementa, la solubilidad de las resinas en los n-alcanos se aumenta proporcionalmente y como consecuencia los asfaltenos disminuyen su solubilidad en el crudo. Si la solubilidad de los componentes del crudo, exceptuando los asfaltenos, se ve en incremento es posible la ruptura de la micela formada por las partículas de asfaltenos y resinas, ya que las resinas se disolverían en el crudo, dando paso a la agregación de los asfaltenos.

2.10.2.2. PRESIÓN

En condiciones isotérmicas la presión y la densidad están relacionadas, teniendo que a menor presión hay menor densidad. A densidades bajas existe una separación mayor entre las moléculas de la fase líquida y las micelas de resinas-asfaltenos, con interacciones menos atractivas que resultan en la agregación de asfaltenos.

El fenómeno de despresurización afecta de forma significativa la precipitación en todas las zonas de producción desde el yacimiento hasta los equipos de superficie y transporte y se agudiza cuando se está en presencia de crudos con alto contenido en componentes livianos.

2.10.2.3. COMPOSICIÓN DEL CRUDO

Si bien la presencia de asfaltenos en el crudo no es indicativo obligatorio de su posterior deposición, es importante analizar y tomar en cuenta cual es la composición

del crudo, para saber cuál es su estado de equilibrio químico y como puede verse afectado por pérdida o ganancia de sus componentes. Una de las técnicas más aceptadas y usadas en la industria para determinar los componentes de interés en el crudo al cual se le harán estudios de precipitación es el análisis SARA, teniendo que si la composición del crudo se altera y afecta su densidad es posible que se induzca la precipitación de asfaltenos y su posible deposición.

2.10.2.4. FACTORES ELÉCTRICOS

Los asfaltenos se desplazan mediante la influencia de un campo eléctrico y cualquier factor eléctrico externo puede alterar su estabilidad. La interacción con un campo eléctrico externo hace que la carga intrínseca se desestabilice la relación coloidal resina-asfaltenos. A partir de esto es posible que el potencial de corriente originado por el flujo de fluidos sea capaz de neutralizar las cargas del sistema resina-asfaltenos, perturbando el balance de fuerzas entre las micelas causando la floculación, teniendo que a mayores velocidades el efecto se incrementa.

2.10.2.5. FACTORES CINÉTICOS

El aumento o la disminución de la velocidad de flujo pueden propiciar la agregación de asfaltenos, especialmente en flujo turbulento, donde se ven afectadas las líneas de flujo de las partículas, pudiendo interactuar estas mediante colisiones. Estos cambios de energía cinética pueden también verse traducidos como variaciones de presión.

2.10.2.6. FACTORES DE SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL

Considerando que los asfaltenos son los componentes más pesados del crudo y por efectos de densidades tienden a depositarse, incrementándose el efecto si el crudo esta en reposo.

2.10.2.7. FACTORES QUÍMICOS

Tienen relación con los diferentes fluidos empleados en los métodos de recobro mejorado, estimulación del pozo, inyección de solventes, etc. El problema de asfaltenos tiende a aumentar a medida de que transcurre el tiempo de inyección, ya

que al modificar la composición química del fluido, así como su densidad y solubilidad se crea un medio propicio para la agregación de asfaltenos. Algunas sustancias que pueden inducir este efecto los hidrocarburos saturados, gas natural, surfactantes, diluyentes, etc. Mientras que las fracciones aromáticas y las resinas mitigan la precipitación.

2.10.2.8. OTROS FACTORES

Es importante considerar cambios de dirección, sentido, diámetro, accesorios y algunas propiedades físicas del crudo como la viscosidad, teniendo que a altas viscosidades es menos probable la precipitación de asfaltenos ya que la movilidad de las moléculas de forma independiente se ve afectada por parámetros cinéticos. Existe mayor probabilidad de precipitación de asfaltenos por efectos en crudos livianos que en pesados. Además la presencia de sólidos suspendidos en el crudo (arcillas, limo, arena, etc.) puede propiciar la precipitación, funcionando como núcleos a los cuales se adhieren los asfaltenos. Este efecto es común a nivel de perforación, pero también es probable en yacimientos con producción de arena como el caso los crudos de Canadá y los crudos de la Faja Petrolífera del Orinoco, teniendo que se ve en aumento cuando las rugosidades y asperezas de las tuberías representan sitios de nucleación para los componentes.

2.10.3. PROBLEMAS OCASIONADOS POR LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS EN EL TRANSPORTE DE CRUDO

Los problemas de precipitación afectan todo el sistema de producción, transporte y procesamiento de crudos, teniendo que estos problemas pueden generar severas pérdidas económicas. Algunos de los inconvenientes más comunes, son el taponamiento de la cara de la arena, obstrucción de las tuberías de producción y transporte de petróleo y la formación de emulsiones estables.

2.10.3.1. TAPONAMIENTO DEL POZO Y LAS LÍNEAS DE PRODUCCIÓN

Los cambios de presión y temperatura que tienen lugar durante la producción a medida que el crudo fluye hacia la superficie propician la agregación y precipitación

de asfaltenos. Tomando en cuenta tanto estas variaciones como la composición del crudo, puede ocurrir que al disminuir la presión y la temperatura el crudo se separe en varias fases mientras se encuentra en la tubería de producción, lo cual puede romper el equilibrio de la fase líquida, posibilitando la precipitación.

A diferencia de las obstrucciones a nivel superficial, los problemas de asfaltenos en la tubería de producción y el yacimiento son de alto costo de remediación y mantenimiento, por lo que es necesario modificar el esquema de producción en algunos casos para mitigar el efecto.

2.10.3.2. TAPONAMIENTO DE LAS LÍNEAS DE FLUJO Y DEMÁS EQUIPOS EN SUPERFICIE

Los problemas de precipitación de asfaltenos en las líneas de flujo y equipos de superficie ocurren por lo general en las estaciones de flujo y en las instalaciones de manejo, transporte y compresión de gas. Es común ver este efecto en las tuberías de transporte (oleoductos) ya que los efectos cinéticos propician la precipitación, y el efecto se ve agravado con la adición de solventes orgánicos para mejorar la movilidad del crudo en el tubular.

Cuando existe un taponamiento de manera masiva es necesario detener las operaciones para remediar el problema, ya sea de manera mecánica o inyectando solventes o combinación de estos para optimizar la limpieza.

2.10.3.3. FORMACIÓN DE EMULSIONES ESTABLES

Se han realizado investigaciones que revelan que las emulsiones estables se originan a partir del material asfáltico presente en el crudo, favoreciéndose la estabilidad de la emulsión agua-crudo con la presencia de estos, ya que las sustancias asfálticas envuelven a las partículas de agua. Esto representa una gran problemática, dado que las emulsiones representan un volumen inestable que demanda el consumo de energía adicional para su transporte y calentamiento, además de los problemas asociados a la corrosión de las tuberías y equipos.

2.10.4. MÉTODOS DE PREDICCIÓN DE LA PRECIPITACIÓN DE ASFALTENOS

Los asfaltenos representan una gran problemática en la industria petrolera, por lo cual es necesaria su predicción y control, por lo que se han realizado algunas técnicas para calcular la ocurrencia de precipitación de asfaltenos en los crudos y así poder modificar las variables operacionales con la finalidad de mitigar el efecto.

Existen distintos modelos que se han desarrollado con la finalidad de prever la ocurrencia de la precipitación de asfaltenos, teniendo que van desde métodos matemáticos hasta modelos computacionales, que aunque no predicen el 100% de las situaciones prácticas, proporcionan una buena estimación..

2.10.4.1. ESTIMACIÓN MATEMÁTICA

La precipitación y deposición puede ser descrita usando dos modelos: un modelo termodinámico que describe la precipitación de asfaltenos debido a cambios de presión y un modelo de flujo de fluidos que explica la deposición y el taponamiento. Estos modelos constituyen herramientas que relacionan los parámetros físico-químicos del sistema de asfaltenos-solvente con los mecanismos intermoleculares que dan origen a la agregación y precipitación.

Los modelos predictivos se dividen en cuatro grupos: modelo de solubilidad, modelo de sólidos, modelo termodinámico coloidal y modelo termodinámico de micelización.

2.10.4.2. ESTIMACIÓN EXPERIMENTAL

❖ Estabilidad Intrínseca (Parámetro S)

De la ASTM D-7157, la técnica se basa en la titulación con n-heptano de una muestra de crudo o derivado, diluido con tolueno, haciendo uso de equipo automatizado con detectores ópticos para la titulación de las muestras.

❖ Microscopio de Alta Precisión

Se bombea crudo en el instrumento a través de una celda provista de una ventana a presiones y temperaturas similares a las operacionales. Una fuente de luz es transferida al crudo y se observa como la presión y/o la temperatura es alterada. La

reducción de la presión indica que la capacidad de solvencia de los asfaltenos en el crudo se reduce, y estos pueden flocular.

2.10.4.3. ESTIMACIÓN TERMODINÁMICA

❖ Diagrama de Boer.

Se ilustra la precipitación de asfaltenos de acuerdo a la diferencia de la presión de yacimiento y la presión de saturación. Según Boer, para presiones por debajo de la presión de burbuja, la presión es inversamente proporcional a la solubilidad, debido a las alteraciones en la composición del líquido.

❖ Método ASIST

Estima o aproxima una tendencia de inestabilidad de los asfaltenos, estableciendo esta como una serie de n-parafinas líquidas. Estos datos se emplean para predecir la estabilidad de los asfaltenos mediante el uso de una extrapolación lineal del parámetro de solubilidad inicial con respecto a la raíz cuadrada del volumen molar parcial de los agentes precipitantes.

❖ Modelo de Floy-Huggins

Permite conocer como ocurre la precipitación de asfaltenos a diferentes condiciones termodinámicas a partir de la solubilidad de los mismos. En este modelo las fracciones de asfaltenos se consideran una solución no ideal y el equilibrio líquido-líquido es requerido de la teoría de las soluciones poliméricas para obtener la cantidad de asfaltenos precipitados.

2.10.4.4. ESTIMACIÓN COMPUTACIONAL

❖ APDS (Asphaltene Precipitation Deposition Software)

Cundar (2012) desarrollo un simulador que integra varios módulos para predecir mediante la utilización de modelos termodinámicos de equilibrio líquido-vapor y líquido-líquido, la cantidad de asfaltenos precipitados. Este simulador está diseñado para la predicción de la precipitación de asfaltenos en el yacimiento, precisamente en las adyacencias del pozo, que es donde ocurren los cambios de presión más

significativos. El simulador requiere como datos de entrada las propiedades del crudo, de los asfaltenos y del yacimiento ^[3].

❖ ADEPT (Development of Asphaltene Deposition Tool)

Predice la presión donde empiezan a precipitar los asfaltenos, además de esto proporciona estimaciones de la cantidad depositada en el pozo. Se deben ingresar datos experimentales al simulador y este realiza los cálculos usando modelos termodinámicos y balance de masa ^[3].

❖ PC-SAFT (Perturbed Chain Statistical Association Fluid Theory)

Es otro simulador de precipitación de asfaltenos en el yacimiento, usa valores promedios y ecuaciones de estado cubicas para la simulación de la presión a la cual ocurre la precipitación. Ha demostrado tener buenos resultados para simular el punto de inicio y modelar el efecto de la inyección de gas en los asfaltenos ^[3].

❖ MULTIFLASH GUI

Basándose en la ecuación de estado RKSA con un término que permite describir la agregación y solvatación de los asfaltenos por la desestabilización de las moléculas de resina. Los parámetros del modelo surgen a partir de la experimentación con la deposición, floculación y precipitación de asfaltenos en titulación de n-heptano. Los datos de entrada consideran crudo vivo, propiedades del yacimiento, composición del crudo y análisis SARA ^[3].

CAPITULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN

Un trabajo de puede clasificarse como una investigación: histórica, exploratoria, descriptiva, correlacional, explicativa, teórica, cualitativa, documental, evaluativa, educación comparada, proyecto factible, experimental, ex-post-facto, psicoanalítica e investigación-acción.

Cuando nos referimos al tipo de investigación se está considerando el alcance que puede tener esta, según Hernández (1991), y al propósito general que persigue el investigador, considerando cada uno de los tipos de investigación de la manera más amplia posible.

La presente investigación corresponde a una investigación del tipo explicativo, teniendo que según Hernández “están dirigidos a responder a las causas de los eventos físicos o sociales.”.

Desde otro punto de vista puede considerarse esta investigación como correlacional, ya que estas “...tienen como propósito medir el grado de relación entre dos o más conceptos o variables.” (Hernández y otros). Además según Dankhe (1986) “la utilidad y el propósito de los estudios correlacionados es saber cómo puede comportarse un concepto o variable conociendo el comportamiento de otras variables correlacionadas”.

El presente Trabajo Especial de Grado estudia la precipitación de asfaltenos y la obstrucción de las tuberías de transporte de crudos pesados debido a estos, además de evaluar el efecto de las variables de transporte; como presión, temperatura, velocidad de flujo, etc., y las propiedades del crudo en los fenómenos de agregación y precipitación de asfaltenos.

3.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Considerando que este Trabajo Especial de Grado se ha clasificado como del tipo explicativo y correlacional, las estrategias para la solución al problema planteado consiste en realizar un programa en Microsoft Excel y Visual Basic, evaluando la

dependencia de las variables termodinámicas, composicionales y de transporte de crudos pesados, con la finalidad de determinar: la distancia a la cual se dan las condiciones dentro de la tubería para que ocurra la deposición de asfaltenos y la longitud a la cual se espera que ocurra una obstrucción por este fenómeno.

La Figura 9 muestra un esquema de la realización de la investigación, con cada etapa estipulada para el cumplimiento de objetivos planteados.

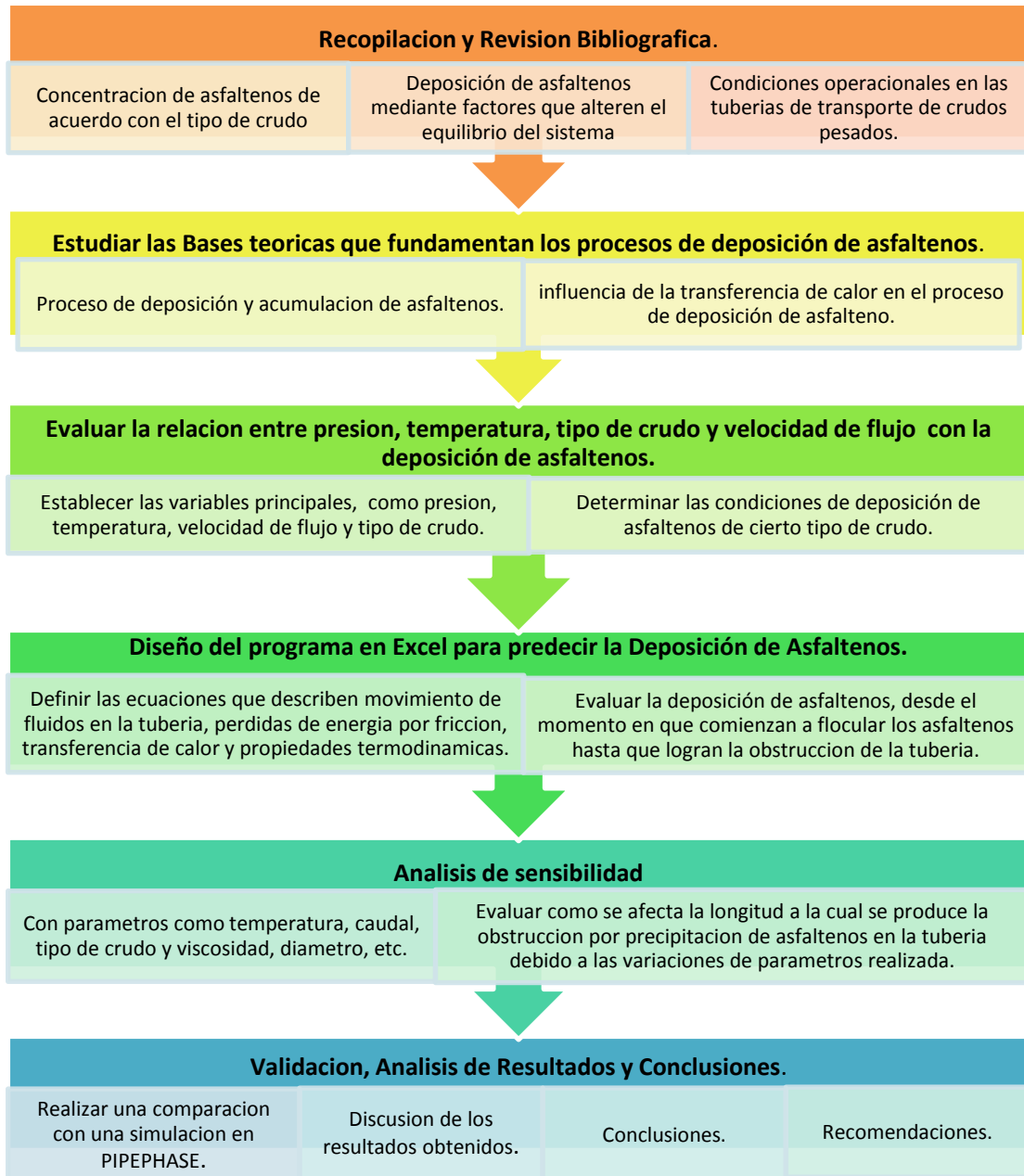


Figura 9. Diseño de la investigación.

3.3. PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

1.1.1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Como parte fundamental de este proyecto se requirió de una exhaustiva investigación con la finalidad de definir los conceptos relacionados con los asfaltenos y cómo afectan estos el transporte de crudos pesados, pretendiendo determinar los distintos parámetros tanto químicos como termodinámicos que hacen posible el fenómeno de deposición y acumulación de asfaltenos en las tuberías de transporte de crudos. La revisión bibliográfica realizada involucra consulta de textos académicos, manuales, normas de la industria petrolera, trabajos de grado y páginas web, con la finalidad de recopilar y comprender las bases teóricas que fundamentan esta investigación.

Para el logro de los objetivos planteados fue necesario el análisis de la información recopilada para así comprender como ocurre el fenómeno de agregación, floculación y deposición de asfaltenos, evaluando la dependencia de este fenómeno con la presión, temperatura, rugosidad de la tubería, transferencia de calor y composición del fluido.

1.1.2. CODIFICACIÓN DEL PROGRAMA

Con la finalidad de predecir la longitud a la que se depositan los asfaltenos, tomando en cuenta los factores cinéticos se codificaron las ecuaciones en Microsoft Excel y Visual Basic para mejorar la operatividad del programa y dar una estructura organizada que permita al usuario ingresar la información requerida para el cálculo de la deposición de asfaltenos y se proporcionen los resultados deseados.

Es necesario que para poder reducir el número de variables y concentrar el estudio en los factores más relevantes de la precipitación de los asfaltenos se tomen las siguientes consideraciones o premisas.

1. Es un flujo monofásico y volumétrico, constituido por petróleo pesado o Mezcla de crudo; se considera crudo muerto.
2. El transporte de crudo se hace a través de tuberías horizontales, de diámetro constante, sin cambios de espesor, sin cambios de dirección y sin cambios en la rugosidad del material, descartando la presencia de accesorios.

3. En caso de existir un aislante este será homogéneo, de características definidas, recubriendo la tubería en su totalidad.
4. La transferencia de calor por conducción es uniforme y constante en la dirección radial.
5. Se evaluará la variación de la temperatura media a lo largo de la tubería por un balance de energía.
6. Se considera la temperatura externa constante, teniendo que el fluido en el cual está inmersa la tubería es aire, donde la transferencia de calor es por convección.
7. Debido a que el estudio es realizado para crudos pesados se considera siempre que la temperatura del crudo es mayor en todo momento a la temperatura exterior, lo que implica que el flujo de calor siempre será desde el interior al exterior.
8. Debido a que las tuberías son horizontales se despreciará el cambio de energía potencial.
9. Se considerará el agregado de asfaltenos como una partícula homogénea y esférica para los cálculos pertinentes de cinemática y dinámica. Así como también la partícula que se analiza se encuentra en el eje de la tubería, representando este el promedio de las alturas.

1.1.2.1. ECUACIONES

Se desea calcular la distancia L a la cual la partícula de asfaltenos caerá en el fondo de la tubería horizontal, considerando que desde el primer instante en que la partícula está en el fluido esta comienza a descender y que incrementará su descenso al ser esta de mayor tamaño, tal como se muestra en la figura 10.

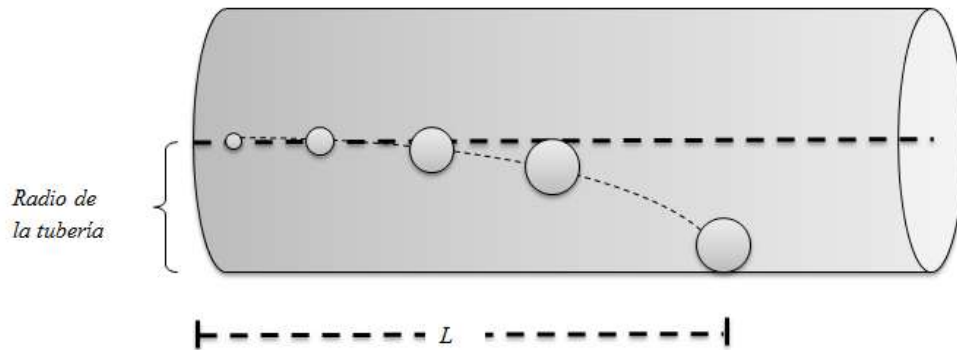


Figura 10. Longitud de viaje de la partícula.

Haciendo uso de la ecuación (7) de balance de energía y las premisas antes descritas es posible calcular la influencia de la presión en la velocidad del flujo.

❖ Modelo Térmico

La viscosidad es una de las propiedades de mayor importancia en el flujo de fluidos y esta se ve alterada por los cambios de temperatura.

Si solo se dispone de un dato de viscosidad a una temperatura, es posible determinar la viscosidad a otra temperatura mediante la ecuación de Lewis-Squires, aunque pueden generarse errores de 5% a 15%:

$$\mu^{-0.2661} = \mu_1^{-0.2661} + \frac{T-T_1}{233} \quad (27)$$

Donde:

μ : Viscosidad, cP.

μ_1 : Viscosidad, cP.

T : Temperatura.

T_1 : Temperatura de referencia de la viscosidad 1, °C o °K.

Para calcular la conductividad térmica del petróleo en función de la temperatura es posible hacerlo con la ecuación 28 [21]:

$$k = 0.17 - 1.418 * 10^{-4} \cdot T \quad (28)$$

k : conductividad termica, W/m.k.

T : Temperatura del petroleo, K.

Para el cálculo del calor específico isobárico del petróleo es posible usar la ecuación 29 [22]:

$$C_p = 4186.8 \left(\frac{0.388 + 0.00045 * (T/5 + 32)}{GE^{0.5}} \right) \quad (29)$$

C_p : Calor específico del crudo, J/Kg.K

T : Temperatura, °C.

GE: Gravedad específica del petróleo.

Siendo el Número de Prandtl (Pr):

$$Pr = \frac{C_p \cdot \mu}{k} \quad (30)$$

Usando la ecuación 6 se obtiene el Número de Reynolds:

$$Re = \frac{\rho V_{prom} D}{\mu} \quad (6)*$$

El coeficiente de fricción puede obtenerse usando la ecuación 15 para una tubería de sección circular con el uso del Re como:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -1.8 \log \left(\frac{6.9}{Re} + \left(\frac{\varepsilon/D}{3.7} \right)^{1.11} \right) \quad (15)*$$

En cuanto al número de Nusset para el flujo interno:

Existen muchas correlaciones dependiendo del número de Reynolds y el número de Prandtl, de las cuales por efectos prácticos es de interés la ecuación de Hausen, donde:

$$\overline{N_{ud}} = 3.66 + \frac{0.0668 \left(\frac{d}{L}\right) (Re_d) Pr}{1 + 0.04 \left[\left(\frac{d}{L}\right) (Re_d) Pr\right]^{2/3}} \quad (31)$$

$$Re_d < 2300$$

El número de Nusselt para flujo externo se calcula según Churchill-Bemstein como:

$$\overline{N_{ud}} = 0.3 + \frac{0.62 Re_d^{1/2} Pr^{1/3}}{\left[1 + (0.4/Pr)^{2/3}\right]^{1/4}} \left[1 + \frac{Re_d^{5/8}}{282000}\right]^{4/5} \quad (32)$$

$$Re_d \cdot Pr \geq 0.2$$

Se usarán constantes convectivas y de flujo para el aire de acuerdo a valores promedio ^{[23] [24][25]}.

$$\frac{\mu}{\rho} = 15.89 * 10^{-6} \frac{m^2}{s}$$

$$k_{aire} = 0.0263 \text{ W/m.K}$$

$$Pr_{aire} = 0.70$$

Por otro lado es posible calcular el coeficiente convectivo como:

$$\bar{h} = \frac{\overline{N_{ud}} \cdot k}{D} \quad (33)$$

Mientras que la relación \overline{UA} se calcula a partir de la ecuación 26 para una tubería sin aislante

$$UA = \frac{1}{R_{tot}} = \frac{1}{\frac{1}{2h_1\pi r_1 L} + \frac{\ln(r_2/r_1)}{2\pi Lk} + \frac{1}{2h_2\pi r_2 L}} \quad (26)*$$

Y en caso de poseer aislante:

$$UA = \frac{1}{R_{tot}} = \frac{1}{\frac{1}{2h_1\pi r_1 L} + \frac{\ln(r_2/r_1)}{2\pi L k_t} + \frac{\ln(r_3/r_2)}{2\pi L k_A} + \frac{1}{2h_2\pi r_3 L}} \quad (34)$$

Donde k_A es el coeficiente de conducción del aislante en W/m.K.

Finalmente, la temperatura del crudo o la mezcla de crudo-diluyente también presenta cambios a lo largo de la longitud de la tubería, debido a la transferencia de calor que existe entre el crudo y el fluido externo a la tubería (Aire), pudiéndose calcular mediante una modificación a la ecuación de Ramey como:

$$T = T_{exterior} + (T_{inicial\ petroleo} - T_{exterior})e^{-\frac{\bar{U}A}{\dot{m}C_p}} \quad (35)$$

$T_{exterior}$: Temperatura del fluido externo, °F.

$T_{inicial\ petroleo}$: Temperatura a la que ingresa el petróleo al oleoducto, °F.

\dot{m} : Flujo másico de petróleo.

C_p : Calor específico del crudo o mezcla.

❖ Caída de Presión a lo Largo de la Tubería.

Recurriendo a la ecuación 10 se calculará la caída de presión.

$$\Delta P_{L\ 1-2} = 0.001294 f \frac{L}{D} \rho V_{prom}^2 \quad (10)^*$$

Entonces la presión en función de la longitud vendría dada por:

$$P_2 = P_1 - \Delta P_{L\ 1-2} \quad (36)$$

❖ Agregación de Asfaltenos: Cálculo del Diámetro de la Partícula.

Mediante el uso de ecuaciones de cinemática de una partícula y bajo las consideraciones de que el flujo es homogéneo, multifásico y de aceleración despreciable se tiene que:

$$t = \frac{L}{v} \quad (37)$$

Mediante un ajuste de los modelos propuestos por V. Caballero, J. Castillo y otros ^[26], en cuanto a la agregación de asfaltenos, para predecir el diámetro de la partícula en función del tiempo, es importante comprender que este fenómeno es difícil de predecir con exactitud y mucho más difícil adaptar el comportamiento a un modelo matemático universal, ya que la agregación de asfaltenos depende de características internas; como composición, y externas, tales como la temperatura, velocidad de flujo, presión, entre otros.

Es posible estimar el tamaño de un agregado de asfaltenos en función del tiempo con certidumbre aceptable, mediante los gráficos mostrados en las figuras 11 y 12, donde se puede apreciar la variación del tamaño del agregado de asfaltenos en función del tiempo, o mediante una aproximación mediante la ecuación 38.

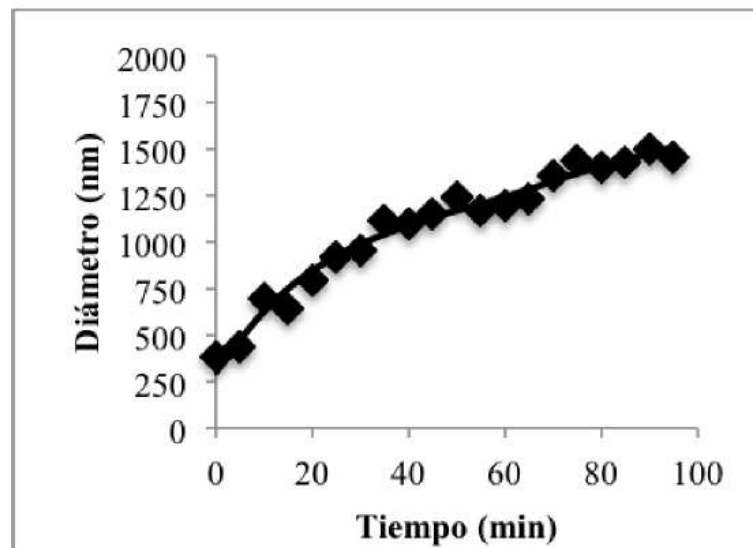


Figura 11. Cinemática de agregación de asfalto Carabobo ^[26].

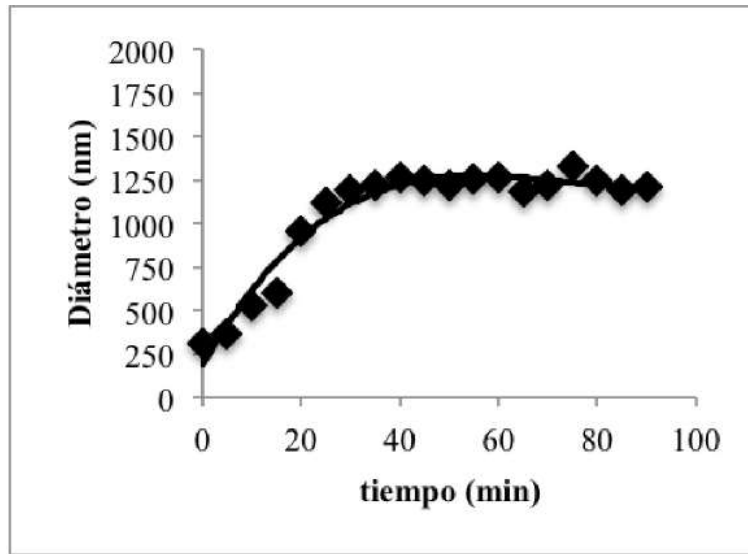


Figura 12. Cinemática de agregación de asfalteno Furrial ^[26].

$$dp = \begin{cases} 25.971 * t + 300 & \text{si } t \leq 35 \\ 1.3558 * t + 1185.7 & \text{si } t > 35 \end{cases} \quad (38)$$

Donde el tiempo está en minutos y el diámetro en nanómetros.

❖ Estimación de la Deposición de la Partícula de Asfaltenos.

Teniendo que la velocidad de descenso de la partícula sera constante y se rige por la ecuación 39 ^[27]:

$$V_{sedimentacion} = \frac{2 r^2 (\rho_p - \rho_f) g}{9 \mu} \quad (39)$$

Vsedimentacion: Velocidad de sedimentación.

r: radio de la partícula de asfaltenos, cm².

ρ_p : densidad de la partícula, g/cc.

ρ_f : densidad del fluido, g/cc.

g: Gravedad, 9.81 m/s².

μ : viscosidad del crudo, poise.

Mientras que la densidad de los asfaltenos se considerará constante^[28]:

$$\rho_{asfaltenos} = 1.2 \text{ g/cc}$$

La distancia vertical que recorre la partícula para un tiempo t se expresa como:

$$y = V_{sedimentacion} * t \quad (40)$$

Donde “ y ” esta en cm, la velocidad en cm/s y el tiempo en segundos.

Por último se calcula la altura a la que se encuentra la partícula respecto al fondo de la tubería horizontal con una diferencia entre el radio interno y la distancia vertical recorrida por la partícula.

$$h = \frac{IDt}{2} - y \quad (41)$$

Se realizarán cada uno de estos cálculos para longitudes con 10 metros de incremento hasta que se cumplan cualquiera de las condiciones siguientes.

- a) La altura de la partícula es menor o igual a cero, mientras que la longitud es menor a la longitud total de la tubería y la presión es mayor a cero, en cuyo caso se dará como respuesta que ha habido precipitación de asfaltenos y se mostrará la longitud a la que se ha depositado la partícula con la presión, temperatura y tiempo en horas al que debería ocurrir.
- b) La altura de la partícula es mayor a cero, mientras que la longitud es mayor o igual a la longitud total de la tubería y la presión es mayor a cero, en cuyo caso se dará como mensaje que no ha habido precipitación de asfaltenos.
- c) La altura de la partícula es mayor a cero, la longitud es menor a la longitud total de la tubería y la presión es menor o igual a cero, en cuyo caso se dará como mensaje que el sistema ha agotado la presión antes de que ocurra precipitación.

❖ Evaluación de la Estabilidad de Asfaltenos.

Con la finalidad de que el usuario cuente con un criterio adicional en cuanto a la posibilidad de incremento de problemas asociados a los asfaltenos se proporciona el Índice de Estabilidad Coloidal descrito por Yen, como una herramienta para predecir y solo como medida informativa la estabilidad de los asfaltenos en cierto crudo o mezcla de crudo conociendo los resultados del análisis SARA, ya que los resultados solo muestran cierto grado de confiabilidad y no deben ser usados como herramienta predictiva. Se estima de acuerdo con la ecuación 42^[29]:

$$CII = \frac{\%Saturados + \%Asfaltenos}{\%Resinas + \%Aromáticos} \quad (42)$$

Teniendo que para valores menores a 0.7 los asfaltenos se encuentran estables y para valores mayores a 0.9 están inestables en el crudo.

1.1.2.2. DISEÑO Y PRESENTACIÓN DEL PROGRAMA

Se desarrolló un esquema simple y agradable al usuario, en donde se abrirá una Pantalla de Inicio tal como se muestra en la figura 13.



Figura13. Pantalla de Inicio.

Justo después de que el usuario haga clic sobre esta pantalla se mostrará el Menú de Inicio, el cual se muestra en la figura 14.



Figura 14. Ventana de Menú de Inicio.

El botón Ingresar abre la ventana Ingreso de datos mostrada en la figura 15.



Figura 15. Ventana de Ingreso de Datos.

La ventana anterior permite ingresar Datos Operacionales, Características del Crudo, Análisis SARA, Características de la Tubería y Características del Material Aislante, mostradas en las figuras 16, 17, 18, 19 y 20 respectivamente.

Datos Operacionales

DATOS OPERACIONALES

Complete el Formulario con los datos que se le solicita Ingresar a continuación:

Velocidad de flujo: m/s

Temp. de Entrada: °C

Presión de Entrada: lpc

Temp. Ambiental °C

Velocidad del Fluido Externo m / s




Figura 16. Ventana de Datos Operacionales.

Características del Crudo

CARACTERISTICAS DEL CRUDO

Complete el Formulario con los datos que se le solicita Ingresar a continuación:

A.P.I: °

Viscosidad: cP

Figura 17. Ventana de Características del Crudo.

Analisis SARA

ANALISIS SARA

Complete el Formulario con los datos que se le solicita Ingresar a continuación:

Saturados: %

Aromáticos: %

Resinas: %

Asfaltenos: %



Figura 18. Ventana de Análisis SARA

Características de la Tubería

CARACTERISTICAS DE LA TUBERIA

Complete el Formulario con los datos que se le solicita Ingresar a continuación:

Diametro Externo: pulg Coeficiente de w/mK
 Conducción

Espesor: pulg Rugosidad: mm

Longitud: m

Material:




Figura 19. Ventana de Características de la Tubería.

Tabla 2. Rugosidad y Conducción del Material de la Tubería.

Material	Rugosidad (mm)	Coefficiente de Conducción (w/mk)
Latón	0.0015	1.14
Acero Inoxidable	0.002	16.3
Acero Comercial	0.045	52.5

Al seleccionar cualquiera de estos materiales en la lista desplegable de “Material” se asignaran los valores de rugosidad y Coeficiente de Conducción Térmica a las casillas correspondientes, esto con el fin de que si el usuario desconoce estos valores tenga opción a usar los valores disponibles.

Características del Material Aislante

CARACTERISTICAS DEL MATERIAL AISLANTE

Complete el Formulario con los datos que se le solicita Ingresar a continuación:

Diametro Externo: pulg

Coeficiente de Conducción w/mK

Material:



Figura 20. Ventana de Características del Material Aislante.

Tabla 3. Conducción del Material Aislante.

Material	Coefficiente de Conducción (w/mk)
Poliuretano	0.022
Fibra de Vidrio	0.05
Espuma de Elastómero	0.035
Espuma de Polietileno	0.04

Al igual que en las características de la tubería en el caso del aislante se le proporciona al usuario una lista de materiales disponibles; como se muestra en la Tabla 3, en caso de que este no conozca el coeficiente de conducción térmica del material con el que desea realizar los cálculos.

El botón Corregir permite modificar algunos valores ingresados y el botón Ejecutar permite resolver los algoritmos y muestra los resultados de la simulación realizada, tal como se muestra en la figura 21.

Informe de Resultados	
Se estima Precipitación de Asfaltenos	
Distancia de Deposición:	31,64 Km
Presión:	45,20 Psi
Temperatura:	30,01 °C
Tiempo:	17,58 hr

Figura 21. Sección de Informe de Resultados.

Mostrando adicionalmente los resultados de la evaluación de la estabilidad de asfaltenos (figura 22) en caso de que el usuario desee evaluar esta propiedad, proporcionando información adicional del proceso de deposición

Estabilidad de Asfaltenos	
Índice de Estabilidad de Coloidal	1
Los Asfaltenos están Inestables en el Petróleo	

Figura 22. Sección de Informe de Estabilidad de Asfaltenos en el Crudo.

Finalmente el usuario puede obtener las gráficas de Presión vs Longitud y Altura vs Longitud (Figura 23), y Temperatura vs Longitud y Viscosidad vs Longitud (Figura 24).

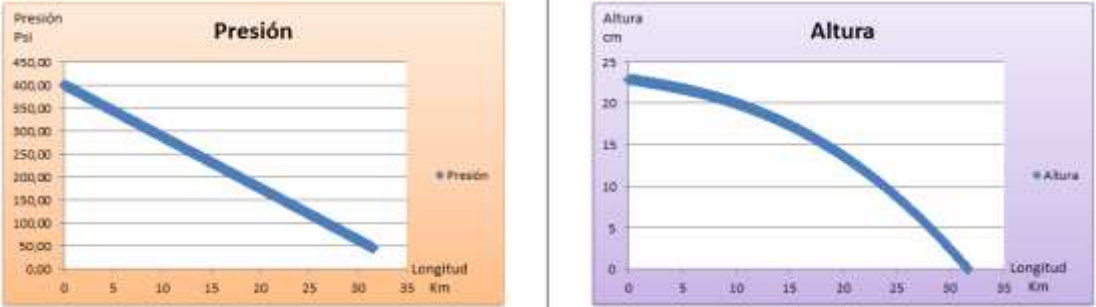


Figura 23. Gráficas de Presión vs Longitud y Altura vs Longitud.

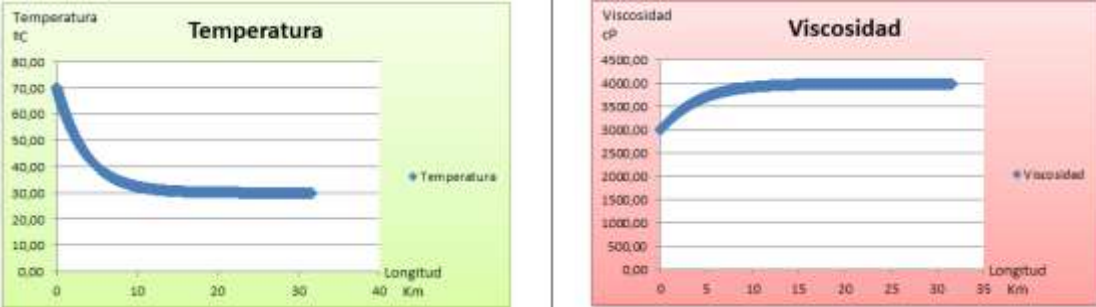


Figura 24. Graficas de Temperatura vs Longitud y Viscosidad vs Longitud.

CAPITULO IV
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

2.1. VALIDACIÓN DEL PROGRAMA CON CASO BASE

Se pretende comparar una simulación realizada en PipePhase® con los resultados que arroja el programa, pretendiendo estudiar específicamente el efecto de la velocidad sobre la precipitación de asfaltenos, donde de acuerdo con la simulación realizada por Ottaviano Eloy en su Trabajo Especial de Grado de Evaluación de una Red de Tuberías para el Transporte de Crudo Diluido desde El Bloque Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco hasta Complejo Petroquímico "José Antonio Anzoátegui"^[29].

De acuerdo con los resultados y consideraciones realizadas en el trabajo de Ottaviano Eloy, la mínima velocidad de flujo de crudo por un oleoducto debe ser de 0.5m/s para evitar la precipitación o sedimentación de asfaltenos, lo que implica que a bajas tasas de crudo hay riesgo de obstrucciones por precipitación de asfaltenos.

Se consideraran los siguientes datos operacionales extraídos del TEG antes mencionado para la validación respectiva, mostrados en la Tabla 4:

Tabla 4. Datos Operacionales y Propiedades del Crudo Transportado.

Propiedad		Unidades
Caudal	3325	m ³ /h
%AyS	3	%
Temperatura de Entrada	90	°C
Presión de Entrada	400	psi
Temperatura Ambiental	27	°C
Gravedad API	16	°API
Viscosidad del Crudo a 15.56°C	5713	cP
Diámetro Externo de la Tubería	42	pulgadas
Espesor de la Tubería	1.5	pulgadas
Longitud de la Tubería	108000	m
Material de la Tubería	Acero Inoxidable	
Velocidad del Aire	0.1	m/s

El caudal de 3325 m³/h corresponde a 1,19 m/s, mientras que la viscosidad a la temperatura de entrada debe corregirse usando la ecuación (27) se reduce hasta 3274 cP y en vista de que no se menciona uso de aislante en la tubería este se despreciará y luego se retomará el caso con aislante en el análisis de sensibilidad.

Los resultados de la simulación en PipePhase® muestran un descenso de la presión hasta 10 psi; como se muestra en la figura 25, llegando este hasta el primer Centro de Bombeo a 108 km, además de presentar una velocidad promedio de 1.05 m/s, estando por encima del criterio de velocidad mínima expresado por Rincón, Reyes y Boscán, quienes afirman que para velocidades de flujo inferiores a 0.5 m/s hay mayor riesgo de sedimentación o deposición de sólidos, debido a que la fuerza de arrastre es baja con relación a la fuerza de gravedad [30].

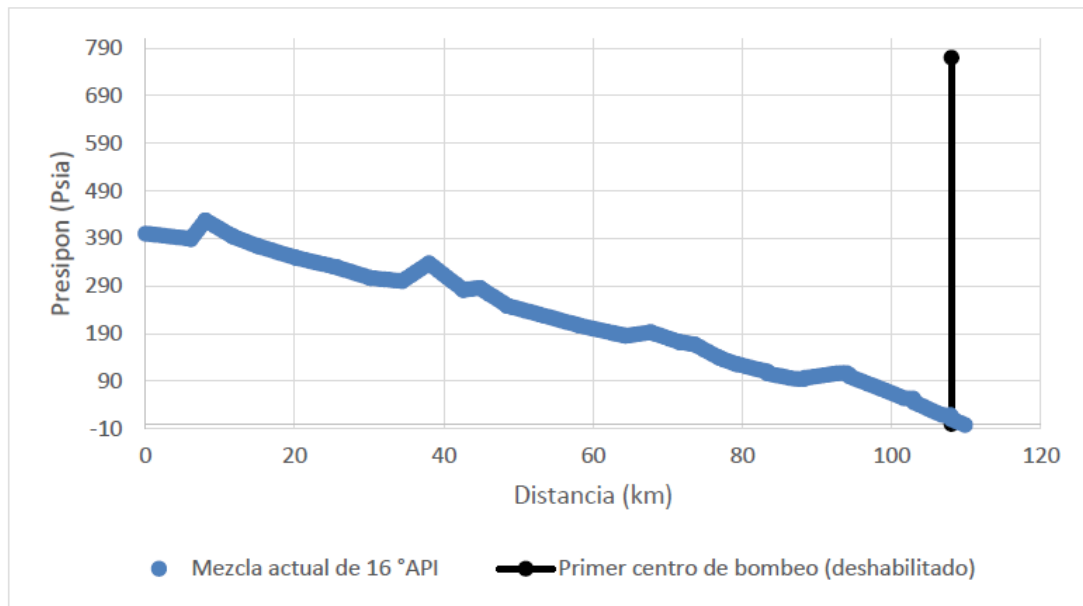


Figura 25. Gráfica de Presión en Función de la Distancia Recorrida, Simulación en PipePhase® [29].

En la figura 26 se muestra el comportamiento de la presión en función de la longitud generada por el programa realizado, teniendo que se ajusta a un perfil lineal debido a que este modelo no considera ni perfiles de altura ni accesorios de la tubería, dependiendo la caída de presión solo de la fricción.

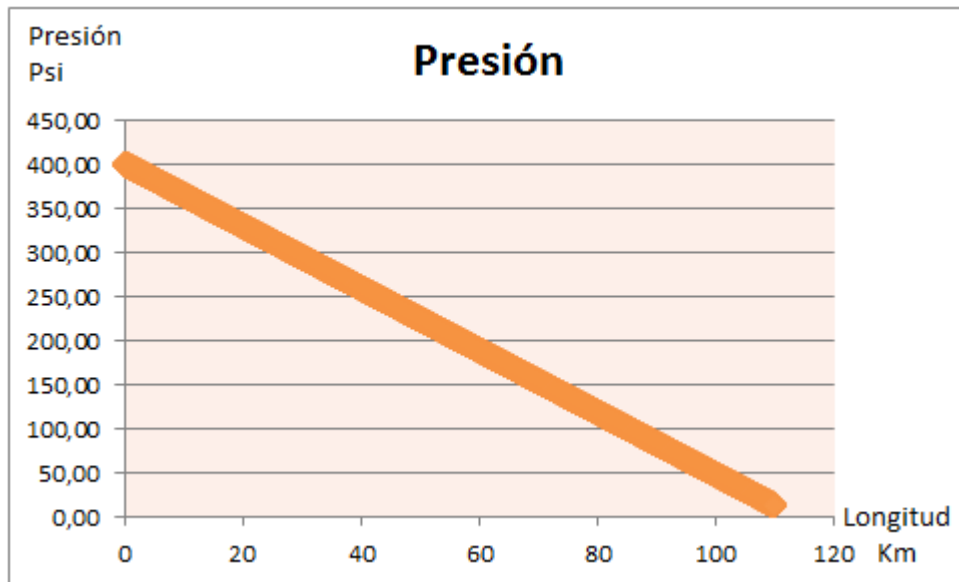


Figura 26. Grafica de Presión en Función de la Longitud, Programa de Deposición de Asfaltenos en Oleoductos.

Mediante los procesos del programa de Deposición de Asfaltenos en Oleoductos se obtiene además una velocidad promedio de 1.20 m/s, teniendo que de acuerdo al criterio antes mencionado está por encima de la velocidad mínima del flujo para permitir la precipitación, además esta premisa puede ser corroborada por la predicción que hace este programa en cuanto a la altura a la que se encuentra la partícula en función de la longitud, recordando que la altura de la partícula es relativa al lecho de la tubería. Tal como se muestra en la figura 27, en todo momento la partícula se encuentra en suspensión, es decir, la altura relativa de esta siempre es mayor a cero. La altura máxima que tiene el agregado de asfaltenos siempre se considerará como el radio interno de la tubería, además se desprecia la reducción del diámetro de la tubería por efecto de adhesión de asfaltenos a esta.

Al momento de completarse el recorrido de 108 km de tubería bajo las condiciones antes descritas la partícula o agregado de asfaltenos se encuentra a 42.11 cm de altura, lo que implica que la energía del sistema ha permitido que esta se mantenga en suspensión hasta completar el trayecto.

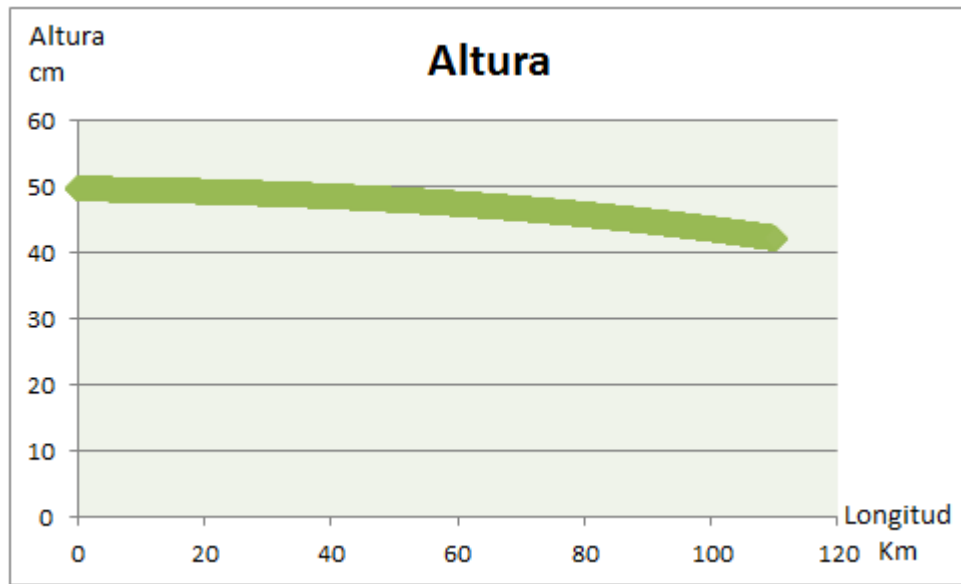


Figura 27. Gráfica de Altura del Agregado de Asfaltos en Función de la Longitud.

2.2. VALIDACIÓN DEL PROGRAMA CON ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

No es suficiente con el análisis realizado anteriormente respecto a una simulación de un único caso en el que efectivamente se concluye que no hay precipitación, pero ¿Qué ocurre cuando varían las condiciones de la operación realizada?, ¿Cuál es la velocidad a la que se presume pueda existir precipitación de asfaltos de acuerdo con el programa diseñado?

Todas las preguntas son válidas y oportunas, para lo que se requiere simular una mayor cantidad de situaciones y comparar en este caso con las simulaciones realizadas en PipePhase®.

En la figura 28 se muestra un esquema del análisis de sensibilidad que se pretende realizar con la finalidad de dar continuidad a la validación del programa.



Figura 28. Esquema del Análisis de Sensibilidad.

4.2.1 VARIACIÓN DEL CAUDAL

En la tabla 4 ya se han especificado los valores de las propiedades del modelo base, ahora se pretende modificar el caudal a 2000 m³/h y luego a 1500 m³/h, comparando estas simulaciones con las simulaciones del mismo caso en PipePhase® de Ottaviano E, donde se determinó que para un flujo de 2000 m³/h la velocidad promedio de flujo era de 0.65 m/s, situándose está por encima de la velocidad mínima para precipitación, mientras que para 1500 m³/h la velocidad promedio fue de 0.49 m/s; siendo esta inferior a la velocidad mínima, por lo que se presuma precipitación de asfaltenos.

Ahora, con la finalidad de validar el programa y de corroborar los resultados de la simulación antes mencionada se pretende realizar el cálculo de velocidad y la gráfica de altura para los caudales mencionados, mostrándose la comparación de altura en la figura 29.

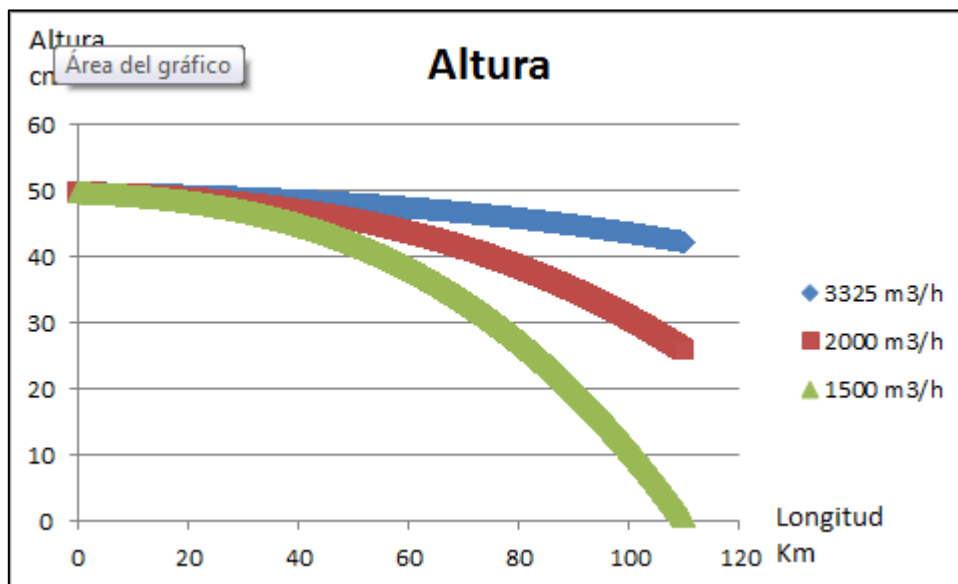


Figura 29. Altura de la Partícula de Asfaltenos a Distintos Caudales.

Bajo la variación del caudal se puede apreciar que tanto para el caso base como para un flujo de 2000 m³/h; con velocidad de 0.72 m/s, no hay problemas de precipitación de asfaltenos en la tubería, mientras que para un caudal de 1500 m³/h con velocidad de 0.54 m/s, se presenta la deposición justo a los 108 km, considerándose esta como

la condición crítica para la precipitación de asfaltenos de acuerdo al programa diseñado.

Es importante recalcar que los simuladores comerciales que emplean una herramienta adicional para la deposición de sólidos en tuberías lo hacen bajo la consideración de una partícula homogénea en muchos sentidos, los cuales incluyen densidad, tamaño, esfericidad, etc. Por lo que no se hace un análisis preciso de las características y evolución de la partícula a lo largo de la tubería. El programa de Precipitación de Asfaltenos en Oleoductos considera las variables termodinámicas y además los cambios de diámetro que sufre la partícula a lo largo de la tubería, por lo que cuando la partícula incrementa su tamaño descenderá mucho más rápido, por lo que es de esperarse que la velocidad mínima para la precipitación de asfaltenos sea ligeramente mayor, es decir 0.54 m/s y no 0.5 m/s.

4.2.2. VARIACIÓN DEL DIÁMETRO

El diámetro de la tubería es una propiedad crítica en el flujo, ya que una reducción de este genera incremento en la velocidad del fluido pero adicionalmente genera una alta caída de presión por fricción.

Mayores velocidades generan mayores fuerzas de arrastre, por lo cual la partícula de asfalto en el seno del fluido será transportada por una longitud más grande si la velocidad se incrementa, además, el flujo turbulento favorece la suspensión de la partícula, analizando solo desde el punto de vista de deposición y no de adhesión de la partícula a las paredes de la tubería^[31].

Para un diámetro interno de 39 pulgadas (42 pulgadas de diámetro externo) se determinó por la simulación de Ottaviano que la velocidad de flujo es de 1.05 m/s, concluyendo que no debería haber precipitación de asfaltenos y la caída de presión por fricción no impide la llegada del fluido a los 110 km a los que se encuentra el centro de bombeo, luego realiza una simulación variando el diámetro interno de la tubería a 36 pulgadas, teniendo como consecuencia un incremento de la velocidad a expensas de una caída de presión que imposibilita la llegada del fluido hasta el centro de bombeo. Es importante señalar que si hay presencia de partículas de asfaltenos en

el crudo hay riesgo de que estos se depositen y más aún cuando este está en reposo o las velocidades son muy bajas, como en el caso de que la presión llegue a cero, deteniéndose el flujo del crudo.

Es importante hacer referencia a que la velocidad mínima de precipitación está asociada a la velocidad promedio, por lo que no hay que considerar que el fluido al alcanzar esta velocidad instantáneamente los asfaltenos se depositarán. Por otro lado, la velocidad no es el único factor crítico en la deposición de asfaltenos, ya que según se ha estudiado a lo largo de esta investigación hay factores tanto termodinámicos, del fluido o de los mismos asfaltenos que afectan la deposición.

En la figura 30 se muestra un contraste de la altura de la partícula en función de la longitud para diámetros internos de 36 y 39 pulgadas, siendo el diámetro de 39 pulgadas el que corresponde al caso base.

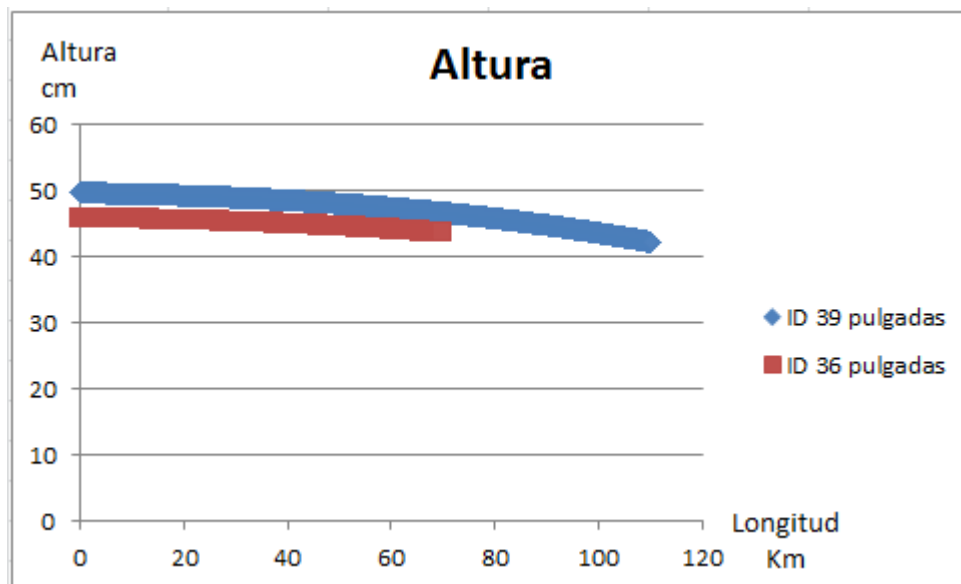


Figura 30. Altura de la Partícula de Asfaltenos a Distintos Diámetros.

En la simulación de PipePhase® se tiene que la presión llega a cero a los 85 Km, lo que generaría la detención del flujo y posterior a esto es de esperarse la deposición de los asfaltenos, en el caso del programa de Deposición de Asfaltenos en Oleoductos la presión llega a cero a los 75 Km, por lo que de igual manera se concluye que habrá deposición si el fluido permanece estático por mucho tiempo. Aunque también se

puede apreciar que el aumento de la velocidad reduciría la precipitación de completarse el trayecto con presión suficiente.

4.2.3. TEMPERATURA Y VISCOSIDAD

De acuerdo con los modelos utilizados para predecir la deposición de los asfaltenos se ha asociado este fenómeno con la viscosidad, por lo que haciendo referencia a la ley de Stokes podemos hacer énfasis en que la viscosidad es inversamente proporcional a la velocidad de sedimentación, por lo que a menores viscosidades es de esperarse que los asfaltenos precipiten antes.

La figura 31 muestra la altura de la partícula de asfaltenos en función de la longitud para una viscosidad de 3325 cP para una temperatura de entrada de 90°C y 1500 cP para una temperatura de 75°C, asumiendo que la disminución de la viscosidad está asociada a la adición de solvente.

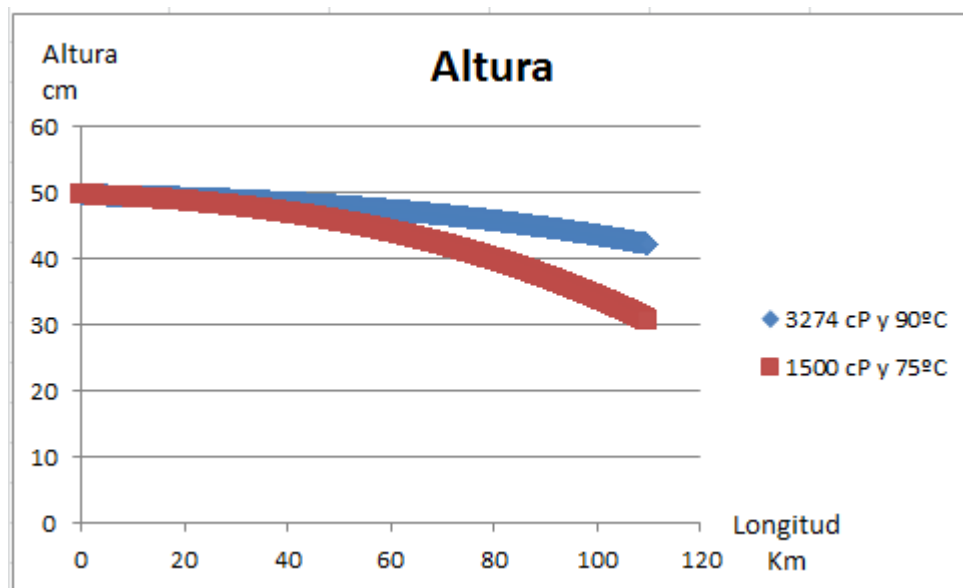


Figura 31. Altura de la Partícula de Asfaltenos a Distintas Viscosidades y Temperaturas.

4.2.4. GRAVEDAD API

La gravedad API del crudo viene directamente ligada a la densidad de este, teniendo que esta propiedad además está presente en la mayoría de los modelos descritos en la investigación, desde la conducción térmica del crudo hasta la flotabilidad de la partícula de asfaltenos y la velocidad de deposición.

Es de esperarse, haciendo nuevamente referencia a la ley de Stokes que al incrementarse la densidad del crudo se disminuya la velocidad de asentamiento y por consiguiente se reduzca el riesgo de precipitación o deposición de asfaltenos en la tubería.

En la figura 32 se muestra el efecto del aumento de la gravedad API hasta 19° y la disminución de esta hasta 8°, usando como referencia para la comparación el caso base de 16°API manteniendo todas las demás propiedades.

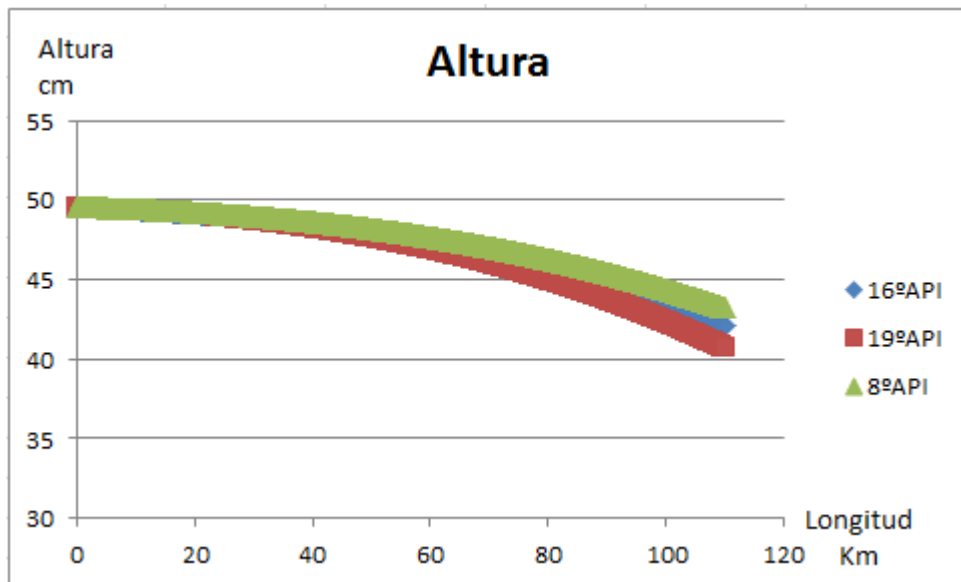


Figura 32. Altura de la Partícula de Asfaltenos a Distinta Gravedad API.

4.2.5. PRESENCIA DE AISLANTE

La transferencia de calor es un fenómeno fundamental en el proceso que se evalúa, ya que esta está ligada directamente a la temperatura, quien a su vez es uno de los modificadores fundamentales de la viscosidad.

Para mitigar los cambios de temperatura del crudo y mantener un control con la viscosidad a veces es necesaria la aplicación de un aislante que recubra la tubería total o parcialmente, pudiendo así reducir significativamente la caída de temperatura.

En la figura 33 se muestra un contraste entre una tubería recubierta con Poliuretano de una pulgada de espesor y el modelo base que se consideró sin aislante evaluando el efecto que tiene este sobre la precipitación de asfaltenos.

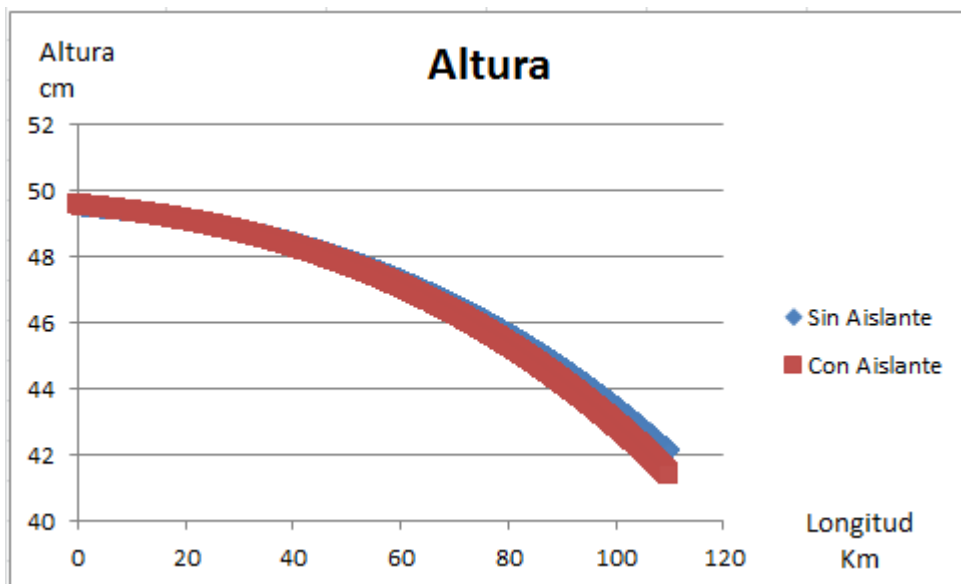


Figura 33. Altura de la Partícula de Asfaltenos Sin Aislante y Con Aislante.

Se puede entonces apreciar como el aislante propiciaría un ligero incremento de la deposición de asfaltenos debido a que la viscosidad del crudo se mantiene baja por mucho más tiempo hasta alcanzar los valores mínimos que le proporciona la temperatura ambiental, generando incremento en la velocidad de sedimentación por un tiempo más prolongado.

CONCLUSIONES

1. Se logró recopilar y estudiar información asociada a la precipitación o deposición de asfaltenos en el transporte de crudos por oleoductos, teniendo que se determinó que las principales variables involucradas en este fenómeno son la velocidad del flujo, la viscosidad y la electrocinética.
2. La revisión bibliográfica permitió determinar la relación existente entre las variables químicas y físicas tanto del crudo como del sistema de transporte, logrando así relacionar la distancia o longitud recorrida en cada momento con la temperatura, viscosidad, diámetro de la partícula, velocidad de sedimentación y la altura de la partícula de asfaltenos.
3. El principal factor en la precipitación de asfaltenos es la velocidad del flujo, teniendo que para velocidades menores o iguales a 0.54 m/s se incrementa la posibilidad de deposición de asfaltenos, además la viscosidad resulto ser el segundo factor crítico, teniendo que a bajas viscosidades se tienen mayores velocidades de sedimentación.
4. La presión y la temperatura directamente no tienen efecto alguno en la deposición de asfaltenos en la tubería, pero la temperatura modifica la viscosidad y esta a su vez afecta la velocidad de sedimentación.
5. A mayor gravedad API y menor viscosidad se incrementa el riesgo de precipitación o deposición de asfaltenos, por lo que se concluye que los crudos medianos o livianos en los que se tengan asfaltenos floculados este fenómeno será de mayor importancia.
6. Se evaluó la caída de presión por fricción y el efecto del coeficiente de rugosidad de la tubería, teniendo que a mayores rugosidades la caída de presión será más alta, teniendo que si la presión se agota el fluido se detiene y da paso a la deposición de asfaltenos.
7. Mediante una comparación entre una tubería con aislante y una sin aislante se evaluó el efecto de la transferencia de calor sobre la precipitación de asfaltenos y se determinó que el uso de aislante reduce ligeramente el incremento de la viscosidad manteniendo la movilidad del crudo en la tubería, pero a su vez se

reduce ligeramente el decremento de la velocidad de sedimentación de las partículas de asfaltenos.

8. Se logró realizar un programa en Excel y Visual Basic para predecir la distancia a la cual se presume la precipitación o deposición de la partícula de asfaltenos, teniendo que este permite al usuario conocer la distancia, presión, temperatura, tiempo, y velocidad promedio a la cual se presume la deposición y adhesión de la partícula de asfaltenos.
9. Mediante el análisis de sensibilidad fue posible determinar que la adición de solventes y las bajas velocidades de flujo incrementan el riesgo de precipitación de asfaltenos mientras que la reducción del diámetro incrementa la pérdida de presión por fricción ocasionando a su vez el estancamiento del fluido permitiendo la deposición de los asfaltenos.
10. Se compararon los resultados asociados a la precipitación de asfaltenos con la simulación realizada por Ottaviano Eloy, corroborando la eficacia del programa en cuanto a la predicción de la velocidad mínima requerida para que haya precipitación, teniendo que existe solo una variación de 0.04 m/s entre el planteamiento de Ottaviano y los resultados obtenidos.

RECOMENDACIONES

1. En caso de tener mayor certeza de la precipitación de asfaltenos se debe evaluar la estabilidad de asfaltenos en el crudo o mezcla crudo-diluyente.
2. En futuras investigaciones se recomienda evaluar el efecto electrocinético y la adhesión de asfaltenos a las paredes de la tubería, ya que este fenómeno reduce el diámetro de la tubería e incrementa el riesgo de obstrucciones.
3. Se recomienda evaluar el efecto de los accesorios en la tubería sobre la precipitación de asfaltenos, ya que numerosos estudios afirman que los puntos más vulnerables para la adhesión de los asfaltenos son los elementos que poseen área frente al flujo.
4. Es importante seguir desarrollando las ecuaciones de agregación de asfaltenos ya que este fenómeno es difícil de globalizar, por lo que se recomienda además generar una biblioteca de propiedades de los asfaltenos de distintos crudos con el fin de obtener resultados más certeros.
5. Es recomendable que se incorpore además un factor de compatibilidad de crudo-diluyente que indique cuando una mezcla puede o no presentar asfaltenos y que posteriormente estos generen problemas de obstrucción.

BIBLIOGRAFÍA

1. Schlumberger. La importancia del petróleo pesado. Otoño de 2006. Consulta: 24 de junio de 2016. Documento en línea. Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/aut06/heavy_oil.pdf
2. PDVSA. Reservas. Informe de Gestión Anual de PDVSA 2010. Consulta: 24 de junio de 2016. Documento en línea. Disponible en: http://www.pdvs.com/index.php?tpl=interface.sp/design/readmenu.tpl.html&newsid_obj_id=527&newsid_temas=16
3. Padilla D., Watt K. Precipitación de asfaltenos: Técnicas de predicción y control. Universidad de San Buenaventura Cartagena. 2015.
4. Figuera Dulce. Identificación y Evaluación de la Formación de Hidratos de Metano en Tuberías de Producción de Pozos de Yacimientos de Gas Seco. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Universidad Central de Venezuela. Ciudad Universitaria de Caracas. 2016.
5. H. Yarranton. Asphaltene Deposition. (University of Calgary). Canadian International Petroleum Conference, 4-8 June, Calgary, Alberta. 2000.
6. Ruksana Thawer (BP Research Centre) | David C.A. Nicoll (BP Research Centre) | Graeme Dick (BP Development Norway). Asphaltene Deposition in Production Facilities. SPE Production Engineering. Noviembre 1990.
7. José Gregorio Delgado. Asfaltenos; composición agregación y precipitación. Laboratorio De Formulación, Interfaces, Reología Y Procesos. ULA- Merida, 2006.
8. Freddy Méndez Balbas. Flow Assurance y Química de Producción. Producción de Petróleo para ingenieros Químicos.
9. Freddy Méndez Balbas. Flujo en Líneas de Gas y Líquido. Producción de Petróleo para ingenieros Químicos.
10. Petroleum. API Gravity. Disponible en: <http://www.petroleum.co.uk/api>
11. Petrowiki. Oil fluid Properties, Oil Viscosity, Oil Density, Specific Gravity. Disponible en: http://petrowiki.org/Oil_fluid_properties

12. University of Georgia. Characteristics of Crude Petroleum. Disponible en: <http://www.gly.uga.edu/railsback/PGSG/PetroleumCrudeCharacteristics2.pdf>
13. PDVSA. Los Oleoductos. Consulta 10 de enero de 2017. Disponible en: http://www.pdvs.com/PESP/Pages_pesp/aspectostecnicos/transporte/transporte_hidro2.html
14. Ruth Anselmi, Alberto J. Baumeister, Katiuska C. Márquez. INELECTRA. Revisión de los Métodos y Correlaciones para el Análisis en las Líneas de Transporte con Flujo Multifásico. Disponible en: <http://venezuelagas.net/documents/2008-ST-27-spa.pdf>
15. Çengel; Cimbala. Mecánica de Fluidos. Fundamentos y Aplicaciones. 1ra Edición.
16. Incopera. Fundamentals of Heat and Mass Transfer. 7th edition.
17. Yunus A. Çengel, Afshin J. Ghajar. Transferencia de Calor y Masa 4ta Edición
18. Prof. Alvarado, J. ULA. Facultad de Ingeniería Química. El Petróleo: Química y Productos. Disponible en: [http://webdelprofesor.ula.ve/ingenieria/josealvarado/TEMA%201%20\[Modo%20de%20compatibilidad\].pdf](http://webdelprofesor.ula.ve/ingenieria/josealvarado/TEMA%201%20[Modo%20de%20compatibilidad].pdf)
19. Schlumberger. Análisis SARA. Disponible en: http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/sara_analysis.aspx
20. Herrera C. Modelos de Estabilidad de Asfaltenos como Herramienta para Predecir el Daño de Formación en Pozos Productores de Petróleo con Alto Contenido de CH₄, CO₂, O, N₂. Universidad Nacional de Colombia. 2015.
21. J. P. Wauquier. El Refino del Petróleo: Instituto Francés del Petróleo. 1994, Éditions Technip, Paris, France. 2004, edición en español.
22. J. Domínguez. Propiedades Térmicas de Rocas y Fluidos. Documento en línea. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/103362652/Propiedades-Termicas-de-Las-Rocas-y-Los-Fluidos>
23. J. M. Coberán. Introducción a la Convección. Documento en línea. Disponible en: www.upv.es/upl/U0296621.pdf

24. F. J. Bozzo. Determinación de Coeficientes Convectivos en el exterior de evaporadores de refrigeración Mediante Simulación. Chile, 2011.
http://repositorio.uchile.cl/tesis/uchile/2011/cf-bozzo_fm/pdfAmont/cf-bozzo_fm.pdf
25. J. Coronel. Colección de Tablas, Gráficas y Ecuaciones de Transmisión de Calor. Versión 3.6 (septiembre de 2016). Documento en línea. Disponible en:
http://www.esi2.us.es/~jfc/Descargas/TC/Coleccion_tablas_graficas_TC.pdf
26. Valentina Caballero, Jimmy Castillo, María Ranaudo, Héctor Gutiérrez. Estudio De La Cinética De Agregación De Asfaltenos De Crudos Furrial Y Cerro Negro Mediante Dispersión De Luz. Universidad Central de Venezuela. Facultad de Ciencias. Escuela de Química. 2013.
27. Prof. Ramos. Movimiento de Sólidos en Fluidos: Sedimentación. Documento en línea. Disponible en:
http://www3.uah.es/gifa/documentos/FA/Transparencias_FA/tema8_fa.pdf
28. Manejo de Petróleo y Gas en Superficie. Asfaltenos. Documento en línea. Disponible en:
<http://manejodepetroleoygas.blogspot.com/2014/04/asfaltenos.html>
29. Ottaviano Eloy. Evaluación de una Red de Tuberías para el Transporte de Crudo Diluido desde El Bloque Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco hasta Complejo Petroquímico "José Antonio Anzoátegui" Escuela de Ingeniería de Química. Universidad Central de Venezuela. Ciudad Universitaria de Caracas. 2017.
30. Rincón, R., Reyes, E., & Boscán, J. Análisis de alternativas para el transporte de crudo pesado (12,2 °API) a través de líneas de 11 km. (2008, Febrero 12 y 13). I Congreso Internacional de Crudo Pesado. Maturín.
31. Kor, P., & Kharrat, R. Modeling of Asphaltene Particle Deposition from turbulent oil flow in tubing: Model validation and a parametric study. Petroleum. (2016).