



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Métodos de reducción de  
viscosidad y fricción para el  
mejoramiento del transporte de  
crudos pesados por ductos**

**TESINA**

Que para obtener el título de  
**Ingeniero Petrolero**

**P R E S E N T A**

Saúl Sosa Lucero

**DIRECTOR DE TESINA**

M.I. Gilberto Sebastián Barrera



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2024

## **Agradecimientos**

Quiero iniciar estos agradecimientos dedicando este trabajo **a mis padres**, quienes han sido mi mayor inspiración y apoyo a lo largo de esta carrera universitaria y de toda mi vida. A ellos quienes me vieron durante largas noches de desvelo y nunca dejaron de apoyarme, de aconsejarme y alentarme, les dedico con profundo cariño este logro alcanzado que no hubiera sido posible sin todo su respaldo y sacrificios.

Agradezco **a mis queridos hermanos** por su comprensión, ánimo y motivación durante este proceso. Su cercanía y afecto han sido un faro en los momentos desafiantes, pues me han apoyado en todo momento y sé que siempre estarán ahí para apoyarme en lo que necesite.

Mi más sincero agradecimiento **a mis asesores**, al **Dr. Mario Ramírez de Santiago**, a quien me gustaría ofrecer un especial reconocimiento, quien me guío durante mi servicio social en el IMP y fue fundamental para la elaboración de este trabajo, pues sin su apoyo y orientación no hubiera sido posible, así como también al **M.I. Gilberto Sebastián Barrera**, por todo su tiempo y consejos, los cuales fueron claves para poder culminar de manera exitosa este trabajo. Su dedicación y confianza en mi capacidad han sido invaluable.

También deseo reconocer y agradecer a todos **mis profesores** de la facultad por su conocimiento compartido, inspiración y pasión por la enseñanza. Cada uno de ustedes ha dejado una huella significativa en mi formación académica y personal.

Me gustaría también agradecer **a la UOKMZ**, ya que fue una experiencia única, llena de aprendizajes y experiencias, en donde realmente viví una parte de lo que es la maravillosa ingeniería petrolera y que fue mi motivación para seguir preparándome y culminar mis estudios, gracias a todos los que formaron parte, en especial a los ingenieros **Fermín Santiago, Jimmy Humberto y René Miranda** por todo el apoyo y orientación que recibí de su parte.

Agradezco sinceramente a **Alejo Aragón y Oscar Acosta** por su apoyo en la revisión de estilo de este trabajo, sus aportaciones fueron de vitales además de un apoyo más para terminarlo.

Quiero agradecer de corazón **a mis queridos amigos**, pues fueron un motor y una fuente constante de alegría y apoyo durante toda esta etapa, a **Gabriel, Uriel, Melina, Axel**, quienes siempre estuvimos juntos para superar todos los obstáculos que se nos presentaron en la facultad, además de ser unos maravillosos consejeros y grandes personas. Así como también a mis amigos de toda la vida **Marco y Pablo** con los que nunca faltaron las risas, consejos y experiencias. Este logro también es gracias a ustedes.

Finalmente, quiero extender mi agradecimiento **a la Facultad de Ingeniería** por ser mi hogar académico durante estos años. Agradezco sinceramente por todas las enseñanzas, oportunidades de crecimiento y experiencias inolvidables que he vivido aquí. Asimismo, agradezco **a la Universidad Nacional Autónoma de México** por brindarme un entorno excepcional de aprendizaje, descubrimiento y desarrollo personal. La UNAM no solo ha sido mi alma mater, sino también un lugar donde he encontrado inspiración, conocimiento y comunidad.

Estoy profundamente agradecido por todo lo que esta universidad emblemática me ha ofrecido y siempre estaré orgulloso de la que es mi segunda casa.

**“Por mi raza hablará el espíritu”.**

## **Resumen**

En este trabajo de investigación se aborda el desafío del transporte de crudos pesados y extrapesados por tubería, los cuales se clasifican de esta manera de acuerdo con su densidad API y tienen como característica poseer alta viscosidad, lo cual provoca significativas pérdidas de energía por fricción durante su transporte.

Este tipo de aceites son importantes a nivel mundial debido a los volúmenes de reservas que se tienen, puesto que estos superan en más del doble al volumen de reservas de hidrocarburos ligeros convencionales, siendo cerca de 6 trillones de barriles (OECD/IEA, 2005).

México no es la excepción, ya que, de acuerdo con la Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2017-2031, publicada por la Secretaría de Energía, aproximadamente el 61.9% de las reservas 1P de aceite estaban conformadas por crudos pesados y extrapesados.

Para producir este tipo de crudo se requieren mayores cantidades de energía y capital en comparación a los crudos ligeros, a pesar de ello, transportar estos hidrocarburos por tubería es lo más conveniente y económico, sin embargo, se deben de aplicar tecnologías para mejorar las propiedades de flujo de estos hidrocarburos en las tuberías.

En el capítulo 1 de este trabajo se describen las principales características de los hidrocarburos pesados y extrapesados, así como los problemas o retos que pueden presentarse durante su transporte.

El capítulo 2 presenta una recopilación de los métodos que se han desarrollado para transportar este tipo de aceites de manera más eficiente. Estos métodos se dividen en 3 principales categorías: reducción de viscosidad, reducción de arrastre y mejoramiento parcial in situ.

Además, en el capítulo 3 se incluye una evaluación de un algoritmo propuesto por Jiaqiang Jing en 2020 (Jing, y otros, 2020) donde cuestiona la veracidad y confiabilidad de este mediante la replicación de datos experimentales presentados en un artículo, así como el análisis de los modelos propuestos.

Por último, se realizó una descripción detallada del funcionamiento del algoritmo por pasos, así como de las subrutinas y funciones que se utilizaron para la programación del método estudiado en este trabajo, las cuales se pueden encontrar en el capítulo 4.

# Contenido

Introducción.....	6
Justificación .....	6
Objetivo .....	6
Aspectos generales .....	7
Capítulo 1.- Propiedades del aceite pesado .....	10
Capítulo 2.- Métodos de transporte .....	12
2.1 Reducción de viscosidad .....	12
2.1.1 Dilución .....	12
2.1.2 Calentamiento .....	14
2.1.3 Emulsiones aceite en agua O/W .....	17
2.1.4 Reducción del punto de fluidez.....	20
2.2 Reducción de la fricción .....	22
2.2.1 Aditivos de reducción de arrastre .....	22
2.2.2 Flujo Core-Annular .....	25
2.3 Mejoramiento parcial in situ .....	27
2.4 Consideraciones .....	30
Capítulo 3.- Determinación de límites de transporte .....	32
3.1 Pruebas de viscosidad aparente .....	34
3.2 Modelos de viscosidad para emulsiones .....	35
3.3 Modelos de viscosidad para calentamiento.....	36
3.4 Modelos de viscosidad para dilución.....	37
3.5 Determinación de límites .....	37
3.5.1 Verificación del modelo .....	38
3.5.2 Propuestas de mejora .....	43
Capítulo 4.- Programa de cómputo y algoritmo .....	48
4.1 Lenguajes de alto nivel .....	48
4.1.1 Selección del lenguaje a utilizar .....	48
4.2 Algoritmo .....	49
4.3 Subrutinas y funciones.....	51
Conclusiones.....	61
Bibliografía .....	62
Nomenclatura.....	66

Anexos.....	67
Anexo 1 .....	67
Anexo 2 .....	68

# Índice de Figuras

<b>Figura 1:</b> Total de reservas de petróleo del mundo.....	7
<b>Figura 2:</b> Gráfica de producción de hidrocarburos líquidos de México.....	8
<b>Figura 3:</b> Relación entre viscosidad y temperatura para aceites pesados de diferentes yacimientos .....	15
<b>Figura 4:</b> Diferentes tipos de emulsiones.....	17
<b>Figura 5:</b> Surfactante en interfase Agua-Aceite .....	18
<b>Figura 6:</b> Inhibición de la congelación de los cristales de cera con PPD.....	21
<b>Figura 7:</b> Modificación del flujo con Aditivos de Reducción de Arrastre. ....	23
<b>Figura 8:</b> Orientación de los aditivos en el flujo .....	23
<b>Figura 9:</b> CAF estable y CAF con una diferencia de densidades, con un perímetro de contacto C .....	25
<b>Figura 10:</b> Esquema de la configuración de un inyector para formar el flujo core-annular .....	26
<b>Figura 11:</b> Viscosidad de aceite de motor a diferentes temperaturas .....	32
<b>Figura 12:</b> Viscosidad de aceites del campo Bohai LvDa en función del contenido de agua .....	33
<b>Figura 13:</b> Comparación de la viscosidad circulando y con reómetro .....	34
<b>Figura 14:</b> Viscosidad de un aceite pesado en diferentes condiciones .....	34
<b>Figura 15:</b> Gráfica de Viscosidad y su derivada en función de la Temperatura.....	44
<b>Figura 16:</b> Interfaz principal del programa. ....	51
<b>Figura 17:</b> Datos de entrada para subrutina de dilución. ....	52
<b>Figura 18:</b> Criterios iterativos según el modelo de dilución. ....	52
<b>Figura 19:</b> Procedimiento para cuando la dilución no es viable y fin de subrutina para dilución..	53
<b>Figura 20:</b> Criterio de redondeo de techo. ....	53
<b>Figura 21:</b> Modelo de dilución de Cragoe. ....	53
<b>Figura 22:</b> Modelo de dilución de Arrhenius.....	54
<b>Figura 23:</b> Modelo de dilución de Chen. ....	54
<b>Figura 24:</b> Modelo de dilución de Lederer. ....	54
<b>Figura 25:</b> Interfaz para dilución. ....	55
<b>Figura 26:</b> Subrutina para emulsión, viscosidades menores a 2000 mPa·s. ....	55
<b>Figura 27:</b> Criterios iterativos según el modelo de emulsión.....	57
<b>Figura 28:</b> Modelos de emulsión de Barnea & Mizrahi, Jing1 y Jing2. ....	57
<b>Figura 29:</b> Modelos de emulsión de Zhang, Vand y Monson. ....	58
<b>Figura 30:</b> Interfaz para emulsión. ....	58
<b>Figura 31:</b> Subrutina para Calentamiento. ....	59
<b>Figura 32:</b> Combinaciones de métodos posibles. ....	59
<b>Figura 33:</b> Subrutina para selección de métodos.....	60
<b>Figura 34:</b> Subrutina para limpiar datos.....	60

# Índice de Tablas

<b>Tabla 1:</b> Composición de las reservas remanentes de aceite por tipo.....	7
<b>Tabla 2:</b> Producción de hidrocarburos líquidos de México por tipo .....	8
<b>Tabla 3:</b> Clasificación de aceites según su densidad .....	9
<b>Tabla 4:</b> Reducción de arrastre con diferentes agentes en petróleo pesado.....	24
<b>Tabla 5:</b> Comparación de los métodos de transporte.....	30
<b>Tabla 6:</b> Comparación de modelos de inversión de fase con aceites pesados.....	35
<b>Tabla 7:</b> Propiedades básicas y composición de aceites del campo Bohai LvDa.....	38
<b>Tabla 8:</b> Resultados del proceso iterativo con el modelo de dilución .....	40
<b>Tabla 9:</b> Comparación de los valores obtenidos con un modelo en el artículo, validados y actuales de operación .....	42

# Índice de Diagramas

<b>Diagrama 1:</b> Métodos para transporte por tuberías.....	11
<b>Diagrama 2:</b> Mecanismos de acción de los diferentes métodos. ....	11
<b>Diagrama 3:</b> Método combinado de Van den Bosch.....	13

# **Introducción**

## **Justificación**

Los aceites pesados y extrapesados cada vez tienen mayor relevancia para la producción de hidrocarburos en el mundo, debido a que este tipo de aceites constituyen más del doble de las reservas de hidrocarburos ligeros convencionales del mundo, siendo cerca de 6 trillones de barriles (OECD/IEA, 2005).

Para México este tema es de sumamente importante, ya que, de acuerdo con la Prospectiva de petróleo crudo y petrolíferos 2017-2031, publicada por la Secretaría de Energía, aproximadamente el 61.9% de nuestras reservas probadas 1P están constituidas por este tipo de aceites.

Para transportar este tipo de hidrocarburos por tubería se requiere una cantidad de energía alta, así como una inversión considerable, por lo que la investigación sobre los métodos utilizados para poder transportar aceite pesado de manera más eficiente es de suma importancia.

Por tal motivo, en este trabajo se recopiló información sobre los métodos que se utilizan actualmente, además de profundizar en una investigación publicada en el 2020 (Jing, y otros, 2020) en la cual se propone un algoritmo para la selección de las mejores condiciones de operación para el transporte de este tipo de crudo.

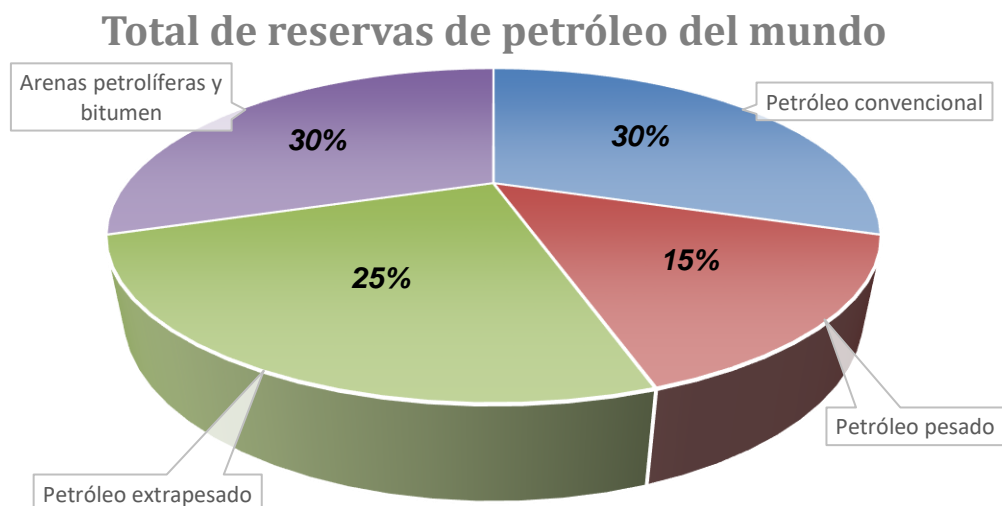
## **Objetivo**

Presentar una recopilación de información acerca de los diferentes métodos comúnmente utilizados para el transporte de crudos pesados y extrapesados por tubería, además de analizar una investigación en la cual se propone un algoritmo para definir los parámetros óptimos de operación y presentar el programa de cómputo desarrollado de acuerdo con dicho algoritmo.

Lo anterior con la finalidad de tener un documento práctico para revisar las técnicas utilizadas y propuestas y poder hacer una comparativa entre las mismas, así como desarrollar una herramienta práctica para la toma de decisiones y el diseño de sistemas de transporte, que permita integrar diferentes modelos y evaluar con el algoritmo propuesto las condiciones de operación.

## Aspectos generales

Las reservas de hidrocarburos pesados y extrapesados a nivel mundial son de cerca de 6 trillones de barriles y constituyen más del doble de las reservas de hidrocarburos ligeros convencionales (OECD/IEA, 2005) como se observa en la **Figura 1**.



**Figura 1:** Total de reservas de petróleo del mundo.  
Fuente: Elaboración propia con información de (OECD/IEA, 2005).

En México las reservas 1P de aceite en el 2017 (Secretaría de Energía, 2017) eran de aproximadamente 7,037.1 [MMbbl] y el 61.9% eran hidrocarburos pesados y extrapesados, además representan el 56.9% de las reservas 2P (12849.5 [MMbbl]) y el 54% de las 3P (19970.3 [MMbbl]) (**Tabla 1**; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**). Es importante mencionar que cerca del 88% de estas reservas se encuentran en las regiones marinas del país.

**Tabla 1:** Composición de las reservas remanentes de aceite por tipo.  
Fuente: Elaboración propia con información de (Secretaría de Energía, 2017).

Reserva	Tipo de aceite	Año			
		2016		2017	
		[MMbbl]	[%]	[MMbbl]	[%]
1P	Extra pesado	772	10%	217.7	3%
	Pesado	3612.1	47%	4135.5	59%
	Total	7640.7	57%	7037.1	62%
2P	Extra pesado	1482.3	12%	473.4	4%
	Pesado	4375.1	36%	6834.9	53%
	Total	12195.1	48%	12849.5	57%
3P	Extra pesado	2767.6	16%	1432.3	7%
	Pesado	5261.7	30%	9351.2	47%
	Total	17510.1	46%	19970.3	54%

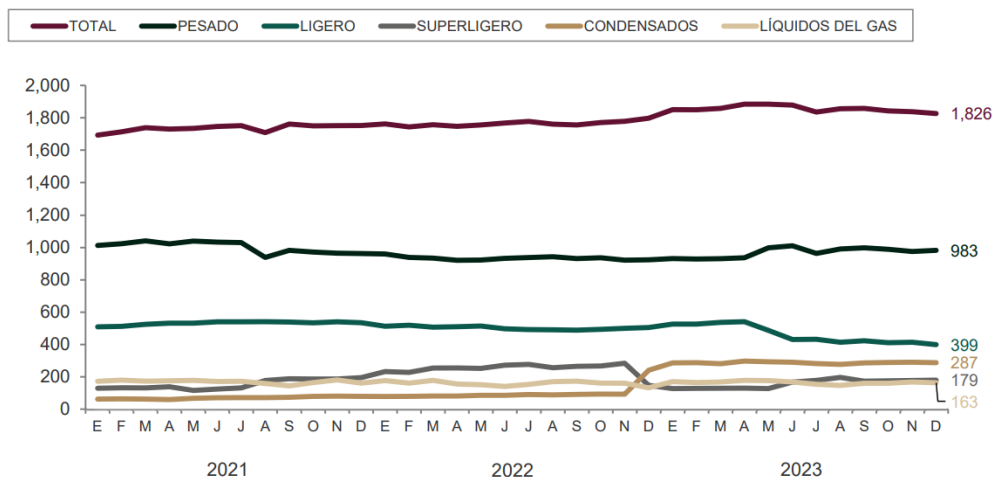
Además, en la **Tabla 2** se observa que este tipo de aceites tienen una relevancia importante en la producción nacional de México, representando aproximadamente el 63% del total de hidrocarburos líquidos producidos en diciembre de 2023 y siendo el 61% del promedio de la



producción por mes de ese mismo año, **Figura 2**, juntando la producción de PEMEX con la de otras empresas que operan en México (socios), la producción promedio mensual es 1,588 Mbd de los cuales 970 Mbd estaban conformados por aceites pesados. (Petróleos Mexicanos, 2023).

**Tabla 2:** Producción de hidrocarburos líquidos de México por tipo.  
Fuente: Extraído de (Petróleos Mexicanos, 2023).

	Total	Petróleo crudo				
		Total (sin socios más condensados)	Total (con socios) <sup>a</sup>	Por tipo		
				Pesado	Ligero	Superligero
2023	2,040	1,855	1,588	970	461	157
Enero	2,041	1,850	1,584	932	526	127
Febrero	2,033	1,849	1,582	929	526	128
Marzo	2,046	1,858	1,597	931	537	129
Abril	2,082	1,884	1,608	937	541	130
Mayo	2,081	1,884	1,611	998	487	127
Junio	2,066	1,878	1,609	1,011	431	167
Julio	2,009	1,835	1,573	964	432	178
Agosto	2,026	1,856	1,602	991	414	196
Septiembre	2,040	1,858	1,593	998	423	173
Octubre	2,023	1,842	1,574	989	411	175
Noviembre	2,025	1,837	1,567	976	414	177
Diciembre	2,010	1,826	1,560	983	399	179



**Figura 2:** Gráfica de producción de hidrocarburos líquidos de México.  
Fuente: Extraído de (Petróleos Mexicanos, 2023).

Para producir estos crudos se requieren mayores cantidades de energía y capital en comparación a los crudos ligeros, debido a que este tipo de aceites no se recuperan en su estado natural, además, generalmente se requiere de calentamiento o dilución durante su transporte.

Estos aceites tienen como características una alta viscosidad, baja movilidad y un contenido de componentes contaminantes (asfáltenos, resinas, metales pesados, azufre y contenido de sales).

Estos aceites producen menores proporciones de productos de alto valor agregado, como el gas LP, gasolina, keroseno y diésel.

Comúnmente se denomina aceite pesado a aquel que tiene una densidad API menor a 20, el World Petroleum Congress los clasifica como aquellos que tienen menos de 22.3° API, aunque el valor en México es de 23° API, mientras que el aceite extrapesado es el que su densidad API es igual o menor a 10 como se puede observar en la **Tabla 3**, dentro de este último tipo de crudo se encuentra el bitumen, la diferencia entre aceite extrapesado y bitumen muchas veces se refiere a la tecnología de explotación.

**Tabla 3:** Clasificación de aceites según su densidad.  
Fuente: Elaboración propia con información de (Santos, y otros, 2014).

Tipo de aceite	Densidad [gr/cm <sup>3</sup> ]	°API
Extrapesado	>1.0	10
Pesado	1-0-0.92	10-22.3
Mediano	0.92-0.87	22.3-31.1
Ligero	0.87-0.83	31.1-39
Superligero	<0.83	>39

Los yacimientos de aceite pesado tienden a tener bajas presiones, debido las bajas relaciones gas-aceite (RGA), lo que resulta en factores de recuperación (FR) más bajos (Wehunt, y otros, 2003). En ocasiones es necesario aplicar métodos de recuperación mejorada de aceite (EOR) para reducir la viscosidad del aceite en el yacimiento y poder producir el aceite remanente.

El transporte de estos hidrocarburos por tubería es lo más conveniente y económico, pero se deben de aplicar tecnologías para mejorar las propiedades de flujo de estos, por lo que el transporte de estos crudos representa un desafío.

En el pasado la producción de aceite pesado y bitumen no era considerado rentable, por los altos costos de producción, transporte, refinación y los bajos precios del mercado, pero la creciente demanda mundial de energía, la declinación de las reservas de aceites ligeros y la abundancia de estos aceites no convencionales han vuelto rentable la explotación de estos recursos.

La incorporación de estos aceites al mercado representa un reto importante y requiere de significantes desarrollos tecnológicos.

## **Capítulo 1.- Propiedades del aceite pesado**

El transporte de aceites pesados y extrapesados continúa siendo un reto importante, debido a que implica cambios en las técnicas de todas las etapas de producción; Canadá y Venezuela son los mayores productores de este tipo de aceites a nivel mundial.

Las características del aceite pesado están atribuidas a un proceso de biodegradación en el cual microorganismos degradan los hidrocarburos ligeros y medianos, haciendo las reservas ricas en compuestos aromáticos. En este proceso se promueve la oxidación del aceite, la reducción de la relación gas-aceite (RGA) y un incremento en la densidad, acidez y viscosidad; Otros mecanismos de formación pueden ser más físicos que biológicos.

Los procesos de recuperación y transporte son difíciles debido a que se requiere mayor energía para superar las altas caídas de presión debidas a las altas viscosidades y movilidades extremadamente bajas.

En el transporte de este tipo de aceites se presentan una mayor cantidad de problemas en comparación de los aceites convencionales, como inestabilidad de los asfáltenos y parafinas ligada a una precipitación gravitacional, alta viscosidad, taponamiento de tuberías, altas caídas de presión, altos contenidos de azufre, sales que estimulan la corrosión o metales pesados como el níquel y el vanadio.

Los asfáltenos son partículas de un elevado peso molecular que contienen moléculas de carbono, nitrógeno, azufre, se consideran que son sólidos que están en suspensión coloidal en el crudo, por lo que al reducir la viscosidad se tienen problemas de precipitación o por el resultado de caídas de presión, cizallamiento y otras condiciones o materiales que alteran la estabilidad de la dispersión.

Las moléculas presentes en los aceites pesados normalmente tienen más de 15 átomos de carbón (Trevisan, y otros, 2006). Los metales están generalmente presentes en forma de sales orgánicas disueltas en el agua emulsionada en el aceite; Los compuestos oxigenados determinan la acidez del aceite.

El análisis SARA es el estudio comúnmente utilizado para describir las fracciones del petróleo, clasifica el crudo a través de una técnica de cromatografía que divide el aceite en 4 principales fracciones: Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfáltenos. Se involucra la polaridad de cada fracción y se usan diferentes solventes y adsorbentes.

Los saturados están compuestos por los hidrocarburos no polares, los aromáticos corresponden a la fracción que contiene uno o más anillos aromáticos; Las resinas y asfáltenos están formados por compuestos de alto peso molecular, las resinas son solubles en hidrocarburos pesados. Los asfáltenos son insolubles en n-alcanos de bajo peso molecular, son solubles en tolueno o benceno.

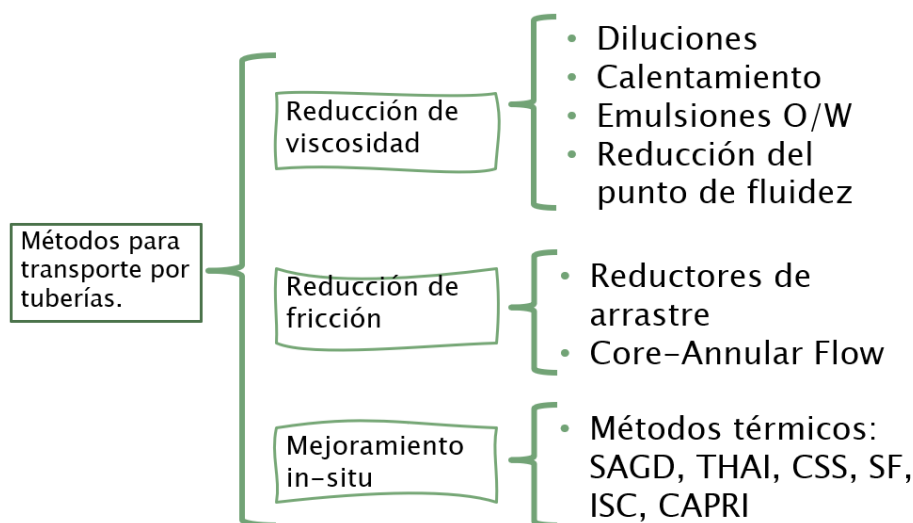
Los asfáltenos y resinas impactan directamente en la recuperación, transporte y refinación, el contenido de asfáltenos es uno de los principales criterios para su proceso.

Aunque no hay una relación directa entre la densidad y la viscosidad, una reducción en los °API es generalmente acompañada con un incremento en la viscosidad.

Para transportar aceites pesados de una manera económicamente rentable, las caídas de presión a lo largo del sistema deben ser reducidas para minimizar la capacidad de bombeo requerida.

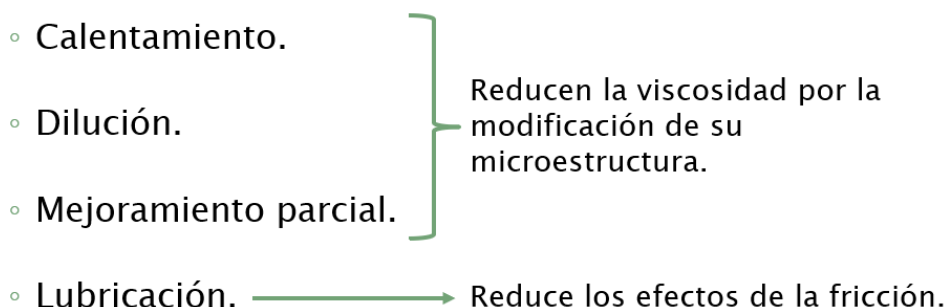
Generalmente 3 diferentes enfoques se usan para el transporte:

- *Reducción de viscosidad:* Por dilución, emulsiones aceite en agua, incremento o conservación de la temperatura o con el uso de depresores del punto de fluidez.
- *Minimización del arrastre:* Adición de aditivos, desarrollo de diferentes tipos de flujo.
- *Mejoramiento in situ:* Producción de crudo sintético con mayor API, menor viscosidad y menor contenido asfáltenos y contaminantes (metales, azufre y nitrógeno).



**Diagrama 1:** Métodos para transporte por tuberías.  
Fuente: Elaboración propia.

El calentamiento, la dilución y el mejoramiento parcial son métodos que reducen la viscosidad del aceite por la modificación de su microestructura.



**Diagrama 2:** Mecanismos de acción de los diferentes métodos.  
Fuente: Elaboración propia.

Poder comprender de manera integral las características de los fluidos y los límites de estabilidad del sistema es crucial para lograr una explotación eficiente, además de mejorar las condiciones de flujo, asegurando el mismo y reduciendo los costos de operación.

## **Capítulo 2.- Métodos de transporte**

En la lucha para transportar aceites pesados y extrapesados de una manera más eficiente y económica, se han desarrollado diferentes métodos de transporte, los cuales se dividen en tres principales grupos, los cuales se describirán detalladamente en este capítulo.

### **2.1 Reducción de viscosidad**

#### **2.1.1 Dilución**

El mezclado o dilución de aceite pesado con un fluido de mezcla o diluyente (siempre de una viscosidad menor) es uno de los métodos utilizados para reducir su viscosidad y mejorar el transporte, usado en la industria petrolera desde la década de 1930 (Hart, 2013).

El uso de diluyentes permite el transporte de grandes volúmenes de aceite pesado, pero se requiere de inversiones en el bombeo y líneas por el incremento de volumen, además en ocasiones, cuando el diluyente no está disponible en cantidades suficientes se tiene la necesidad de separar en algún punto el solvente y regresarlo al sitio de producción.

Los diluyentes más utilizados incluyen a los condensados de gas natural que reducen la viscosidad y la densidad, la nafta que tiene una buena compatibilidad con los asfáltenos, keroseno, aceites ligeros y solventes orgánicos (alcoholes) su uso continúa siendo investigado, pero en la mayoría de los casos esta alternativa sería muy cara por su falta de disponibilidad en el sitio de producción.

La nafta o aceites ligeros son una interesante alternativa al uso de condensados debido a sus altos °API y porque se requieren menores cantidades para obtener un valor aceptable de viscosidad gracias a su naturaleza, sin embargo, pueden provocar floculación y precipitación.

Los condensados o aceites ligeros pueden afectar la estabilidad de la mezcla y causar precipitación de asfáltenos, por lo que la dilución hace más relevantes este tipo de problemas. Se necesita hacer un estudio de compatibilidad para prevenir la precipitación de sólidos.

Con la adición de aceites ligeros o solventes, las pérdidas de presión por fricción son reducidas, principalmente si la temperatura es baja.

La composición del aceite puede afectar la relación solvente-aceite requerida, usualmente una relación del 20-30% de solvente es suficiente para evitar caídas de presión, la literatura indica que la cantidad de diluyentes requerida para el aceite pesado está en el intervalo de 0-20%, mientras que para el bitumen el intervalo es entre el 25-50% aunque estos solo son valores de referencia, para cada caso se deben analizar los límites de dilución óptima.

Sin embargo, no es posible determinar la cantidad de solvente requerida con el uso de reglas simples de mezclado, es decir, los modelos para determinar la viscosidad de las diluciones generalmente son de la forma exponencial, logarítmica o doble logarítmica.

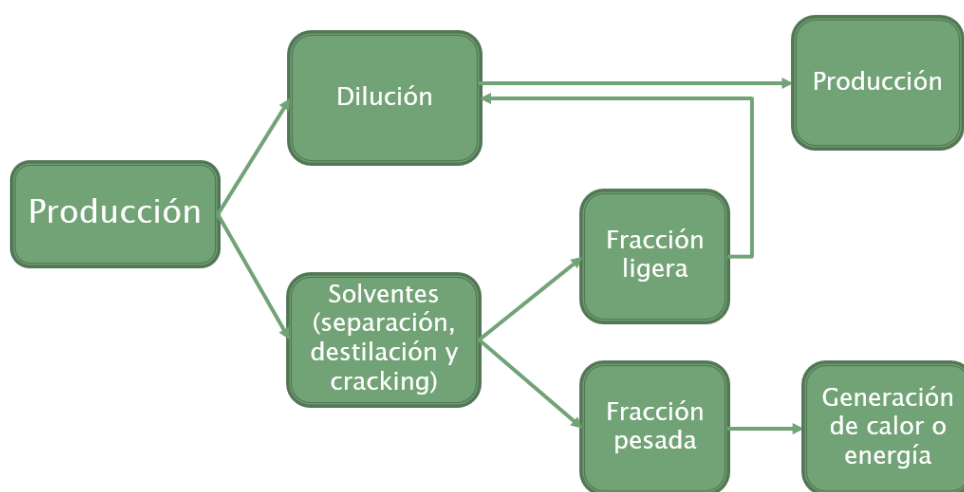
En ocasiones cuando no hay una disponibilidad de solventes el reciclado del diluyente es esencial, lo cual implica el uso de dos tuberías, una para el aceite y otra para el regreso de los diluyentes.

La dilución puede facilitar ciertas operaciones como la deshidratación o la desalación.

El uso de diluyentes podría ser efectivo (con respecto al costo) si los diluyentes son relativamente baratos y están fácilmente disponibles. La mezcla de aceites puede provocar un precio de venta más bajo que el de las fracciones ligeras usadas como solvente, se necesita una evaluación económica para ver la viabilidad del proceso.

### *Métodos de dilución propuestos*

-Van den Bosch (2006) presentó un método combinado de dilución y mejoramiento parcial basado en la producción de solvente in situ, el aceite pesado que se produce se divide en dos, una parte se manda a la producción de solventes y la otra es diluida con las fracciones ligeras obtenidas, mientras que las fracciones pesadas obtenidas se usan para generar calor o energía.



**Diagrama 3:** Método combinado de Van den Bosch.

Fuente: Elaboración propia con información de (Van den Bosch, y otros, 2006).

-Myers (2000) sugiere un método donde primero se calienta el aceite y luego se diluye con nafta o condensados (Myers, y otros, 2000).

Estas técnicas están limitadas por el lugar y la necesidad de refinar in situ.

-Iqbal (2006) presentó una variedad de esquemas que permiten el transporte y proceso de aceites pesados con diferentes contenidos de sales y agua, acidez y gravedad API (menores a 15°) (Iqbal, y otros, 2006).

-Argillier (2006) presentó un método en el que los asfáltenos son precipitados con n-alcanos, si consideramos que los aceites pesados se comportan como una suspensión coloidal viscosa, rompiendo el sistema coloidal, a través de la precipitación de asfáltenos tendremos un efecto definitivo en la viscosidad (Argillier, y otros, 2006), se reducirá por la ausencia de las partículas pesadas de asfáltenos.

-Hénaut (2007) propuso un método que usa dimetil éter (DME) bajo presión como solvente, para ajustar la viscosidad y reducir las caídas de presión, la recuperación de DME en la refinería se lleva a cabo de manera más sencilla a comparación de otros solventes, debido a que se agregó bajo presión (Hénaut, y otros, 2007).

-Gateau (2004) encontró que los solventes polares con pocos enlaces de hidrógeno nos dan una significativa reducción de la viscosidad (Gateau, y otros, 2004). Cuanto mayor sea la polaridad del solvente mayor la reducción de la viscosidad, los solventes con altos enlaces de hidrógeno son generalmente más viscosos que los hidrocarburos.

La cantidad de diluyente determina la viscosidad de la mezcla, Lederer (1933) desarrolló una correlación para estimar la viscosidad que resulta de la mezcla (Lederer, 1933).

$$\log \mu = \left( \frac{\alpha V_o}{\alpha V_o + V_d} \right) \log \mu_o + \left( 1 - \frac{\alpha V_o}{\alpha V_o + V_d} \right) \log \mu_d \quad (1)$$

donde:

- $\mu$  es la viscosidad resultante de la mezcla.
- $\alpha$  es un parámetro empírico con valores entre 0 y 1.
- $V_o$  es la fracción volumen de aceite pesado.
- $V_d$  es la fracción volumen del diluyente.
- $\mu_o$  es la viscosidad del aceite pesado.
- $\mu_d$  es la viscosidad del diluyente.

Existe una relación exponencial entre la viscosidad resultante de la mezcla y el volumen del diluyente, una fracción pequeña de diluyente tiene un gran impacto en la viscosidad.

Shu (1984) propuso una fórmula para determinar el parámetro  $\alpha$  de la mezcla (Shu, 1984).

$$\alpha = \frac{17.04(\gamma_o - \gamma_d)^{0.5237} \gamma_o^{3.2745} \gamma_d^{1.6316}}{\ln \left( \frac{\mu_o}{\mu_d} \right)} \quad (2)$$

donde:

- $\gamma_o$  es la densidad relativa con respecto al agua del aceite pesado.
- $\gamma_d$  es la densidad relativa con respecto al agua del diluyente.
- $\mu_o$  es la viscosidad del aceite pesado.
- $\mu_d$  es la viscosidad del diluyente.

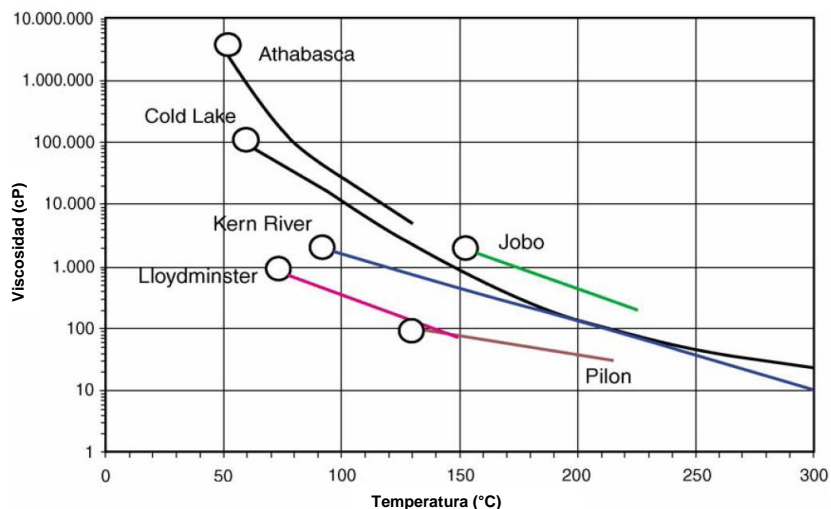
### 2.1.2 Calentamiento

El segundo método más utilizado es el efecto del incremento o conservación de la energía con la que cuenta el sistema.

El principio es conservar la temperatura elevada a la cual se produce el aceite y reducir las pérdidas de energía, a través del aislamiento de las líneas.

En ocasiones se necesita un calentamiento externo por las pérdidas energéticas que se tienen durante el proceso, las cuales resultan en un diferencial de temperaturas. Calentar la tubería produce una considerable reducción en la viscosidad para bajar la resistencia al flujo.

El calentamiento es un medio alternativo para mejorar las propiedades de flujo, impactando principalmente en la viscosidad, como se observa en la **Figura 3**. Un incremento en la temperatura afecta las estructuras macromoleculares, pues las fuerzas de unión entre moléculas se reducen y se pueden obtener partículas más simples, de menor tamaño y peso.



**Figura 3:** Relación entre viscosidad y temperatura para aceites pesados de diferentes yacimientos.  
Fuente: Extraído de (Santos, y otros, 2014).

El requerimiento de energía es elevado y los costos de operación pueden ser muy altos. Además puede implicar el requerimiento de estaciones de precalentamiento o el calentamiento a lo largo de la tubería, para inducir cambios en las propiedades reológicas del crudo. En ocasiones se pueden requerir de varias estaciones de calentamiento, esto incrementa el costo.

El calentamiento nos puede generar problemas, debido a la corrosión interna causada por el incremento de temperatura (Hart, 2013).

-Perry (2007) propuso un nuevo método en donde la temperatura del crudo puede ser controlada variando parámetros del diseño como diámetro, espaciamento entre estaciones, presión de operación y viscosidad (Perry, 2007).

Sólo se aplica este método cuando se está diseñando una nueva tubería de al menos 250 km, con una alta presión. El fluido que puede ser transportado debe ser aceite pesado diluido con hidrocarburos líquidos ligeros de menos de 5 átomos de carbón. El sistema resultante puede tener caídas de presión de hasta 1250 psi entre estaciones, suficiente para generar un efecto de calentamiento por cizallamiento. La temperatura incrementa por la fricción en la bomba y por el calor generado por la fricción del flujo turbulento a altas velocidades.

Algunos diseños de tuberías pueden alcanzar incrementos de temperatura de cerca de medio grado Celsius por cada 15-30 km. Entre más alta la viscosidad del aceite una mayor fricción interna y mayor calor son generados. El efecto de calentamiento por cizallamiento no es visto en aceites medianos y ligeros.



Este método no es viable para tuberías submarinas y en general el costo de operación y de los sistemas de bombeo es alto, además calentar un fluido por fricción puede ser un proceso ineficiente debido a que se degrada la energía mecánica en energía térmica.

Las ecuaciones propuestas para representar la relación de viscosidad y temperatura están basadas en la relación de Eyring (1936), esta ecuación es la precursora de otras varias relaciones exponenciales.

$$\eta = \frac{N h}{V} \exp\left(\frac{\Delta G'}{RT}\right) \quad (3)$$

donde:

- $\eta$  es la viscosidad absoluta.
- $\Delta G'$  es la energía de activación de Gibbs.
- $V$  es el volumen molar.
- $N$  es la constante de Avogadro.
- $h$  es la constante de Planck.
- $R$  es la constante de los gases ideales.

Esta ecuación es para compuestos relativamente simples, por lo que no se utiliza para crudos pesados.

Valores aceptables para el transporte típicamente refieren a la máxima viscosidad de 500 cP (Nuñez, y otros, 1998), debajo de este valor cualquier crudo puede ser económicamente bombeable.

### *Calentamiento eléctrico de tuberías submarinas*

Las propiedades de los aceites pesados y extrapesados (densidad y viscosidad) se vuelven más problemáticas a temperaturas del ambiente marino. La solución para minimizar las pérdidas de energía para distancias pequeñas es aislar las tuberías y mover la producción lo más rápido posible, pero esto se vuelve ineficiente cuando son distancias largas.

En estos casos se requieren altas presiones que se logran con bombas de refuerzo, pero el uso de estas bombas implica un mayor consumo de energía eléctrica y que las tuberías sean las adecuadas para soportar las altas presiones.

Suministrar la energía a las bombas de refuerzo o para un calentamiento es muy difícil, Langner and Bass (2001) propusieron que una alternativa a considerar es el calentamiento eléctrico (Langner, y otros, 2001).

Existen dos configuraciones para el calentamiento eléctrico:

- Single Heated Electrically Insulated Pipeline (SHIP).
- Pipe-in-Pipe: La energía térmica se suministra por medio de la combinación de resistencias eléctricas y efectos magnéticos asociados con la transmisión de una corriente alterna. Es costoso implementarlo y operarlo debido a la complejidad del diseño de la tubería (Martínez, y otros, 2010).

La corriente alterna (AC) tiene varios beneficios sobre la corriente directa (DC) (Bass, y otros, 2000) y es la preferida para estas aplicaciones. La corriente directa aumenta las preocupaciones por corrosión, esto no se ve con la corriente alterna.

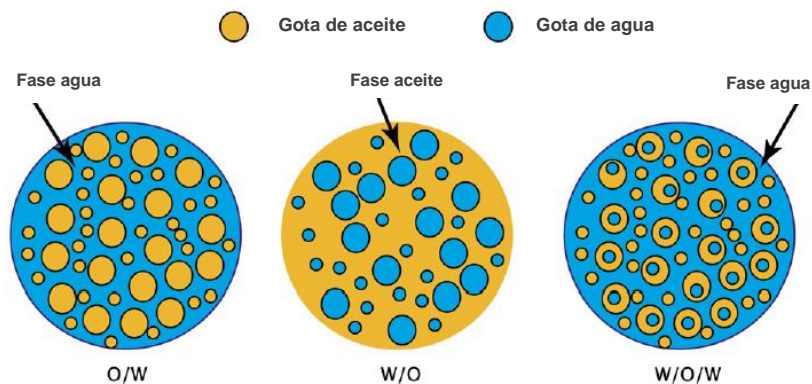
### 2.1.3 Emulsiones aceite en agua O/W

La emulsión es una mezcla de dos líquidos inmiscibles. Puede usarse agua dulce, agua de mar o agua de formación. Las emulsiones no se forman espontáneamente, necesitan energía mecánica para formarse.

El potencial de esta tecnología fue demostrado en Indonesia en 1963 (Ahmed, y otros, 1999), es uno de los más recientes medios desarrollados para transportar aceite pesado.

El método consiste en emulsionar aceite pesado en agua o salmueras y la emulsión resultante es estabilizada con la adición de surfactantes. El aceite se dispersa en el agua en forma de gota, esto produce una reducción de la viscosidad del sistema resultante debido a que la fase continua es agua.

La adición de energía mecánica a 2 líquidos inmiscibles, como el agua y el aceite, puede dar como resultado diferentes tipos de emulsiones, directas, las cuales son las de interés para el transporte de aceites pesados, inversas que generalmente tienen una viscosidad mayor a la de la fase aceite, son perjudiciales y las emulsiones múltiples (**Figura 4**).



**Figura 4:** Diferentes tipos de emulsiones.  
Fuente: Extraído de (Martínez, y otros, 2010).

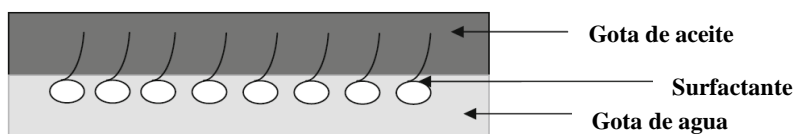
Las emulsiones O/W pueden ser una alternativa al uso de diluyentes o calentamiento.

Para transportar aceite pesado usando emulsiones se involucran 3 etapas:

1. Producir la emulsión O/W: Con el uso de máquinas dispersantes, molinos coloidales u ondas ultrasónicas.
2. Transportar la emulsión formada.
3. Separar la fase aceite del agua: Desemulsificación eléctrica, térmica, química, modificación del pH o adición de solventes.

Los surfactantes usados para estabilizar las emulsiones constan de una región polar (hidrofílica) la cual está en contacto con el agua y una parte no polar (hidrofóbica) en contacto con el aceite.

Estos surfactantes se alojan como una capa en la interfase agua-aceite, como lo muestra la **Figura 5**, reduciendo la tensión interfacial.



**Figura 5:** Surfactante en interfase Agua-Aceite.  
Fuente: Extraído de (Hart, 2013).

El uso de agua de formación en lugar de agua dulce resulta en una tensión interfacial más baja, una menor tensión interfacial facilita la formación de gotas de menor tamaño de la fase dispersa.

Hacer los surfactantes más hidrofílicos permite la reducción de la tensión interfacial, aunque hay que tener cuidado de que el surfactante no sea absorbido por la fase acuosa debido a su alta hidrofiliidad y por ende no se aloje en la interfase aceite-agua.

Los surfactantes y agentes estabilizadores evitan que las gotas crezcan y las fases se separen. Pueden ser solubles en la fase continua, por lo que los agentes surfactantes deben ser primero disueltos en la solución acuosa.

Existe una variedad de técnicas para separar las emulsiones, pero hay que tener en cuenta que la aplicación de algunas de estas no es rentable o es muy difícil aplicarlas en el sitio donde se debe separar.

Es necesario desarrollar surfactantes que puedan formar emulsiones estables y fáciles de romper.

La reología de la emulsión depende principalmente del volumen de aceite dispersado, temperatura, salinidad, pH del agua y la distribución del tamaño de la gota.

La distribución del tamaño de gota depende del tipo de surfactante, la energía del mezclado y la presión. Debemos encontrar la relación del tamaño de gota adecuada, ya que, si el tamaño de gota es muy pequeño o se llegan a valores por encima del 70% de aceite en emulsión, la emulsión será muy estable, pero al mismo tiempo muy viscosa, pueden causar la inversión de la emulsión y tendríamos problemas tanto en el transporte como en la separación de esta, en el caso contrario, con tamaños de gota grandes tendríamos problemas pues las emulsiones se separarían muy rápido o antes de lo deseado.

De acuerdo con la experiencia de un grupo de investigación del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), con pruebas de laboratorio se ha llegado a la conclusión que un tamaño de gota idóneo ronda entre los 20 micrómetros aproximadamente, sin embargo, no es una ley absoluta.

Volver a formar la emulsión (si es que se tuvo el tiempo suficiente para separarse) y reiniciar el transporte después de un cierre de emergencia o paro de la operación no nos da mayores problemas.

Los surfactantes iónicos no forman residuos orgánicos y son fáciles de separar, pero un problema de este tipo de surfactantes es su costo, pues puede llegar a ser elevado.

Los surfactantes comúnmente usados son no iónicos, representan una buena elección porque no son afectados por la salinidad, son relativamente baratos, la emulsión es fácil de separar y no forman residuos orgánicos indeseables.

Los principales retos son el costo y la selección del surfactante, la habilidad para mantener la estabilidad de la emulsión y la facilidad de separar el surfactante del crudo, además, la emulsión puede contener sólidos y gas que incrementan la complejidad del proceso.

La estabilidad de las emulsiones depende de varios parámetros:

- Composición del aceite (moléculas tensoactivas).
- Salinidad y pH del agua.
- Volumen de agua.
- Dispersión del tamaño de las gotas.
- Temperatura.
- Tipo de surfactantes y su concentración.
- Energía de mezclado.

Existen diferentes mecanismos que pueden desestabilizar la emulsión como la maduración de Ostwald, donde las gotas más grandes tienden a absorber a las gotas más pequeñas, la sedimentación o creación de crema debido a la diferencia de densidades y la coalescencia de las gotas.

La viscosidad requerida para el transporte típicamente es alrededor de los 400 cP, se puede alcanzar con solo un 25-30% de contenido de agua (Martínez, y otros, 2010).

La mayor aplicación de emulsiones O/W es el proceso de Orimulsión, que es una emulsión de bitumen en agua, aplicado en Venezuela por PDVSA en 1980. No solo es fácil el transporte, si no también puede ser usado directamente como materia prima para la generación de calor o electricidad. Es un producto orientado a la producción de electricidad y podría ser interesante su desarrollo en países con reservas limitadas de carbón o gas.

Rivas (1998) propuso el uso de las moléculas naturales presentes en el bitumen como surfactantes naturales (Rivas, y otros, 1998). Algunos surfactantes naturales presentes en el crudo son partículas de sílice, arcilla y óxidos de hierro.

Los asfáltenos actúan como surfactantes naturales debido a sus cargas presentes. Se pueden obtener emulsiones más estables si la superficie de las partículas se satura con asfáltenos.

Hayes (1988) propuso el uso de paquetes de surfactantes (Hayes, y otros, 1988) que contenían surfactantes químicos solubles en agua o una combinación con surfactantes biológicos junto con un bio emulsificante.

Las gotas dispersas en la fase continua son estabilizadas a la coalescencia con la presencia de bio surfactantes.

Algunas pruebas de laboratorio muestran una reducción en las pérdidas de presión de hasta el 80%, con emulsiones formadas con fracciones de agua de entre el 60 y 80%.

Las tecnologías de emulsión pueden mejorar la recuperación del aceite residual de campos maduros, con la inyección de agua de baja tensión superficial se aumenta el FR.

En algunos casos, en especial con aceites extrapesados, la formación de la emulsión no ocurre.

### *Emulsiones en ambientes fríos*

Los aceites pesados se pueden transportar eficientemente a través de tuberías aisladas a temperaturas por debajo de los 273.15°K (0°C) en emulsiones de 40-70% aceite en salmueras.

Las emulsiones contienen sal disuelta en el agua en cantidades suficientes para prevenir que se congelen.

Se pueden obtener ventajas económicas pues este método permite transportar gas natural disuelto en la fase aceite de la emulsión.

Está bien establecido que la solubilidad del gas natural en el aceite disminuye conforme la temperatura aumenta, e incrementa cuando la temperatura es baja (Reyes, y otros, 2010).

Las emulsiones frías pueden transportar cantidades significantes de gas natural disuelto. Es una alternativa para evitar la quema de gas cuando son áreas remotas.

Se sugiere que las emulsiones contengan del 0.1-5% de surfactantes (Marsden, y otros, 1972).

La viabilidad del método depende de:

- Concentración de aceite en la emulsión.
- Presión.
- Temperatura.
- Inversión y costos de operación.

Las emulsiones son difíciles de manejar en ambientes fríos por la desestabilización de las fases, el congelamiento o por el incremento de la viscosidad. Se sugiere que la solución acuosa sea una salmuera con un alto contenido de sal y se acompañe con el uso de depresores del punto de congelación, aunque hay que tener cuidado con los problemas de corrosión interna que nos ocasionaría el uso de salmueras para las emulsiones.

Gregoli y Olah (1992) propusieron el uso de los surfactantes comunes (no iónicos) complementados con el uso de goma Xantana (bio polímero) para mejorar la estabilidad de la emulsión (Gregoli, y otros, 1992).

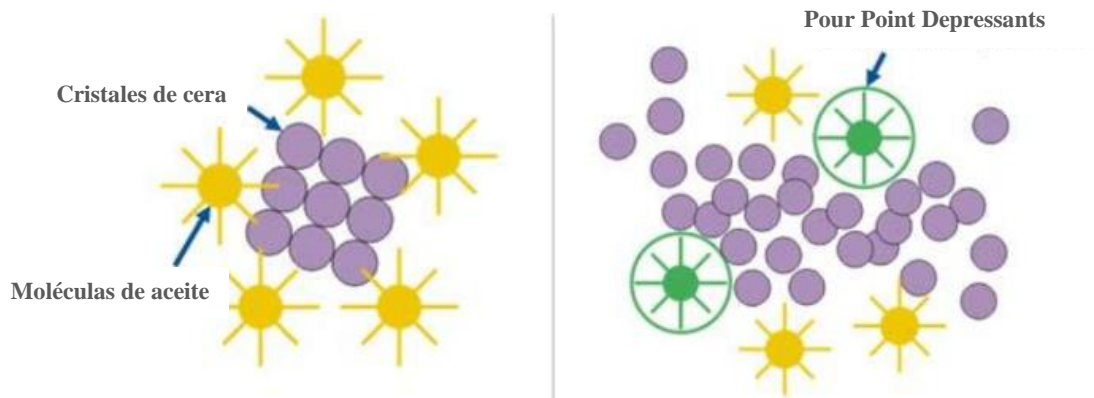
Es necesario considerar los costos asociados a la ruptura de la emulsión y otros procesos futuros.

#### 2.1.4 Reducción del punto de fluidez

Los aceites pesados se pueden describir como suspensiones coloidales, donde los asfáltenos son el soluto y la fase líquida son los saturados, aromáticos y las resinas.

La precipitación y agregación de macromoléculas de asfáltenos contribuyen a la alta viscosidad y densidad. Suprimiendo este efecto vamos a ayudar a mejorar las propiedades de flujo.

Una alternativa para reducir los problemas de fluidez es la utilización de depresores del punto de fluidez (Pour Point Depressants PPD), también conocidos como modificadores de los cristales de ceras, los cuales son aditivos químicos que afectan la nucleación, adsorción y solubilidad de las ceras (Ver **Figura 6**).



**Figura 6:** Inhibición de la congelación de los cristales de cera con PPD.  
Fuente: Extraído de (Noria Corporation, 2022).

El punto de fluidez es la temperatura más baja a la cual un líquido empieza a fluir sin una fuerza externa que actúe sobre él.

La modificación de la cristalización de ceras ayuda a bajar el punto de fluidez, viscosidad y el esfuerzo de fluencia. La cristalización depende del clima, la composición, temperatura y presión durante el transporte.

Algunos polímeros son descritos como PPD, estas sustancias son capaces de actuar en los cristales de cera y alterar el crecimiento y las características superficiales de los cristales, reduciendo la tendencia de formar cristales grandes y la adherencia a las superficies de metal.

Es extremadamente difícil transportar aceites con parafinas en climas fríos, el decremento de la temperatura causa el crecimiento de cristales, por lo que es importante bajar el punto de fluidez para asegurar el flujo a temperaturas bajas. Debemos asegurar un punto de fluidez bajo.

Existen varios métodos para minimizar las causas deposición de parafinas y asfáltenos. El uso de inhibidores poliméricos se considera una alternativa atractiva. La adición de copolímeros inhibe el fenómeno de deposición y estabiliza el transporte.

Para superar los problemas de la formación de cristales, se utilizan depresores de punto de fluidez, los cuales contienen un grupo de cadena larga (que es insertado en el cristal) soluble en aceite y otra parte de la estructura polar (existe en la superficie de la cera y reduce el tamaño del cristal) (Deshmukh, y otros, 2008).

De estudios realizados en aceites ligeros y pesados de México sobre las propiedades reológicas que se tienen al usar PPD, se ha encontrado que el punto de fluidez es disminuido alrededor de 10-20°C con la adición de estireno o acetato de vinilo (copolímeros) (Castro, y otros, 2008).

## 2.2 Reducción de la fricción

El arrastre, la fricción en la pared de la tubería y las caídas de presión son más grandes con aceites pesados y extrapesados que los observados en aceites ligeros o medianos.

La fuerza de arrastre es el resultado de esfuerzos en la pared de la tubería debido al cizallamiento del fluido, ocasionando caídas de presión.

Uno de los métodos de reducción del arrastre consta de una técnica de lubricación basada en la formación de un patrón de flujo bifásico. El transporte lubricado se basa en un fenómeno natural en el cual la fase menos viscosa migra a la región de alto cizallamiento cerca de la pared de la tubería (Santos, y otros, 2014).

Las técnicas comúnmente usadas incluyen aditivos de reducción de arrastre y la inducción de un flujo denominado core-annular flow (CAF), reducen el arrastre variando la velocidad como un amortiguador de las turbulencias cercanas a la pared.

La mayoría de los estudios centran su atención principalmente en reducir la viscosidad, de acuerdo con la Ley de viscosidad de Newton, el arrastre depende de la viscosidad y el perfil de velocidad.

### 2.2.1 Aditivos de reducción de arrastre

La adición de aditivos para reducir el arrastre se ha convertido en otra tecnología utilizada para el transporte de crudos pesados y extrapesados por tuberías.

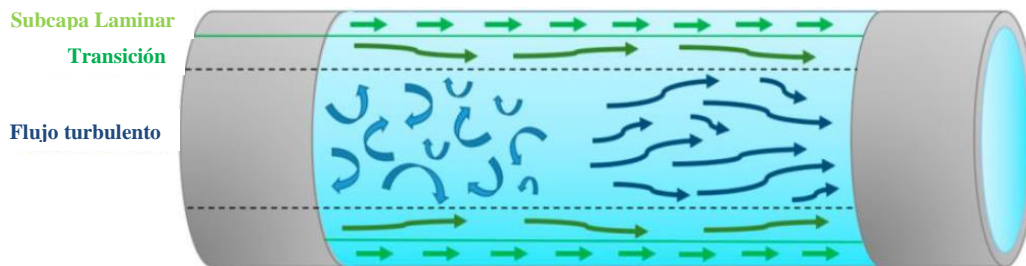
El transporte es comúnmente realizado en regímenes de flujo turbulento. El alto arrastre en flujos turbulentos es causado por los remolinos formados durante el transporte.

El uso de estos aditivos es solo para cuando tenemos un flujo turbulento, ya que, si no hay turbulencia no hay arrastre.

Las altas pérdidas por fricción causan muchas pérdidas de energía, los aditivos de reducción de arrastre ayudan a reducir la fricción cerca de las paredes de la tubería, mediante la división del flujo turbulento en 3 capas (Krasnov, y otros, 2020):

- La primera capa es la interfase entre el flujo y la pared interna de la tubería, en esta capa el flujo es laminar.
- La segunda capa actúa como una zona de amortiguamiento, donde surgen y se disipan los vórtices.
- La tercera capa es el núcleo del flujo, aquí el flujo es turbulento y es por donde se transporta la mayor parte del líquido.

En la **Figura 7** se puede observar la división en capas del flujo turbulento como se describió anteriormente.



**Figura 7:** Modificación del flujo con Aditivos de Reducción de Arrastre.  
Fuente: Extraído de (Krasnov, y otros, 2020).

La reducción del arrastre es vital para la conservación de energía y la alta eficiencia de transporte.

Cuando se requieren altos gastos, la deformación del fluido es alta y los esfuerzos cortantes incrementan, por lo que se debe aplicar más presión para superar estas pérdidas de energía. Las especificaciones de las tuberías limitan la cantidad de presión que se puede emplear.

Para obtener un gasto mayor, se pueden incorporar aditivos de reducción de arrastre para suprimir el crecimiento de remolinos turbulentos a través de la absorción de la energía cinética.

Los aceites pesados se pueden diluir o calentar para generar un flujo transición donde el uso de reductores de arrastre puede ser importante para retrasar el inicio de remolinos.

El flujo turbulento y la reducción del arrastre son difíciles en los aceites pesados y extrapesados debido a la alta viscosidad y que el flujo es generalmente laminar.

Toms (1948): Observó que se podía obtener una reducción del arrastre de cerca del 30-40% gracias a la adición de un polímero (metacrilato de metilo) a un flujo turbulento de monoclorobenceno (Toms, 1948).

Los aditivos de reducción de arrastre se clasifican en 3 principales categorías:

- Polímeros
- Fibras
- Surfactantes

Las fibras y los polímeros se orientan en la dirección principal del flujo, desplegándose en largas cadenas moleculares ayudando a restablecer el flujo laminar, como muestra la **Figura 8**, estos aditivos suprimen el crecimiento de remolinos turbulentos, por lo que ayudan a reducir la fricción. Esto resulta en una alta tasa de flujo a una presión de bombeo constante.



**Figura 8:** Orientación de los aditivos en el flujo.  
Fuente: Extraído de (Krasnov, y otros, 2020).



Para el caso de los polímeros, las siguientes propiedades influyen en su desempeño:

- Peso molecular
- Degradación por cizallamiento
- Solubilidad
- Estabilidad con el calor, luz y agentes químicos y biológicos

Milligan (2008) propuso el uso de polímeros con alto peso molecular (Milligan, y otros, 2008), la reducción de arrastre está en el intervalo del 28-36%, son por mucho los más eficientes, pero son susceptibles a la degradación por cizallamiento.

La **Tabla 4** muestra el desempeño en el porcentaje de reducción de arrastre y se observa una mejora significativa en comparación con los productos comerciales, los cuales no lograron ninguna reducción del arrastre en aceites pesados.

**Tabla 4:** Reducción de arrastre con diferentes agentes en petróleo pesado.  
Fuente: Extraído y Modificado de (Milligan, y otros, 2008).

Producto	Concentración (ppm)	Reducción de arrastre (%)
LP 300	187	0
Polímero A	50	28.5
	100	39.5
Polímero B	50	28.8
	100	36.7

Polímeros con un alto peso molecular actúan como una capa intermedia entre el fluido y el interior de la pared para reducir las pérdidas de energía causadas por la turbulencia, son los aditivos de reducción de arrastre más eficientes.

Obstrucciones en la tubería pueden cizallar el polímero y reducir su efectividad. La reducción del arrastre incrementa con tuberías de diámetro y rugosidad pequeños.

Los polímeros comerciales no actúan bien en aceites pesados o con alto contenido de asfaltenos. La solubilidad de los aditivos en el aceite es un requerimiento clave.

Los surfactantes son menos eficientes que los polímeros, pero su ventaja es que reducen el arrastre a velocidades por encima del esfuerzo cortante crítico, el esfuerzo cortante con el cual desaparecen las micelas, además tienen la habilidad de reestructurar y reasumir su capacidad de reducción de arrastre cuando el esfuerzo cortante disminuye.

Las dificultades incluyen la tendencia del aditivo de separarse cuando se almacenan las suspensiones poliméricas, la dificultad de disolver aditivos en el aceite y problemas de degradación por cizallamiento. Además, determinar la dosis requerida para mantener una caída de presión constante es un desafío.

### 2.2.2 Flujo Core-Annular

Otro método para reducir las caídas de presión es desarrollar un flujo core-annular (CAF).

La idea principal es tener alrededor de un núcleo de aceite una película delgada de agua o solvente cerca de la pared del tubo, que actúe como lubricante manteniendo la presión de bombeo, el agua o el solvente fluye como un anular.

La caída de presión total es similar a la del agua en movimiento, se encontró (Bensakhria, y otros, 2004) que con el flujo core-annular se reducen cerca del 90% las caídas de presión, ya que, la fricción del aceite en este caso es con el agua y no con la tubería directamente.

El requerimiento de agua o solvente está en el intervalo del 10-30%, esto implica que las caídas de presión dependen ligeramente de la viscosidad del aceite y mayormente de la viscosidad del agua o lubricante.

Una de las limitaciones es la capacidad de lograr flujo core-annular estable y completo.

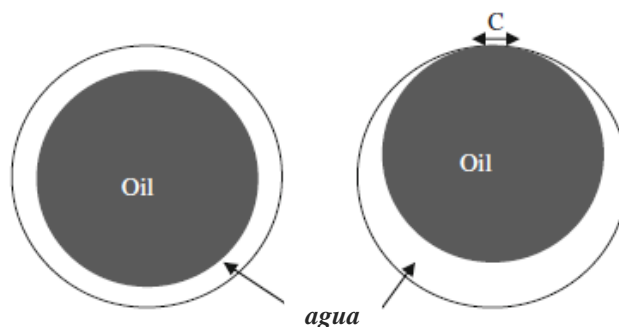
Isaacs and Speeds (1904) mencionaron la posibilidad de transportar fluidos viscosos a través de la lubricación con agua (Isaacs, y otros, 1904), pero el transporte comercial no inició hasta 1970.

El régimen de flujo core-annular es uno de los que se observa cuando tenemos dos fases, los regímenes posibles dependen de:

- La densidad.
- La tensión superficial.
- La tasa de corte.
- La inyección de fluidos.

Se tiene una gran estabilidad si los líquidos tienen densidades similares, son inmiscibles y no forman emulsiones.

Cuando la diferencia entre la densidad del agua y el aceite es alta, la fuerza de flotación produce un movimiento radial, que empuja al núcleo hacia la pared superior de la tubería (**Figura 9**).



**Figura 9:** CAF estable y CAF con una diferencia de densidades, con un perímetro de contacto C.  
Fuente: Extraído de (Hart, 2013).

La velocidad de flujo y la inestabilidad capilar debida a la tensión superficial rompen el núcleo, formando una estratificación. Se ha observado experimentalmente (Hart, 2013) que incrementando la velocidad y con aceites más viscosos se mejora la estabilidad del núcleo.

Si se asume un flujo core-annular estable y bien centrado, las caídas de presión se pueden calcular con la siguiente ecuación:

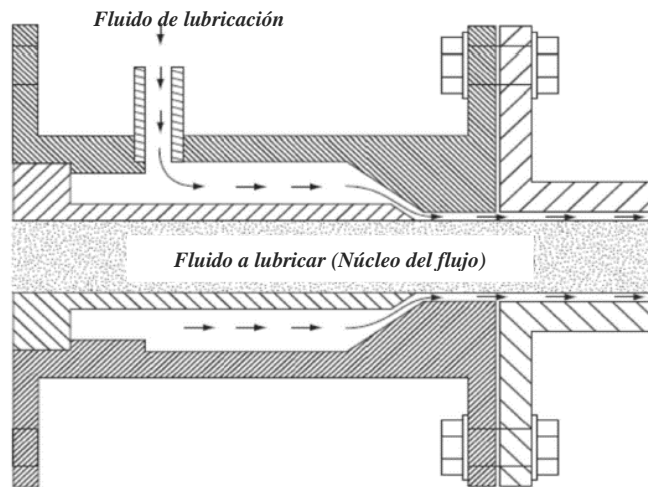
$$\frac{\Delta P}{L} = \frac{Q}{\frac{\pi}{8} \left[ \frac{R^4}{\mu_w} + R_s^4 \left( \frac{1}{\mu_o} - \frac{1}{\mu_w} \right) \right]} \quad (4)$$

donde:

- $\Delta P/L$  es la caída de presión total en [Pa/m].
- $Q$  es el gasto total en [ $m^3/s$ ].
- $R$  es el radio de la tubería en [m].
- $R_s$  es el radio del núcleo de aceite en [m].
- $\mu_w$  es la viscosidad dinámica del agua en [Pa\*s].
- $\mu_o$  es la viscosidad dinámica del aceite en [Pa\*s].

Poettmann (1975) sugiere la inyección repetida de un anillo anular de una solución micelar para reducir el arrastre (Poettmann, 1975), este sistema micelar contiene surfactantes, hidrocarburos y agua que se puede mantener en la pared de la tubería.

Chilton and Handley (1958) propusieron un sistema con inyección de agua (similar al mostrado en la **Figura 10**) y unidades de extracción y para minimizar el requerimiento de agua (Chilton, y otros, 1958), la inyección se lleva a cabo en varios puntos alrededor de la circunferencia del tubo.



**Figura 10:** Esquema de la configuración de un inyector para formar el flujo core-annular.  
Fuente: Extraído de (Hart, 2013).

La adición de químicos como sodio en el agua incrementa la habilidad de esta de adherirse al tubo.

Broussard (1976) desarrolló una solución a los problemas que se generaban al pasar el flujo a través de bombas para aumentar la presión, consistía en agregar más agua u otros líquidos menos viscosos después de bombear para permitir el flujo central de la emulsión resultante, después la emulsión es rota con altas fuerzas de corte (Broussard, y otros, 1976).

Se requiere atención en cómo va a estabilizarse el patrón de flujo para el transporte comercial, además en los problemas que causaría la interrupción de la operación.

Algunos de los problemas involucrados son:

- Mantener la estabilidad en distancias largas.
- Taponamiento y corrosión de las paredes del tubo.
- Sedimentación o incrustación de aceite en la tubería debida a un cambio en la mojabilidad del sistema.
- Dificultades para restablecer el flujo en caso de un paro inesperado.

Zagustin (1988) propuso un proceso para restablecer el flujo. Primero se bombea un fluido de baja viscosidad, este flujo se incrementa hasta alcanzar la velocidad crítica requerida para desarrollar el flujo anular. Luego el flujo de aceite inicia en la entrada de la tubería y se incrementa gradualmente (Zagustin, y otros, 1998b). Este incremento de presión es mucho menor a los picos observados en otros casos.

La aplicación más importante es el proyecto de Shell en California, que consta de 38.6 km de tubería y opera con un 30% de agua del volumen total, el cual operó por 12 años con un gasto de 24,000 barriles por día (Soliman, 2019).

La otra aplicación comercial se llevó a cabo en Venezuela en una tubería de 55 km de largo, la cual transportaba aceite con una densidad API de 9.6°, desde San Diego hasta Budare.

## 2.3 Mejoramiento parcial in situ

Se ha tenido la necesidad de incorporar un mejoramiento in situ con métodos EOR. El mejoramiento in situ es logrado durante la aplicación de métodos de recuperación térmicos.

Estos procesos inducen la reducción de la viscosidad por medio de la aplicación de calor en el yacimiento.

El mejoramiento parcial hace al aceite menos viscoso sin alterar sus características de refinación, con el uso de procesos para modificar la proporción relativa de los hidrocarburos, ya que es debido a la separación térmica de moléculas pesadas en moléculas más pequeñas.

El aceite es retenido en el yacimiento principalmente por las fuerzas capilares, gravitacionales y viscosas. La interacción relativa entre estas fuerzas puede ser medida con el número capilar y la relación de movilidad.

El número capilar involucra la relación entre las fuerzas capilares y viscosas que actúan a una escala de poros.

$$Ca = \frac{\eta \cdot v}{\gamma} \quad (5)$$

donde:

- $\eta$  es la viscosidad.
- $v$  es la velocidad promedio en un poro.
- $\gamma$  es la tensión interfacial.

Entre más alto sea el número capilar, se tendrá una mejor movilidad, siendo este valor altamente afectado por la tensión interfacial.

La relación de movilidad se refiere a la relación entre las viscosidades de dos fluidos distintos, derivada del parámetro  $\lambda$ , la cual surge de la ecuación de Darcy, para flujo de fluidos en medios porosos, la cual se puede definir de la siguiente manera:

$$\lambda = \frac{k}{\mu} \quad (6)$$

donde:

- $k$  es la permeabilidad del medio poroso.
- $\mu$  es la viscosidad del fluido.

Cuando el flujo en el medio poroso es de una sola fase, la permeabilidad  $k$  será la permeabilidad absoluta, mientras que para cuando se tienen más de dos fases, la permeabilidad que se debe utilizar es la permeabilidad efectiva al fluido ( $k_o, k_w, k_g$ ).

Por lo tanto, la relación de movilidad queda definida de la siguiente manera:

$$M = \frac{\lambda_2}{\lambda_1}. \quad (7)$$

En la relación de movilidad:

- $\lambda_1$  se refiere a la viscosidad del fluido que se está desplazando.
- $\lambda_2$  se refiere a la viscosidad del fluido inyectado.

La relación de movilidad (M) es un parámetro importante en los procesos de desplazamiento, clasifica la estabilidad del desplazamiento. Valores de M mayores a 1 refieren a una desfavorable relación de movilidad, mientras que valores menores a 1 son favorables.

El mejoramiento parcial se prefiere con respecto al mejoramiento total por los costos. La meta principal es mejorar la calidad del aceite o de los residuos incrementando su valor en el mercado.

Es usualmente realizado en dos etapas, la primera llamada hydrocracking, que es la ruptura de moléculas con hidrógeno a altas presiones, formando estructuras más simples y la segunda llamada hydrotreating, el cual consiste en la hidrogenación sin romper estructuras y para remover impurezas.

El método para utilizar depende del valor del producto y del análisis SARA, los asfaltenos y las resinas presentan el mayor impacto en la selección del método, además de las características de la roca.

Se crea un nuevo crudo sintético o syncrude mediante reacciones químicas que incluyen la adición de materiales como catalizadores para generar crudo con mayor API, menor viscosidad y menor contenido de asfaltenos y contaminantes.

Los métodos EOR son métodos que se aplican para reducir la saturación residual de aceite después de la recuperación primaria y secundaria, en el pasado llamado recuperación terciaria.

El proceso de mejoramiento usa efectos químicos, térmicos y propiedades del comportamiento de fase para reducir o eliminar las fuerzas capilares, diluir o cambiar la movilidad.

Estos procesos se dividen en 4 principales categorías:

- Control de la movilidad
- Recuperación térmica
- Desplazamiento miscible
- Barrido químico

Los métodos EOR más utilizados son:

- In-Situ Combustion (ISC)
- Cyclic Steam Stimulation (CSS)
- Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD)
- Toe-to-Heel Air Injection (THAI)
- Catalytic upgrading Process In-Situ (CAPRI)

De los métodos de recuperación, para aceites pesados y extrapesados los métodos térmicos son los más exitosos y son los que han sido más ampliamente estudiados y por lo tanto son los más avanzados.

Los métodos térmicos mejoran la recuperación principalmente por la reducción de la viscosidad del aceite y por el mejoramiento de la relación de movilidad.

Dentro de ellos el CSS es especialmente prometedor, aunque los factores de recuperación logrados se pueden considerar bajos (entre el 20-40%) en comparación con otros métodos térmicos. En este método se utiliza una técnica conocida como “huff and puff” para volver al pozo inyector un pozo productor.

Los métodos más exitosos para mejorar el flujo modifican la microestructura del aceite, rompiendo térmicamente las moléculas pesadas para generar moléculas más ligeras.

El Steam Flooding (inyección continua de vapor), el barrido de aceite puede tener un factor de recuperación del 60%. Mientras que con el método SAGD se pueden alcanzar factores de recuperación del 55%.

La combustión in situ, en algunos casos, se usa para proporcionar un mejoramiento in situ.

El desplazamiento miscible consiste en inyectar un fluido que se disuelve o se mezcla con el aceite, los fluidos comúnmente utilizados son solventes orgánicos, surfactantes, aditivos químicos y polímeros.

En este tipo de procesos no existe una interfase entre los fluidos desplazados y desplazantes. Para asegurar la miscibilidad es necesario mantener el sistema bajo condiciones de presión mayores a la mínima presión de miscibilidad.

La aplicación de CO2 como fluido de inyección ha sido ampliamente utilizado y está bien establecido como un método de recuperación de aceite, esta técnica puede ser efectiva para producir aceite pesado frío.

El barrido químico engloba la inyección de soluciones químicas especiales como fluido desplazante, están usualmente compuestas por surfactantes, polímeros y compuestos alcalinos para reducir la relación de movilidad y para incrementar el número capilar.

Los surfactantes pueden interactuar con la roca del yacimiento y cambiar su mojabilidad. Las poliacrilamidas y polisacáridos son los polímeros más utilizados en EOR.

## 2.4 Consideraciones

La **Tabla 5** muestra una comparativa de los diferentes métodos utilizados en el transporte de aceites pesados y extrapesados

**Tabla 5:** Comparación de los métodos de transporte.  
Fuente: Extraído y modificado de (Sanierte, y otros, 2004).

	Calentamiento	Dilución	Mejoramiento	Emulsiones	Flujo core-annular
Diámetro de tubería requerido	Normal	Grande	Normal	Grande	Normal
Corrosión	Potencial	Normal	Normal	Potencial	Potencial
Inversiones adicionales	Normal (calentadores)	Alto (sistema de retorno del diluyente)	Alto (Refinería de campo)	Normal/Alto	Normal/Alto
Problemas ambientales	Fuente de electricidad	Ninguno en específico	Ninguno en específico	Separación y tratamiento del agua	Tratamiento del agua

← Soluciones tradicionales →
← Soluciones por desarrollar →

Con la aplicación de estas tecnologías se busca mejorar:

- La facilidad de operación
- Confiabilidad
- Costo
- Infraestructura
- Mantenimiento del equipo
- Calidad del crudo

Es importante tener en consideración los siguientes aspectos:

- La composición y propiedades fisicoquímicas del aceite a transportar
- La logística regional
- La infraestructura actual
- Las limitantes operacionales
- Las distancias
- Calidad del crudo
- Costos asociados al mantenimiento y operación
- Aspectos legales
- Impacto ambiental

Se deben conocer y comprender las características y comportamiento del aceite que se quiere ser transportado al ser diluido, emulsionado o calentado, para poder dar una solución tanto técnica como económicamente efectiva.



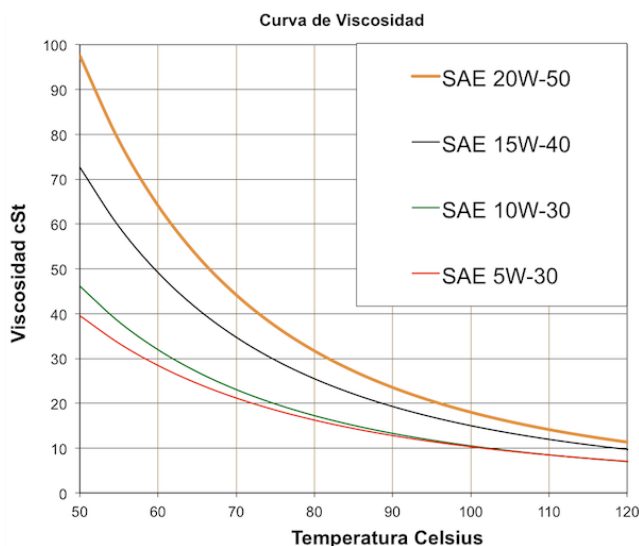
## Capítulo 3.- Determinación de límites de transporte

¿Cómo transportar de manera económica y racional aceites pesados? Esta es una de las preguntas que sigue representando un gran reto para las compañías petroleras, pues se tiene como objetivo poder transportar la mayor cantidad de aceite pesado o extrapesado al menor costo posible, para poder maximizar las ganancias. Por lo tanto, la eficiencia en la determinación de los límites de transporte es crucial para lograr una explotación óptima de los recursos.

La selección del método apropiado y de las condiciones de operación para el transporte de aceite pesado requiere una comprensión integral de las características de los fluidos, principalmente de la viscosidad, así como también de los límites de estabilidad del sistema.

La viscosidad del aceite crudo o de las mezclas de aceite se puede modificar con la temperatura, la relación de dilución y el contenido de agua con la que se formula una emulsión. Por esta razón es necesario definir las mejores condiciones de operación, además, se mejoran las condiciones de flujo y se minimizan los costos de operación.

Un ejemplo de cómo influye la determinación de las mejores condiciones de operación es que cuando la temperatura del sistema alcanza un cierto valor, el cambio de la viscosidad con la temperatura es muy pequeño, como se observa en la **Figura 11**. Determinar con precisión la temperatura de operación óptima es el punto clave para la reducción de la viscosidad y para minimizar los costos por consumo de energía.

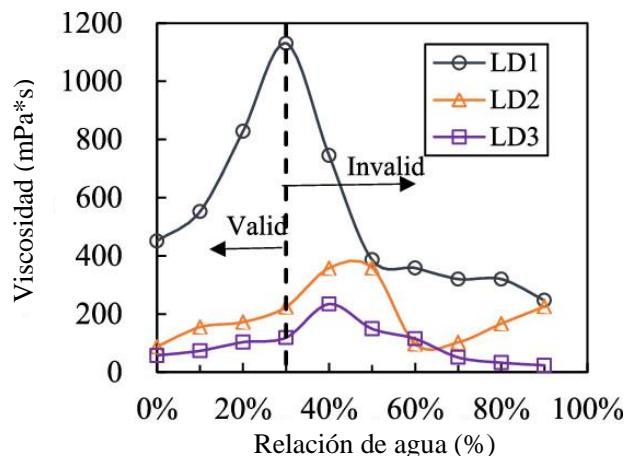


**Figura 11:** Viscosidad de aceite de motor a diferentes temperaturas.  
Fuente: Extraído de (Widman, Desconocido).

Las mediciones de viscosidad tienen una mayor fiabilidad que los valores calculados, por lo que se deben establecer modelos confiables para el cálculo de la viscosidad de la mezcla, con los cuales se puede reducir el trabajo experimental y mejorar la eficiencia de trabajo.

El mezclado con agua es uno de los principales métodos utilizados, Jing (Jing, y otros, 2016) llevó a cabo experimentos de flujos bifásicos altamente viscosos y encontró que las caídas de presión están fuertemente influenciadas por la temperatura, fracción de agua y la velocidad de la mezcla.

En procesos de mezclado con agua generalmente la viscosidad primero incrementa, hasta alcanzar un pico máximo y posterior a ello finalmente decrece (ver **Figura 12**). Este efecto está principalmente relacionado con el punto de inversión de fase.



**Figura 12:** Viscosidad de aceites del campo Bohai LvDa en función del contenido de agua.  
Fuente: Extraído de (Jing, y otros, 2020).

¿Cómo reducir la viscosidad mientras se asegura la producción mínima de agua? Es uno de los objetivos de esta investigación.

El punto de inversión de fase es el proceso en el que un líquido de una dispersión cambia de ser la fase continua a ser la fase dispersa, se puede identificar por medio de la transición de una emulsión W/O en una emulsión O/W o viceversa.

El mayor punto de viscosidad se asume que es en el punto de inversión de fase y corresponde al contenido de agua presente en la mezcla.

En el artículo *“Determination of the Transportation Limits of Heavy Crude Oil Using Three Combined Methods of Heating, Water Blending and Dilution”* se propone un método para determinar límites operativos y para correlacionar la temperatura, el contenido de agua y la relación de dilución.

Además, con datos experimentales establecieron un modelo para la predicción del punto de inversión de fase, el cual muestra una buena correlación de los datos experimentales con los datos obtenidos con el modelo, teniendo una desviación estándar del 2.85%, lo que indica que los resultados son relativamente precisos.

El propósito principal es determinar el método de transporte de crudos pesados y extrapesados, para lo cual se estableció un conjunto de diagramas de decisión simples.

Se analizó la tendencia del cambio de la viscosidad aparente a diferentes contenidos de agua.

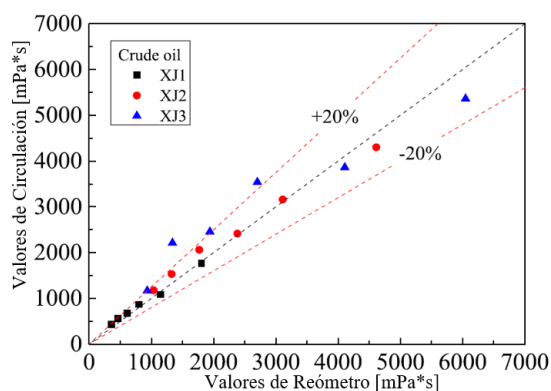
Se seleccionaron los modelos más apropiados para la predicción de la viscosidad de aceites pesados con diferentes parámetros.

### 3.1 Pruebas de viscosidad aparente

La viscosidad aparente de las emulsiones incrementa gradualmente con el incremento de la fracción de agua, esta tendencia de crecimiento es relativamente estable a bajas fracciones de agua ( $\leq 30$  wt%). Además, al incrementar el contenido de agua, la mezcla se vuelve más densa y las partículas de agua gradualmente se vuelven más grandes.

Cuando el porcentaje de agua es mayor que el punto de inversión de fase, el agua se precipita y se adhiere a las paredes, ocasionando un fenómeno de resbalamiento que tiende a reducir la viscosidad aparente de la mezcla.

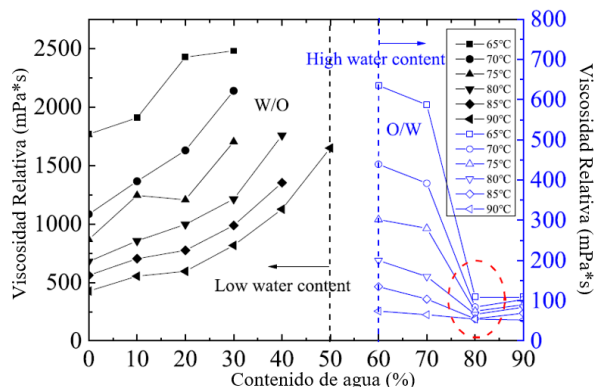
La **Figura 13** muestra que la desviación entre la viscosidad aparente de las pruebas de circulación y las pruebas con reómetro es menor del  $\pm 20\%$ , esto prueba que los resultados de las pruebas de circulación son confiables. La viscosidad aparente se calculó con las caídas de presión experimentales.



**Figura 13:** Comparación de la viscosidad circulando y con reómetro.  
Fuente: Extraído de (Jing, y otros, 2020).

A medida que la viscosidad del aceite incrementa, es más difícil llevar a cabo los experimentos cerca del punto de inversión.

Cuando el contenido de agua de una emulsión es mayor al 80%, el incremento en la temperatura y en el contenido de agua tiene un mínimo efecto en la viscosidad (Ver **Figura 14**).



**Figura 14:** Viscosidad de un aceite pesado en diferentes condiciones.  
Fuente: Extraído de (Jing, y otros, 2020).

La viscosidad aparente aumenta con el incremento del contenido de agua desde el 0% hasta el punto de inversión de fase, donde alcanza su valor más alto y decrece bruscamente con el continuo incremento del contenido de agua. Cuando el contenido de agua es cercano al punto de inversión de fase, la viscosidad aparente incrementa cerca de 3 veces (Jing, y otros, 2020).

La viscosidad aparente de emulsiones W/O es mayor a la de las emulsiones O/W, en adición a ello, decrece rápidamente con el incremento de agua cuando las emulsiones son de la forma O/W.

Se pudo concluir que la viscosidad del aceite pesado tiene una gran influencia en la viscosidad aparente de la mezcla, los aceites pesados tienen un contenido óptimo de agua y que el punto de inversión de fase del mismo tipo de aceite tiene un cambio muy pequeño con la temperatura.

Los modelos de predicción del punto de inversión de fase encontrados en la literatura no son aplicables para aceites pesados. Por lo que Jing (Jing, y otros, 2020) estableció un nuevo modelo basado en datos experimentales, el cual indica que la relación entre la viscosidad y el punto de inversión de fase se puede calcular con:

$$N = 17.647\mu_{50}^{0.1042} \quad (8)$$

donde:

- $N$  es el punto de inversión de fase en [%] de agua.
- $\mu_{50}$  es la viscosidad del aceite pesado a 50 °C en [mPa\*s].

La **Tabla 6** muestra resultados obtenidos con este nuevo modelo en diferentes tipos de aceites.

**Tabla 6:** Comparación de modelos de inversión de fase con aceites pesados.  
Fuente: Extraído y modificado de (Jing, y otros, 2020).

Muestras	Punto de inversión de fase [%]			
	Valor Experimental	Arirachakaran	Decarre & Fabre	Modelo Nuevo
XJ1	43	8.59	19.93	43.26
XJ2	51	1.97	16.31	49.93
XJ3	52	0.92	15.79	51.08
LD1	36	13.6	22.65	38.82
LD2	32	24.6	30.74	30.59
LD3	29	26.88	32.53	29.11
Desv. Estándar		61.17	40.75	2.85

### 3.2 Modelos de viscosidad para emulsiones

Cuando el porcentaje de agua es más grande que un determinado valor, la viscosidad no tiene un gran cambio si el porcentaje continúa incrementando.

Con bajos contenidos de agua los valores calculados no son completamente consistentes con los valores medidos.

Cuando la viscosidad del aceite es relativamente baja el modelo de Jing2 tiene una gran precisión en la predicción. Cuando la viscosidad incrementa, los valores calculados con el modelo de Jing1 (Jing, y otros, 2019) gradualmente se aproximan a los valores medidos.

El modelo de Jing2 (Jing, y otros, 2019) se utilizará en este trabajo para predecir la viscosidad aparente de crudos pesados con bajos contenidos de agua del 0-30%:

$$\mu_m = \mu_{50} e^{(-0.378 \ln \mu_{50} + 4.9003) \phi_w} \quad (9)$$

donde:

- $\mu_m$  es la viscosidad resultante de la emulsión en [mPa\*s].
- $\mu_{50}$  es la viscosidad del aceite pesado a 50 °C en [mPa\*s].
- $\phi_w$  es el contenido de agua en fracción [adim].

El modelo de Wen (Wen, y otros, 2016) es el que se adoptó en esta investigación para predecir la viscosidad de crudos pesados con contenidos de agua altos entre el 65-90%.

$$\mu_m = [\mu_o(1 - \phi_w) + \mu_w \phi_w](1 - c_m) + \mu_w \left[ 1 + \left( \frac{\mu_w + 2.5\mu_o}{\mu_w + \mu_o} \right) (\phi_o + \phi_E) \right] c_m \quad (10)$$

donde:

- $\mu_m$  es la viscosidad resultante de la emulsión en [mPa\*s].
- $\mu_o$  es la viscosidad del aceite en [mPa\*s].
- $\mu_w$  es la viscosidad del agua en [mPa\*s].
- $c_m$  es el coeficiente de mezcla [adim].
- $\phi_w$  es la fracción de agua [adim]
- $\phi_o$  es la fracción de aceite [adim]
- $\phi_E$  es la fracción de agua emulsionada [adim].

### 3.3 Modelos de viscosidad para calentamiento

Los modelos de viscosidad de Hoissain, Naseri y Elsharkawy-Alikhan, presentados en el artículo estudiado (Jing, y otros, 2020 pág. 2) predicen viscosidades más altas que las medidas, el modelo de Alomair da resultados demasiado pequeños comparados con los reales.

Estos modelos están basados en datos experimentales de aceites de baja viscosidad, además, están en función de los grados API, pero medir la densidad de aceites pesados es difícil debido a la alta viscosidad y poca fluidez. Este error en la medición de la densidad provoca la obtención de valores erróneos de viscosidad.

El modelo de Jing (Jing, y otros, 2019) no considera la influencia de los grados API en el cálculo y usa directamente la viscosidad del aceite a 50 °C. Este modelo es apropiado para temperaturas entre 40-90 °C.

Se utilizará el modelo de Jing (Jing, y otros, 2019) para calcular la viscosidad de aceites pesados a diferentes temperaturas:

$$\mu_m = 0.0469\mu_{50}^{3.4971}T^{(-0.637\ln\mu_{50}+0.7573)} \quad (11)$$

donde:

- $\mu_m$  es la viscosidad resultante de la mezcla calentada en [mPa\*s].
- $\mu_{50}$  es la viscosidad del aceite pesado a 50 °C en [mPa\*s].
- $T$  es la temperatura a la cual se va a calentar en [°C].

### 3.4 Modelos de viscosidad para dilución

En este trabajo se utilizará el modelo de Cragoe (Cragoe, 1933) para predecir la viscosidad a diferentes relaciones de dilución:

$$\mu_m = 5 \times 10^{-4} \exp\left(\frac{1000 \ln 20}{L_m}\right)$$

$$L_m = X_1 L_1 + X_2 L_2 \quad (12)$$

$$L_i = \frac{1000 \ln 20}{[\ln \mu_i - \ln(5 \times 10^{-4})]}$$

donde:

- $\mu_m$  es la viscosidad obtenida con la dilución en [mPa\*s].
- $X_1$  y  $X_2$  son las fracciones del aceite y del diluyente [adim], su suma debe ser igual a 1.
- $L_1$  y  $L_2$  son parámetros adimensionales [adim] que dependen de la viscosidad del aceite pesado y ligero respectivamente.

Se seleccionó este modelo debido a que se realizaron comparaciones de datos obtenidos con diferentes modelos con datos experimentales y el modelo de Cragoe fue el que tuvo un error relativo menor de en promedio el 11.11%.

### 3.5 Determinación de límites

Para transportar aceites de alta viscosidad, usualmente es necesario combinar los métodos de dilución, calentamiento y mezclado con agua.

La metodología de cálculo de los límites de transporte (**Anexo 1**) es la siguiente:

1. Calcular el punto de inversión de fase del aceite pesado, basado en la viscosidad del aceite crudo a 50°C y determinar si el contenido de agua del aceite es bajo o alto.
2. Dilución con aceite ligero: Cuando se cumplen las condiciones de que el contenido de agua del aceite pesado y ligero es bajo, se puede agregar aceite ligero para reducir la

viscosidad. Cuando el porcentaje de agua del aceite ligero y pesado es relativamente grande, el método de dilución no es económicamente viable.

3. Mezclado con agua: El contenido de agua mínimo se determina dependiendo de la viscosidad de la mezcla. Se obtiene la relación óptima de mezclado.
4. Calentamiento: La temperatura óptima de operación, se ajusta usando el parámetro de estimación establecido en el artículo.

$$\mu_m < 1000 \text{ mPa} \cdot \text{s}$$

$$\frac{|\mu_{k+1} - \mu_k|}{\left[|\mu_{k+1} - \mu_k|\right]} < 0.2 \quad (13)$$

donde:

- $\mu_m$  es la viscosidad de la mezcla.
- $\mu_k$  y  $\mu_{k+1}$  son viscosidades obtenidas con los modelos seleccionados, donde el subíndice k indica el porcentaje de diluyente, agua o una temperatura, este es un proceso iterativo desde k=0 hasta k=100.

### 3.5.1 Verificación del modelo

Para verificar la efectividad de predicción de resultados del método propuesto en el artículo (Jing, y otros, 2020), se realizó la comparación de los resultados obtenidos, con los parámetros actuales de operación de una tubería con longitud de 15.9 km del campo Bohai LvDa.

En la **Tabla 7** se muestran algunas propiedades de muestras de aceites de este campo.

*Tabla 7: Propiedades básicas y composición de aceites del campo Bohai LvDa.  
Fuente: Extraído de (Jing, y otros, 2020).*

Muestras	LD1	LD2	LD3
Viscosidad del aceite deshidratado a 50 °C [mPa*s]	1930	196	122
Densidad a 20 °C $\left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3}\right]$	961.3	922.5	918.4
°API	15.7	21.9	22.6
Asfáltenos [%]	0.87	1.89	1.93
Resinas [%]	25.34	13.81	12.79
Ceras [%]	5.27	14.32	17.64

Los resultados mostrados en el artículo tienen una buena correlación con los parámetros actuales de operación, además, se realizó la réplica de los resultados mostrados para poder validar estos datos.

Como primer paso de esta validación se consultaron los artículos originales en los que se publicaron los diferentes modelos matemáticos propuestos en el artículo (Jing, y otros, 2020),

esto con la finalidad de poder tener un mejor entendimiento de para qué es que fueron creados, las unidades a utilizar en cada uno de ellos y además ver en donde se pueden aplicar.

Para la parte de los modelos de predicción de viscosidad de diluciones con aceites ligeros se realizó la consulta de los modelos de Arrhenius y Chen (Chen, y otros, 1983), los cuales fueron útiles para poder hacer una comparación con los resultados obtenidos con el modelo de Cragoe (Cragoe, 1933), el cual se seleccionó para utilizar con este método propuesto por Jing.

Además de esto, se realizó la consulta de los modelos de Lederer y Shu (Shu, 1984), pero estos modelos no se utilizaron para la comparación de resultados pues el modelo de Shu requiere de los datos de densidad específica de los aceites, datos que no se tenían disponibles.

En lo que respecta a los modelos de calentamiento, se revisaron los modelos de Elsharkawy & Alikhan (Elsharkawy, y otros, 1999), Naseri (Naseri, y otros, 2005), Hossain (Hossain, y otros, 2005) y Alomair (Alomair, y otros, 2014), los cuales únicamente quedaron como complemento en una hoja de cálculo realizada, ya que estos modelos están en función de la gravedad API del aceite crudo, pero en aceites de alta viscosidad es difícil medirla con precisión, por lo que se pueden cometer desviaciones en los resultados fácilmente.

Por el contrario, el modelo seleccionado a utilizar con el método de calentamiento fue el modelo de Jing (Jing, y otros, 2019), el cual mostró una buena correlación con los resultados obtenidos de manera experimental, el cual está en función de la viscosidad del aceite pesado a 50 °C.

Los modelos revisados para calcular la viscosidad de emulsiones parten de una ecuación lineal descrita por Einstein (Einstein, 1911), a partir de este modelo se derivaron distintos modelos polinómicos, en los cuales solo varían los coeficientes de las ecuaciones, pero los resultados obtenidos muestran una buena correlación, algunos de los modelos revisados fueron los de Vand (Vand, 1945) y Monson (Monson, 1938).

Por otro lado, no fue posible realizar la validación del modelo de Wen debido a que el artículo no proporciona los datos requeridos para el cálculo de la viscosidad de la emulsión con altos contenidos de agua.

Para continuar con la validación de los datos presentados en el artículo estudiado, se realizó una investigación acerca de uno de los operadores matemáticos que aparecen en el criterio para establecer las condiciones óptimas de operación:

$$\frac{|\mu_{k+1} - \mu_k|}{\lceil |\mu_{k+1} - \mu_k| \rceil} \quad (14)$$

Este operador matemático se presenta como unos corchetes con solo la parte superior, de ahí precisamente se deriva su nombre y se les denomina corchetes de techo, los cuales son indicadores de una función denominada función de techo (Weisstein) o de redondeo superior.

Dicha función se utiliza para redondear cualquier número al entero inmediato superior, o en este caso al entero que da de realizar la siguiente operación:  $10^n$ , donde n es el número de dígitos antes del punto decimal del resultado de la diferencia de viscosidades.

El redondeo se lleva a cabo para tener una medida porcentual del cambio de las viscosidades obtenidas al evaluar los modelos seleccionados con distintos valores de la variable



independiente, por ejemplo, en el caso de las diluciones, cambia en un 1% el volumen de diluyente a utilizar.

Al obtener un cambio mínimo en las viscosidades con el incremento ya sea de la cantidad de diluyente, agua o temperatura y cumplir con el criterio propuesto por los autores, se habla de que se alcanzó un límite óptimo de operación.

Para clarificar cómo funciona el redondeo con las funciones de techo y cómo es que se cumple el criterio propuesto en el artículo estudiado, se presenta el siguiente ejemplo con los resultados obtenidos:

**Tabla 8:** Resultados del proceso iterativo con el modelo de dilución.  
Fuente: Elaboración propia.

<i>Iteración</i>	$X_l$ [adim]	$X_h$ [adim]	$L_m$ [adim]	$\mu_m$ [mPa*s]	<i>Criterio</i> [adim]
k=67	0.67	0.33	201.33	1449.24	0.20290
k=68	<b>0.68</b>	0.32	201.52	<b>1429.27</b>	<b>0.19973</b>

En la **Tabla 8**, la segunda columna corresponde a la fracción de aceite ligero o diluyente de la mezcla, la tercera a la fracción de aceite pesado, la cuarta es de un parámetro que involucra las viscosidades y fracciones de ambos aceites, la quinta columna corresponde a la viscosidad de la mezcla obtenida con el modelo seleccionado y por último la sexta columna es del criterio propuesto en el artículo.

La Tabla 8 muestra que en la iteración 68 el criterio se cumple, alcanzando un valor menor a 0.2, este valor se obtiene haciendo la diferencia entre las viscosidades obtenidas en las iteraciones número 67 y 68, el resultado de esta operación es de 19.973 [mPa\*s], por lo tanto, el valor de  $n=2$ , ya que, es el número de cifras antes del punto decimal, siguiendo con el proceso, la siguiente operación a realizar es  $10^2 = 100$ . Finalmente, el criterio propuesto queda de la siguiente manera:

$$\frac{|\mu_{k+1} - \mu_k|}{\lceil |\mu_{k+1} - \mu_k| \rceil} = \frac{|1429.27 - 1449.24|}{\lceil |1429.27 - 1449.24| \rceil} = \frac{19.973}{100} = 0.19973 \quad (15)$$

De las operaciones realizadas se puede concluir por lo tanto que la cantidad de diluyente necesaria es del 68%, con el cual obtendríamos una viscosidad de la mezcla de 1429.27 [mPa\*s].

Uno de los inconvenientes encontrados con esta propuesta de criterio de optimización es que el valor de 0.2 que se debe de alcanzar es un valor el cual no está fundamentado, es un parámetro arbitrario, el cual se debería de justificar y modificar en caso de ser necesario.

Otro de los problemas encontrados, es que, en el caso de cumplirse los requerimientos para aplicar una dilución con un aceite más ligero y posteriormente cumplir con el criterio propuesto (como en el ejemplo pasado), la decisión de si se debe agregar agua para realizar una emulsión que disminuya la viscosidad de la mezcla no tiene justificación, la condicional en el diagrama de

flujo (**Anexo 1**) al final del proceso de dilución es arbitraria, no nos propone un parámetro para saber si hacer o no una emulsión.

Siguiendo con el proceso de validación de datos, una vez alcanzado las condiciones de dilución y queriendo aplicar los modelos para emulsiones, se observó que los modelos de emulsiones no funcionaban de una manera como se esperaba, primero hay que tener claro que los modelos de emulsiones muchas veces dan como resultado una viscosidad relativa:

$$\frac{\mu_e}{\mu_c} \quad (16)$$

donde:

- $\mu_e$  es la viscosidad de la emulsión.
- $\mu_c$  es la viscosidad de la fase continua.

Esta viscosidad relativa es necesario multiplicarla por el valor de la viscosidad de la fase continua correspondiente, teniendo en cuenta el punto de inversión de fase y por lo tanto el cambio en la fracción de la fase dispersa, la cual actúa como variable independiente en los distintos modelos de emulsiones utilizados.

Una vez obtenida la viscosidad correspondiente a la emulsión, se observó que los valores cuando se tienen emulsiones de O/W son muy bajos debido a la baja viscosidad de la fase continua, en este caso el agua, por lo que se concluyó que los modelos no estaban respondiendo de una manera físicamente adecuada.

Se intentó probar con otros modelos, los cuales no se habían propuesto en el artículo estudiado, pero que de igual manera se derivan de la ecuación propuesta por Einstein, uno de ellos fue el modelo de Barnea & Mizrahi (Barnea, y otros, 1976), el cual integra dos parámetros con los cuales se pueden ajustar los datos obtenidos con los que se midieron experimentalmente, siempre y cuando el modelo dé como resultado datos que sean física y matemáticamente coherentes, por ejemplo, obtener la viscosidad del aceite pesado cuando se tiene 0% de agua y alcanzar la viscosidad del agua cuando se tiene 0% de aceite en la emulsión.

Otro de los métodos propuestos para tener valores coherentes en la emulsión O/W fue integrar un factor de ajuste en la ecuación de Jing (Jing, y otros, 2019), con el cual se puede modificar la forma de la curva y con eso poder alcanzar los valores que presenta el artículo como resultado, cumpliendo de igual manera con la coherencia física y matemática.

De estas dos formas se pudieron replicar de manera satisfactoria los resultados mostrados en el artículo referente a la parte de emulsiones.

Otro punto importante es que, al obtener una viscosidad con dilución menor a los 2000 [mPa\*s], el proceso iterativo para emulsiones no es necesario llevarlo a cabo, solamente se considera que la cantidad óptima de agua a utilizar es un 10% más que el porcentaje en el cual se tiene la inversión de fases, asegurando así una emulsión de aceite en agua.

Esto puede deberse a que con modelos matemáticos es difícil predecir la viscosidad de las emulsiones cerca de la región de inversión de fases, los modelos no replican de manera adecuada las viscosidades, ya que se considera una región de transición, la cual se puede

comportar como una región bicontinua, es decir, las dos fases se consideran continuas o es muy difícil saber cuál de las dos es la fase continua en esa región.

Continuando con el proceso de validación, al tratar de replicar los resultados del calentamiento mostrados en el artículo, se observó que se tiene una diferencia importante en los datos obtenidos por los autores y los datos obtenidos aplicando el criterio iterativo que se muestra en la ecuación (14).

A pesar de obtener la misma viscosidad a la temperatura que los autores consideraron como óptima (lo que indica una correcta aplicación del modelo), el criterio no cumplía si no hasta 13 °C por arriba de lo que indican los autores.

Por último, se llevó a cabo la programación del método iterativo descrito por Jing (Jing, y otros, 2020) en Visual Basic, esto para poder automatizar el proceso y reducir los tiempos de cálculo de los parámetros, así como se diseñó una interfaz sencilla e ilustrativa en la cual se pueden ingresar los datos de entrada y te muestra los datos de salida, dicha interfaz se muestra en el **Anexo 2**.

Al hacer un análisis de los resultados mostrados en el artículo, con los resultados obtenidos con la validación y los datos de operación de campo, se puede observar una buena respuesta del método analizado, teniendo resultados similares con la parte de dilución y emulsiones, mientras que con la parte del calentamiento se tiene una variación entre los datos, pero de igual forma concuerdan bien con los datos de operación del campo.

Estos resultados se muestran en la **Tabla 9** en forma de resumen:

**Tabla 9:** Comparación de los valores obtenidos con un modelo en el artículo, validados y actuales de operación.  
Fuente: Extraído y modificado de (Jing, y otros, 2020).

	$X_I$ [%]	$\mu_m$ [mPa · s]	$\phi_w$ [%]	$\mu_e$ [mPa · s]	T [°C]	$\mu_m$ [mPa · s]
Artículo	68	1430	47.7	414.2	40	772
Validación	68	1429.268	47.62	414.2	53	323.95
Actual	67	1457	50		41–55	844

En la primera columna se muestra el porcentaje requerido de diluyente o aceite ligero, la segunda columna corresponde a la viscosidad obtenida con la dilución, la tercer columna corresponde a la cantidad de agua requerida para realizar la emulsión, la cuarta columna nos indica la viscosidad de la emulsión obtenida con la cantidad de agua indicada en la columna anterior, la quinta y sexta columna corresponden a la temperatura de operación obtenida, así como la viscosidad de la mezcla a dicha temperatura.

Se puede observar que se necesita un porcentaje considerablemente alto de diluyente, se debe hacer el análisis económico de la viabilidad de esta dilución, pues el valor del diluyente baja, así como su calidad al hacer este tipo de diluciones.

De igual manera, se observa en los resultados obtenidos con la validación, que el incrementar la temperatura provocará una disminución muy baja de la viscosidad de la mezcla, menor a los

100 [mPa\*s], se debe analizar si con la disminución de la viscosidad resultante de la emulsión es suficiente, pues el valor alcanzado con este método ya es aceptable para realizar el transporte.

### 3.5.2 Propuestas de mejora

Uno de los objetivos de esta investigación es poder hacer una propuesta de mejora para el método presentado en el artículo de Jing (Jing, y otros, 2020), ya que se observó que hay aspectos que se pueden complementar para lograr desarrollar un método más integral.

Entre las principales propuestas a considerar, es que, el método pueda utilizar varios modelos matemáticos y que el usuario pueda seleccionar el que considere que brinda los mejores resultados dependiendo del tipo de aceite que se quiera transportar, tanto en la parte de dilución, emulsificación y calentamiento.

En la propuesta actual se utilizaron los modelos que presentaban un mejor ajuste a los datos experimentales obtenidos por los investigadores con aceites de campos de China, lo que limita la aplicación para otro tipo de aceites con diferentes características, por ejemplo, una mayor viscosidad o una composición diferente hablando específicamente de los resultados del análisis SARA.

Para este caso se propone implementar en el programa listas desplegables con los modelos disponibles para utilizar, lo que además nos brinda una facilidad para comparar los resultados entre cada modelo y poder observar la similitud de resultados entre modelos y con los datos experimentales, pues el programa está pensado para ser una forma de cálculo amigable y eficaz en lo que respecta al tiempo, teniendo como prioridad ser fácil de manejar para el usuario.

Se observa que el criterio propuesto para definir las condiciones de operación óptimas, al replicar los resultados tiene consistencia con la parte de dilución, pero con los resultados obtenidos en la parte de calentamiento tiene una variación de varios grados centígrados, lo que en el caso práctico tendría un fuerte impacto en la parte tanto económica como técnica, ya que implicaría una mayor inversión en infraestructura, generación de energía y mantenimiento, debido a que se estaría manejando una mezcla de aproximadamente 13 °C mayor.

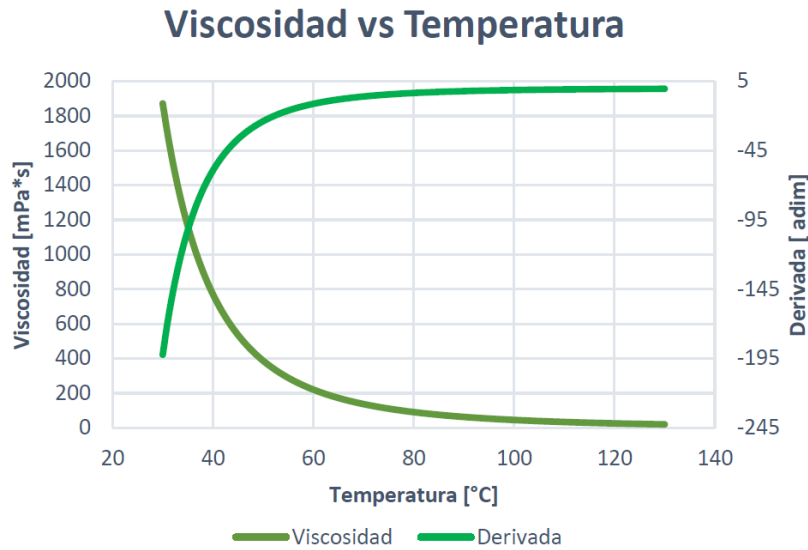
Derivado de la inconsistencia en los resultados replicados y de la falta de justificación en la utilización de las funciones de techo y en el valor arbitrario de 0.2, el cual puede estar relacionado con un porcentaje de la cifra a la cual se está redondeando la diferencia con las funciones de techo, como criterio para detener el método iterativo, se propone buscar otra alternativa de criterio para seleccionar las condiciones de operación óptimas.

Siguiendo el principio planteado en el criterio de las funciones de techo, donde se busca hacer un análisis del cambio de viscosidades que se tienen al incrementar ya sea el porcentaje de diluyente, contenido de agua o la temperatura de operación, se propone hacer el análisis del comportamiento de la derivada de los diferentes modelos.

Con este análisis, podemos hacer una evaluación del potencial de reducción de viscosidad de la tecnología utilizada, debido a que se observa del comportamiento de las gráficas que cada tecnología tiene un fuerte impacto en la reducción de la viscosidad hasta cierto punto, después, la gráfica tiende a acercarse a una asíntota, observándose que, aunque se incrementen los parámetros, la viscosidad tendera a tener una disminución mínima.

Es en ese punto donde se puede hablar de que el mecanismo utilizado ya agoto su potencial de reducción y no es viable gastar más recursos si los resultados no van a variar significativamente.

En las gráficas de las derivadas de los modelos (**Figura 15**) se observa un comportamiento similar, al principio los valores de las pendientes son grandes en cuanto a magnitud y se observa una rápida reducción de la viscosidad, pero en algún momento estos valores tenderán a ser muy cercanos a 0, tendiendo a la asíntota, por lo que se plantea buscar un parámetro el cual nos pueda dar como resultado el punto en el cual la viscosidad no tendrá un cambio significativo.



**Figura 15:** Gráfica de Viscosidad y su derivada en función de la Temperatura.  
Fuente: Elaboración propia.

Este parámetro debe estar fundamentado matemáticamente, sin variables o constantes que no tengan un fundamento sólido o empírico, el cual se piensa pudiera estar relacionado con teorías estadísticas o probabilísticas las cuales nos hablen de las tendencias de ciertas curvas.

Por el momento se ha estado trabajando con las derivadas de los modelos propuestos originalmente en el artículo, teniendo en cuenta cuales son las variables independientes con respecto a las cuales se va a derivar.

El modelo correspondiente a la dilución es el modelo de Cragoe (Cragoe, 1933), el cual derivándose con respecto al contenido de diluyente quedaría de la siguiente manera:

$$\frac{d\mu_m}{dx_L} = - \frac{(5 \times 10^{-4})(1000 \ln 20) e^{\left(\frac{1000 \ln 20}{x_L L_L + (1-x_L)L_h}\right)} (L_L - L_h)}{(x_L L_L + (1 - L_L)L_h)^2} \quad (17)$$

donde:

- $\mu_m$  es la viscosidad obtenida con la dilución.
- $x_L$  es la fracción del diluyente.
- $L_L$  y  $L_h$  son parámetros que dependen de la viscosidad del aceite pesado y ligero respectivamente.

El otro modelo que se derivó fue el utilizado para las emulsiones, el cual es el modelo de Jing (Jing, y otros, 2019), dicho modelo se derivó con respecto al porcentaje de agua de la emulsión, quedando de la siguiente manera:

- Para emulsiones de agua en aceite:

$$\frac{d\mu_e}{d\phi_w} = \mu_{50,h} e^{(-0.378 \ln \mu_{50,h} + 4.9003) \phi_w} (-0.378 \ln \mu_{50,h} + 4.9003) \quad (18)$$

- Para emulsiones de aceite en agua:

$$\frac{d\mu_e}{d\phi_w} = -\mu_{50,w} e^{(-0.378 \ln \mu_{50,w} + 4.9003)(1-\phi_w)} (-0.378 \ln \mu_{50,w} + 4.9003) \quad (19)$$

donde:

- $\mu_e$  es la viscosidad de la emulsión en [mPa\*s].
- $\phi_w$  es la fracción de agua presente en la emulsión.
- $\mu_{50,h}$  es la viscosidad del aceite pesado a 50° C en [mPa\*s].
- $\mu_{50,w}$  es la viscosidad del agua a 50° C en [mPa\*s].

Finalmente, para el modelo de calentamiento de Jing (Jing, y otros, 2019) la derivada con respecto a la temperatura quedaría de la siguiente manera:

$$\frac{d\mu_m}{dT} = 0.0469 (\mu_{50}^{3.4971}) T^{(-0.637 \ln \mu_{50} - 0.2427)} (-0.637 \ln \mu_{50} + 0.7573) \quad (20)$$

donde:

- $\mu_m$  es la viscosidad resultante de la mezcla calentada en [mPa\*s].
- $T$  es la temperatura de la mezcla en [°C].
- $\mu_{50}$  es la viscosidad del aceite pesado a 50° C en [mPa\*s].

Otro punto para considerar como propuesta de mejora del método es poder estudiar qué es lo que sucede si se varía el porcentaje de agua propuesto en el artículo que se debe de tomar para generar la emulsión por arriba del punto de inversión de fase.

Cuando la viscosidad de la mezcla resultado de la dilución tiene un valor menor a los 2000 [mPa\*s], en ese caso el artículo plantea que el porcentaje de agua óptimo a utilizar es de un 10% mayor al valor del punto de inversión de fase, pero este es un valor arbitrario, en el artículo no está justificado el porqué de ese valor.

Se debe de tratar de entender de que puede depender el porcentaje propuesto por arriba de la inversión de fase, que pasaría si en lugar del 10% se propone que sea solamente un 5%, o en caso contrario elevar el porcentaje hasta un 15%.

Este incremento en el porcentaje se atribuye a que cerca de la región de inversión de fase se tiene una región muy caótica, en la cual es difícil poder hacer estudios de viscosidad precisos, comúnmente derivado de la alta viscosidad que presentaría la emulsión al cambiar de fase continua de aceite a agua, por lo que se prefiere trabajar lejos de la región caótica, denominada como una región bicontinua, donde es muy difícil poder diferenciar claramente cuál de las dos fases es la continua y cual está en dispersión.

Dependiendo de las características del aceite, sus cargas, el tipo de surfactante utilizado y la estabilidad de la emulsión es como puede variar ese porcentaje propuesto en el artículo, pero se deberá hacer un análisis específico para cada caso.

Por otro lado, se planea implementar modelos de emulsión que puedan ser ajustados a datos experimentales, dependiendo de las características físicas de la emulsión como puede ser la polidispersidad del tamaño de las gotas, la cual puede depender de diferentes factores, como la cantidad de surfactante utilizado, el cual tendrá un impacto directo en la tensión interfacial que exista, el tiempo de agitación para la formación de la emulsión, la energía de cizallamiento aplicada, entre otras.

Estos modelos son modelos exponenciales de la forma del modelo de Barnea & Mizrahi, los cuales requieren de valores de ciertos parámetros o variables los cuales están relacionados con la capacidad de deformarse de la partícula y su tamaño, recordando que la teoría inicial de los modelos de emulsiones fue hecha para suspensiones de partículas sólidas.

Estos parámetros de deformación y tamaño están relacionados directamente con la viscosidad de las emulsiones, siendo las partículas no deformables las que nos darán un valor mayor de viscosidad, así mismo las gotas más gruesas tienden a ser más fácilmente deformables.

Algunos de los modelos a implementar en la programación del método son los de Vand y Batchelor & Green (Vand, 1945). Aunado a la adición de estos modelos en el programa, se pueden implementar las gráficas de las emulsiones para que el usuario pueda obtener los valores de los parámetros de los modelos de una manera más fácil, además de dar recomendaciones con tablas de los valores típicos utilizados para las emulsiones con diferentes tamaños de las gotas, tanto para tamaños gruesos, medianos y finos.

Por último, se necesita ver la posibilidad de implementar la utilización de aditivos químicos para la reducción de la viscosidad del crudo mezclado, diluido o calentado, estos nuevos mecanismos permiten, por ejemplo, afectar el crecimiento de los cristales de cera, reducir el punto de fluidez, reducir el arrastre o la fricción con la pared interna de la tubería.

Estos aditivos nos pueden evitar problemas operacionales y de mantenimiento de los equipos, uno de los ejemplos más claros es la sedimentación de las parafinas en la tubería, lo que nos ocasiona un taponamiento de las líneas, un incremento en las caídas de presión o puede afectar en la estabilidad de las emulsiones.

Para este caso agregar aditivos que modifiquen la nucleación de los cristales de cera puede ser una alternativa que nos evite en gran medida estos problemas, además de reducir la viscosidad de la mezcla que se transporte, pueden ayudar a modificar el punto de fluidez, haciéndolo más bajo, es decir, los aceites tendrán una mejor fluidez a temperaturas más bajas.

Para proponer el uso de estos aditivos es importante conocer los resultados de los análisis SARA hechos a los diferentes crudos transportados y con base en eso poder definir parámetros los

cuales nos indiquen cuando es posible agregar algún tipo de aditivo. Las fracciones de saturados y asfáltenos son las que tendrán un mayor impacto en la toma de estas decisiones.

Otra alternativa de mejora del método, para la selección de un criterio bien fundamentado para obtener las mejores condiciones de operación es el análisis del cambio de entropía generado en estos procesos.

Al hacer el análisis de las gráficas resultantes se observa que se tiene un punto de inflexión donde la energía requerida es la mínima, con lo cual podemos tener una optimización tanto de precios como de nuestras condiciones de operación.

Los resultados obtenidos de un análisis en el cual se involucran los precios de transporte muestran una buena correlación con los resultados obtenidos con el criterio propuesto originalmente en el artículo.

Cabe señalar que este análisis hecho fue un análisis rápido, hay que estudiar mucho más acerca de esta propuesta, además de que solo fue hecho para la alternativa de dilución.

Además de las propuestas hechas para generar un método más completo y general, también es importante poder ofrecerle al usuario la posibilidad de elegir usar uno, dos o los tres métodos combinados y en adición que le pueda dar prioridad a alguno en específico, esto derivado de que en ocasiones no es posible implementar algún método por las condiciones del lugar o de los espacios e inversión requeridos para poder desarrollar cierta tecnología.



## **Capítulo 4.- Programa de cómputo y algoritmo**

### **4.1 Lenguajes de alto nivel**

Los lenguajes de programación de alto nivel son aquellos que están diseñados para facilitar la escritura y comprensión de programas informáticos, son una categoría fundamental en la informática moderna debido a que representan una evolución significativa en la capacidad de comunicación entre humanos y máquinas.

Estos lenguajes permiten una abstracción más cercana al lenguaje humano, utilizando palabras y estructuras que son más fáciles de entender y se alejan de las complejidades del código de bajo nivel utilizado por las computadoras (Alegsa, 2023).

La característica distintiva de los lenguajes de alto nivel radica en su capacidad para facilitar la escritura, lectura y mantenimiento de código, lo que se traduce en una mayor productividad y comprensión, ya que permiten a los programadores expresar algoritmos y procesos de manera más intuitiva y eficiente.

Un aspecto clave es su capacidad de abstracción, la cual actúa como un puente entre el pensamiento humano y la ejecución informática, lo que permite expresar conceptos complejos utilizando construcciones sintácticas más intuitivas y expresivas, abstrayendo detalles técnicos y de bajo nivel, facilitando a los desarrolladores concentrarse en la lógica del problema (Joyanes Aguilar, 2018).

Además, los lenguajes de alto nivel suelen ser más portables, lo que los hace ideales para el desarrollo de software que pueda ejecutarse en una variedad de plataformas con mínimas modificaciones.

#### **4.1.1 Selección del lenguaje a utilizar**

Un ejemplo de un lenguaje de alto nivel es VBA (Visual Basic for Applications). VBA es un lenguaje de programación desarrollado por Microsoft que se utiliza principalmente para la automatización de tareas en aplicaciones de la suite Office, como Excel o Word.

VBA es conocido por su integración directa con aplicaciones como Microsoft Excel, por lo que su accesibilidad es una de sus ventajas más significativas, ya que cualquier computadora con Microsoft Office instalado puede ejecutar programas desarrollados en VBA, eliminando la necesidad de instalaciones adicionales o software especializado.

Si bien VBA puede considerarse limitado en términos de capacidades avanzadas de procesamiento y análisis de datos en comparación con lenguajes más especializados como Python o R, su simplicidad y eficacia son ideales para aplicaciones donde la complejidad del problema no exige una alta potencia computacional.

Para el desarrollo de este proyecto en específico, la elección de VBA como lenguaje de programación tiene fundamentos sólidos y prácticos. VBA proporciona un equilibrio adecuado entre funcionalidad y facilidad de implementación.

## 4.2 Algoritmo

El funcionamiento del programa de cómputo está basado en el algoritmo descrito por el diagrama de flujo (**Anexo 1**) presentado en el artículo estudiado. El procedimiento se divide en una serie de pasos bien definidos, cada uno diseñado para cumplir un objetivo específico en la resolución del problema abordado.

A lo largo de este apartado, se detallará exhaustivamente en forma de lista cada fase del procedimiento, describiendo las acciones realizadas en cada paso. Esta descripción ayudará para una mejor comprensión de la metodología utilizada en la implementación del programa.

1. Ingresar los valores de las propiedades iniciales del aceite pesado, tanto la viscosidad a 50 °C en [mPa·s] como el contenido de agua inicial en [%] ( $\mu_{h,50}$ ,  $\phi_{h,w}$ ).
2. Calcular el punto de inversión de fase del aceite pesado en cuestión ( $N$ ).
3. Si el contenido inicial de agua del aceite pesado es menor o igual al punto de inversión de fase menos el 10% ( $\phi_{h,w} \leq N - 10\%$ ), entonces diluir con un aceite ligero puede ser viable, si no, pasar al punto 11.
4. Ingresar los valores de las propiedades iniciales del aceite ligero, tanto la viscosidad a 50 °C en [mPa·s] como el contenido de agua inicial en [%] ( $\mu_{l,50}$ ,  $\phi_{l,w}$ ).
5. Calcular el punto de inversión de fase del aceite ligero en cuestión ( $N$ ).
6. Si el contenido inicial de agua del aceite ligero es menor o igual al punto de inversión de fase menos el 10% ( $\phi_{l,w} \leq N - 10\%$ ), entonces diluir es viable, si no, pasar al punto 11.
7. Definir  $X_l^k = 0\%$  y  $X_l^{k+1} = 1\%$ , que representan los porcentajes del diluyente en la mezcla, para poder con estos datos obtener  $\mu_k$  y  $\mu_{k+1}$  respectivamente, con el modelo de dilución seleccionado.
8. Aplicar el criterio iterativo descrito en el capítulo anterior:
  - 8.1. Sí  $0.2 \leq \frac{|\mu_{k+1} - \mu_k|}{|\mu_{k+1} - \mu_k|} \leq 1$ , entonces  $X_l^{k+1} = X_l^k + 1\%$  y se debe repetir el proceso iterativo.
  - 8.2. Sí  $\frac{|\mu_{k+1} - \mu_k|}{|\mu_{k+1} - \mu_k|} < 0.2$ , entonces el proceso iterativo termina y  $X_l = X_l^k$ .
9. Si se cumple el criterio iterativo, se ha alcanzado la relación de dilución óptima y se tienen como datos de salida  $X_l, \mu_m^1$ , que representan la cantidad de diluyente en la mezcla y la viscosidad obtenida con esa cantidad de diluyente.
10. Si se decide emulsionar la mezcla obtenida de la dilución o el aceite pesado, pasar al siguiente punto, si no, pasar al punto 15.

11. Si la viscosidad de la mezcla cumple la condición:  $\mu_{h,50}$  o  $\mu_m^1 < 2000$  mPa·s, entonces el contenido de agua de la emulsión será  $\phi_w = N + 10\%$  el cual será uno de nuestros datos de salida, el otro será la viscosidad obtenida al realizar esa emulsión  $\mu_m^2$ .
12. Si no se cumple el criterio pasado, se define  $\phi_w^1 = N + 10\%$  y  $\phi_w^{k+1} = \phi_w^1 + 1\%$  que representan los porcentajes de agua en la emulsión, para poder con estos datos obtener  $\mu_k$  y  $\mu_{k+1}$  respectivamente, con el modelo para emulsión seleccionado.
13. Aplicar el criterio iterativo descrito en el capítulo anterior:
  - 13.1. Sí  $0.2 \leq \frac{|\mu_{k+1}-\mu_k|}{|\mu_{k+1}-\mu_k|} \leq 1$ , entonces  $\phi_w^{k+1} = \phi_w^k + 1\%$  y se debe repetir el proceso iterativo.
  - 13.2. Sí  $\frac{|\mu_{k+1}-\mu_k|}{|\mu_{k+1}-\mu_k|} < 0.2$ , entonces el proceso iterativo termina y  $\phi_w = \phi_w^k$ .
14. Si se cumple el criterio iterativo o  $\mu_m < 1000$  mPa·s, se ha alcanzado el contenido de agua en la emulsión óptimo y se tienen como datos de salida  $\phi_w, \mu_m^2$ , que representan la fracción de agua en la emulsión y la viscosidad obtenida con esa cantidad de agua.
15. Una vez con la mezcla, diluida, emulsionada o ambas, definir para fines prácticos de programación  $T^k = 1$  y  $T^{k+1} = 2$ , para poder con estos datos obtener  $\mu_k$  y  $\mu_{k+1}$  respectivamente, con el modelo de calentamiento.
16. Aplicar el criterio iterativo descrito en el capítulo anterior:
  - 16.1. Sí  $0.2 \leq \frac{|\mu_{k+1}-\mu_k|}{|\mu_{k+1}-\mu_k|} \leq 1$  o  $\mu_m \geq 1000$  mPa·s, entonces  $T^{k+1} = T^k + 1$  y se debe repetir el proceso iterativo.
  - 16.2. Sí  $\frac{|\mu_{k+1}-\mu_k|}{|\mu_{k+1}-\mu_k|} < 0.2$  y  $\mu_m < 1000$  mPa·s, entonces el proceso iterativo termina y  $T = T^k$ .
17. Si se cumple el criterio iterativo y  $\mu_m < 1000$  mPa·s, se ha alcanzado la viscosidad de la mezcla óptima para las condiciones de transporte y se tienen como datos de salida  $T, \mu_m$ , que representan la temperatura de la mezcla y la viscosidad obtenida con esa temperatura, cantidad de diluyente y fracción de agua.
18. Fin del proceso iterativo.

### 4.3 Subrutinas y funciones

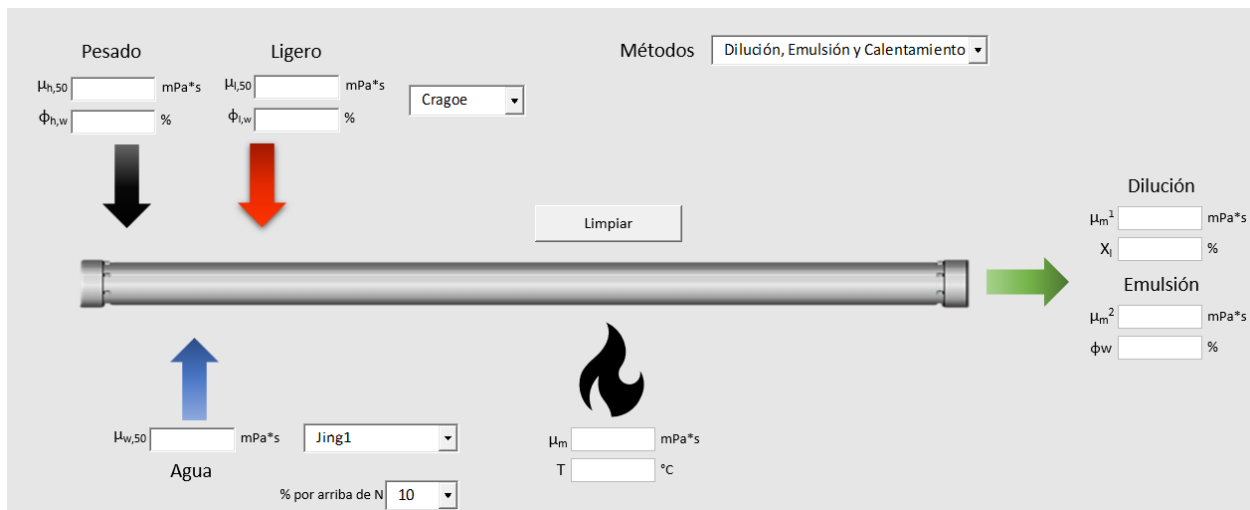
El programa de computadora desarrollado como parte de esta investigación incorpora una variedad de subrutinas y funciones programadas en VBA. Las subrutinas, también conocidas como procedimientos o macros, son bloques de código reutilizable que realizan tareas específicas dentro del programa.

Además, se implementaron funciones en VBA, las cuales son bloques de código diseñados para devolver un resultado específico basado en ciertos parámetros de entrada.

Estas funciones se utilizan para realizar operaciones matemáticas, en este caso, cada modelo ya sea de dilución o emulsión se formuló como una función, lo que nos ayuda a poder integrar de una manera más sencilla nuevos modelos según nuestros requerimientos.

El uso de subrutinas y funciones permite modularizar el código del programa, lo que facilita su mantenimiento y la reutilización de código en diferentes partes de la aplicación. Esto contribuye a una programación más estructurada y eficiente.

En la **Figura 16** podemos observar la interfaz principal del programa desarrollado, en la cual se puede ver que se tienen diferentes cuadros de texto, los cuales permiten al usuario ingresar los datos requeridos, como las propiedades del aceite pesado, el aceite ligero y el agua.



**Figura 16:** Interfaz principal del programa.

Además, se tienen distintas listas desplegables, las cuales nos van a permitir seleccionar los modelos a utilizar, tanto para dilución como para emulsiones, así como también una lista que nos permite modificar el porcentaje de agua mínimo requerido por arriba del punto de inversión de fase.

Por último, se tiene una lista desplegable que permite al usuario seleccionar el método o la combinación de los diferentes métodos disponibles, durante nuestro proceso iterativo.

Estos datos de entrada, tanto de los cuadros de texto como de las listas desplegables, se almacenan en diferentes celdas de la hoja de cálculo, lo que permitirá poderlas mandar a llamar más adelante, en nuestro proceso de cálculo.

Una vez ingresados nuestros datos requeridos por nuestro programa, la primera subrutina a ejecutar sería la correspondiente a la parte de dilución, siempre y cuando se cumplan los criterios definidos en el diagrama de flujo para ser viable la dilución.

Esta subrutina correspondiente proceso de dilución se puede dividir en 3 principales partes:

1. La lectura de datos iniciales y el cumplimiento del criterio para poder diluir el aceite pesado, estas líneas de código se muestran en la **Figura 17**:

```
Sub dilucion()

mu_h = Cells(7, 53).Value + 1 - 1
mu_l = Cells(8, 53) + 1 - 1
cont_hw = Cells(9, 53).Value + 1 - 1
cont_lw = Cells(10, 53).Value + 1 - 1
Model = Cells(13, 51).Value
'Se asignan valores a nuestras variables con los datos de entrada

nh = 17.647 * (mu_h) ^ 0.1042
nl = 17.647 * (mu_l) ^ 0.1042      'Se calculan los puntos de inversión de fase

If cont_hw <= (nh - 10#) Then      'Criterios para verificar que el contenido de
  If cont_lw <= (nl - 10#) Then    'agua en los aceites es bajo
```

*Figura 17: Datos de entrada para subrutina de dilución.*

2. La parte iterativa del cálculo del criterio descrito, según el modelo de dilución seleccionado.

```
If Model = "Cragoe" Then
  xl = 0#
  mu_m0 = cragoe(mu_l, mu_h, xl)

  For k = 1 To 100
    mu_m1 = cragoe(mu_l, mu_h, k)
    crit = red_techo(mu_m1, mu_m0)

    If crit < 0.2 And mu_m1 < 2500# Then
      Cells(13, 53).Value = mu_m1
      Cells(14, 53).Value = k
      GoTo break
    Else
      mu_m0 = mu_m1
    End If
  Next k

ElseIf Model = "Arrhenius" Then
  xl = 0#
  mu_m0 = arrhe(mu_l, mu_h, xl)

  For k = 1 To 100
    mu_m1 = arrhe(mu_l, mu_h, k)
    crit = red_techo(mu_m1, mu_m0)

    If crit < 0.2 And mu_m1 < 2500# Then
      Cells(13, 53).Value = mu_m1
      Cells(14, 53).Value = k
      GoTo break
    Else
      mu_m0 = mu_m1
    End If
  Next k

ElseIf Model = "Chen" Then
  xl = 0#
  mu_m0 = chen(mu_l, mu_h, xl)

  For k = 1 To 100
    mu_m1 = chen(mu_l, mu_h, k)
    crit = red_techo(mu_m1, mu_m0)

    If crit < 0.2 And mu_m1 < 2500# Then
      Cells(13, 53).Value = mu_m1
      Cells(14, 53).Value = k
      GoTo break
    Else
      mu_m0 = mu_m1
    End If
  Next k

ElseIf Model = "Lederer" Then
  xl = 0#
  mu_m0 = lederer(mu_l, mu_h, xl)

  For k = 1 To 100
    mu_m1 = lederer(mu_l, mu_h, k)
    crit = red_techo(mu_m1, mu_m0)

    If crit < 0.2 And mu_m1 < 2500# Then
      Cells(13, 53).Value = mu_m1
      Cells(14, 53).Value = k
      GoTo break
    Else
      mu_m0 = mu_m1
    End If
  Next k
```

*Figura 18: Criterios iterativos según el modelo de dilución.*

En la **Figura 18** se puede observar que independientemente del modelo seleccionado, el procedimiento es el mismo para todos los casos, se hace un primer cálculo de viscosidad mandando a llamar la función correspondiente a cada modelo, se define el ciclo para que

se hagan las iteraciones necesarias, se calcula la siguiente viscosidad y se obtiene el valor del criterio descrito mandando a llamar la función “red\_techo”, por último se evalúan los valores de ese criterio para ver si el ciclo para y entrega resultados o se repiten los ciclos.

- Una vez finalizado el proceso iterativo, las siguientes líneas de código (**Figura 19**) corresponden a lo que haría el programa si no se cumplen los criterios para que se lleve a cabo la dilución.

```

End If

Else
Cells(13, 53).Value = mu_h
MsgBox ("Diluir no es viable"), vbInformation 'Si el contenido de agua inicial es alto, se
End If                                     'definen los datos de salida y se muestra un
Else                                       'mensaje
Cells(13, 53).Value = mu_h
MsgBox ("Diluir no es viable"), vbInformation
End If

break:                                     'Esta linea sirve para pausar el proceso iterativo

End Sub

```

**Figura 19:** Procedimiento para cuando la dilución no es viable y fin de subrutina para dilución.

Como se mencionó, esta subrutina utiliza diferentes funciones, las cuales corresponden al criterio descrito para definir las condiciones óptimas de operación y a los diferentes modelos utilizados para obtener la viscosidad de diluciones, estas funciones se muestran en las siguientes figuras:

```

Function red_techo(a, b) As Double
'Los parametros de entrada son las dos viscosidades calculadas iterativamente
'Esta funcion regresa el valor del criterio de redondeo que utiliza funciones de techo

dif = Abs(a - b)
ent = Round(dif, 0) 'Para encontrar el numero de digitos antes del punto
n = Len(ent)
red = Application.WorksheetFunction.RoundUp(dif, -n)
red_techo = dif / red

End Function

```

**Figura 20:** Criterio de redondeo de techo.

```

Function cragoe(a, b, i) As Double
'a es la viscosidad del diluyente, b es la del aceite pesado y la variable
'i es la correspondiente al porcentaje de diluyente

L1 = 1000 * Log(20) / (Log(a) - Log(0.0005))
Lh = 1000 * Log(20) / (Log(b) - Log(0.0005))
x1 = i / 100
xh = 1 - x1
Lm = Lh * xh + L1 * x1
cragoe = 0.0005 * Exp(1000 * Log(20) / Lm)

End Function

```

**Figura 21:** Modelo de dilución de Cragoe.

```

Function arrhe(a, b, i) As Double
'a es la viscosidad del diluyente, b es la del aceite pesado y la variable
'i es la correspondiente al porcentaje de diluyente

xl = i / 100
xh = 1 - xl

lgml = Log(a) / Log(10)
lgmh = Log(b) / Log(10)

arrhe = 10 ^ (xh * lgmh + xl * lgml)

End Function

```

*Figura 22: Modelo de dilución de Arrhenius.*

```

Function chen(a, b, i) As Double
'a es la viscosidad del diluyente, b es la del aceite pesado y la variable
'i es la correspondiente al porcentaje de diluyente

xl = i / 100
xh = 1 - xl

lgml = Log(a) / Log(10)
lgmh = Log(b) / Log(10)

lglgml = Log(lgml) / Log(10)
lglgmh = Log(lgmh) / Log(10)

chen = 10 ^ (10 ^ (xh * lglgmh + xl * lglgml))

End Function

```

*Figura 23: Modelo de dilución de Chen.*

```

Function lederer(a, b, i) As Double
'a es la viscosidad del diluyente, b es la del aceite pesado y la variable
'i es la correspondiente al porcentaje de diluyente

xl = i / 100
xh = 1 - xl
alpha = 0.909443

n = (alpha * xh) / (alpha * xh + xl)
m = (xl) / (alpha * xh + xl)

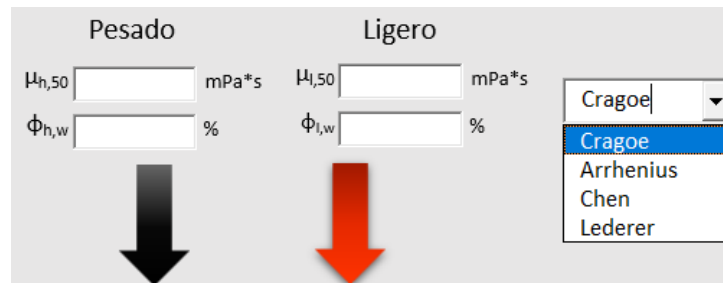
lnled = n * Log(b) + m * Log(a)
lederer = Exp(lnled)

End Function

```

*Figura 24: Modelo de dilución de Lederer.*

La **Figura 25** corresponde a la parte de la interfaz dedicada al método de dilución, en la cual observamos como se despliega la lista con los diferentes modelos disponibles para dilución.



**Figura 25:** Interfaz para dilución.

El siguiente paso en el proceso, es la subrutina correspondiente al proceso de emulsión, en esta ocasión se divide esta subrutina en 2 principales partes:

1. Se leen datos de entrada y si la viscosidad de la mezcla o aceite pesado no supera los 2000 mPa·s, simplemente se agrega un porcentaje de agua por arriba del punto de inversión de fase, luego se calcula la viscosidad de la emulsión mandando a llamar la función del modelo elegido, como se observa en la **Figura 26**:

```

Sub emulsion()

mu_m = Cells(13, 53).Value + 1 - 1 'Viscosidad de la dilución o aceite pesado
mu_w = Cells(11, 53).Value + 1 - 1 'Viscosidad del agua para emulsión
porcent = Cells(16, 55).Value + 1 - 1 'Lee el porcentaje mínimo por arriba de N
Model = Cells(15, 51).Value

If mu_m < 2000 Then 'Se evalua para ver si simplemente se agrega un porcentaje
                    'de agua por arriba del punto de inversión de fase
    Nm = 17.647 * (mu_m) ^ 0.1042
    N_red = Round(Nm, 0) 'Redondea el punto de inversión de fase
    wfrac = (N_red + porcent) 'Cantidad de agua considerando el porcentaje por arriba de N

    If Model = "Jing1" Then
        mu_e = jing1(wfrac, mu_w)
        Cells(15, 53).Value = mu_e
        Cells(16, 53).Value = wfrac * 100
    ElseIf Model = "Jing2" Then
        mu_e = jing2(wfrac, mu_w)
        Cells(15, 53).Value = mu_e
        Cells(16, 53).Value = wfrac * 100
    ElseIf Model = "Barnea & Mizrahi" Then
        mu_e = barnea(wfrac, mu_w)
        Cells(15, 53).Value = mu_e
        Cells(16, 53).Value = wfrac * 100
    ElseIf Model = "Zhang" Then
        mu_e = zhang(wfrac, mu_w, mu_m)
        Cells(15, 53).Value = mu_e
        Cells(16, 53).Value = wfrac * 100
    ElseIf Model = "Vand" Then
        mu_e = vand(wfrac, mu_w)
        Cells(15, 53).Value = mu_e
        Cells(16, 53).Value = wfrac * 100
    ElseIf Model = "Monson" Then
        mu_e = monson(wfrac, mu_w)
        Cells(15, 53).Value = mu_e
        Cells(16, 53).Value = wfrac * 100
    End If

```

**Figura 26:** Subrutina para emulsión, viscosidades menores a 2000 mPa·s.



2. Cuando no se cumple el criterio de viscosidad, se debe llevar a cabo el proceso iterativo utilizando la función de “red\_techo”, utilizada y descrita en la parte de dilución.

En este paso dependiendo el modelo seleccionado, el programa calcula valores de salida correspondientes a la viscosidad de la emulsión y la cantidad de agua en dicha emulsión de acuerdo con si se cumple la condición del valor del criterio obtenido o una viscosidad de la mezcla menor a 1000 mPa·s.

Cabe destacar que, para el primer cálculo del criterio, por cuestiones relacionadas a la definición del inicio del ciclo, se hace el cálculo con la fracción de agua disminuida en una unidad, esto se puede observar en la **Figura 27**.

```

Else
  Nm = 17.647 * (mu_m) ^ 0.1042
  N_red = Round(Nm, 0)
  wfrac = (N_red + percent)

  If Model = "Jing1" Then
    mu_m0 = jing1(wfrac - 1, mu_w)

    For k = wfrac To 100
      mu_m1 = jing1(k, mu_w)
      crit = red_techo(mu_m1, mu_m0)
      k = k * 100

      If crit < 0.2 Or mu_m1 < 1000 Then
        Cells(15, 53).Value = mu_m1
        Cells(16, 53).Value = k
        GoTo break
      Else
        mu_m0 = mu_m1
      End If
    Next k
  ElseIf Model = "Jing2" Then
    mu_m0 = jing2(wfrac - 1, mu_w)

    For k = wfrac To 100
      mu_m1 = jing2(k, mu_w)
      crit = red_techo(mu_m1, mu_m0)
      k = k * 100

      If crit < 0.2 Or mu_m1 < 1000 Then
        Cells(15, 53).Value = mu_m1
        Cells(16, 53).Value = k
        GoTo break
      Else
        mu_m0 = mu_m1
      End If
    Next k
  ElseIf Model = "Zhang" Then
    mu_m0 = zhang(wfrac - 1, mu_w, mu_m)

    For k = wfrac To 100
      mu_m1 = zhang(k, mu_w, mu_m)
      crit = red_techo(mu_m1, mu_m0)
      k = k * 100

      If crit < 0.2 Or mu_m1 < 1000 Then
        Cells(15, 53).Value = mu_m1
        Cells(16, 53).Value = k
        GoTo break
      Else
        mu_m0 = mu_m1
      End If
    Next k
  ElseIf Model = "Vand" Then
    mu_m0 = vand(wfrac - 1, mu_w)

    For k = wfrac To 100
      mu_m1 = vand(k, mu_w)
      crit = red_techo(mu_m1, mu_m0)
      k = k * 100

      If crit < 0.2 Or mu_m1 < 1000 Then
        Cells(15, 53).Value = mu_m1
        Cells(16, 53).Value = k
        GoTo break
      Else
        mu_m0 = mu_m1
      End If
    Next k

```

```

ElseIf Model = "Monson" Then
    mu_m0 = monson(wfrac - 1, mu_w)

    For k = wfrac To 100
        mu_m1 = monson(k, mu_w)
        crit = red_techo(mu_m1, mu_m0)
        k = k * 100

        If crit < 0.2 Or mu_m1 < 1000 Then
            Cells(15, 53).Value = mu_m1
            Cells(16, 53).Value = k
            GoTo break
        Else
            mu_m0 = mu_m1
        End If
    Next k

ElseIf Model = "Barnea & Mizrahi" Then
    mu_m0 = barnea(wfrac - 1, mu_w)

    For k = wfrac To 100
        mu_m1 = barnea(k, mu_w)
        crit = red_techo(mu_m1, mu_m0)
        k = k * 100

        If crit < 0.2 Or mu_m1 < 1000 Then
            Cells(15, 53).Value = mu_m1
            Cells(16, 53).Value = k
            GoTo break
        Else
            mu_m0 = mu_m1
        End If
    Next k

End If
break:
End Sub

```

**Figura 27:** Criterios iterativos según el modelo de emulsión.

Para cada modelo propuesto para emulsiones se creó una función específica, en este caso los datos de entrada para cada función, es la fracción de agua en la emulsión ( $i$ ) y la viscosidad del agua para realizar la emulsión ( $\mu_w$ ), sólo el modelo de Zhang (Ver **Figura 29**) requiere como dato de entrada la viscosidad de la mezcla o aceite a emulsionar ( $\mu_m$ ).

```

Function barnea(i, mu_w) As Double
    a = 5.121
    b = -1.15
    i = i / 100

    mu_re = Exp((a * (1 - i)) / (1 + b * (1 - i)))
    barnea = mu_re * mu_w

End Function

```

---

```

Function jing1(i, mu_w) As Double
    i = i / 100
    FA = 4.174
    mu_re = Exp((-0.0002 * mu_w + 3.052) * (1 - i) * FA)
    jing1 = mu_re * mu_w

End Function

```

---

```

Function jing2(i, mu_w) As Double
    i = i / 100
    FA = 2.488163756
    mu_re = Exp((-0.378 * Log(mu_w) + 4.9003) * (1 - i) * FA)
    jing2 = mu_re * mu_w

End Function

```

**Figura 28:** Modelos de emulsión de Barnea & Mizrahi, Jing1 y Jing2.

```

Function zhang(i, mu_w, mu_m) As Double

i = i / 100
m = 0.39
mu_re = i ^ -2.5 * (mu_w / mu_m) ^ m
zhang = mu_re * mu_m

End Function

Function vand(i, mu_w) As Double

i = i / 100
FA = 0.15
mu_re = 1 + 2.5 * ((1 - i) / FA) + 7.31 * ((1 - i) / FA) ^ 2 + 16.2 * ((1 - i) / FA) ^ 3
vand = mu_re * mu_w

End Function

Function monson(i, mu_w) As Double

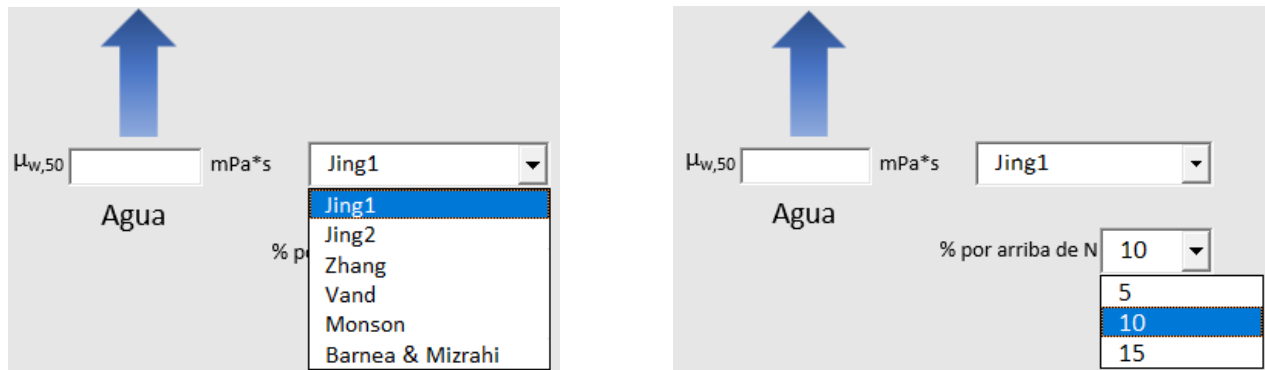
i = i / 100
FA = 0.175
mu_re = 1 + 2.5 * ((1 - i) / FA) + 2.19 * ((1 - i) / FA) ^ 2 + 27.45 * ((1 - i) / FA) ^ 3
monson = mu_re * mu_w

End Function

```

**Figura 29:** Modelos de emulsión de Zhang, Vand y Monson.

Para el correcto funcionamiento de estos modelos se integraron factores de ajuste (FA), que ayudan a que el modelo replique de una manera físicamente coherente los datos medidos, estos factores pueden cambiar para cada emulsión, pero son fácilmente modificables dentro de la función.



**Figura 30:** Interfaz para emulsión.

En la **Figura 30** se observa la interfaz correspondiente a las emulsiones, en donde se puede observar el despliegue de la lista para los diferentes modelos disponibles y para el porcentaje de agua mínimo por arriba del punto de inversión de fase.

Por último, tenemos la subrutina correspondiente a la parte de calentamiento (**Figura 31**), la cual es la más sencilla debido a que sólo se tiene un modelo aplicable para este método, pues sólo este modelo está en función de la viscosidad del aceite o mezcla a 50 °C.

Para esta subrutina, sólo haremos uso de la función “red\_techo”, de la cual ya hemos hablado con anterioridad y en este caso además de cumplir con el criterio relacionado al valor obtenido con esta función, también debemos de asegurar que la viscosidad de la mezcla calentada sea menor a los 1000 mPa·s.

```

Sub temp()

mu_e = Cells(15, 53).Value + 1 - 1

t = 1 'Se define 1 por propositos practicos de programacion
mu_m0 = 0.0469 * (mu_e) ^ 3.4971 * (t) ^ (-0.637 * Log(mu_e) + 0.7573)

    For k = 2 To 300
        t = k
        mu_m1 = 0.0469 * (mu_e) ^ 3.4971 * (t) ^ (-0.637 * Log(mu_e) + 0.7573)
        crit = red_techo(mu_m1, mu_m0)

        If crit < 0.2 And mu_m1 < 1000 Then
            Cells(17, 53).Value = mu_m1
            Cells(18, 53).Value = t
            GoTo break
        Else
            mu_m0 = mu_m1
        End If
    Next k

break:

End Sub

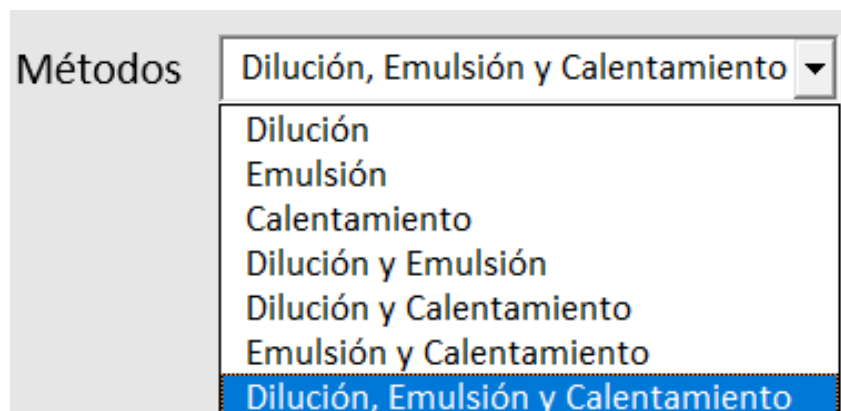
```

*Figura 31: Subrutina para Calentamiento.*

Una vez teniendo programadas y funcionando estas tres subrutinas, se debe crear una nueva subrutina (**Figura 33**) para poder ejecutar una sola o hacer una combinación de estas dependiendo del caso de estudio que tengamos.

Para lograr esto se creó una lista desplegable en la cual encontraremos las distintas combinaciones de los métodos disponibles, dependiendo de nuestra selección es como se llevará a cabo el proceso iterativo correspondiente.

En la **Figura 32** se muestra la lista tal cual como la vea el usuario en la interfaz.



*Figura 32: Combinaciones de métodos posibles.*

```

Sub ejecutar_completo()

metodos = Cells(12, 55).Value

If metodos = "Dilución" Then
    Call dilucion
ElseIf metodos = "Emulsión" Then
    mu_h = Cells(7, 53).Value + 1 - 1
    Cells(13, 53).Value = mu_h
    Cells(14, 53).Value = 0
    Call emulsion
ElseIf metodos = "Calentamiento" Then
    mu_h = Cells(7, 53).Value + 1 - 1
    Cells(13, 53).Value = mu_h
    Cells(14, 53).Value = 0
    Cells(15, 53).Value = mu_h
    Cells(16, 53).Value = 0
    Call temp
ElseIf metodos = "Dilución y Emulsión" Then
    Call dilucion
    Call emulsion
ElseIf metodos = "Dilución y Calentamiento" Then
    Call dilucion
    mu_m = Cells(13, 53).Value + 1 - 1
    Cells(15, 53).Value = mu_m
    Cells(16, 53).Value = 0
    Call temp
ElseIf metodos = "Emulsión y Calentamiento" Then
    mu_h = Cells(7, 53).Value + 1 - 1
    Cells(13, 53).Value = mu_h
    Cells(14, 53).Value = 0
    Call emulsion
    Call temp
ElseIf metodos = "Dilución, Emulsión y Calentamiento" Then
    Call dilucion
    Call emulsion
    Call temp

End If
MsgBox ("Proceso Finalizado"), vbInformation
End Sub

```

*Figura 33: Subrutina para selección de métodos.*

Se añadió una última subrutina muy sencilla, que permite borrar los datos de entrada ingresados para poder ingresar nuevos datos, esta funciona simplemente borrando el contenido de las celdas ligadas a las listas desplegables y cuadros de texto, como se observa en la **Figura 34**:

```

Sub limpiar()

Range(Cells(13, 53), Cells(18, 53)).Select
Selection.ClearContents

Cells(1, 1).Select

End Sub

```

*Figura 34: Subrutina para limpiar datos.*

Esta subrutina se vinculó a un botón de comando, así como la subrutina para ejecutar completo nuestro programa está vinculada a la imagen de la tubería presentes en la interfaz de usuario.

Un ejemplo de los resultados que podemos obtener con este programa se muestra en la imagen del **Anexo 2**, el cual se encuentra al final del documento.

## **Conclusiones**

Las tecnologías propuestas para el transporte se basan principalmente en la reducción de la viscosidad, la reducción del arrastre y el mejoramiento parcial in situ.

Para seleccionar las tecnologías a emplear en cada caso, es necesario tomar en cuenta la composición y las propiedades fisicoquímicas de los aceites que se producen, la logística que hay entre la cabeza del pozo y la refinería o punto de venta, la distancia, el costo de los insumos necesarios para el desarrollo de una técnica, los aspectos ambientales y sociales de las zonas involucradas y la parte legal.

La aplicación de estas tecnologías ofrece mejoras en la facilidad de operación, confiabilidad, costos, mantenimiento, infraestructura, disponibilidad de recursos y la calidad del crudo.

En cada proyecto hay que hacer una evaluación técnica y económica para ver si es posible implementar ciertos métodos y si será rentable aplicarlos. La disponibilidad de los insumos es fundamental en la planeación de los proyectos.

Es necesario desarrollar nueva tecnología y más investigación para generar soluciones específicas para el transporte, ya que cualquier mejoramiento en la eficiencia tendrá un impacto en el proceso y en la reducción de la cantidad de capital necesario.

Con el desarrollo de esta investigación se llegó a la conclusión que el contenido de agua tiene un fuerte impacto en la viscosidad del aceite crudo, además, utilizar modelos de viscosidad en función de la temperatura que utilicen como dato la viscosidad del aceite a cierta temperatura y no su densidad API, puede disminuir errores en las predicciones.

Las características y comportamiento de crudos específicos diluidos, calentados o emulsionados debe ser entendido, para dar una solución económicamente efectiva. La determinación apropiada de estos parámetros es importante para un transporte económico.

Con la realización de este trabajo se logró el objetivo de presentar una recopilación de métodos e información útil relacionada con el transporte de aceites pesados y extrapesados por tubería.

Además, se desarrolló una herramienta de cómputo práctica la cual podría apoyar en la toma de decisiones, la cual permite integrar diferentes modelos y hacer una comparación de los resultados obtenidos con los mismos.

Debido al aumento en la demanda de materia prima para la generación de energía, la explotación económica y sustentable de los recursos no convencionales como los aceites pesados y extrapesados va a seguir siendo un tema de suma importancia en el futuro.

## **Bibliografía**

**Ahmed NS [et al.]** Formation of fluid heavy oil-in-water emulsions for pipeline transportation. [Book]. - [s.l.] : Fuel 78:593–600, 1999.

**Alegsa Leandro** Definición de Lenguaje de programación de alto nivel. [Online]. - 2023. - 04 30, 2024. - [https://www.alegsa.com.ar/Dic/lenguaje\\_de\\_programacion\\_de\\_alto\\_nivel.php](https://www.alegsa.com.ar/Dic/lenguaje_de_programacion_de_alto_nivel.php).

**Alomair O., Elsharkawy A. and Alkandari H.** A viscosity prediction model for kuwaiti heavy crude oils at elevated temperatures. [Book]. - [s.l.] : J. Pet. Sci. Eng. 120, 102–111., 2014.

**Argillier J.F., Henaut I. and Gateau P.** Method of Transporting Heavy Crude Oils in Dispersion. [Patent] : 20060118467. - US Patent Application, 2006.

**Barnea E. and Mizrahi J.** Effective Viscosity of Liquid-Liquid Dispersions. [Book]. - [s.l.] : Ind. Eng. Chem., Fundam., Vol. 15, No. 2, pp. 120-125., 1976.

**Bass R.M. and Langner C.G.** Direct Electric Pipeline Heating. [Patent] : 6142707. - US Patent, 2000.

**Bensakhria A., Peysson Y. and Antonini G.** Experimental study of the pipeline lubrication for heavy oil transport. [Book]. - [s.l.] : Oil Gas Sci Technol Rev IFP 59(5):523–533, 2004.

**Broussard D.E., Scott P.R. and Kruka V.R.** Conservation of Water for Core Flow. [Patent] : 3977469. - US Patent, 1976.

**Castro L.V. and Vázquez F.** Copolymers as flow improvers for Mexican crude oils [Patent] : 4006-4011. - Energy Fuels 22, 2008.

**Chen Y. and Ma H.** The formula for calculating the mixed viscosity of heavy oil mixed with light oil is discussed. [Book]. - [s.l.] : Oil Gas Field Surf. Eng. 2, 1–9., 1983.

**Chilton E.G. and Handley L.R.** Method and Apparatus for Lubricating Pipelines. [Patent] : 2821205. - US Patent, 1958.

**Cragoe C. S.** Changes in the Viscosity of Liquids with Temperature, Pressure and Composition. [Book]. - [s.l.] : Proceedings of the World Petroleum Congress 2, 1933.

**Deshmukh S. and Bharambe D.P.** Synthesis of polymeric pour point depressants for Nada crude oil (Gujarat, India) and its impact on oil rheology. [Patent] : 89: 227–233. - Fuel Process Technol, 2008.

**Einstein A.** A new determination of dimensions of molecules. [Book]. - [s.l.] : Ann. Phys. 339, 591–602., 1911.

**Elsharkawy A. M. and Alikhan A. A.** Models for predicting the viscosity of middle east crude oils. [Book]. - [s.l.] : Fuel, 78, 891–903., 1999.

**Gateau P. [et al.]** Heavy oil dilution. [Book]. - [s.l.] : Oil Gas Sci. Technol. 59, 503–509., 2004.

**Gregoli A.A. and Olah A.M.** Low-temperature Pipeline Emulsion Transportation Enhancement. [Patent] : 5156652. - US Patent, 1992.

**Hart A** A review of technologies for transporting heavy oil and bitumen via pipelines [Book]. - [s.l.] : J Petrol Explor Prod Technol, 2013.

**Hayes M. [et al.]** Bioemulsifier-stabilized Hydrocarbosols. [Patent] : 4793826. - US Patent, 1988.

**Hénaut I. [et al.]** Method of Optimizing Heavy Crude Transportation by Incorporation under Pressure of Dimethyl Ether. [Patent] : 20070295642. - US Patent Application, 2007.

**Hossain M. S. [et al.]** Assessment and Development of Heavy Oil Viscosity Correlations. [Book]. - [s.l.] : SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium., 2005.

**Iqbal R., Anshumali N. and Floyd R.H.** Bitumen Production-upgrade with Common or Different Solvents. [Patent] : 20060283776. - US Patent Application, 2006.

**Isaacs J.D. and Speed J.B.** Method of Piping Fluids. [Patent] : 759374. - US Patent, 1904.

**Jing J. [et al.]** Investigation on flow patterns and pressure drops of highly viscous crude oil–water flows in a horizontal pipe. [Book]. - [s.l.] : Exp. Therm. Fluid Sci. 72, 88–96., 2016.

**Jing J. [et al.]** Viscosity and contact angle prediction of low water-containing heavy crude oil diluted with light oil. [Book]. - [s.l.] : J. Pet. Sci. Eng, 176, 1121–1134., 2019.

**Jing J. [et al.]** Viscosity and contact angle prediction of low water-containing heavy crude oil diluted with light oil. [Book]. - [s.l.] : J. Pet. Sci. Eng. 176, 1121–1134., 2019.

**Jing J., Yin R. and et al.** Determination of the Transportation Limits of Heavy Crude Oil Using Three Combined Methods of Heating, Water Blending and Dilution. [Book]. - [s.l.] : ACS Omega. pp 9870-9884., 2020.

**Joyanes Aguilar Luis** Fundamentos de Programación: Algoritmos, Estructuras de Datos y Objetos [Book]. - [s.l.] : McGraw-Hill, 2018.

**Krasnov A.N. and Prakhova M. Yu** Metering the flow of oil with drag-reducing agents [Book]. - [s.l.] : J. Phys.: Conf. Ser. 1582 012048, 2020.

**Langner C.G. and Bass R.M.** Method for Enhancing the Flow of Heavy Crudes through Subsea Pipelines. [Patent] : 6264401. - US Patent, 2001.

**Lederer E.L.** Viscosity of mixtures with and without diluents. [Conference] // Proc World Pet Congr Lond 2:526–528. - Londres : [s.n.], 1933.

**Marsden S.S. and Rose S.C.** Pipelining Crude Oils and Tars Containing Dissolved Natural Gas at Sub-freezing Temperatures in Order to Avoid Environmental Damage. [Patent] : 3670752. - US Patent, 1972.

**Martínez R., Mosqueira M. and et al** Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: A review. [Book]. - Journal of Petroleum Science and Engineering : Elsevier, 2010.

**Milligan S.N. [et al.]** Drag Reduction of Asphaltenic Crude Oils. [Patent] : 20080149530. - US Patent Application, 2008.

**Monson L. T.** Viscosity of Petroleum Emulsions. [Book]. - [s.l.] : Ind. Eng. Chem. 30, 1287–1291., 1938.



**Myers R.D. [et al.]** Producing Pipelinable Bitumen. [Patent] : 6096192. - US Patent, 2000.

**Naseri A., Nikazar M. and Dehghani S. A. M.** A correlation approach for prediction of crude oil viscosities. [Book]. - [s.l.] : J. Pet. Sci. Eng. 47, 163–174., 2005.

**Noria Corporation** Machinery Lubrication [Online]. - Diciembre 2022. - Marzo 2024. - <https://www.machinerylubrication.com/Read/29087/astm-pour-point>.

**Nuñez G., Guevara E and Gonzalez J.** Highly viscous oil transportation methods in the Venezuela industry. [Conference] // Proceeding of the 15th World Petroleum Congress, 495-502. - 1998.

**OECD/IEA** Resources to reserve: oil and gas technologies for the energy markets of the future [Report]. - París : [s.n.], 2005.

**Perry G.** Method of Shear Heating of Heavy Oil Transmission Pipelines. [Patent] : 2524542. - Canadian Patent Application, 2007.

**Petróleos Mexicanos** Estadísticas Petroleras [Online]. - Diciembre 2023. - Febrero 20, 2024. - <https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Indicadores%20Petroleros/indicador.pdf>.

**Poettmann F.H.** Micellar Systems Aid in Pipelining Viscous Fluids. [Patent] : 3892252. - US Patent, 1975.

**Reyes S. and Rosete M.A.** Análisis de la Productividad en Pozos de Aceite y Gas Disuelto en Formaciones Carbonatadas para Diferentes Terminaciones. [Book]. - Ciudad de México : Facultad de Ingeniería, UNAM., 2010.

**Rivas H. [et al.]** Natural Surfactant with Amines and Ethoxylated Alcohol. [Patent] : 5792223. - US Patent, 1998.

**Sanierte A., Hénaut I. and Argiller J.F.** Pipeline transportation of heavy oils, a strategic, economic and technological challenge. [Book]. - [s.l.] : Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 59 (2004), No. 5, pp. 455-466, 2004.

**Santos R. G., Loh W. and et al** An Overview of Heavy Oil Properties and its Recovery and Transportation Methods. [Book]. - Brasil : Brazilian Journal of Chemical Engineering, 2014. - Vol. 31 : 03 : pp. 571-590.

**Secretaría de Energía** Prospectiva de petróleo crudo y petrolíferos 2017-2031 [Report]. - México : SENER, 2017. - pp. 44-47.

**Shu W.R.** A viscosity correlation for mixtures of heavy oil, bitumen, and petroleum fractions [Book]. - [s.l.] : SPE 11280. SPE J 24(3): 277–282, 1984.

**Soliman E.** Flow of Heavy Oils at Low Temperatures: Potential Challenges and Solutions. [Book]. - [s.l.] : Processing of Heavy Crude Oils - Challenges and Opportunities. IntechOpen., 2019.

**Toms B.A.** Proceedings of the 1st International Congress on Rheology [Book]. - North Holland, Amsterdam : Vol. II, p. 135, 1948.

**Trevisan O. V. [et al.]** Oil production in offshore fields: An overview of the Brazilian technology development program. [Conference] // World Heavy Oil Conference. - Pekín, China : [s.n.], 2006.

**Van den Bosch P.J.W.M. and Schrijvers F.A.M.** Process to Produce Pipeline transportable Crude Oil from Feed Stocks containing Heavy Hydrocarbons. [Patent] : 20060144754. - US Patent Application, 2006.

**Vand V.** Theory of Viscosity of Concentrated Suspensions. [Book]. - [s.l.] : Nature, 155, 364–365., 1945.

**Wehunt C. D. [et al.]** Technical challenges for offshore heavy oil field developments [Book]. - [s.l.] : Offshore Technology Conference Proceedings, Paper 15281, 2003.

**Weisstein Eric W.** Ceiling Function. [Online]. - MathWorld--A Wolfram Web Resource. - Agosto 22, 2022. - <https://mathworld.wolfram.com/CeilingFunction.html>.

**Wen J., Zhang J. and Wei M.** Effective viscosity prediction of crude oil-water mixtures with high water fraction. [Book]. - [s.l.] : J. Pet. Sci. Eng. 147, 760–770., 2016.

**Widman Richard** Widman International SRL [Online]. - Marzo 2024. - <https://www.widman.biz/boletines/95.php>.

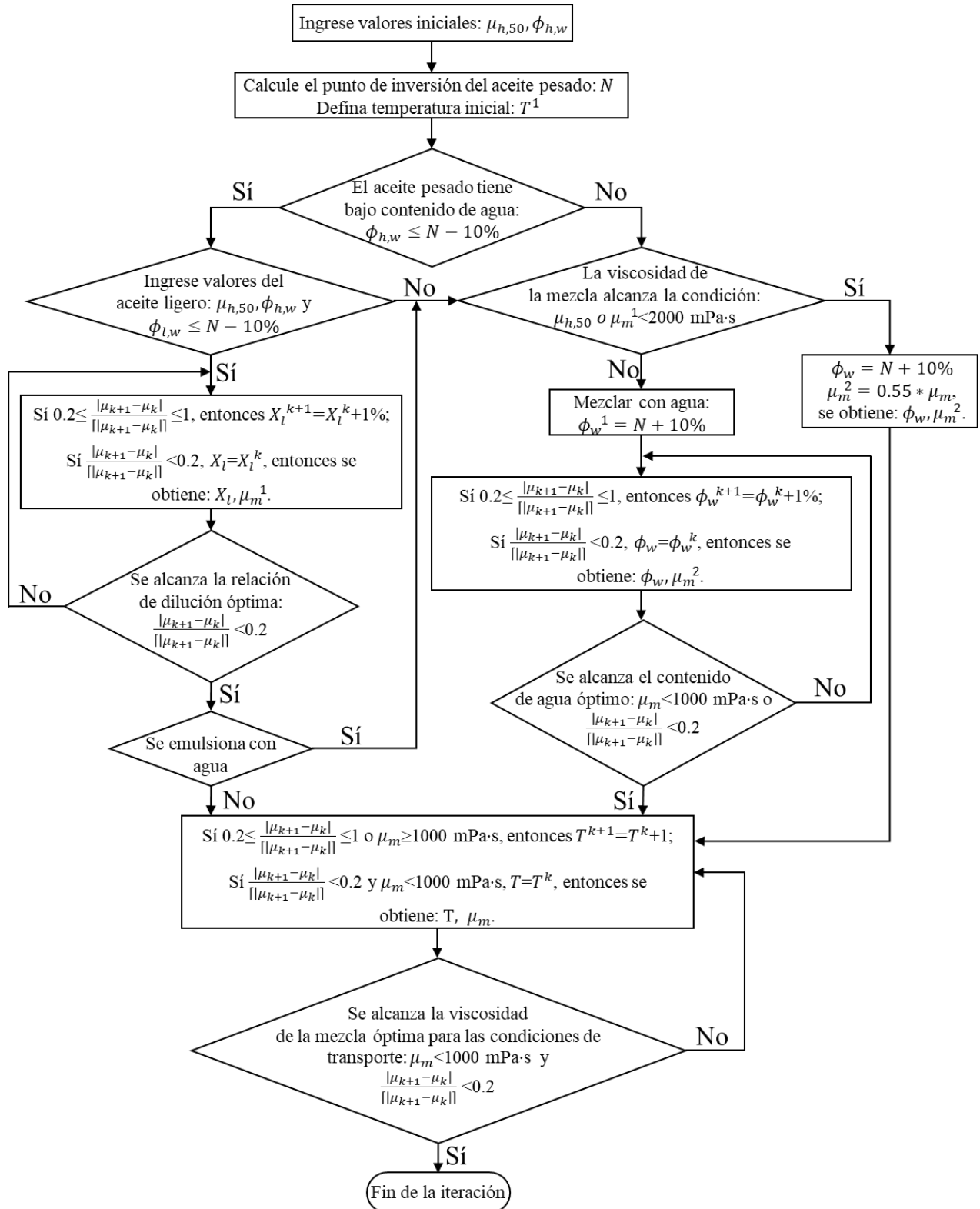
**Zagustin K., Guevara E. and Nunez G.** Process for Restarting Core Flow with Very Viscous Oils after a Long Standstill Period. [Patent] : 4745937. - US Patent, 1998b.

## **Nomenclatura**

- 1P: Reservas probadas, con un alto potencial de ser recuperadas.
- 2P: Reservas probables, con al menos un 50% de probabilidad de ser recuperadas.
- 3P: Reservas posibles, con al menos un 10% de probabilidad de ser recuperadas.
- AC: Corriente Alterna.
- API: American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petróleo).
- CAF: Core Annular Flow (Flujo Núcleo-Anular).
- CAPRI: Catalytic Upgrading Process In-Situ (Proceso de mejoramiento catalítico in Situ).
- CSS: Cyclic Steam Stimulation (Inyección cíclica de vapor).
- DC: Corriente directa.
- DME: Dimetil éter.
- EOR: Enhanced Oil Recovery (Recuperación mejorada de aceite).
- FR: Factor de Recuperación.
- ISC: In-Situ Combustion (Combustión in Situ).
- Mbd: Miles de barriles diarios.
- MMbbl: Millones de barriles.
- N: Punto de inversión de fase.
- O/W: Emulsión de aceite (fase dispersa) en agua (fase continua).
- PPD: Pour Point Depressants (Depresores del punto de fluidez).
- psi: Libras por cada pulgada cuadrada (unidad de presión).
- RGA: Relación Gas Aceite.
- SAGD: Steam Assisted Gravity Drainage (Recuperación gravitacional asistida por vapor).
- SARA: Análisis de laboratorio para conocer la porción de Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfáltenos.
- SF: Steam Flooding (Inyección de vapor).
- THAI: Toe-to-Heel Air Injection (Inyección de aire de punta a talón, se utiliza un pozo vertical como pozo inyector y un pozo horizontal como productor).
- VBA: Visual Basic for Applications.
- W/O: Emulsión de agua (fase dispersa) en aceite (fase continua).

# Anexos

## Anexo 1



## Anexo 2

**Pesado** **Ligero** **Métodos** Dilución, Emulsión y Calentamiento

$H_{h,50}$  3911 mPa\*s  $H_{l,50}$  929 mPa\*s Cragoe

$\Phi_{h,w}$  6 %  $\Phi_{l,w}$  0 %

Limpiar

**Agua**  $H_{w,50}$  0.55 mPa\*s Barnea & Mizrahi

$\mu_m$  323.96 mPa\*s  $T$  53 °C

% por arriba de N 10

**Dilución**

$\mu_m^1$  1429.27 mPa\*s

$X_1$  68 %

**Emulsión**

$\mu_m^2$  414.20 mPa\*s

$\phi_w$  48 %