

PROYECTO DE GRADO INGENIERÍA CIVIL  
USO DE AGENTES REDUCTORES DE ARRASTRE (DRAG  
REDUCTION AGENTS) PARA FACILITAR EL BOMBEO DE  
CRUDOS PESADOS, CON ÉNFASIS EN SUSTANCIAS  
SURFACTANTES

María Ximena Borrero García

Asesor: Juan G. Saldarriaga Valderrama



UNIVERSIDAD DE LOS ANDES  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA CIVIL Y AMBIENTAL  
INGENIERÍA CIVIL  
Bogotá D.C  
2014

## AGRADECIMIENTOS

*“El futuro tiene muchos nombres.*

*Para los débiles es lo inalcanzable.*

*Para los temerosos lo desconocido.*

*Para los valientes la oportunidad.”*

Víctor Hugo

A mis papas Álvaro y Ximena por el apoyo incondicional que siempre me han dado.

A mi abuelo Cesar García por mostrarme lo que era la ingeniería civil.

A mi asesor Juan Saldarriaga por guiarme en el proceso.

## Contenido

Índice de Figuras.....	iv
Índice de Gráficas.....	vi
Índice de Tablas.....	viii
Índice de Ecuaciones .....	ix
1. Introducción.....	1
1.1. Objetivos .....	3
1.2. Objetivo General .....	3
1.3. Objetivos Específicos .....	3
2. Marco Teórico.....	4
2.1. Explotación de crudos .....	4
2.2. El crudo en Colombia .....	6
2.3. Crudos pesados y extra pesados en el mundo y en Colombia.....	9
2.4. Clasificación de crudos.....	10
2.5. Interacción Flujo - Pared Sólida .....	12
2.6. Viscosidad.....	13
2.7. Número de Reynolds.....	15
2.8. Pérdidas por fricción.....	15
2.9. Turbulencia y escalas de medición .....	16
2.1. Reducción de la fricción o reducción de arrastre.....	18
3. Transporte de Crudos.....	21
3.1. Reducción de viscosidad.....	22
3.1.1. Dilución.....	22
3.1.2. Calentamiento del crudo.....	24
3.1.3. Emulsión.....	25
3.1.4. Reducción del punto de fluidez.....	26

3.2.	Reducción de la fricción o reducción de arrastre.....	27
3.2.1.	Flujo Anular.....	27
3.3.	Mejoramamiento in situ.....	28
4.	Agentes reductores de arrastre (DRA).....	30
4.1.	Generalidades .....	30
4.2.	Polímeros.....	30
4.2.1.	Reducción de arrastre.....	31
4.2.2.	Regímenes de reducción de arrastre .....	35
4.2.3.	Efecto de los polímeros en la reducción de arrastre.....	38
4.3.	Fibras.....	40
5.	Surfactantes.....	48
5.1.	Composición y clasificación .....	48
5.2.	Tipos de surfactantes.....	49
5.2.1.	Surfactantes Aniónicos .....	49
5.2.2.	Surfactantes Catiónicos.....	50
5.2.3.	Surfactantes No Iónicos.....	50
5.2.4.	Surfactantes Anfóteros .....	50
5.3.	Génesis de las micelas.....	50
5.3.1.	Concentración crítica micelar y formación de micelas .....	50
5.3.2.	Temperatura de Kraft .....	52
5.3.3.	Radio de la sección transversal ( <i>r<sub>cs</sub></i> ) .....	53
5.3.4.	Longitud total ( <i>L</i> ) .....	53
5.3.5.	Longitud de persistencia <i>lp</i> .....	55
5.3.6.	Formación de redes de micelas.....	56
5.3.7.	Deslizamiento de pared.....	59
5.3.8.	Relajación.....	61
5.3.9.	Regeneración de las micelas.....	65

5.4.	Reducción de la fricción y número de Reynolds.....	66
6.	Factibilidad del Uso de Surfactantes en Colombia .....	74
6.1.	Infraestructura OCENSA.....	74
6.2.	Infraestructura necesaria para la adición de surfactantes.....	75
6.3.	Comercialización y Costos .....	79
6.4.	Ventajas .....	82
6.5.	Desventajas .....	83
7.	Conclusiones y Recomendaciones.....	85
7.1.	Conclusiones.....	85
7.2.	Recomendaciones.....	88
8.	Bibliografía.....	89

## Índice de Figuras

Figura 2.1-Producción de crudo por empresa operadora. (Ahumada Rojas, 2014). .....	7
Figura 2.2-Aporte de los Departamentos en la Producción Nacional de Petróleo – 2013. (ENERGÍA M. D., 2013). .....	7
Figura 2.3- Infraestructura petrolera en Colombia. (ECOPETROL, 2012). .....	8
Figura 2.4-Reservas mundiales de crudo. (Treviño, 2005). .....	9
Figura 2.5- Clasificación de crudos según °API y Viscosidad. (Bohórquez Arévalo, 2012). .....	11
Figura 2.6- Interacción Flujo – Pared Sólida. (Bohórquez Arévalo, 2012). .....	13
Figura 2.7- Líneas de corriente, Trayectoria. (Saldarriaga, Mecánica de Fluidos 2012-2, 2012). .....	14
Figura 2.8- Fuerzas de tracción. (Saldarriaga, Mecánica de Fluidos 2012-2, 2012). .....	14
Figura 2.9 - Flujo turbulento en tuberías. Vectores de velocidad de las partículas y trayectoria de una de éstas. (Saldarriaga, Hidráulica de Tuberías, 2007). .....	15
Figura 3.1-Metodologías para mejorar el transporte de crudos pesados. (Hart, 2013). .....	22
Figura 3.2- El efecto de la viscosidad absoluta del disolvente orgánico diluido crudo pesado. (Hart, 2013). .....	23
Figura 3.3- Respuesta de la viscosidad al aumentar la temperatura. (Hart, 2013). .....	24
Figura 3.4- Tipos de emulsión de agua y crudo. (Hart, 2013). .....	25
Figura 3.5- Viscosidad de crudo pesado en una emulsión crudo en agua con diferentes concentraciones de surfactante a 30°C. (Basma, Yaghi, & Al-Bomani, 2010). .....	26
Figura 3.6- Flujo anular. (Bohórquez Arévalo, 2012). .....	27
Figura 3.7- A posición radial del crudo generación del flujo anular. B. La diferencia de densidades entre el crudo y el solvente. C. contacto del crudo por la pared de la tubería. (Hart, 2013). .....	28
Figura 4.1- Oposición al estiramiento de vórtices padre. (Aguas, 2013). .....	34
Figura 4.2- Evolución de un vórtice en diferentes escenarios de reducción. (Adrian, 2008). .....	35
Figura 4.3-Cambio en el perfil de velocidades debido a la inyección de polímeros. (Adrian, 2008). .....	38
Figura 4.4-Presencia de vórtices en diferentes escenarios de reducción. (Adrian, 2008). .....	39
Figura 4.5- Suspensión de fibras tipo I, diluido. (Delfos, Hoving, & Boersma, 2011). .....	42
Figura 4.6- Suspensión de fibras tipo II, semi diluido. (Delfos, Hoving, & Boersma, 2011). .....	42
Figura 4.7- Suspensión de fibras tipo III, concentrado. (Delfos, Hoving, & Boersma, 2011). .....	43

Figura 5.1- Fuerzas repulsivas en micelas cilíndricas formadas por Surfactantes Catiónicos. (Aguas, 2013).	54
Figura 5.2 - Tubo formado por micelas circundantes. (Aguas, 2013).	62
Figura 5.3-Mecanismo de reptación. (Aguas, 2013).	63
Figura 5.4- Distribución de esfuerzos cortantes en una tubería. (Autor)	65
Figura 6.1- Oleoducto Central de los Llanos. (ECOPETROL, 2012).	75
Figura 6.2- Oleoducto OCENSA. (ECOPETROL, 2012).	75
Figura 6.3- Esquema de una estación de bombeo típica. (Aguas, 2013).	76
Figura 6.4- Bomba rotativa HILLMANN S.A (HILLMANN).	77
Figura 6.5- Tanque de almacenamiento tipo cigarro. (UBA)	77
Figura 6.6- Esquema de una estación típica con la inyección de agentes reductores de arrastre. (Aguas, 2013).	78
Figura 6.7- Tanque de mezclado para surfactantes. (ENERGY)	79
Figura 6.8- Portafolio de productos PSPI. (Philips 66).	80

## Índice de Gráficas

Gráfica 2.1-Demanda de energía. (González, 2012).....	4
Gráfica 2.2 - reservas de crudo en el mundo. (González, 2012).....	5
Gráfica 2.3- reservas de crudo en América Latina. (González, 2012).....	5
Gráfica 2.4- Producción de Petróleo. (González, 2012). ....	6
Gráfica 2.5- Producción vs Consumo. (González, 2012).....	6
Gráfica 4.1-Perfil de velocidades para diferentes porcentajes de reducción de arrastre. (Dubief, White, Terrapon, Shaqfeh, & Lele, 2004). (Aguas, 2013).....	32
Gráfica 4.2- Efecto de la presencia de polímeros en el valor de viscosidad de elongación. (Little, Hansen, Hunston, Kim, Patterson, & Ting, 1975). (Bohórquez Arévalo, 2012).....	33
Gráfica 4.3- Efecto del diámetro en la reducción de arrastre. (Virk, 1975). (Bohórquez Arévalo, 2012).....	36
Gráfica 4.4- Representación de las diferentes reducciones de arrastre por la utilización de polímeros. (Abubakar, Al-Wahaibi, Al-Hashmi, & Al-Ajmi, 2014). ....	37
Gráfica 4.5- Efecto de la concentración en la reducción de arrastre. (Virk, 1975).....	40
Gráfica 4.6- Efecto en el número de aglomeración con los tamaños de los flóculos para diferentes relaciones de aspecto. (Beghello, 1998). ....	44
Gráfica 4.7- Comparación de curvas de pérdidas por fricción entre fluido con suspensión de fibras y fluido solo. (Aguas, 2013).....	45
Gráfica 4.8- Efecto de la concentración y relación de aspecto en suspensión de fibras de Nylon para una velocidad media de flujo de 8 p/s. (Aguas, 2013). ....	46
Gráfica 5.1- Zonas de estabilidad para la solución de Dodecilsulfato sódico (SDS) con NaCl. F, (Aguas, 2013). ....	52
Gráfica 5.2- Variación de la solubilidad de un surfactante en agua vs temperatura; en línea de puntilla se indica la extrapolación de la tendencia en el caso de no formarse micelas. (Salager J.-L. , Surfactantes en solución acuosa, 1993).....	53
Gráfica 5.3- Correlación de diagramas térmicos de flujo y torque ejercido para mantener la velocidad constante. (Rodrigues, Ito, & Sabandini, 2011).....	57
Gráfica 5.4- Efectos de la concentración de MDR-2000 en la reducción de arrastre. (Salem, Mansour, & Sylvester, 2007).....	58
Gráfica 5.5- Velocidad Aparente de deslizamiento de pared (símbolos rellenos) y reducción de arrastre (símbolos vacíos) en función de la concentración del surfactante CTAB/salycilate sistema de la relación surfactante /relación de sales. (Drappier, y otros, 2006).....	60
Gráfica 5.6- Reducción de arrastre de Arquead S-50/NaSal (5mM/12.5mM). (Qi & Zakin, 2002).....	68
Gráfica 5.7- Relación reducción de arrastre versus Número de Reynolds para una concentración de 200ppm CTAC/NaSal a diferentes temperaturas del flujo. (Zhou, Xu, Ma, Li, Wei, & Yu, 2011). ....	68
Gráfica 5.8- Viscosidad de corte de CTAC/NaSal en 200ppm a diferentes temperaturas. (Zhou, Xu, Ma, Li, Wei, & Yu, 2011). ....	69
Gráfica 5.9- Efectividad de la reducción de arrastre de una solución de CTAC/NaSal en concentración de 200ppm en una tubería a 20°C. (Zhou, Xu, Ma, Li, Wei, & Yu, 2011).....	69



Gráfica 5.10- Efecto de la concentración del surfactante sobre la reducción de arrastre en una tubería de diámetro de 0.0508m a un caudal de 12m<sup>3</sup>/h. (Abdul-Hadi & Khadom, 2013). ..... 70

Gráfica 5.11- Efecto del diámetro de la tubería sobre la reducción de arrastre para una concentración de 50ppm fluyendo a un caudal de 6 m<sup>3</sup>/h. (Abdul-Hadi & Khadom, 2013). ... 71

Gráfica 5.12- Efecto del caudal sobre la reducción de arrastre para diferentes surfactantes en una concentración de 225 ppm en una tubería de diámetro de 0.0254 m. (Abdul-Hadi & Khadom, 2013)..... 72

## Índice de Tablas

Tabla 2.1- Composición de los crudos. (Mayorga García, 2002).....	10
Tabla 2.2- Clasificación por composición química. (Speight, 2002). .....	12
Tabla 2.3- Clasificación de régimen de flujo en términos de distancia adimensional. (Bohórquez Arévalo, 2012).....	18
Tabla 5.1- Valores típicos HLB. (AkzoNobel, 2011).....	49
Tabla 5.2- Valores típicos HLB. (AkzoNobel, 2011).....	49
Tabla 5.3- Datos experimentales para el surfactante SLES en una concentración de 150 ppm disuelto en petróleo Kirkuk en una tubería de diámetro de 0.0254 m. (Abdul-Hadi & Khadom, 2013).....	73
Tabla 6.1-Portafolo de productos PSPI para el transporte de crudos. (Bohórquez Arévalo, 2012).....	81

## Índice de Ecuaciones

Ecuación 2.1- Gravedad API.....	11
Ecuación 2.2- Esfuerzo cortante turbulento.....	12
Ecuación 2.3- Ley de viscosidad de Newton.....	14
Ecuación 2.4 Número de Reynolds.....	15
Ecuación 2.5- Ecuación Darcy Weisbach .....	16
Ecuación 2.6- Caudal en una tubería simple.....	16
Ecuación 2.7- Velocidad de corte .....	17
Ecuación 2.8 Escala de longitud viscosa.....	17
Ecuación 2.9- Distancia desde la pared “Wall Units” .....	17
Ecuación 2.10- Reducción de arrastre comparada con el factor de fricción. (Salem, Mansour, & Sylvester, 2007). .....	19
Ecuación 2.11 Reducción de arrastre comparada con las pérdidas de presión. (Karami & Mowla, 2012). .....	19
Ecuación 2.12- Reducción de arrastre comparada con el esfuerzo cortante en la tubería. (Aguas, 2013). .....	19
Ecuación 4.1-Régimen Polimérico.....	36
Ecuación 4.2-Régimen de máxima reducción.....	37
Ecuación 4.3- Concentración crítica.....	41
Ecuación 4.4- Número de aglomeración.....	41
Ecuación 4.5- Relación de aspecto .....	43
Ecuación 5.1- Parámetro de empaquetamiento.....	48
Ecuación 5.2- Longitud total de la micela.....	54
Ecuación 5.3- Longitud total de la micela.....	54
Ecuación 5.4- Energía electrostática .....	55
Ecuación 5.5- Longitud de persistencia .....	55
Ecuación 5.6- Tiempo ocurrencia mecanismo de reptación .....	64
Ecuación 5.7- Tiempo ocurrencia mecanismo de escisión reversible.....	64
Ecuación 5.8- Liberación de cortante mecanismo de reptación .....	64
Ecuación 5.9- Liberación de cortante mecanismo de escisión reversible.....	64
Ecuación 5.10- Tiempo para que ocurra la liberación de cortante por la escisión reversible ..	64
Ecuación 5.11- Número de Reynolds .....	66
Ecuación 5.12- Colebrook-White.....	66
Ecuación 5.13- Darcy Weisbach .....	67
Ecuación 5.14- Factor de fricción.....	67



## 1. Introducción

La producción de energía en el mundo es fundamental para el funcionamiento de casi todos los elementos que se tienen hoy en día a la mano, además del funcionamiento de las industrias y comercios existentes. Esta producción de energía se ha basado en los últimos años en la explotación del petróleo como principal fuente. El problema actual con esta situación es que el petróleo no es un recurso renovable y se está acabando debido al gran crecimiento en la demanda. Este crecimiento en la demanda se ve influenciado principalmente por el crecimiento demográfico que se ha venido presentando y que se presentará en los siguientes años.

En la actualidad se explotan los crudos livianos, debido a su bajo costo de explotación y transporte, además de las facilidades de refinamiento que este tiene. Estos grandes pozos por muchos años han estado dándole al mundo la energía que necesita, pero al no ser un recurso renovable no durará para siempre. La industria petrolera hoy está buscando diferentes alternativas para seguir supliendo la demanda creciente de energía a nivel mundial, lo que hace muchos años habían dejado atrás por ser muy costoso hoy se ve como la mejor alternativa. Esta alternativa es la explotación de los crudos pesados y extra pesados.

Estos crudos tienen una viscosidad muy alta, lo que genera que su resistencia a fluir sea bastante alta y por ende se requiere de grandes cantidades de energía para poder movilizar el crudo. Esta situación genera que el costo de extracción y transporte del crudo pesado y extra pesado sea considerablemente más alto que cuando se tienen crudos livianos.

La industria petrolera para reducir estos costos y mantener la rentabilidad de la extracción del crudo se ha interesado en buscar nuevos métodos para transportar estos crudos, cambiando parcialmente las propiedades reológicas del crudo o afectando su comportamiento con las tuberías a la hora de fluir. Una de estas metodologías es el uso de Agentes Reductores de Arrastre; esta metodología busca de diferentes maneras reducir la fricción que se genera en la tubería para así no necesitar grandes cantidades de energía para poder movilizar el crudo.

Los DRA (agentes reductores de arrastre) se inyectan en el crudo esperando que interactúen directamente con la turbulencia de la tubería (agentes reductores de arrastre poliméricos,



surfactantes o fibras). Dependiendo del método utilizado se obtiene diferentes reducciones, esto también depende de las características del crudo, ya que no cualquier DRA realiza la mejor reducción de arrastre.

En el presente trabajo se hablará principalmente de los Surfactantes como agentes reductores de arrastre, explicando su interacción con el crudo, el efecto que tiene en la reducción de las pérdidas de energía y la forma en como debe ser utilizado. Todo esto enfocado en el ámbito colombiano, ya que el país tiene pozos de crudos pesados y necesita diferentes alternativas para poder extraer el crudo de una manera rentable.

También se hará una breve explicación de los otros métodos de reducción de arrastre y las diferentes metodologías que hasta el día de hoy se han utilizado para poder reducir la viscosidad del crudo.



## 1.1.Objetivos

### 1.2.Objetivo General

Entender el funcionamiento de los diferentes agentes reductores de arrastre especialmente de los surfactantes, utilizados para facilitar el bombeo de crudos pesados en la industria petrolera.

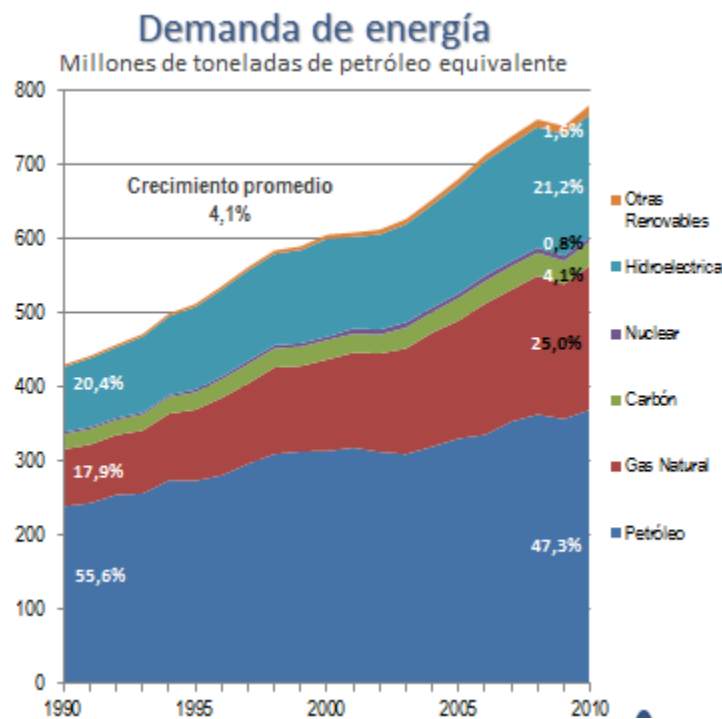
### 1.3.Objetivos Específicos

- Entender la situación actual del consumo de energía mundial y las diferentes fuentes de donde se obtienen.
- Entender cómo se realiza el transporte de crudo en Colombia, viendo las diferentes dificultades a las cuales se enfrenta.
- Estudiar los diferentes factores que afectan la reducción de arrastre como la turbulencia, la interacción pared sólida – sustancia, el factor de fricción, el número de Reynolds y la viscosidad.
- Analizar las diferentes metodologías de transporte utilizadas para reducir la viscosidad.
- Indagar los tres tipos de agentes reductores de arrastre, su funcionamiento, eficiencia, economía, ventajas y desventajas.
- Entender el funcionamiento de las sustancias surfactantes con el crudo y su interacción.
- Entender la formación de las micelas y su interacción con el crudo para la reducción del arrastre.
- Analizar la formación de redes de micelas, entendiendo su comportamiento con el crudo y cómo generan la reducción de arrastre.
- Analizar las ventajas y desventajas del uso de agentes reductores de arrastre en términos de funcionamiento, eficiencia y economía.
- Indagar sobre la factibilidad de utilizar este tipo de agentes reductores en Colombia.

## 2. Marco Teórico

### 2.1. Explotación de crudos

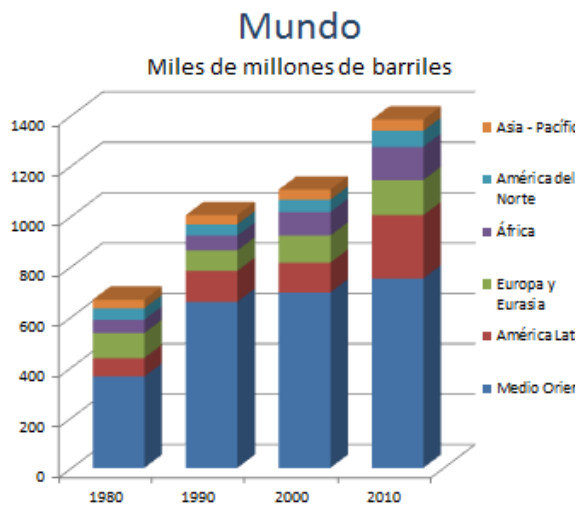
El crecimiento de la población ha generado directamente un crecimiento de la demanda de producción de energía; el crecimiento poblacional ha sido aproximadamente de 1,45% anual (González, 2012), lo que ha hecho que la industria petrolera se vea forzada a aumentar la extracción del crudo para la generación de energía. La generación de energía no solo proviene del petróleo. Existen diferentes fuentes como la hidroeléctrica, la nuclear y la proveniente del carbón, pero la más rentable y que se ha utilizado más a lo largo de los años, es la del petróleo. Actualmente han creado nuevas formas de producción energética renovables, como lo es la energía eólica o los paneles solares, pero estos no alcanzan a cubrir la demanda mundial. Esta demanda energética tiene un factor de crecimiento de 4,1% anual (González, 2012).



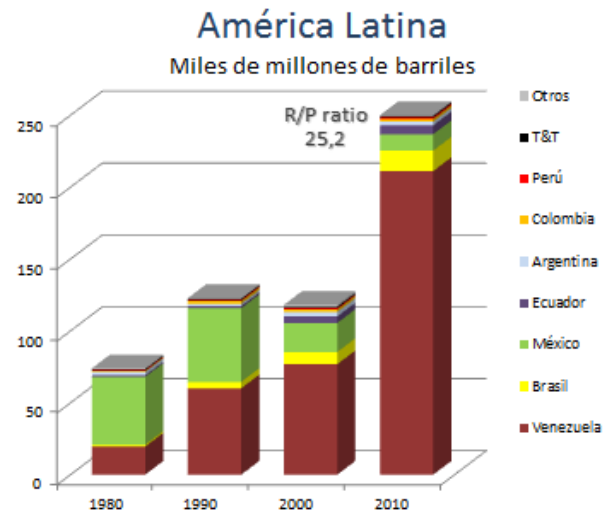
Gráfica 2.1-Demanda de energía. (González, 2012).

Con esta creciente demanda de petróleo en el mundo para poder cubrir la necesidad de generación de energía se realizaron diferentes estudios en el mundo para ver cuáles son las reservas del crudo a nivel mundial. A continuación se presentan dos gráficas la Gráfica 2.1 es

la reserva de petróleo por continente, mostrando que Medio Oriente tiene grandes reservas y en la Gráfica 2.2 se ve la reserva que hay en Latinoamérica por país, viendo que Colombia no es de las principales potencias pero tiene una cantidad importante de crudo que puede ser explotado en el futuro.



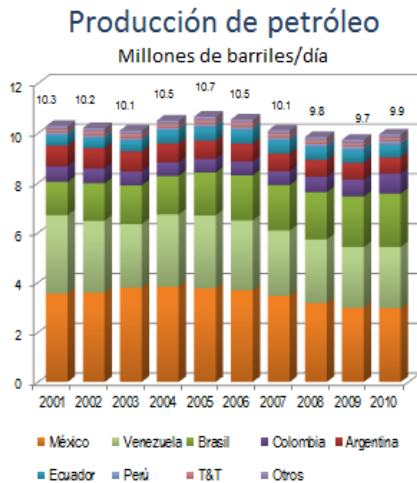
Gráfica 2.2 - reservas de crudo en el mundo.  
 (González, 2012).



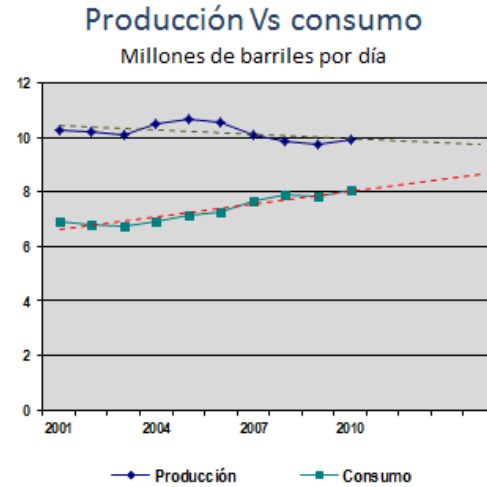
Gráfica 2.3- reservas de crudo en América Latina.  
 (González, 2012).

Los dos principales productores de crudo en Latinoamérica son Venezuela y México con grandes cantidades; los otros países del sur del continente tienen participación pero no son muy grandes comparadas con estos dos países. Se podría decir que Colombia es el cuarto o quinto país que extrae la mayor cantidad de crudo. Esto se puede ver más detenidamente en la Gráfica 2.4, en el cual se ven las cantidades de barriles que extraen cada uno de los países de Latinoamérica.





Gráfica 2.4- Producción de Petróleo. (González, 2012).



Gráfica 2.5- Producción vs Consumo. (González, 2012).

La pronta inversión para la extracción de crudos de las reservas es muy importante, ya que el crecimiento en la demanda es muy grande y la cantidad del crudo que se ha encontrado está escaseando. Como se puede observar en la Gráfica 2.5 la producción tiene una tendencia decadente, mientras que el consumo tiene una tendencia creciente. Es muy importante abarcar este tema y poder encontrar soluciones; una de estas es la búsqueda de los pozos de crudos pesados, los cuales hasta el momento no han sido explotados pero que existen grandes reservas de los mismos.

El consumo de energía aumentará en un 56% en los próximos años (RT, 2013), haciendo que se cree un mercado muy grande buscando la generación de energía. Con todo esto según la consultora IHS Latinoamérica tiene el 48% de los crudos pesados que se pueden explotar y Colombia es el 5° país (ENERGÍA C., 2013); esto hace que Colombia se pueda convertir en una gran potencia en un futuro, cuando los crudos livianos se hayan acabado y la producción energética dependa de los crudos pesados y otras formas de producción de energía.

## 2.2. El crudo en Colombia

En Colombia la principal empresa que extrae el crudo es Ecopetrol. En la Figura 2.1 se muestra la extracción de crudo en el año 2013 por empresa operadora (Ahumada Rojas, Nueva frontera exploratoria, para petroleras grandes, 2014). La empresa con más barriles extraídos por día es Ecopetrol seguida de la empresa Meta Petroleum.

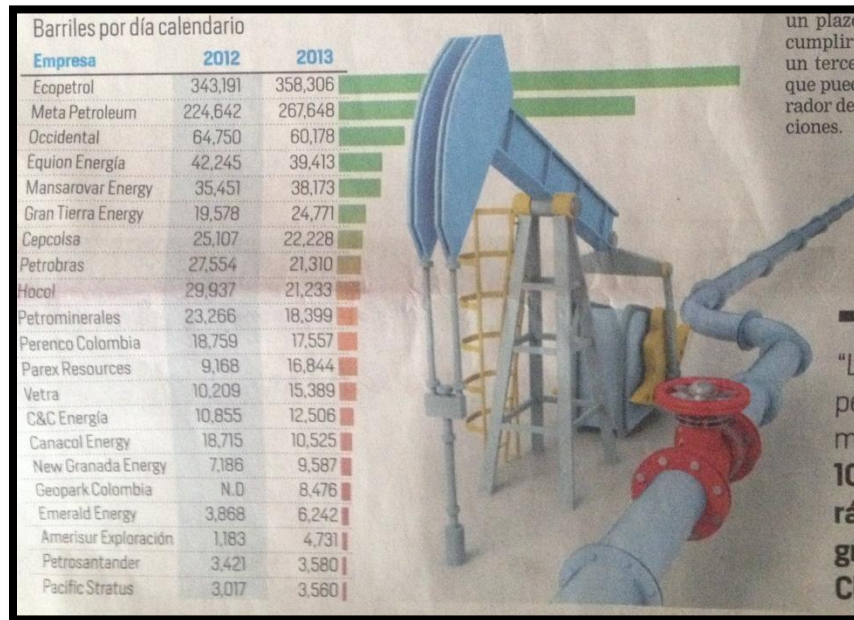


Figura 2.1-Producción de crudo por empresa operadora. (Ahumada Rojas, 2014).

El país cuenta con producción de crudo en aproximadamente 10 departamentos, los cuales se pueden ver en la Figura 2.2. El Ministerio de Minas y Energía espera que la producción del crudo aumente a un millón de barriles día, por lo cual se necesita desarrollar la infraestructura de los oleoductos de una forma mejor, para que esta pueda suplir la demanda que se viene, ya que en el 2011 transportaba 900.000 barriles por día (Ahumada Rojas, EL TIEMPO, 2011).

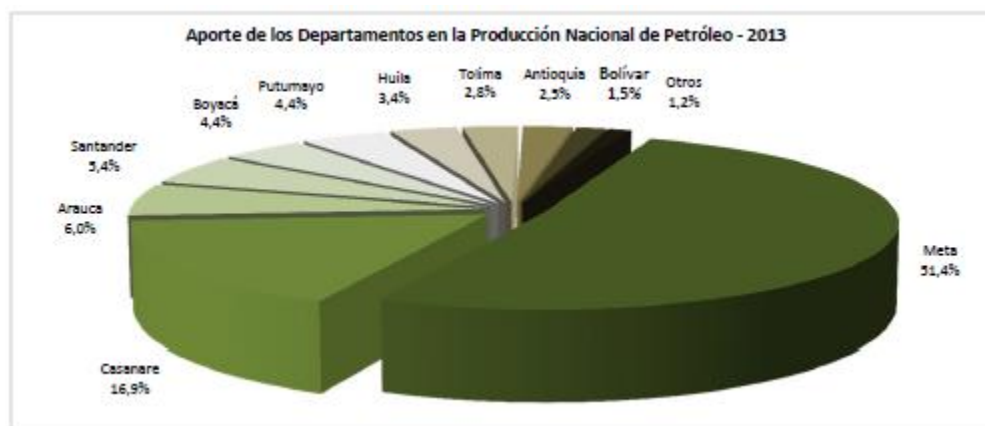


Figura 2.2-Aporte de los Departamentos en la Producción Nacional de Petróleo - 2013. (ENERGÍA M. D., 2013).

Colombia además cuenta con una red de oleoductos que permiten el transporte del crudo a través del país y llegar al puerto en Coveñas para su exportación. Los principales pozos de explotación se encuentran en los llanos orientales, donde está la mayor cantidad de la red de oleoductos del país. En la siguiente Figura 2.3 se puede observar cómo está distribuida la red en todo el país.



Figura 2.3- Infraestructura petrolera en Colombia. (ECOPETROL, 2012).

Uno de los principales problemas en Colombia con relación a la explotación y refinamiento de los crudos es que el transporte hace que no sea rentable el crudo, mientras que en otros países sí lo es. En Colombia la extracción de un barril de petróleo cuesta alrededor de 5 dólares, mientras que el transporte del mismo barril asciende fácilmente a los 15 dólares, ya sea porque no se cuenta con la adecuada infraestructura de los oleoductos o porque deba ser transportado por medio de carro tanques, los cuales se demoran 3 días en promedio en llevar el crudo de su lugar de explotación al lugar donde se realiza la refinería del mismo. Esto es una desventaja muy grande a la cual se ve enfrentada el país, el cual debe desarrollar la

capacidad de poder reducir los costos de transporte del crudo para que sea más rentable y eficiente (Ahumada Rojas, EL TIEMPO, 2011). Es por esta razón que se busca por medio de este estado del arte encontrar nuevas formas para reducir los costos del transporte del crudo, buscando que el crudo sea principalmente transportado por los oleoductos del país y no por medio de carro tanques, los cuales por su tiempo de transporte traen costos asociados que aumentan aún más los costos.

### 2.3. Crudos pesados y extra pesados en el mundo y en Colombia

El nuevo reto del mundo es poder encontrar nuevas fuentes de energía que puedan suplir la demanda creciente mencionada anteriormente. Las reservas de crudos livianos se están acabando y los países se encuentran con el reto de poder explotar y refinar los crudos pesados. En el mundo se tiene que el 64% de las reservas de crudo son de pesados o extra pesados, mientras que solo el 36% son de crudos livianos. Los países que cuentan con mayores reservas de este tipo de crudo son Canadá y Venezuela, principalmente en la faja petrolífera del Orinoco (Treviño, 2005).

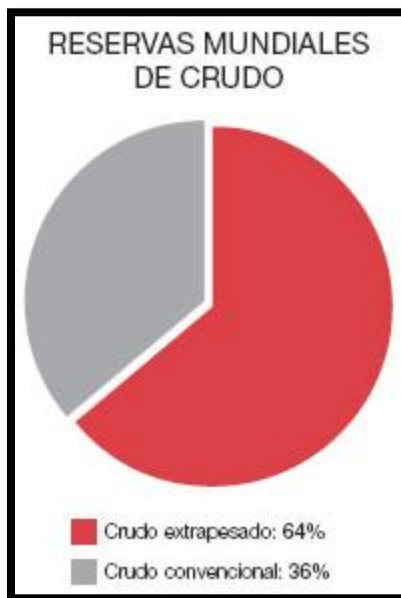


Figura 2.4-Reservas mundiales de crudo. (Treviño, 2005).

En Colombia específicamente el 40% de los crudos que se explotaron en el año 2011 eran crudos pesados y muchos de los pozos que se han encontrado en los últimos años tienen a su

vez esta característica (Chubut, 2011). Los crudos pesados cuentan con azufre y otros minerales en su composición lo que los hace más viscosos. Dada la tendencia a la escasez de crudos livianos es indispensable la explotación de los pesados, impulsando a las economías de los países a invertir en este tipo de explotación. En Colombia por ejemplo Ecopetrol-ICP patentó una forma de reducir los costos de transporte de crudos pesados, la cual se llama Desasfaltado, la cual logra aumentar en varios grados API para facilitar el transporte (Grados API ver 2.4 Clasificación de crudos); esta técnica ayuda a potencializar la extracción de crudos pesados que se encuentran principalmente en los llanos orientales (NNOVA, 2009).

## 2.4. Clasificación de crudos

El crudo es una sustancia que se puede encontrar líquida o gaseosa, cuando está en estado líquido se denomina crudo y cuando está en estado gaseoso se denomina gas natural. Es una sustancia de origen natural, además de ser un hidrocarburo. Sus principales componentes además del carbono son principalmente hidrógeno, azufre y nitrógeno (Mayorga García, 2002). Esta sustancia se puede encontrar en pozos profundos.

Las propiedades de los crudos dependen de la localización, ya que dependiendo de la composición del suelo en la que se encuentren, sus propiedades reológicas se ven afectadas. Los principales porcentajes de los componentes según Ecopetrol para los crudos en Colombia se muestran en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1- Composición de los crudos. (Mayorga García, 2002).

Elemento	% peso
Carbón	84-87
Hidrógeno	11-14
Azufre	0-2
Nitrógeno	0,2

La principal clasificación de los crudos se da por su gravedad API; es una relación del peso del crudo con respecto al peso del agua, pero no es un peso específico debido a que a medida que se cambia la temperatura del crudo, este peso específico cambia, obteniendo así múltiples pesos específicos en función de la temperatura (Bohórquez Arévalo, 2012). Por esta razón se definió la gravedad específica y ésta se da por la siguiente ecuación.

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{G_{S(60^{\circ}F)}} - 131.5 \quad \text{Ecuación 2.1- Gravedad API}$$

A mayor grado API el crudo es más liviano que el agua y a menor grado API el crudo es más pesado que el agua. En la Figura 2.5 se puede observar la clasificación de los diferentes tipos de crudos según su grado API.

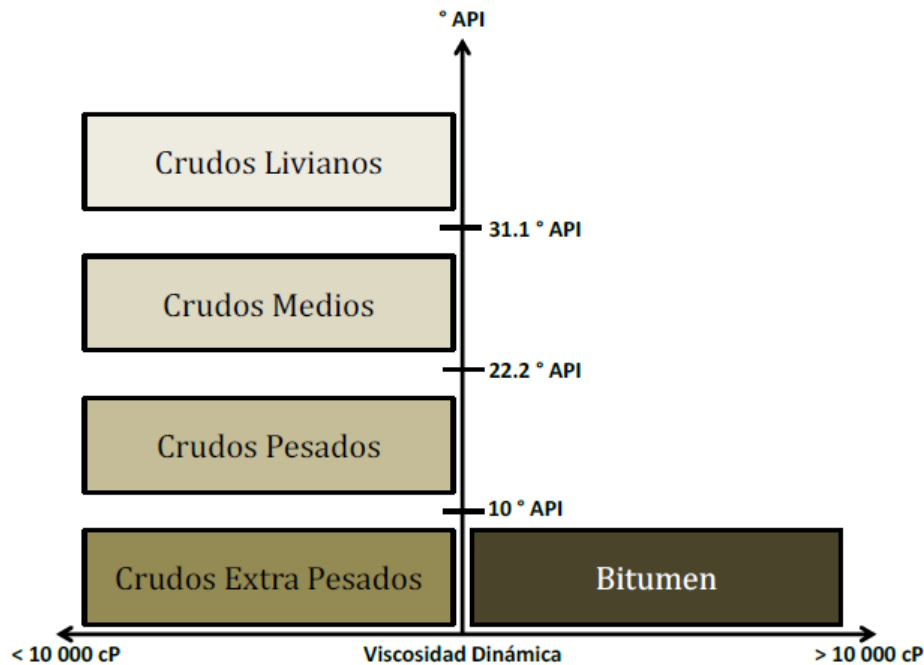


Figura 2.5- Clasificación de crudos según °API y Viscosidad. (Bohórquez Arévalo, 2012).

Los crudos livianos son los que hasta el día de hoy se han explotado, debido a que tienen una baja viscosidad y son muy fáciles de manejar. Los costos asociados con la explotación y al transporte son mucho más económicos que si se estuviera hablando de un crudo pesado o un crudo extra pesado.

Otra forma de clasificar los crudos es por su composición química; esta se da debido a la cantidad porcentual que tiene el crudo de Parafinas, Naftenos, hidrocarburos Aromáticos, Ceras y Asfaltenos. Para poder obtener estos porcentajes se realiza la destilación del crudo y de los residuos que se obtengan se hace el análisis y se obtiene la clasificación del crudo. La destilación se realiza para obtener los diferentes derivados del crudo. Existe un punto a

partir del cual independientemente del aumento de temperatura que se realice no se obtendrán más derivados obteniendo el residuo del crudo. El análisis de composición química se realiza al residuo, a continuación se muestra una tabla con la clasificación (Aguas, 2013).

**Tabla 2.2- Clasificación por composición química. (Speight, 2002).**

Composición química para residuos obtenidos a 250-300°C					Clasificación del Crudo
Parafinas %	Naftenos %	Aromáticos %	Ceras %	Asfaltenos %	
>46, <61	>22, <32	>12, <25	<10	<6	Parafínico
>42, <45	>38, <39	>16, <20	<6	<6	Parafínico- Nafténico
>15, <26	>61, <76	>8, <13	0	<6	Nafténico
>27, <35	>36, <47	>26, <33	<1	<10	Parafínico – Nafténico - Aromático
<8	>57, <78	>20, <25	<0.5	<20	Aromático

## 2.5. Interacción Flujo - Pared Sólida

Cuando se tiene un flujo fluyendo a través de una tubería se genera una interacción entre este fluido y la pared sólida, gracias a esto se presenta el esfuerzo cortante, el cual afecta una zona llamada capa límite (Saldarriaga, Hidráulica de Tuberías, 2007). En esta capa la distribución de velocidades cambia y además en el punto donde el flujo toca la pared la velocidad es cero. L. Prandtl en 1925 determinó la ecuación que relaciona el esfuerzo cortante con el cambio de la velocidad en una longitud de mezcla.

$$\tau_{xy} = \rho l^2 \left( \frac{\delta v_x}{\delta y} \right)^2$$

**Ecuación 2.2- Esfuerzo cortante turbulento**

Cuando se tiene flujo turbulento a la altura de la pared sólida, no se generan las vibraciones de velocidad de forma libre, lo que genera un flujo laminar. Esta zona cerca a la pared sólida de la tubería se denomina subcapa laminar viscosa y sólo se presenta en flujo turbulento (Saldarriaga, Hidráulica de Tuberías, 2007).

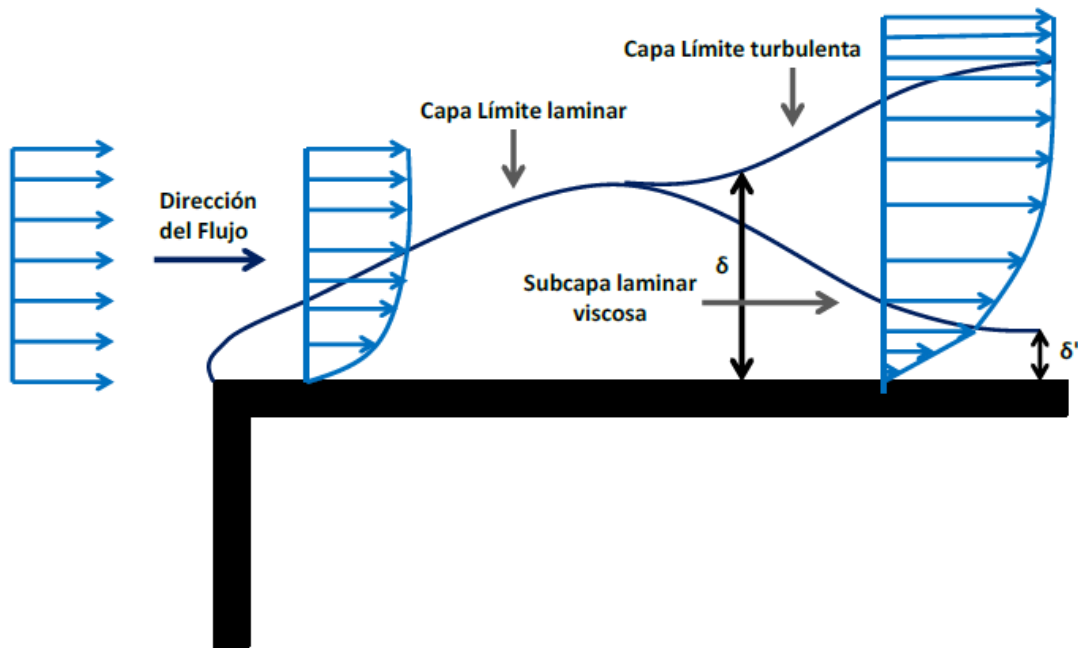


Figura 2.6- Interacción Flujo – Pared Sólida. (Bohórquez Arévalo, 2012).

Los agentes reductores actúan en diferentes sitios de la tubería por esta razón es muy importante saber cuál es su comportamiento hidráulico y en qué zona actúan; de esta forma se puede determinar su eficiencia y su forma de interactuar con el crudo.

## 2.6. Viscosidad

La viscosidad es una propiedad de los fluidos. Según el diccionario de la Real Academia Española es la resistencia de un fluido para fluir debido al rozamiento entre moléculas. Este rozamiento se puede entender como el esfuerzo cortante que siente el fluido con las paredes de la tubería que no le permiten fluir tan fácilmente. Esta propiedad a su vez es la responsable de la pérdida de energía a medida que un fluido avanza por una tubería, ya que las partículas dentro de un fluido no se mueven a la misma velocidad y tienen un diferencial de velocidad entre las líneas de corriente, lo cual genera las pérdidas de energía como se puede observar en la Figura 2.7 (Saldarriaga, Mecánica de Fluidos 2012-2, 2012).



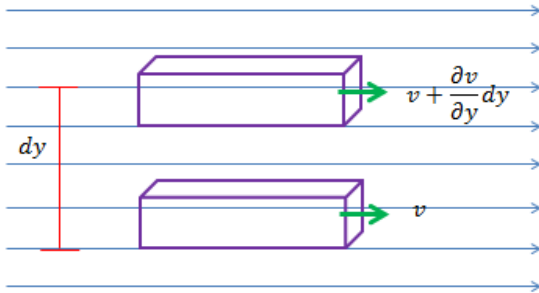


Figura 2.7- Líneas de corriente, Trayectoria. (Saldarriaga, Mecánica de Fluidos 2012-2, 2012).

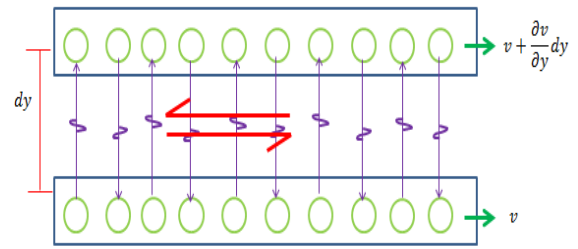


Figura 2.8- Fuerzas de tracción. (Saldarriaga, Mecánica de Fluidos 2012-2, 2012).

Por otro lado existen dentro del fluido las fuerzas de tracción eléctrica, las cuales agregan o quitan momentum a las moléculas dependiendo del movimiento que tengan; esto genera pérdidas de energía (Figura 2.8). Si una molécula está subiendo, le quita momentum a la otra mientras que si la molécula baja, le está adicionando más momentum; esta diferencia entre los movimientos ayuda a uniformizar las velocidades pero genera esfuerzos dentro del fluido. Dependiendo del estado en el que se encuentra el fluido, el cambio en la temperatura puede aumentar o disminuir la viscosidad del mismo. Por ejemplo cuando se tiene un líquido, las moléculas se encuentran más cerca, lo que genera que las fuerzas de tracción eléctrica sean más importantes y a medida que se aumente la temperatura la viscosidad disminuirá. Mientras que en un gas estas moléculas se encuentran más lejanas y a medida que se aumenta la temperatura la viscosidad a su vez también aumenta.

Todo esto está definido por la ley de viscosidad de Newton, donde los fluidos sufren de un esfuerzo cortante el cual depende de la viscosidad dinámica del fluido y del cambio de la velocidad por altura.

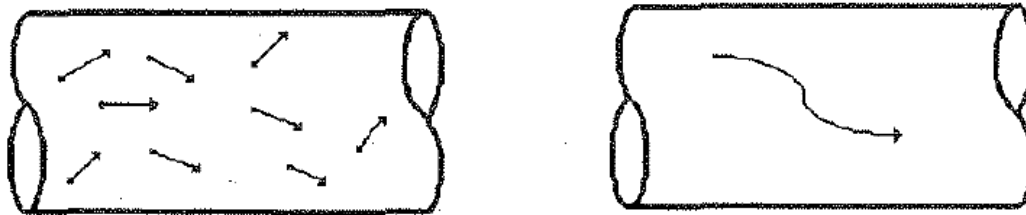
$$\tau = \mu \frac{dv}{dy}$$

Ecuación 2.3- Ley de viscosidad de Newton

Existen también los fluidos no Newtonianos, los cuales no se rigen por esta ley, ya que la ley de Newton dice que el cambio en la viscosidad de un fluido es lineal, mientras que los fluidos no Newtonianos tienen comportamientos diferentes. El crudo es un fluido no newtoniano, por lo cual no se comporta de esta manera, pero se utilizará esta aproximación.

## 2.7. Número de Reynolds

Osborne Reynolds, por medio de sus experimentos, logró definir cuáles son los tipos de flujo. Existen tres tipos de flujo: el laminar, el transicional y el turbulento. Para el caso de este proyecto de grado el tipo de flujo que se trabajará es turbulento, en el cual las partículas no tienen un movimiento definido como se puede observar en la Figura 2.9, en la cual los vectores de velocidad tienen múltiples direcciones y en la segunda se puede observar la trayectoria de una partícula (Saldarriaga, Hidráulica de Tuberías, 2007).



**Figura 2.9 - Flujo turbulento en tuberías. Vectores de velocidad de las partículas y trayectoria de una de éstas. (Saldarriaga, Hidráulica de Tuberías, 2007).**

Al realizar múltiples veces su experimento Reynolds descubrió que el flujo estaba gobernado por las mismas leyes físicas, por lo cual utilizó la similaridad. La similaridad la realizó teniendo en cuenta las fuerzas viscosas, las inerciales y las fuerzas de presión, teniendo esto en dos modelos de diferente tamaño se obtuvo la expresión del número de Reynolds.

$$Re = \frac{\rho v D}{\mu}$$

**Ecuación 2.4 Número de Reynolds**

El número de Reynolds permite saber qué tipo de flujo se tiene en la tubería, cuando se tiene flujo laminar el número de Reynolds es menor a 2000, cuando el flujo es transicional se encuentra entre 2000 y 4500 y por último cuando el flujo es turbulento el número de Reynolds es superior a 4500 (Saldarriaga, Hidráulica de Tuberías, 2007).

## 2.8. Pérdidas por fricción

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

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

**Ecuación 2.5- Ecuación Darcy Weisbach**

donde  $f$  es el factor de fricción,  $L$  es la longitud de la tubería,  $d$  es el diámetro de la misma,  $v$  es la velocidad y  $g$  es la gravedad. Esto se puede relacionar con la ecuación de caudal, en la cual se puede observar que si se tienen propiedades constantes en la tubería como lo son la rugosidad relativa, el diámetro, la longitud y la velocidad, y a su vez se cambia la viscosidad dinámica del fluido se obtiene una mayor eficiencia al transportar los fluidos, ya que se reducen las pérdidas y se puede transportar un mayor volumen; este es el principal objetivo de los agentes reductores de arrastre (Bohórquez Arévalo, 2012).

$$Q = \frac{\pi d^2}{4} \left( -2 \frac{\sqrt{2gh_f}}{\sqrt{L}} \text{Log} \left( \frac{k_s}{3.7d} + \frac{2.51v\sqrt{L}}{d\sqrt{2gdh_f}} \right) \right)$$

**Ecuación 2.6- Caudal en una tubería simple**

## 2.9. Turbulencia y escalas de medición

La turbulencia es el movimiento interno de las moléculas que son transportadas de forma caótica. El fluido a medida que avanza va generando diferentes estructuras las cuales generan una especie de caos dentro de la tubería; estas estructuras son las principales responsables a su vez de las pérdidas de energía, ya que gracias a ellas se generan las pérdidas de presión (Bohórquez Arévalo, 2012).

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

Luego se empezaron a realizar diferentes ensayos en los cuales se encontró que la turbulencia tenía un orden de formación, ya que para que se generara tenía 8 diferentes estructuras. Las 4 estructuras principales son Streaks, Sweeps, Vórtices y Shear Layers; las otras cuatro estructuras son consecuencia de la formación de una o más de las 4 principales (Bohórquez Arévalo, 2012).

Cada una de estas estructuras tiene una velocidad inferior a la velocidad media del flujo y tienden a moverse hacia el centro de la tubería generando un desbalance en las velocidades y

generando los vórtices los cuales son una especie de remolinos que afectan la velocidad dentro de la tubería. La formación de cada una de las estructuras conlleva a la formación de la siguiente estructura, por lo que los agentes reductores de arrastre son muy importantes, ya que si impiden la formación de alguna estructura se está impidiendo la generación de la turbulencia y se evitan las pérdidas de energía dentro de la tubería. Para un mayor entendimiento de la formación de cada una de las estructuras y su interacción entre ellas se recomienda la lectura de la tesis de Jessica María Bohórquez titulada “Uso de agentes reductores de arrastre (Drag reduction agents) para facilitar el bombeo de crudos pesados”.

Las escalas de medición de la turbulencia se relacionan con la subcapa laminar viscosa, por lo que se requiere tener ecuaciones que permitan este tipo de relaciones. Por esta razón se utiliza la ecuación de la velocidad de corte cuya expresión se muestra a continuación.

$$v^* = \sqrt{\frac{\tau}{\rho}}$$

**Ecuación 2.7- Velocidad de corte**

donde  $\tau$  es el esfuerzo cortante que siente la pared de la tubería y  $\rho$  es la densidad del fluido que es transportado por la tubería. Además de esta ecuación también es necesaria la ecuación de escala de longitud viscosa, la cual es el cociente entre la viscosidad cinemática del fluido y la velocidad de corte que tiene el mismo.

$$\delta_v = \frac{\nu}{v^*}$$

**Ecuación 2.8 Escala de longitud viscosa**

Con las dos ecuaciones anteriores se llega a la escala de medición de turbulencia, la cual es la distancia de la estructura que se genera a la pared sólida de la tubería. Esto se mide en unidades de pared o Wall Units (en inglés). Esta expresión se muestra a continuación.

$$y^+ = \frac{y}{\delta_v} = \frac{v^* y}{\nu}$$

**Ecuación 2.9- Distancia desde la pared “Wall Units”**

Esta ecuación es adimensional, lo cual permite que independientemente de las dimensiones y características de la tubería se obtengan los resultados. Como se explicó en la sección de interacción pared sólida y flujo, es importante determinar en qué lugar de la sección transversal de la tubería se está generando la turbulencia para que así se pueda utilizar de la mejor forma el agente reductor de arrastre. A continuación se muestra una tabla en la cual se

resumen las unidades de pared según la ubicación en la tubería de la generación de la turbulencia.

**Tabla 2.3- Clasificación de régimen de flujo en términos de distancia adimensional. (Bohórquez Arévalo, 2012).**

Región	Localización	Características
Subcapa laminar viscosa	$y^+ < 5$	El esfuerzo de Reynolds es despreciable en comparación con el esfuerzo viscoso.
Capa Intermedia (buffer)	$5 < y^+ < 30$	Región entre la subcapa laminar viscosa y la zona dominada por la ley logarítmica.
Ley Logarítmica	$y^+ > 30$	Se mantiene la distribución de velocidades logarítmica.
Viscosa	$y^+ < 50$	La contribución viscosa del esfuerzo cortante es significativa.
Capa Externa	$y^+ > 50$	El efecto de la viscosidad en la velocidad es despreciable.

### 2.1.Reducción de la fricción o reducción de arrastre

La fricción en una tubería se da por el esfuerzo cortante que se genera entre la pared de la misma y el flujo, haciendo que éste pierda presión y cada vez sea más difícil transportarlo. Los crudos pesados generan un esfuerzo cortante superior al que genera un crudo liviano, haciendo que las pérdidas de presión y de energía sean mucho mayores. Por esto en este numeral se tratará la reducción de la fricción, la cual está directamente relacionada con el esfuerzo cortante que siente la pared de la tubería.

La reducción de arrastre se refiere a la disminución en la resistencia para que un fluido pueda fluir; esto se lleva a cabo por medio de la adición de ciertos aditivos, los cuales buscan interferir con la formación de la turbulencia en la tubería y así disminuir las pérdidas de energía que se generan normalmente al ser transportado un fluido. La reducción de arrastre busca mantener un gradiente de presiones constante y bajo, logrando de esta forma impedir las pérdidas de presión dentro de la tubería a medida que el fluido avanza por esta (Abdul-Hadi & Khadom, 2013).

El primer estudio que se realizó con la reducción de arrastre fue en el año 1931 pero éste pasó inadvertido; luego en 1948 Toms descubrió la reducción en las pérdidas de presión si se agregaban pequeñas cantidades de un aditivo el cual tuviera largas y lineales macromoléculas

(Salem, Mansour, & Sylvester, 2007). Este efecto primero fue llamado el efecto de Toms, ya que él fue el primero en reportarlo; luego este efecto fue llamado reducción de arrastre, como es conocido hoy en día. En los últimos años se ha venido estudiando la reducción de arrastre como una nueva metodología para poder transportar de manera más eficiente el crudo.

En la literatura existen diferentes formas de cuantificar esta reducción, ya sea por medio de la medición del factor de fricción, de la presión que siente la tubería con y sin el aditivo o midiendo el esfuerzo cortante que siente la pared de la tubería. Todos estos resultados se dan de manera porcentual y es una comparación entre el transporte del crudo sin el aditivo y con el aditivo. La forma por la cual se conoce la reducción de arrastre es DR (por sus siglas en inglés Drag Reduction).

Una de las formas más utilizadas es aquella en la cual se toman datos de cuánto es el valor del factor de fricción en la tubería; primero se realiza una medida de este transportando el crudo sin ninguna alteración y luego se realiza la misma toma de datos pero habiendo agregado el aditivo y esperando que este haya llegado a su desarrollo.

$$DR = \frac{(f_n - f_{DR})}{f_n} * 100\%$$

**Ecuación 2.10- Reducción de arrastre comparada con el factor de fricción. (Salem, Mansour, & Sylvester, 2007).**

donde  $f_n$  es el factor de fricción que siente el fluido sin haber agregado un aditivo y  $f_{DR}$  es el factor de fricción luego de haber agregado el aditivo que reducirá el arrastre.

Otra forma de cuantificar la reducción de arrastre por medio de la adición de aditivos es la medición de la caída de presión antes y después de utilizar una sustancia reductora.

$$DR = \frac{(\Delta P_f - \Delta P_{fdrag})}{\Delta P_f} * 100\%$$

**Ecuación 2.11 Reducción de arrastre comparada con las pérdidas de presión. (Karami & Mowla, 2012).**

Una forma alternativa de calcular la cuantificación de la reducción de arrastre es por medio de la medición del esfuerzo cortante que siente la tubería antes y después de la adición del aditivo.

$$DR = 1 - \frac{\tau_{AS}}{\tau_{Base}} * 100\%$$

**Ecuación 2.12- Reducción de arrastre comparada con el esfuerzo cortante en la tubería. (Aguas, 2013).**



donde  $\tau_{AS}$  es el esfuerzo cortante cuando ya se ha agregado el aditivo y  $\tau_{Base}$  es el esfuerzo cortante que siente la tubería antes de agregar el agente reductor.

La cuantificación de la reducción de arrastre depende de las facilidades técnicas que se tengan en el momento para poder realizar las mediciones; dependiendo de la maquinaria con la que se cuente se utilizarán las diferentes ecuaciones presentadas anteriormente; es importante recalcar que en este punto recae la precisión de las mediciones y la veracidad de los resultados obtenidos, ya que si no se cuenta con aparatos de mediciones confiables o no se toman los datos que realmente se necesitan, los resultados obtenidos pueden ser erróneos.

A la reducción de arrastre se le dedicará el siguiente capítulo completo, ya que este documento se centra principalmente en ese tipo de metodología para poder reducir la fricción y facilitar el bombeo del crudo. Se explicará en general cómo funciona y cada uno de los aditivos que se utilizan, con especial énfasis en los aditivos que son sustancias surfactantes.



### 3. Transporte de Crudos

El transporte de los crudos pesados es un gran desafío debido a la alta viscosidad que tienen. Esto hace que las pérdidas de energía a lo largo de la tubería sean muy altas y requiera una gran potencia para poder ser movilizadado desde el lugar de extracción hasta el lugar donde será refinado o exportado. Esto se debe principalmente a las grandes pérdidas de presión que se generan a lo largo de la tubería a medida que el crudo va avanzando. Diferentes entidades y empresas a nivel mundial han investigado varias metodologías para poder transportar el crudo de la mejor manera, optimizando los costos.

El principal objetivo al usar estas metodologías, que se explicarán a continuación y se mencionarán las ventajas y desventajas de cada una, es mejorar la movilidad del crudo, reduciendo su viscosidad y facilitando su proceso de refinamiento al alterar levemente sus propiedades. Además se busca reducir al máximo la pérdida de presión dentro de la tubería para que la potencia requerida para transportar el crudo no sea tan alta (Hart, 2013). Uno de los problemas del transporte de los crudos pesados es que los oleoductos no fueron diseñados para transportar estos fluidos con altas viscosidades, por lo que se requiere implementar ciertas metodologías que permitan adecuar el crudo pesado para que pueda ser transportado por estas tuberías.



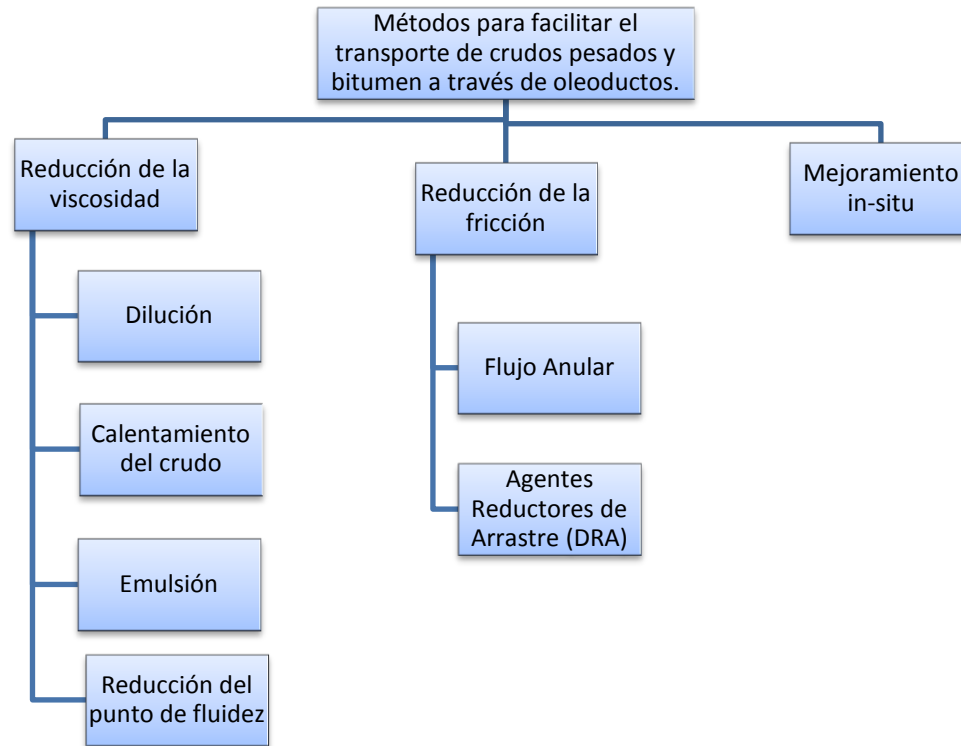


Figura 3.1-Metodologías para mejorar el transporte de crudos pesados. (Hart, 2013).

Como se puede observar en la Figura 3.1 las metodologías se pueden clasificar en tres áreas: la primera es la reducción de viscosidad, la segunda es la reducción de la fricción y la tercera es el mejoramiento in situ.

### 3.1.Reducción de viscosidad

#### 3.1.1. Dilución

En este caso para facilitar el transporte de crudos pesados se diluye con otros hidrocarburos. Estos nuevos hidrocarburos deben tener un grado API mayor al que tiene el crudo para que sea más efectiva la dilución. Los principales hidrocarburos utilizados para este tipo de mezclas son gas natural condensado, kerosene, nafta o crudos más livianos (Bohórquez Arévalo, 2012). Es importante recalcar que entre menor sea la viscosidad de la sustancia que se va a utilizar para diluir el crudo menos viscosa va a ser la mezcla, facilitando el transporte.

Los valores típicos de diluyente para un crudo pesado son del 0% al 20%, mientras que para el bitumen son del 25% al 50% (Hart, 2013). Dependiendo del tipo de hidrocarburo que se

utilice se deben tener ciertas prevenciones. Por ejemplo cuando se utiliza el gas natural condensado al transportar el crudo los asfaltenos, que son otro componente del crudo, no son solubles generando agregación, segregación y precipitación. Esto genera inestabilidad en el sistema, haciendo que se pierdan las ventajas que se esperaba obtener al realizar la mezcla.

Otro de los hidrocarburos más utilizados es la nafta; este componente tiene un alto grado API y además es compatible con los asfaltenos, al contrario que el gas natural condensado. Esto hace que la interacción entre los dos componentes sea mejor y no se generen los problemas de segregación, agregación y precipitación. Un estudio mostró que si se realiza la mezcla con un diluyente orgánico y la nafta, la fracción que se necesita de este es menor y la reducción en la viscosidad del crudo es alta. Esto se puede observar en la Figura 3.2.

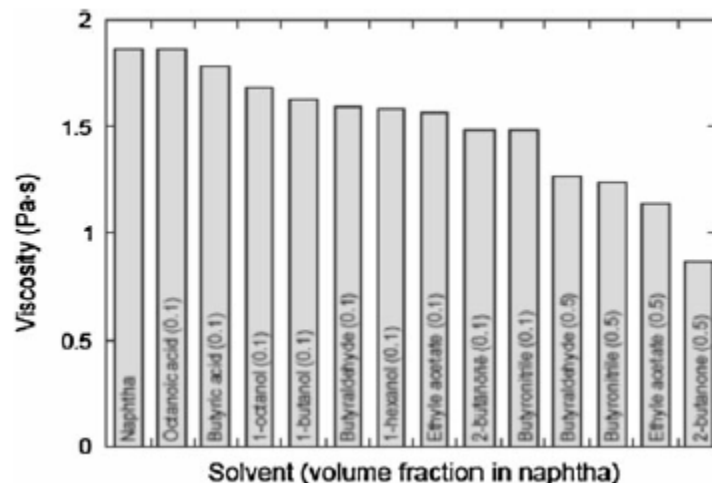


Figura 3.2- El efecto de la viscosidad absoluta del disolvente orgánico diluido crudo pesado. (Hart, 2013).

Esta metodología tiene unos costos asociados que deben ser analizados antes de implementarla. Para poder realizar la dilución se debe tener un montaje al inicio del oleoducto que permita realizar la mezcla. Este consta de dos tuberías una para el crudo y otro para el hidrocarburo o disolvente que se vaya a utilizar. Además al final de la tubería debe haber también dos tuberías que permitan la separación de los componentes, ya que para poder obtener los derivados del crudo que se desean es necesaria la separación, así no se afectan las propiedades al momento de refinarlo.

### 3.1.2. Calentamiento del crudo

El calentamiento del crudo en la tubería ayuda a reducir su alta viscosidad, ya que a mayor temperatura el fluido gana capacidad para fluir. Esto hace que el crudo pueda ser transportado de una forma más fácil. Uno de los grandes inconvenientes de utilizar este tipo de metodologías es el alto costo que conlleva aumentar la temperatura del crudo, teniendo en cuenta que esta temperatura se debe mantener constante a lo largo de toda la tubería que son varios centenares de kilómetros y con una topografía como la colombiana, donde se puede encontrar en muy bajas temperaturas o en temperaturas muy altas dependiendo del lugar (Hart, 2013). Todo esto genera un alto costo, ya que la energía requerida para aumentar la temperatura deseada para que el fluido pierda viscosidad y pueda ser transportado fácilmente es muy costosa, llegando a no ser rentable. Como se puede observar en la Figura 3.3 al aumentar la temperatura la viscosidad del crudo pesado y del bitumen disminuye considerablemente, ayudando a su fácil transporte a lo largo de la tubería.

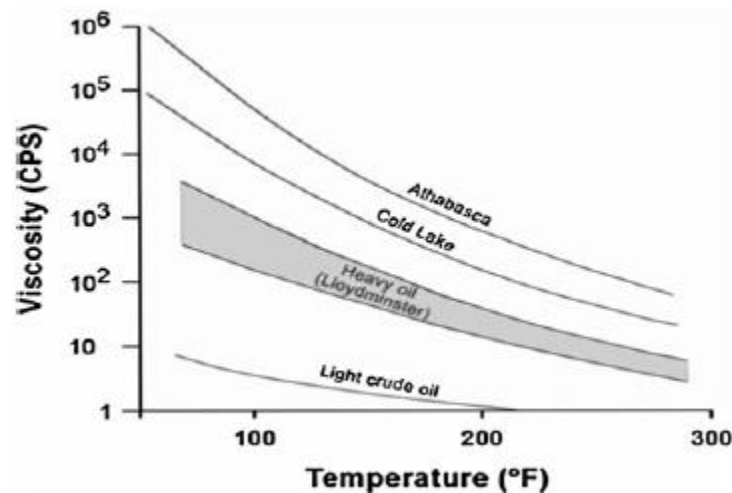


Figura 3.3- Respuesta de la viscosidad al aumentar la temperatura. (Hart, 2013).

Otro de los inconvenientes de utilizar esta metodología es la alta probabilidad de generar aun mayor corrosión en ella, debido a los componentes que tiene el crudo. Estos reaccionan con las paredes de la tubería afectándola y deteriorándola (Hart, 2013). Esto hace que la tubería pierda su capacidad y se le tenga que realizar mantenimiento constantemente o se deba cambiar antes de lo provisto según su vida útil. El calentar la tubería genera expansión de la

misma y si no está bien montado el sistema en los lugares donde se enfríe, se generara contracción, haciendo que esta falle fácilmente.

La metodología de calentar el crudo para facilitar su transporte no es muy recomendable, ya que genera unos mayores costos, debido a la energía que se necesita para poder reducir la viscosidad. Además la tubería se ve gravemente afectada al utilizar este método haciendo que su vida útil disminuya, aumentando nuevamente los costos. Esta metodología podría ser utilizada para transportar otro tipo de fluidos que no generen tantos costos.

### 3.1.3. Emulsión

Una emulsión es la dispersión de dos fluidos que no son solubles entre sí, por ejemplo el agua y el aceite. En este caso se utiliza el agua y el crudo. Se puede hacer una emulsión de agua en crudo, de crudo en agua o una doble emulsión que sería de crudo en agua en crudo o al contrario. En el caso de una emulsión se busca generar gotas del fluido para que este se divida y así se reduzca la viscosidad.

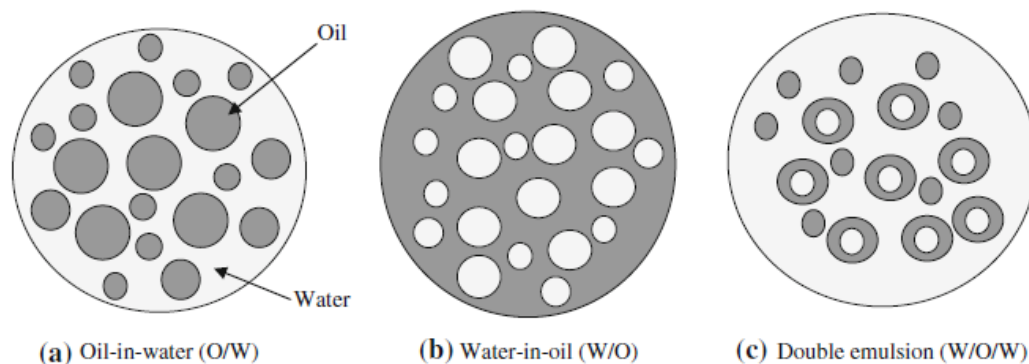
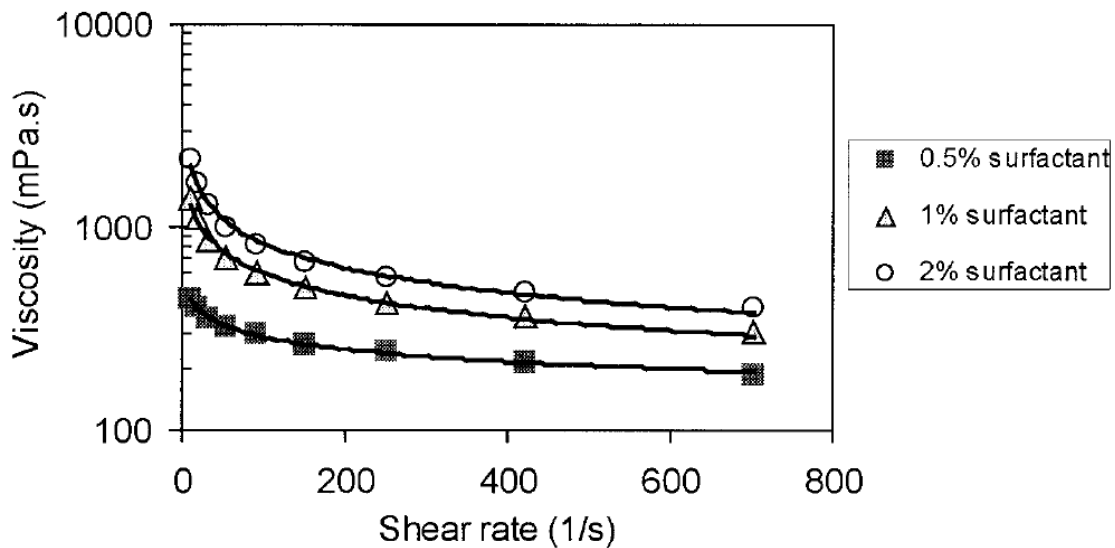


Figura 3.4- Tipos de emulsión de agua y crudo. (Hart, 2013).

Las emulsiones son situaciones inestables que con cualquier alteración las sustancias se separan y vuelven a su estado natural, por lo que para esto se utilizan estabilizadores, los cuales ayudan a mantener el equilibrio y no permiten que se perturbe. Las sustancias que normalmente se utilizan para mantener la estabilidad de la emulsión son sustancias surfactantes, las cuales generan esta estabilidad en la reacción. Más adelante se dedicará un capítulo completo a los surfactantes, ya que también son un agente reductor utilizado para el transporte de crudos.

Según un estudio realizado por Basma, Yaghi y Al Bomani la adición sola de agua al crudo no produce ninguna reducción en las pérdidas de energía al transportar crudo; es por esto que es necesaria la emulsificación y la estabilización de la misma por medio del uso de surfactantes (Basma, Yaghi, & Al-Bomani, 2010). Dependiendo del porcentaje de surfactante que se utilice la estabilidad de la emulsión es mayor y se logra una reducción mayor en la fricción dentro de la tubería, esto se puede observar en la Figura 3.5.



**Figura 3.5- Viscosidad de crudo pesado en una emulsión crudo en agua con diferentes concentraciones de surfactante a 30°C. (Basma, Yaghi, & Al-Bomani, 2010).**

Un gran inconveniente de utilizar esta metodología es que el agua es un recurso no renovable y muy importante en el mundo, ya que de este líquido los seres vivos subsisten. Al contaminar este recurso con crudo, el cual es otro recurso de gran importancia y valor a nivel mundial, se tienen varios inconvenientes ambientales y resulta no ser una salida rentable y sostenible para la actualidad.

### 3.1.4. Reducción del punto de fluidez

El punto de fluidez es el punto en el cual el fluido en estado líquido pasa a ser semisólido y pierde sus características de flujo. La decantación de los asfaltenos genera que haya una mayor viscosidad y mayor resistencia del fluido a fluir; por esto si se reduce el punto de fluidez puede ayudar a mejorar el transporte de fluido. Esta metodología es principalmente

utilizada en lugares donde el clima es demasiado frío y se genera una cristalización del crudo. Esta cristalización se da principalmente por la composición del crudo y el clima, ya que a bajas temperaturas los asfaltenos tienden a decantarse más de lo normal y a generar estos cristales. Al reducir la decantación de los asfaltenos se beneficia el transporte, aunque para el transporte de crudo en climas fríos es necesario la utilización de polímeros que ayuden aún más a la movilización del crudo (Hart, 2013).

### 3.2.Reducción de la fricción o reducción de arrastre

#### 3.2.1. Flujo Anular

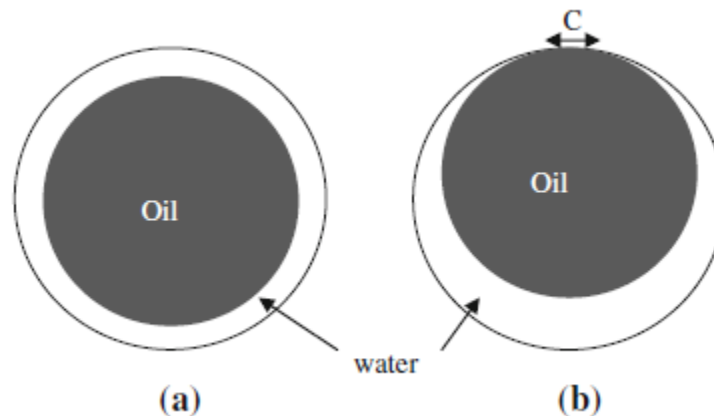
Este método lo que busca es generar una película alrededor del crudo, puede ser de agua o de un solvente, haciendo que éste quede encerrado en un núcleo y no tenga contacto con las paredes de la tubería (Figura 3.6). Esta película funciona como un lubricante, el cual no genera grandes pérdidas de presión y por ende de energía. Las pérdidas de presión en este caso se acercan más a las pérdidas que se generan cuando se transporta agua o el solvente que cuando se transporta el crudo pesado.

### Flujo Anular



Figura 3.6- Flujo anular. (Bohórquez Arévalo, 2012).

Mantener la película de agua o solvente es muy complicado, ya que a medida que el flujo avanza se van generando unas olas las cuales mueven el núcleo de crudo hacia las paredes de la tubería, afectando la película e interrumpiendo la lubricación que se estaba generando. Estas olas o movimiento del núcleo se generan por las diferencias en las densidades de los dos fluidos, haciendo que ese desequilibrio no permita mantener el núcleo en una ubicación radial perfecta (Figura 3.7).



**Figura 3.7- A posición radial del crudo generación del flujo anular. B. La diferencia de densidades entre el crudo y el solvente. C. contacto del crudo por la pared de la tubería. (Hart, 2013).**

Al perderse la estabilidad del núcleo, el crudo empieza a tener contacto con la pared de la tubería y la reducción de fricción que se había logrado al simular que se estaba transportando agua se pierde.

### 3.3. Mejoramiento in situ

El mejoramiento in situ es realmente un refinamiento previo, donde se realiza un montaje de una refinería en el lugar de extracción del crudo y se refina hasta cierto punto, haciendo que transportarlo sea más fácil. Este crudo después del refinamiento no debe perder sus propiedades iniciales y no se debe obtener una gran diferencia entre el extraído y el refinado, ya que esto requeriría la construcción de un nuevo oleoducto para su transporte, debido a que no se podría mezclar con los otros crudos que se obtengan de los diferentes pozos.

Existen diferentes metodologías para el refinamiento previo del crudo; una de ellas es el refinamiento subterráneo. Este método se utiliza agregando vapor e hidrógeno caliente; de esta forma se aumenta la temperatura dentro del pozo, logrando así que los componentes con altos puntos de ebullición tengan uno menor. Este cambio en el punto de ebullición de los diferentes componentes que conforman el crudo hace que se convierta en un crudo más liviano. De esta forma se transporta el crudo más liviano por el oleoducto y el crudo que sigue siendo demasiado pesado para su transporte se somete a otro método el cual es la combustión



parcial. En este caso se altera la composición química del crudo y se disminuye la viscosidad (Aguas, 2013).

Una metodología que fue desarrollada en Venezuela en 1970 es la AQUACONVERSION en la cual por medio de la inyección de vapor y de un catalizador emulsionado se obtiene un crudo menos viscoso, ya que esto lo que genera es un rompimiento en las cadenas de carbono - carbono generando pequeñas parafinas y olefinas (Bohórquez Arévalo, 2012).





## 4. Agentes reductores de arrastre (DRA)

### 4.1. Generalidades

Los agentes reductores de arrastre son aditivos que se agregan a la tubería para disminuir las pérdidas de presión que se presentan dentro de ella. Agregar este tipo de aditivos llamados agentes reductores de arrastre disminuye la fricción generada dentro de la tubería y de esta forma la energía que se requiere para bombear el crudo es menor, reduciendo así los costos de transporte del crudo (Karami & Mowla, 2012).

La adición de este tipo de aditivos fue primero estudiada por Toms en 1948 y Mysles en 1949; los primeros estudios se realizaron agregando polímeros al crudo y viendo cómo estos reducían las pérdidas de presión. Este efecto al inicio fue llamado efecto de Toms debido a que él fue el que lo descubrió. Con el transcurso de los años este efecto cambió de nombre y ahora es denominado Agentes Reductores de Arrastre (DRA), los cuales son sustancias que ayudan a disminuir las pérdidas de presión dentro de la tubería.

La interacción que se genera entre los diferentes agentes reductores de arrastre y el crudo todavía no es completamente entendido, ya que esta interacción varía entre el tipo de agente reductor que se utilice y su interacción directa con la turbulencia. Cada tipo de agente reductor funciona de una forma diferente; son caracterizados por interferir con la formación de turbulencia dentro de la tubería, aunque cada uno lo haga de forma diferente.

Existen tres tipos de agentes reductores de arrastre los cuales se explicarán a continuación con especial énfasis en las sustancias surfactantes, que son el principal objetivo de este proyecto de grado.

### 4.2. Polímeros

Los polímeros son cadenas de macromoléculas que se forman por la unión de monómeros. Estos agentes reductores de arrastre deben tener un alto peso molecular para funcionar correctamente dentro de la tubería, su peso molecular debe ser superior a  $10^5$  para que el polímero tenga la capacidad de reducir las pérdidas de energía (Wang, Yu, Zakin, & Shi, 2011). Los polímeros son los agentes reductores de arrastre que más se han estudiado en el ámbito académico e industrial.



Los polímeros se pueden utilizar de dos formas para reducir la fricción, en una situación diluida o concentrada. Cuando se tienen los polímeros diluidos, la reducción de arrastre se presenta cuando hay un valor mínimo de número de Reynolds y la fricción empieza a disminuir. Si no se alcanza ese valor del número de Reynolds no se presenta ningún tipo de reducción de arrastre. En la segunda situación en la cual los polímeros se encuentran concentrados, lo que ocurre es que la subcapa laminar se extiende a lo largo de la sección transversal de la tubería, haciendo que se presente flujo laminar e impidiendo la formación de la turbulencia. En este punto también se necesita un valor mínimo del número de Reynolds para que empiece a producirse la reducción de arrastre, en este caso los valores del número de Reynolds son inferiores en comparación a si los polímeros se encontraran diluidos.

Para que cualquiera de estas dos situaciones genere reducción de arrastre se debe presentar el fenómeno de iniciación (onset phenomenon, en inglés). Esta situación se refiere a un mínimo valor del número de Reynolds que debe existir en la tubería para que se genere la reducción de arrastre. Diferentes estudios establecieron que el número de Reynolds mínimo no era lo suficientemente específico, ya que si el diámetro de la tubería se alteraba, el número de Reynolds también cambiaba. Por esta razón el fenómeno de iniciación se relaciona mejor con un cortante de activación y una tasa de aplicación de cortante (Wang, Yu, Zakin, & Shi, 2011). Otra variable muy importante para tener en cuenta para la activación de la reducción de arrastre es la concentración del polímero; a medida que la concentración aumenta, la reducción de arrastre también lo hace. La alteración del peso molecular de los polímeros también ayuda a la reducción de arrastre y esto influye directamente en la concentración, disminuyendo la concentración requerida. Esto tiene un efecto secundario negativo y es la rápida degeneración de los polímeros al aumentar su peso molecular; por esta razón se debe encontrar un equilibrio entre la concentración y el peso molecular de los polímeros.

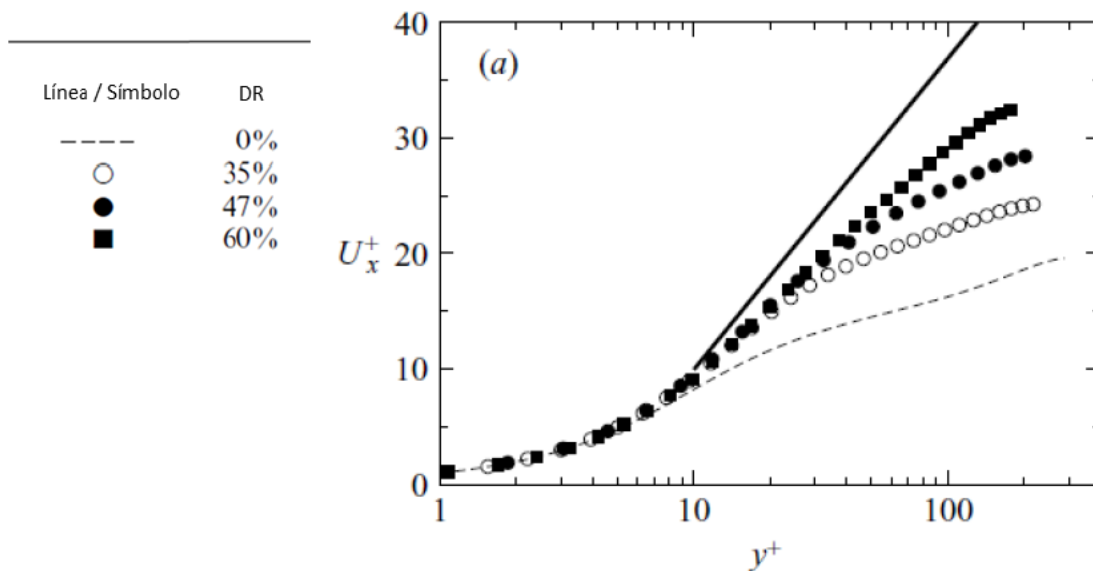
#### **4.2.1. Reducción de arrastre**

La reducción de arrastre gracias a los polímeros se presenta al estiramiento de la subcapa laminar sin alterar el gradiente de velocidades del flujo; esto lo que busca es laminizar el flujo para así no tener turbulencia. Se sabe que la turbulencia solo se genera en flujos turbulentos o en la zona turbulenta. Si esto se logra reducir por medio del estiramiento de la subcapa laminar, la turbulencia en la tubería es menor a la normal. La interacción entre el flujo y los

polímeros ocurre aproximadamente en  $y^+ = 15$  que es donde se encuentra la subcapa laminar.

Existen dos regímenes en los cuales se presenta reducción de arrastre; el primero es el régimen de baja reducción de arrastre ( $DR < 40\%$ ) y el segundo es el régimen de alta reducción de arrastre ( $DR > 40\%$ ). Existe además un régimen el cual define el límite máximo de reducción de arrastre el cual se llama la asíntota de máxima reducción, la cual fue definida por Virk en 1975 (Virk, 1975).

En el caso en el que el régimen es de baja reducción de arrastre la subcapa laminar se estira, reduciendo y estirando el perfil logarítmico de velocidades. En el segundo caso en el cual es un régimen de alta reducción de arrastre, la subcapa laminar se estira aún más y la sección logarítmica se parece cada vez más a la de un flujo laminar. En la Gráfica 4.1 se puede observar como cuando se tiene una reducción de arrastre del 35% la línea tiene la misma forma que el flujo normal, mostrándose solo un desplazamiento de la subcapa laminar sin ninguna alteración en la forma. Mientras que cuando se analiza la reducción de arrastre del 60% en este caso se puede observar un cambio de pendientes de la línea, mostrando un cambio en el perfil de velocidades.



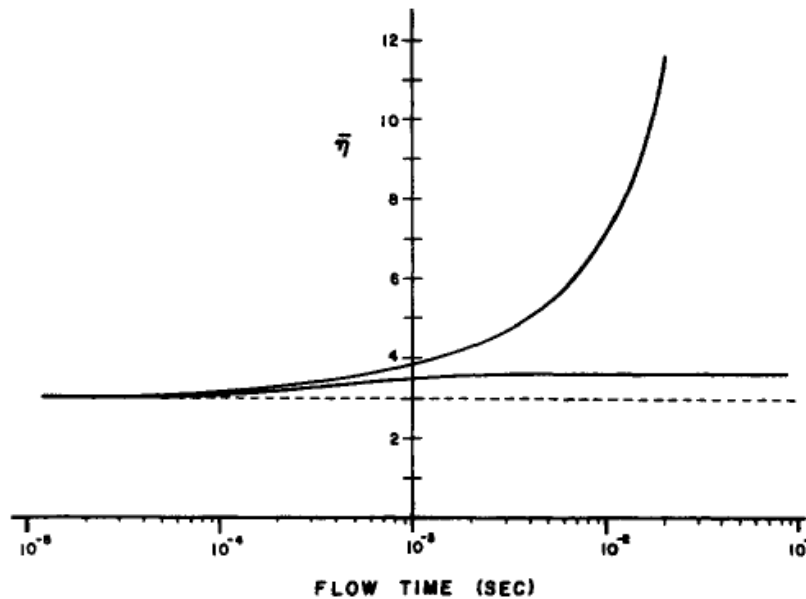
Gráfica 4.1-Perfil de velocidades para diferentes porcentajes de reducción de arrastre. (Dubief, White, Terrapon, Shaqfeh, & Lele, 2004). (Aguas, 2013).

La reducción de arrastre en polímeros además se da gracias a que por el estiramiento de la subcapa laminar las fluctuaciones en velocidad en el sentido del flujo aumentan, mientras que estas fluctuaciones de velocidad en la sección transversal disminuyen, perjudicando la formación de la turbulencia dentro de la tubería.

#### 4.2.1.1. Resistencia al estiramiento de vórtices

Los polímeros como agentes reductores de arrastre tienen una propiedad llamada viscosidad de elongación, gracias a esta propiedad impiden que los vórtices padre se puedan estirar y dirigirse hacia el centro de la tubería, generando pérdidas de presión dentro de la misma.

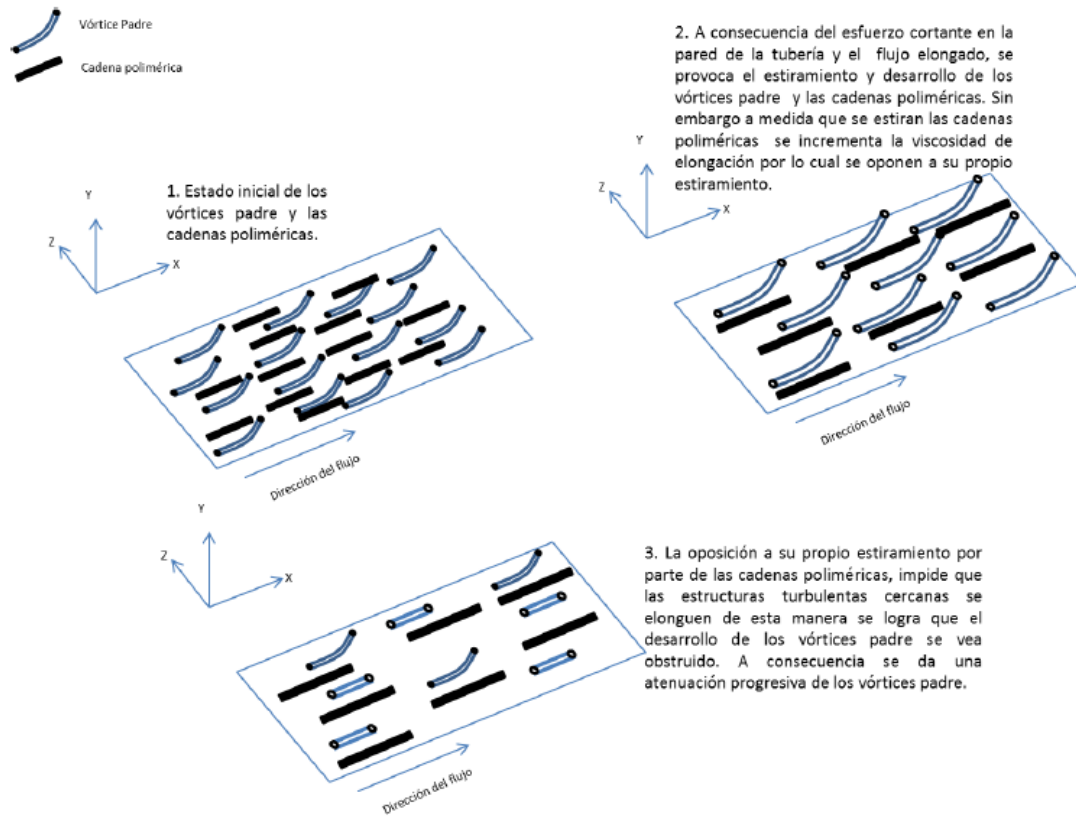
Al introducir al fluido pequeñas cantidades de polímero este impide la elongación de los vórtices, haciendo que estos no tengan la capacidad de crecer y fortalecerse para dirigirse hacia el centro de la tubería. Al ocurrir esto el proceso de turbulencia se ve interrumpido y disminuido.



Gráfica 4.2- Efecto de la presencia de polímeros en el valor de viscosidad de elongación. (Little, Hansen, Hunston, Kim, Patterson, & Ting, 1975). (Bohórquez Arévalo, 2012).

Como se puede observar en la Gráfica 4.2, a medida que el tiempo transcurre la viscosidad de elongación aumenta considerablemente mostrando grandes reducciones en las pérdidas de presión. Mientras la viscosidad de elongación aumenta la resistencia al desarrollo de los vórtices también aumenta, impidiendo la formación y fortalecimiento de la turbulencia

(Bohórquez Arévalo, 2012). Estos vórtices pierden su capacidad de eyección y los polímeros impiden su elevación hacia el centro de la tubería.



**Figura 4.1- Oposición al estiramiento de vórtices padre. (Aguas, 2013).**

Como explica el ingeniero Aguas en su proyecto de grado a medida que el esfuerzo cortante aumenta, la cadena polimérica se empieza a estirar y a deformar (Aguas, 2013); al iniciar este proceso se empieza a presentar la viscosidad de elongación. En este momento los esfuerzos normales y cortantes que siente la cadena polimérica impiden el desarrollo de los vórtices.

#### **4.2.1.2. Movimientos oscilatorios de turbulencia**

Este mecanismo explica cómo los movimientos oscilatorios generados por las primeras estructuras que forman la turbulencia (streaks) se ven atenuados con la inyección de pequeñas cantidades de polímeros. Este mecanismo se presenta cuando los vórtices van a ser eyectados hacia el centro de la tubería.

Los vórtices tienen una velocidad inferior a la velocidad del flujo, al momento de eyectarse hacia el centro de la tubería tienen un ángulo de incidencia. Entre mayor sea el ángulo mayores son las pérdidas de presión dentro de la tubería. Cuando se reduce la oscilación se impide la eyección de los vórtices padre, impidiendo la formación de vórtices hijo e interrumpiendo la formación de la turbulencia.

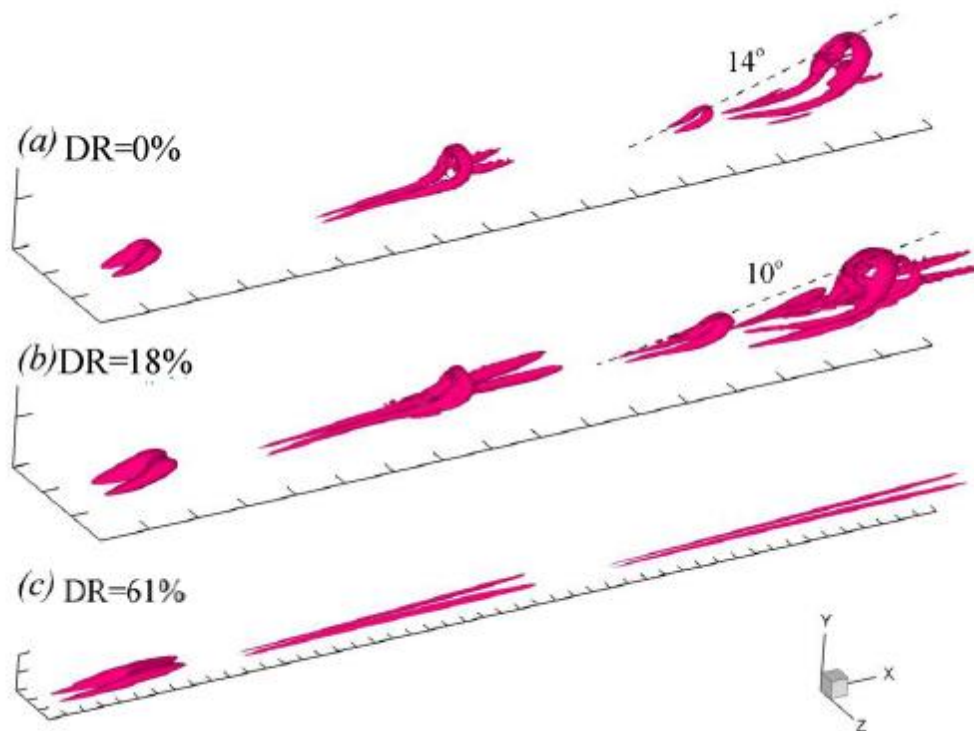


Figura 4.2- Evolución de un vórtice en diferentes escenarios de reducción. (Adrian, 2008).

Como se puede observar en la Figura 4.2 al agregar polímeros se impide la formación y eyección de los vórtices, mostrando cómo en el tercer caso el ángulo para que el vórtice sea eyectado es  $0^\circ$ . Gracias a esto se impide la disipación de la energía y se reduce el arrastre.

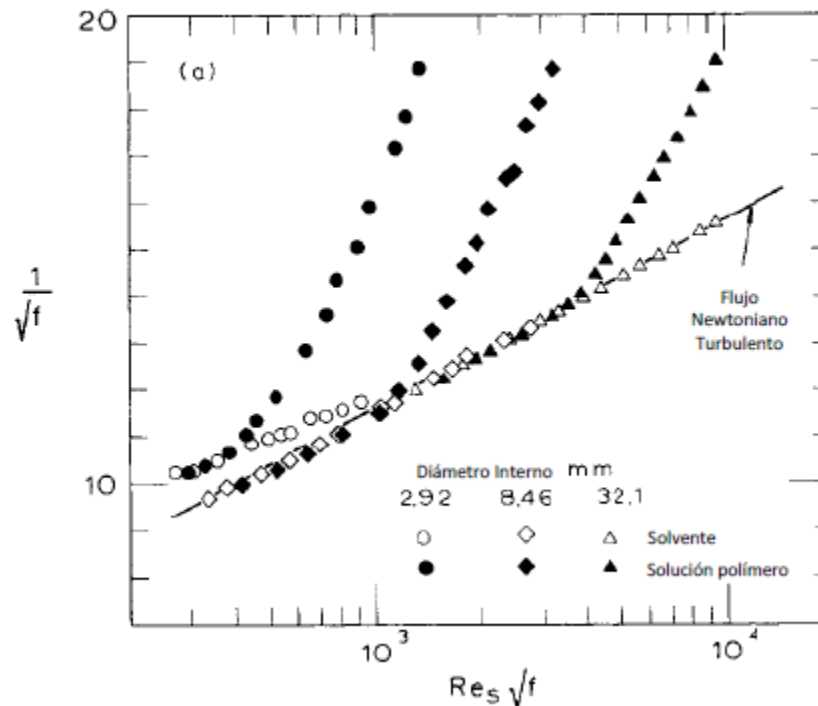
#### 4.2.2. Regímenes de reducción de arrastre

Cuando se utilizan polímeros se presentan dos regímenes principales; el primero es régimen Polimérico y el régimen de máxima reducción. Este está dado por la siguiente relación establecida por Virk (Virk, 1975).

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = (4 + \delta) \text{Log}(Re\sqrt{f}) - 0.4 - \delta \text{Log}(\sqrt{2}dW^*)$$

**Ecuación 4.1-Régimen Polimérico**

donde  $f$  es el factor de fricción,  $Re$  es el número de Reynolds,  $d$  es el diámetro de la tubería y  $\delta$  y  $W^*$  son propiedades del polímero. En esta ecuación se puede observar que la reducción de arrastre está relacionada con el diámetro, donde a medida que el diámetro se aumente mayores reducciones de arrastre se presentarán; esto se puede ver en la Gráfica 4.3.



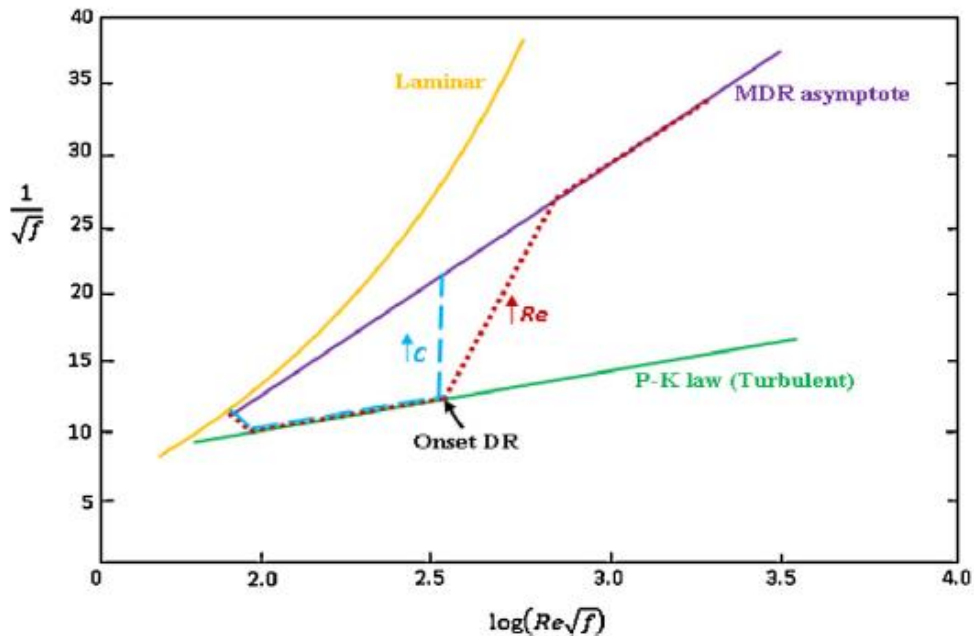
**Gráfica 4.3- Efecto del diámetro en la reducción de arrastre. (Virk, 1975). (Bohórquez Arévalo, 2012).**

En este punto se puede ver que en la presencia de polímeros (líneas sólidas) se presenta reducción de arrastre y esta aumenta a medida que el diámetro aumenta. Las líneas vacías no presentan ninguna reducción ya que no tienen un polímero disuelto. Además de obtenerse este resultado se observó que la reducción de arrastre iniciaba cuando la pared de la tubería estaba sometida a un esfuerzo cortante de  $7\text{N/m}^2$ . Este es el esfuerzo de activación del cual se habló anteriormente.

El segundo es el régimen de máxima reducción, es un límite a partir del cual no se pueden presentar mayores reducciones de arrastre. Este régimen establece que no puede haber una inyección infinita de polímeros o agente reductor, debido a que existe un máximo. Si se supera este límite se obtiene el resultado opuesto aumentando las pérdidas por presión dentro de la tubería. Virk estableció una ecuación que permite definir este límite para los diferentes agentes que se quieran utilizar (Virk, 1975).

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 19.0 \text{Log}(Re\sqrt{f}) - 32.4 \quad \text{Ecuación 4.2-Régimen de máxima reducción}$$

En la Gráfica 4.4 se pueden observar los diferentes comportamientos del flujo dependiendo del régimen en el que se encuentren, el color amarillo representa un flujo laminar, la línea morada representa la asíntota de máxima reducción. Lo que se busca con los polímeros es asemejar el flujo a un flujo laminar, sin perder de vista que no se puede sobrepasar el límite establecido por la anterior ecuación.



Gráfica 4.4- Representación de las diferentes reducciones de arrastre por la utilización de polímeros. (Abubakar, Al-Wahaibi, Al-Hashmi, & Al-Ajmi, 2014).



La explicación profunda de estos regímenes se salen del alcance de este documento pero se pueden consultar en el proyecto de grado de la ingeniera Bohórquez (Bohórquez Arévalo, 2012).

#### 4.2.3. Efecto de los polímeros en la reducción de arrastre

Los polímeros alteran diferentes factores dentro de la tubería para de esta forma obtener la reducción de arrastre. Una de estas alteraciones se puede observar en el perfil de velocidades, ya que cuando se tiene una baja reducción de arrastre (LDR) el perfil de velocidades se desplaza alterándose su magnitud, pero no se ve afectado en su forma, intentando laminizar el flujo. En el segundo caso, que es en el cual se presentan altas reducciones de arrastre (HDR), el perfil de velocidades tiende a alargarse y se desplaza; éste tiene una forma más cercana a la de un flujo laminar en el cual el gradiente de velocidades es mayor. Por último cuando se observa el régimen de máxima reducción, el perfil de velocidades es el que más se aproxima a la forma del perfil de un flujo laminar, mostrando que esta es la máxima reducción de arrastre que se puede tener. Todo esto se puede observar gráficamente en la Figura 4.3.

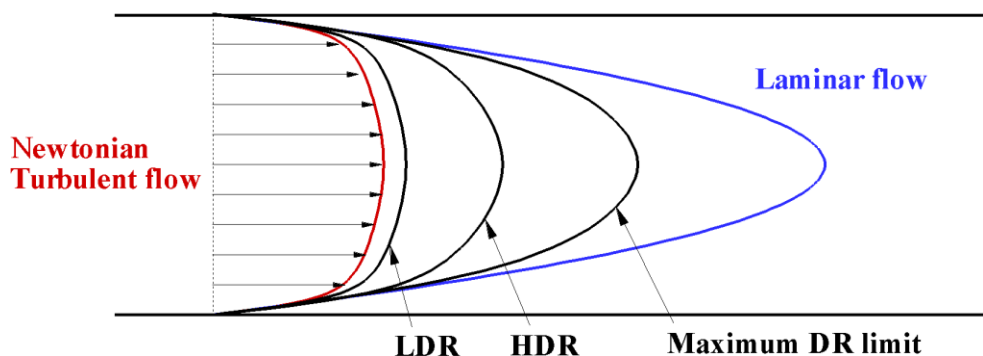


Figura 4.3-Cambio en el perfil de velocidades debido a la inyección de polímeros. (Adrian, 2008).

Una segunda alteración se observa en la formación de las estructuras de la turbulencia; como fue explicado anteriormente la inyección de polímeros impide la correcta formación de ciertas estructuras como lo son los vórtices padre y su fortalecimiento, obstaculizando la formación de la turbulencia y disminuyendo las pérdidas de energía dentro de la tubería. Para probar esto se mostrarán los resultados que se hicieron en la Universidad Estatal de Arizona en el 2008, donde por medio de modelaciones numéricas observaron la presencia de diferentes estructuras de la turbulencia, viendo cómo, a partir de diferentes concentraciones, estas estructuras se atenuaban o no se podían encontrar dentro del flujo.

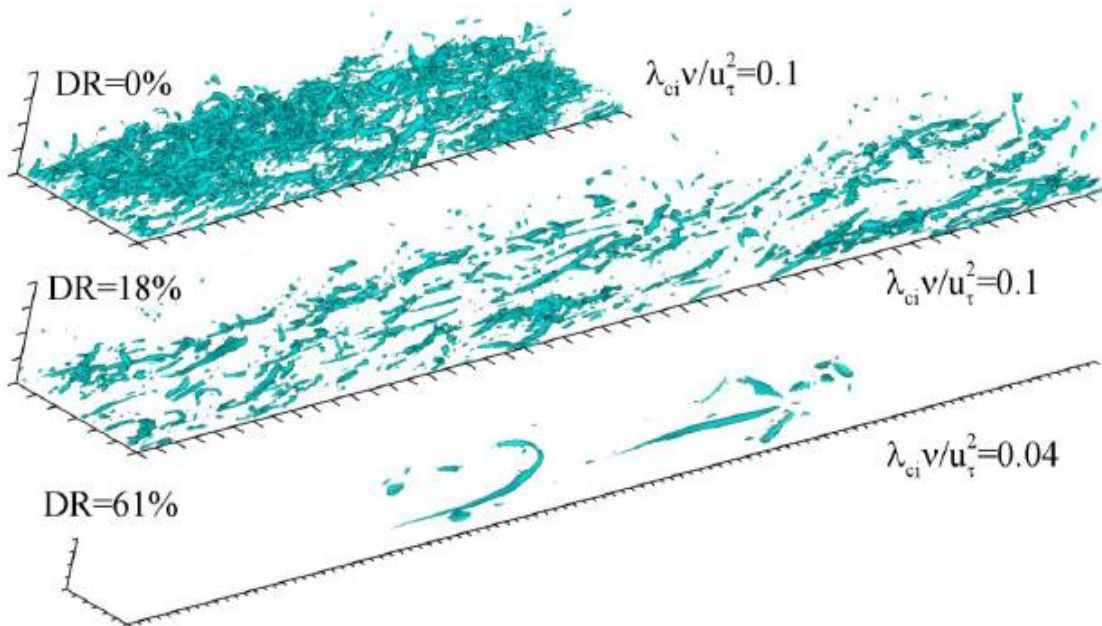
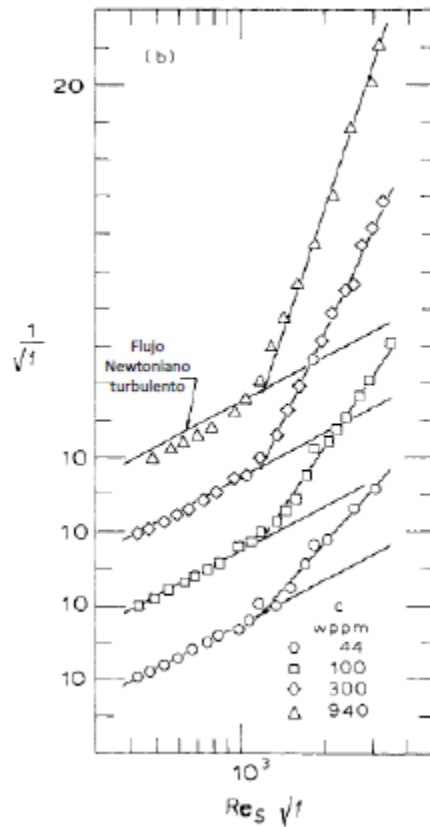


Figura 4.4-Presencia de vórtices en diferentes escenarios de reducción. (Adrian, 2008).

Como se puede observar en la Figura 4.4 a medida que la reducción de arrastre es mayor, las diferentes estructuras que genera la turbulencia desaparecen, presentándose un flujo muy similar a un flujo laminar. De esta forma las estructuras de la turbulencia se ven afectadas por medio de la disminución del movimiento oscilatorio y la resistencia al estiramiento de los vórtices.

Otro gran factor que afecta directamente la reducción de arrastre al utilizar polímeros es la concentración que se utilice, ya que a medida que la concentración aumenta mayores reducciones se obtienen hasta llegar a la asíntota de Virk, donde al aumentar la concentración lo que se obtiene son mayores pérdidas (Virk, 1975). Esto también tiene una estrecha relación con el número de Reynolds y el cortante de activación, ya que para diferentes concentraciones como se puede observar en la Gráfica 4.5 siempre se obtiene un mismo número de Reynolds en el cual empieza a presentarse la reducción de arrastre.



Gráfica 4.5- Efecto de la concentración en la reducción de arrastre. (Virk, 1975).

Para un entendimiento más completo del funcionamiento de los polímeros como agentes reductores de arrastre se recomienda la lectura del proyecto de grado de la ingeniera Bohórquez (Bohórquez Arévalo, 2012). A continuación se explicará el funcionamiento de las fibras como agentes reductores de arrastre, analizando cómo reducen las pérdidas dentro de la tubería, ya que cada agente reductor interfiere con las pérdidas de forma diferente.

### 4.3. Fibras

Los agentes reductores de fibras o suspensiones de fibras son producidas en una gran variedad de materiales sintéticos o naturales, como lo son el nylon, el asbesto o el papel. Este tipo de agentes reductores son los menos estudiados en la industria debido a su complejidad. Este tipo de agentes reductores son muy variados y cambian según su longitud y diámetro. Su principal variable para funcionar como agentes reductores de arrastre es la concentración en la que se encuentran diluidos, ya que dependiendo de esta se puede o no presentar reducción.

La reducción de arrastre debido a la suspensión de fibras se da debido a la formación de flóculos, los cuales son aglomeraciones temporales de fibras formadas por el movimiento e interacción con el flujo. Esta floculación se debe a diferentes variables que la afectan directamente como lo es la concentración, la relación entre la longitud de la fibra y su diámetro, la orientación y dispersión de la fibra y propiedades de la fibra como lo es la rigidez de la misma y la superficie. Debido a que se deben entender todos estos aspectos para poder determinar correctamente la reducción de arrastre es que se dice que son los agentes reductores menos estudiados debido a su complejidad.

Aunque se deben tener en cuenta todas las variables anteriormente mencionadas la principal característica que permite saber si habrá o no reducción de arrastre es la concentración, ya que si la suspensión de fibras tiene una baja concentración, las fibras dentro del fluido tienen la capacidad de moverse libremente y pueden nunca encontrarse dos fibras, al no entrar en contacto las fibras no se genera la floculación y por ende no se presenta la reducción de arrastre. El segundo caso es cuando se presenta una concentración media en la cual las fibras siguen teniendo libertad de movimiento pero hay la suficiente cantidad de fibras para que entren en contacto y puedan formar los flóculos. El tercer caso es cuando se presenta una concentración muy alta, en este punto se presenta un atascamiento dentro de la tubería, ya que las fibras no pueden moverse libremente y bloquean la tubería. Para evitar tener la situación 1 o 3 se tiene una ecuación para la concentración crítica.

$$C_c = 1.5 \left( \frac{d}{l} \right)^2$$

**Ecuación 4.3- Concentración crítica**

La concentración crítica depende de la longitud de la fibra ( $l$ ) y del diámetro ( $d$ ). Cuando se presenta esta concentración es cuando las fibras empiezan a chocar unas con otras y se empieza a presentar la floculación. Todo esto se da por el número de aglomeración, el cual está en términos de la concertación volumétrica y el número de choques entre fibras.

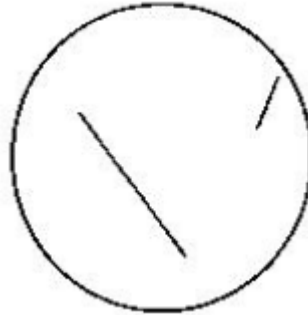
$$N_c = \frac{2}{3} * C_v * \left( \frac{l}{d} \right)^2$$

**Ecuación 4.4- Número de aglomeración**

En este caso el número de aglomeración depende de la concentración volumétrica de la fibra ( $C_v$ ), de su longitud ( $l$ ) y diámetro ( $d$ ). Al definir el número de aglomeración se pueden determinar los tres tipos de suspensiones de fibras que se presentan.

- Suspensión de fibras tipo I

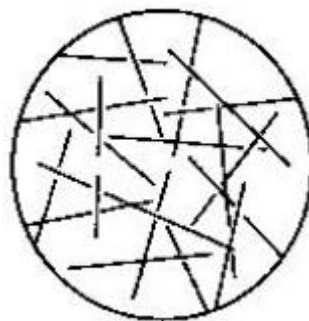
En este caso se presenta una baja concentración de fibras, en la cual no se presenta ningún choque entre ellas y no hay floculación; este caso  $Nc < 1$ , las fibras rotan libremente sin interactuar con las otras fibras que se encuentran dentro del fluido. Este tipo de suspensión también es conocido como diluido.



**Figura 4.5- Suspensión de fibras tipo I, diluido. (Delfos, Hoving, & Boersma, 2011).**

- Suspensión de fibras tipo II

En este caso se presenta una concentración media, en la cual se presenta la floculación. En este caso las fibras se encuentran lo suficientemente cerca para colisionar unas con otras sin perder su capacidad de movimiento libre. Este tipo de suspensión también se conoce como semi diluido y se presenta para valores entre  $1 \leq Nc < 60$ .

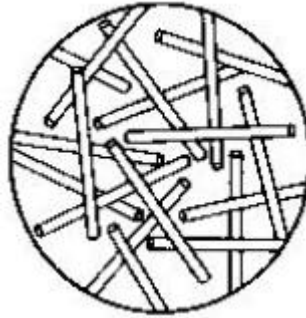


**Figura 4.6- Suspensión de fibras tipo II, semi diluido. (Delfos, Hoving, & Boersma, 2011).**

- Suspensión de fibras tipo III

En este caso la concentración de fibras dentro del fluido es muy alta, lo que genera un atascamiento, ya que las fibras colisionan unas con otras pero pierden su capacidad de movimiento libre. En este caso el número de aglomeración es superior a 60, llegar a este

tipo de suspensión puede ser muy negativo, ya que al bloquear la tubería se podrían presentar otros daños afectando aún más el transporte del curdo. Este tipo de suspensión también es conocido como concentrado.



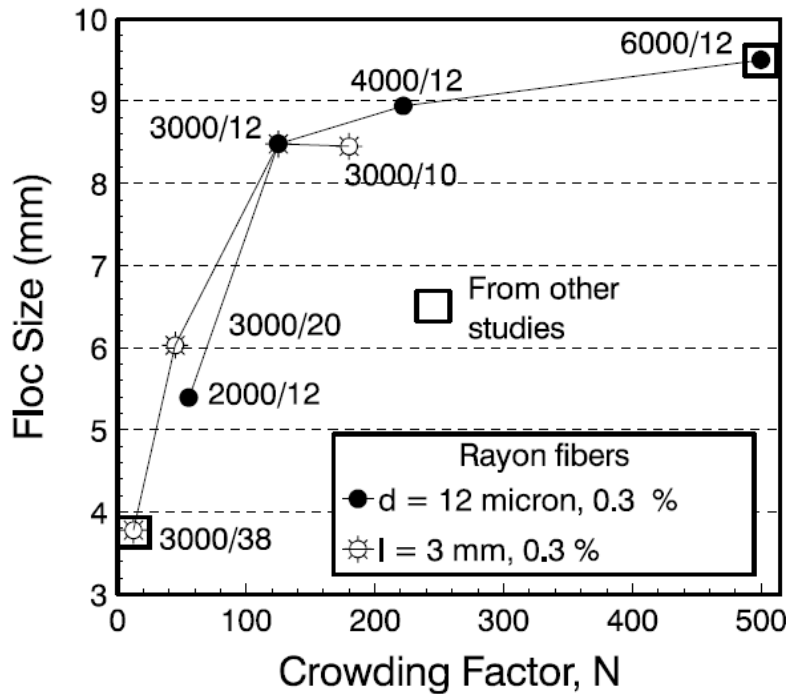
**Figura 4.7- Suspensión de fibras tipo III, concentrado. (Delfos, Hoving, & Boersma, 2011).**

Otro aspecto muy importante para la floculación es la relación entre el diámetro y la longitud de la fibra; esta relación es más conocida como la relación de aspecto. Gracias a esta se puede determinar el tamaño de los flóculos, ya que dependiendo del tamaño de la fibra se generarán diferentes aglomeraciones.

$$r = \frac{l}{d}$$

**Ecuación 4.5- Relación de aspecto**

donde (l) es la longitud de la fibra y (d) es el diámetro. Gracias a esto se puede afirmar que a medida que la relación de aspecto aumenta, la formación y aumento en el tamaño de los flóculos es más sensible al aumento en la concentración y al número de agregación (Aguas, 2013). Esto se puede ver en la Gráfica 4.6.



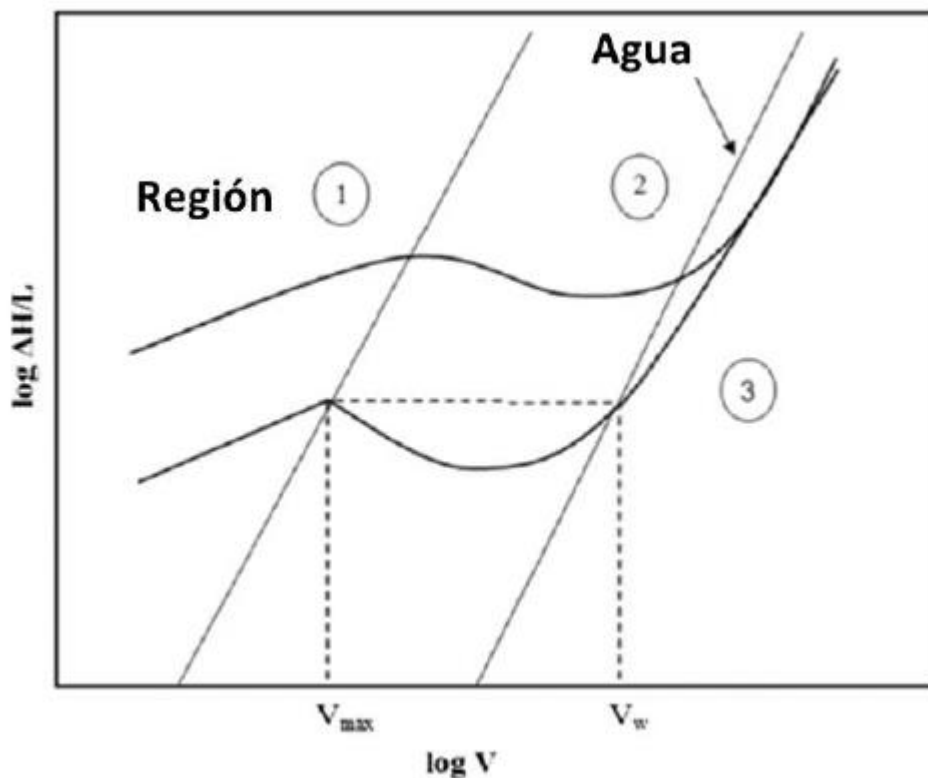
Gráfica 4.6- Efecto en el número de aglomeración con los tamaños de los floculos para diferentes relaciones de aspecto. (Beghello, 1998).

Se ha intentado determinar una relación clara entre las características que debe tener la suspensión de fibras y la reducción de arrastre, pero por las diferentes variables que tiene una fibra esto no ha sido posible. Se realizó un estudio en el cual se trataron de mantener las mismas características de las fibras en rigidez y superficie y se obtuvo que a medida que la relación de aspecto aumenta, la reducción de arrastre que se presenta es mayor, y se requiere una menor concentración. Esto no puede tomarse como una relación exacta, ya que todavía faltan muchos estudios para poder definirla como una teoría válida.

Existen dos tipos de estado de flujo cuando se tiene una suspensión de fibras: la primera es la suspensión heterogénea, en la cual no se presenta reducción de arrastre ya que las fibras no pueden seguir el movimiento del flujo, depositándose en las paredes de la tubería y obstaculizando el flujo. El segundo caso es cuando se tiene una suspensión homogénea. En este caso las fibras pueden seguir el movimiento del flujo y ocurre la floculación.

En la suspensión homogénea se presentan tres regímenes de flujo los cuales permiten la reducción de arrastre; el primer régimen es denominado como régimen de pistón. En este

régimen las velocidades de las fibras son muy bajas pero son constantes en toda la sección transversal. A medida que la velocidad de las fibras va aumentando se llega al segundo régimen de flujo en el cual se presenta un flujo anular donde el fluido rodea la suspensión de fibras reduciendo el esfuerzo cortante que siente la tubería. Mientras el flujo sigue avanzando la velocidad aumenta y el núcleo en el que se encuentra la suspensión disminuye su tamaño, hay un punto donde este núcleo se rompe y se genera el tercer régimen de flujo el cual se llama régimen de mezclado formándose un flujo turbulento que da paso a la reducción de arrastre (Aguas, 2013). Estos tres regímenes se pueden observar en la Gráfica 4.7.



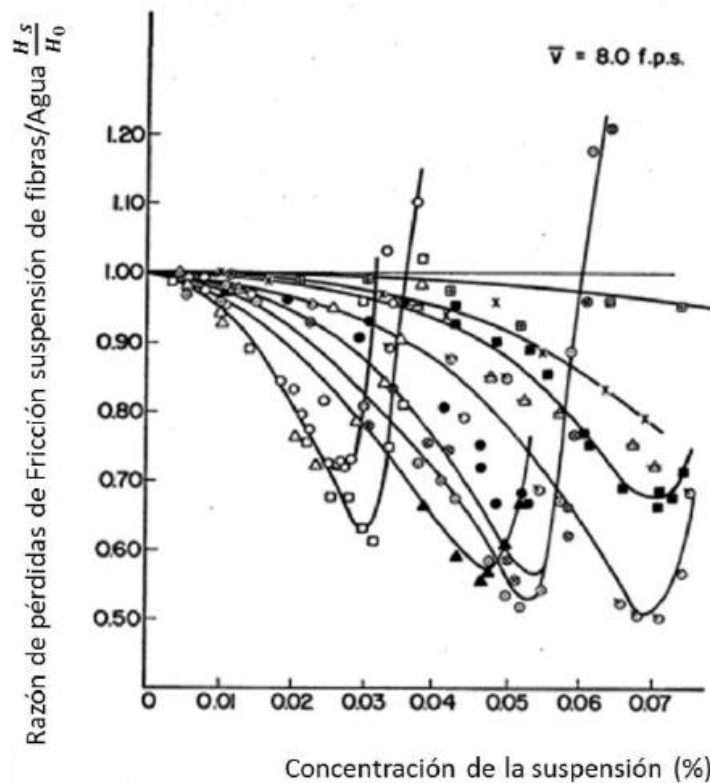
**Gráfica 4.7- Comparación de curvas de pérdidas por fricción entre fluido con suspensión de fibras y fluido solo. (Aguas, 2013).**

Para que se presente la reducción de arrastre, se debe presentar en una suspensión continua, en la cual se deben encontrar dos características, la primera es la capacidad de movimiento en la dirección del flujo y la segunda es la capacidad de movimiento en las fluctuaciones turbulentas. La explicación de estos dos términos se sale del alcance del proyecto pero pueden ser encontrados en el proyecto de grado del ingeniero Aguas (Aguas, 2013). Al inyectar la



suspensión de fibras dentro de la tubería lo que ocurre es un aumento en la viscosidad del fluido. Al ser este un fluido viscoelástico sus propiedades elásticas impiden la eyección de los vórtices reduciendo la fricción dentro de la tubería, contrario a si se tuviera un fluido viscoso, ya que al aumentar la viscosidad se estarían aumentando las pérdidas de energía dentro de la tubería.

En las fibras existe una segunda concentración crítica para la cual las pérdidas de energía son mayores a si no se tuviera la suspensión de fibras. La relación de aspecto en relación con la concentración son las principales características que ayudan a reducir el arrastre dentro de la tubería, disminuyendo la concentración entre mayor sea la relación de aspecto, pero se debe analizar cuidadosamente hasta qué punto se puede aumentar la concentración para no generar el efecto opuesto. Este límite de concentración concuerda con la teoría de Virk que no se puede tener una reducción de arrastre infinita.



Gráfica 4.8- Efecto de la concentración y relación de aspecto en suspensión de fibras de Nylon para una velocidad media de flujo de 8 p/s. (Aguas, 2013).



Universidad de los Andes  
Centro de investigaciones en Acueductos y Alcantarillados- CIACUA  
*Uso de agentes reductores de arrastre (Drag reduction agents) para facilitar el bombeo de crudos pesados, con énfasis en sustancias surfactantes.*



Todos los estudios que se han realizado hasta el momento se han hecho en agua, lo cual no permite conocer cuál sería el comportamiento en crudos. La teoría muestra que pueden ser grandes reductores de arrastre. Para una mejor explicación de cómo funcionan correctamente las suspensiones de fibras se recomienda consultar el proyecto de grado del ingeniero Aguas (Aguas, 2013).



## 5. Surfactantes

### 5.1. Composición y clasificación

Los surfactantes son estructuras químicas que se componen de una fracción hidrofóbica y una fracción hidrofílica. Esta situación genera que las moléculas tiendan a organizarse de tal forma que la parte hidrofóbica se concentre en el centro, atrayéndose unas a otras, minimizando de esta forma la relación área volumen. A su vez las cabezas hidrofílicas del surfactantes se ubican en la parte exterior de la molécula, repeliéndose unas a otras, maximizando la relación área volumen.

Esta propiedad de los surfactantes se debe al parámetro de empaquetamiento, el cual es el que establece el tipo de surfactante que se está utilizando y la forma de organización del mismo, el tamaño y demás propiedades. El parámetro de empaquetamiento está dado por la siguiente ecuación:

$$p = \frac{V}{a * l}$$

**Ecuación 5.1- Parámetro de empaquetamiento**

donde  $V$  es el volumen de la parte hidrofóbica del surfactante,  $a$  es la superficie óptima ocupada por el surfactante, lo que significa que la energía libre por molécula en la interfaz es mínima y  $l$  es la longitud de la cola hidrofóbica (Ezrahi, Tuval, & Aserin, 2006).

Para que un surfactante sea útil en la industria del petróleo y reduzca el arrastre dentro de la tubería estos deben tener una forma cilíndrica, ya que de esta manera se forman las cadenas largas de micelas, las cuales interactuarán con el flujo interviniendo con la turbulencia. Las micelas que tienen forma esférica principalmente son utilizadas en emulsiones, como ya fue explicado anteriormente; esta es otra forma para facilitar el transporte de crudos.

Los surfactantes son clasificados por su balance entre moléculas hidrofílicas e hidrofóbicas (HLB por sus siglas en inglés). El HLB no tiene en cuenta algunas variables fisicoquímicas como lo son la concentración del surfactante, la presencia de alcohol y de electrólitos y la temperatura. Es importante resaltar que el HLB tiene una relación directa con la concentración crítica micelar (Salager J. L., 1998), esta relación se sale de los alcances del proyecto.

Tabla 5.1- Valores típicos HLB. (AkzoNobel, 2011).

Table 7: Suggested HLB values for a number of applications	
Defoaming of aqueous systems	1 - 3
Detergency & cleaning	12 - 15
W/O emulsification	3 - 6
O/W emulsification	8 - 28
Solubilization	11 - 18
Wetting	7 - 9

Tabla 5.2- Valores típicos HLB. (AkzoNobel, 2011).

Table 9: required HLB for W/O emulsions of a number of oils ( $\pm 1$ )*			
Gasoline	7	Kerosene	6
		Mineral Oil	6
		*LITERATURE VALUES	

El valor típico para un surfactante en emulsión con un aceite es de 3-6, este valor se aproxima a los valores requeridos de HLB para surfactantes en crudos.

## 5.2. Tipos de surfactantes

Los surfactantes tienen diferentes usos a nivel comercial, ya que tienen importantes propiedades a la hora de mantener emulsiones estables; en la industria estos se pueden usar para detergentes, jabones, emulsionantes, bactericidas, inhibidores de corrosión, dispersantes, tensoactivos, humectantes, entre otras muchas funciones. Para esto se deben diferenciar no solo por su HLB, sino por una propiedad más específica que permita determinar el surfactante que se tiene para cuál de las funciones es más apropiado. Esto hizo que se requiriera clasificar a los surfactantes por el tipo de molécula que los compone. A continuación se explicará la clasificación más común entre surfactantes.

### 5.2.1. Surfactantes Aniónicos

Los surfactantes que se denominan aniónicos son los que, en una solución acuosa se disocian en dos, la primera parte es en un anión anfífilo y la segunda en un catión, el cual puede ser un metal alcalino generalmente. Estos son los surfactantes de mayor producción ya que son altamente recomendados para la producción de jabones, detergentes y espumantes (Salager & Fernández, Surfactantes: Generalidades y Materias primas, 2004).



### 5.2.2. Surfactantes Catiónicos

Tanto los surfactantes catiónicos como los aniónicos en presencia de soluciones acuosas se disocian en iones, en este caso el ion catiónico es anfifilo, mientras que el ion aniónico es un anión halogenado. Este tipo de surfactantes es muy común en emulsiones asfálticas o enjuagues, ya que la carga positiva que tiene el catión es mayor a la carga negativa del anión.

### 5.2.3. Surfactantes No Iónicos

Este tipo de surfactantes al estar en presencia de soluciones acuosas no se disocian en iones, ya que la parte hidrofílica del surfactante está compuesta por grupos polares, los cuales no están ionizados; esta parte del surfactante normalmente es un alcohol, un tiol, un éter o un éster. Estos surfactantes suelen ser no tóxicos siendo utilizados frecuentemente en la industria farmacéutica y alimenticia. Estos surfactantes son los segundos más utilizados en la industria (Salager & Fernández, Surfactantes: Generalidades y Materias primas, 2004).

### 5.2.4. Surfactantes Anfóteros

Este tipo de surfactante se da cuando se mezclan los surfactantes aniónicos y los surfactantes catiónicos. Dependiendo del pH que tenga la sustancia prevalecerá en el surfactante la parte catiónica o la parte aniónica. La producción de este tipo de surfactantes es muy costosa, ya que se deben realizar muchos procesos para poder mantener este tipo de surfactante estable; por lo tanto no es muy utilizado en la industria.

## 5.3. Génesis de las micelas

### 5.3.1. Concentración crítica micelar y formación de micelas

La concentración crítica micelar es la concentración en la cual las moléculas del surfactante empiezan a unirse formando las micelas. Al agregar el surfactante al crudo o a la sustancia que se requiera, las partículas se dispersan por todo el líquido, sin generar ningún tipo de cambio. Por esta razón se debe determinar cuál es la concentración específica del surfactante para que las moléculas del mismo puedan unirse y empezar a formar las micelas.

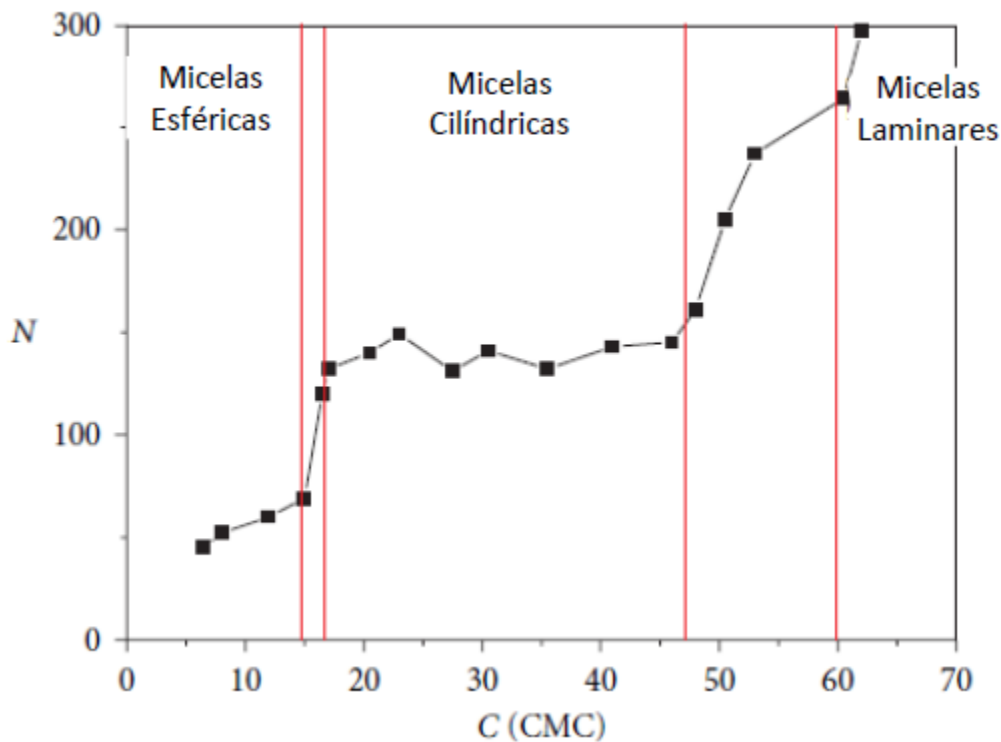
Esta concentración varía dependiendo del tipo de surfactante que se tenga y se ve afectada por tres grandes factores: (i) la CMC (por sus siglas en inglés critical micelle concentration) disminuye con el aumento del componente hidrofóbico del surfactante; esto se relaciona con la cantidad de carbonos que se encuentran en el surfactante. A medida que los carbonos



aumentan la CMC disminuye. Se debe aclarar que esto no es lineal y para cada tipo de surfactante tiene un comportamiento diferente. (ii) La CMC se ve afectada por el tipo de componente hidrofílico que tenga el surfactante, ya que puede variar entre tener una carga muy alta generando fuerzas de repulsión y aumentando de esta forma la CMC o no teniendo ninguna carga disminuyendo la concentración; esto se puede ver claramente entre un surfactante iónico y un surfactante no iónico. (iii) Por último la CMC se puede ver afectada por diferentes iones que se encuentren en la sustancia a la que se le agrega el surfactante, haciendo que las moléculas primero se unan con este tipo de sustancias y luego a medida que la concentración del surfactante aumente, reaccionen con las otras moléculas (Wang, Yu, Zakin, & Shi, 2011). Al llegar a la CMC las partículas se encuentran lo suficientemente cerca para unirse y forman esferas; para la reducción de arrastre este tipo de geometría no sirve, ya que estas esferas no interfieren con la formación de la turbulencia en la tubería. Por esta razón existe según Wang, Yu, Zakin y Shi una segunda  $CMC_{ii}$  en la cual la concentración sigue aumentando, lo cual genera que haya muchas esferas en la sustancia y estas esferas choquen entre ellas, al estar chocando y repeliéndose se unen y empiezan a formar cilindros. Este tipo de geometría si funciona para la reducción de arrastre que se está buscando.

Para que la formación de micelas se presente se debe primero cumplir con CMC; las micelas se forman debido a que las moléculas del surfactante quieren reducir lo más que puedan la superficie que tiene contacto con el agua (parte hidrofóbica) y aumentar al máximo la superficie que tendrá contacto con el crudo (parte hidrofílica), teniendo fuerzas de atracción y fuerzas de repulsión significativas.

El tipo de geometría que tenga la micela depende del empaquetamiento de la misma y del número de agregación. Estos dos parámetros dependen del tipo de surfactante que se esté manejando y de la concentración. El empaquetamiento como se explicó anteriormente en el Numeral 5.1 determina la forma en la que las moléculas se ubicarán. Por otro lado el número de agregación es la cantidad de monómeros que forman una micela. Como se puede observar en la Gráfica 5.1, a medida que el número de agregación (N) aumenta, la geometría de la micela en función del CMC varía.



Gráfica 5.1- Zonas de estabilidad para la solución de Dodecilsulfato sódico (SDS) con NaCl. F, (Aguas, 2013).

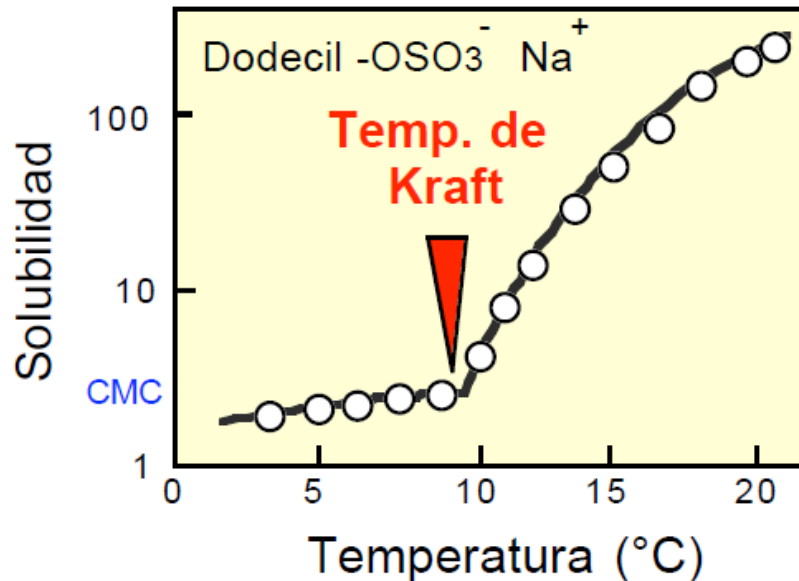
Como ya se mencionó anteriormente, la geometría requerida para que se produzca la reducción de arrastre dentro de la tubería es la cilíndrica; esto hace que se generen redes de micelas las cuales interactuarán con el esfuerzo cortante y la formación de la turbulencia disminuyendo el arrastre.

### 5.3.2. Temperatura de Kraft

La formación de micelas no solo depende de la CMC también depende de la temperatura a la que se agrega el surfactante. Las moléculas del surfactante deben tener una temperatura adecuada para ayudar a reducir la CMC. Esta temperatura es denominada temperatura de Kraft.

La temperatura de Kraft es una temperatura en la cual a partir de ese punto la solubilidad del surfactante aumenta muy rápidamente, donde la solubilidad pasa de ser monomolecular a una solubilidad micelar. En este punto la solubilidad alcanza la CMC, debajo de la temperatura

de Kraft el surfactante no puede formar micelas aunque se encuentre en la CMC (Alvarez, 2013).



Gráfica 5.2- Variación de la solubilidad de un surfactante en agua vs temperatura; en línea de puntilla se indica la extrapolación de la tendencia en el caso de no formarse micelas. (Salager J.-L. , Surfactantes en solución acuosa, 1993).

Como se puede observar en la Gráfica 5.2, cuando para ese surfactante se llega a la temperatura de Kraft la solubilidad del mismo aumenta significativamente, permitiendo la formación de las micelas.

### 5.3.3. Radio de la sección transversal ( $r_{cs}$ )

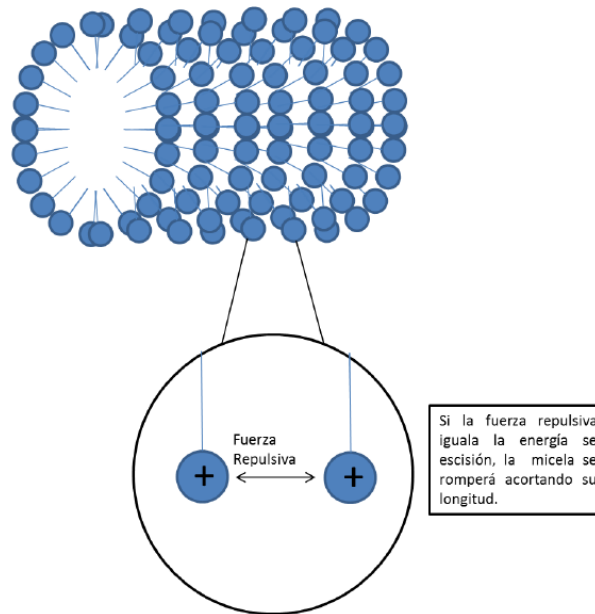
El radio de la sección transversal de la micela es independiente de la concentración en la cual se utilice el surfactante; este radio únicamente depende de la longitud total de la micela. El radio permanece constante a medida que la micela va creciendo. Este valor del radio relacionado con la longitud total y la longitud de persistencia permiten determinar el grado de flexibilidad de la cadena de micelas (Ezrahi, Tuval, & Aserin, 2006).

### 5.3.4. Longitud total ( $L$ )

La longitud total de la micela depende de la información química del surfactante que se esté utilizando, directamente de la fracción volumétrica  $\phi$ . La longitud de la micela depende de la



energía de escisión, la cual es la energía mínima requerida para formar una nueva cadena, en otras palabras romper la cadena existente en dos. Esta energía de escisión está determinada por el tipo de ionización de los grupos hidrofílicos de la molécula; es la energía electrostática de repulsión que se genera entre las dos moléculas hidrofílicas.



**Figura 5.1- Fuerzas repulsivas en micelas cilíndricas formadas por Surfactantes Catiónicos. (Aguas, 2013).**

Para determinar la longitud de la micela existe una ecuación, la cual está en términos de la energía de escisión  $E_c$ , necesaria para dividir la cadena en dos, la constante de Boltzmann  $k_b$ , la temperatura absoluta  $T$  y la fracción volumétrica del surfactante  $\phi$ .

$$L = \phi^{1/2} * \exp(E_c/2k_bT) \quad \text{Ecuación 5.2- Longitud total de la micela}$$

La longitud total de la micela también puede estar en términos de la energía electrostática; de esta forma sigue la ecuación dependiendo de las variables en la ecuación anterior y de la energía electrostática de las moléculas del surfactante  $E_e$ .

$$L = \phi^{1/2} * \exp(E_c - E_e/2k_bT) \quad \text{Ecuación 5.3- Longitud total de la micela}$$

donde la energía electrostática depende del radio de la sección transversal  $r_{cs}$ , la carga efectiva por unidad de longitud  $\gamma$ , la longitud de Bjerrum  $l_B$ , la constante de Boltzmann  $k_b$ , la temperatura absoluta  $T$  y la fracción volumétrica  $\phi$ .

$$E_e = k_b * T * l_B * r_{cs} * \gamma^2 * \phi^{1/2} \quad \text{Ecuación 5.4- Energía electrostática}$$

La energía electrostática es producida por las fuerzas repulsivas que tienden a romper las micelas (Ezrahi, Tuval, & Aserin, 2006).

### 5.3.5. Longitud de persistencia ( $l_p$ )

La longitud de persistencia determina la flexibilidad de la micela; dependiendo de esta longitud la micela se considera rígida o flexible. Esta longitud depende linealmente del módulo flexible que tiene el surfactante. Esta longitud determina la energía que requiere la micela para moverse, ya que en el caso en que la micela sea rígida, la energía requerida para moverse será mayor a si la micela es flexible.

Para determinar si una micela es flexible o rígida se debe tener en cuenta la longitud de persistencia. Cuando dos moléculas vecinas se encuentran a una distancia menor a la longitud de persistencia, esto hace que la micela sea denominada rígida. Esta cercanía entre las moléculas hace que la micela solo puede ondular haciendo un gasto de energía, ya que las moléculas se encuentran en la misma dirección y no permiten el movimiento (Ezrahi, Tuval, & Aserin, 2006).

Cuando dos moléculas vecinas se encuentran a una distancia igual o mayor a la longitud de persistencia, la micela es flexible, ya que las moléculas se encuentran orientadas sin ninguna relación y permiten el movimiento libre de la cadena. Para determinar el valor de la longitud de persistencia se tiene la siguiente ecuación.

$$l_p = w/k_b T \quad \text{Ecuación 5.5- Longitud de persistencia}$$

donde  $w$  es el módulo de flexibilidad,  $k_b$  es la constante de Boltzmann y  $T$  es la temperatura absoluta. Los valores de esta longitud varían mucho, ya que son una propiedad intrínseca de la micela y de la geometría (Ezrahi, Tuval, & Aserin, 2006).

Las micelas que son rígidas no tienen la capacidad de reducir el arrastre, ya que no pueden interactuar de la forma que se espera con el esfuerzo cortante y con la turbulencia. Por el



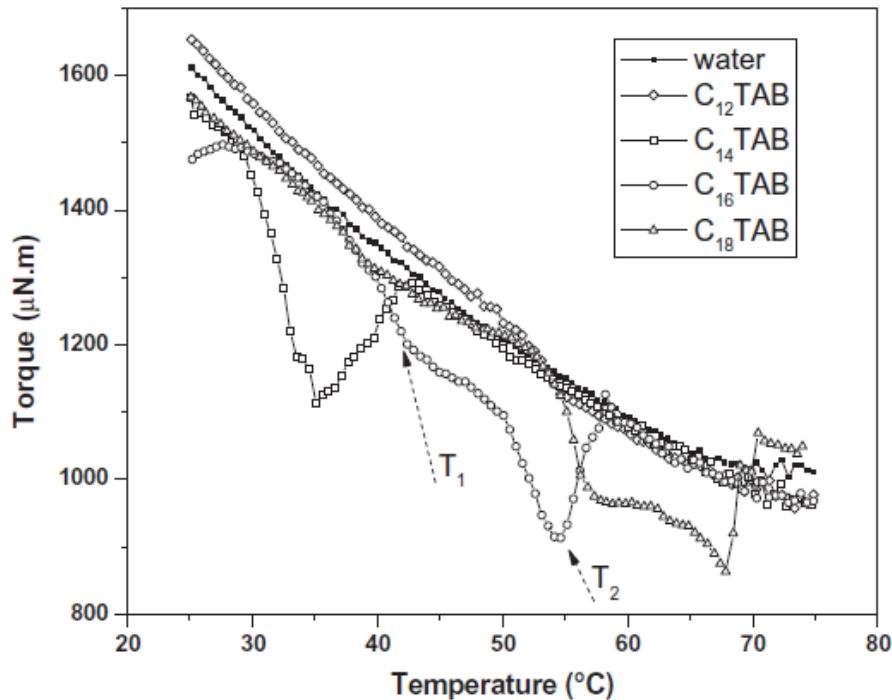
contrario las micelas flexibles tienen la capacidad de reducir el arrastre; por esta razón los surfactantes que se deben buscar tienen que tener la propiedad de flexibilidad para cumplir a cabalidad con la reducción de arrastre.

### 5.3.6. Formación de redes de micelas

Las micelas se forman como cadenas largas de moléculas de surfactante organizándose según su parte hidrofóbica y su parte hidrofílica. Esto hace que se genere una micela que tiene una forma cilíndrica si su parámetro de empaquetamiento es mayor a un tercio y menor a un medio. En este caso se tiene una micela en cadena. Para que la reducción de arrastre se produzca, no solo tiene que haber cadenas individuales de micelas; debe haber redes las cuales permitan que una cadena interna dentro de la red interactúe con la turbulencia y el esfuerzo cortante para que esta reduzca el arrastre.

La longitud de las micelas determina su flexibilidad y ésta su capacidad de reducir el arrastre a lo largo de la tubería. Esta longitud no solo depende de las propiedades del surfactante sino también de la temperatura a la cual se encuentra el fluido. Existen dos temperaturas que permiten observar la reducción de arrastre. Según Rodríguez, Ito y Sabadini la primera temperatura se puede denominar  $T_1$  a partir de la cual se empieza a mostrar reducción de arrastre (Rodríguez, Ito, & Sabadini, 2011). La segunda temperatura se denomina  $T_2$  a partir de la cual las micelas se rompen, ya que no existe un aumento infinito en la temperatura para mejorar el arrastre. A partir de esta temperatura las micelas empiezan a romperse y a reducir su longitud perdiendo su propiedad de flexibilidad. La ruptura de las micelas no permite una longitud lo suficientemente grande de los fragmentos para que estos puedan seguir con su función de reducción de arrastre. Cabe resaltar que momentos antes de que se llegue a la  $T_2$  es cuando se presentan las mayores reducciones de arrastre, por esta razón se debe optimizar la temperatura en la tubería. Estas reducciones de arrastre se deben a que, a medida que la temperatura aumenta la flexibilidad y la expansión de las cadenas de micelas aumenta, permitiendo mayor interacción.

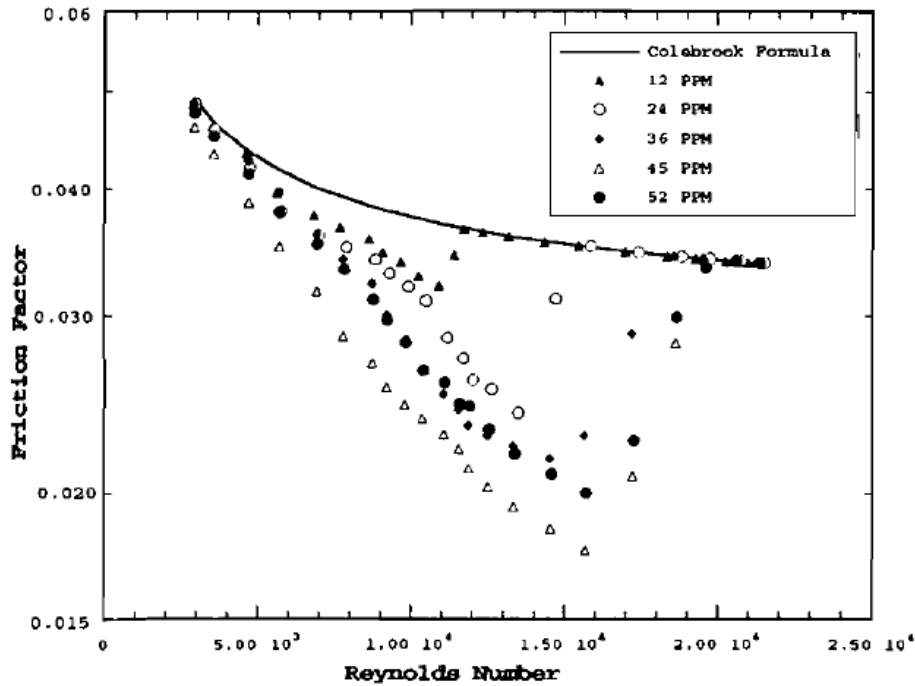
Cuando el fluido llega a  $T_2$  se encuentra con un aumento de energía interno que es insostenible para el sistema; por esta razón las moléculas se separan disipando energía y volviéndose a unir en nuevas micelas, las cuales pueden tener forma esférica o una longitud muy pequeña que las convierte en micelas rígidas.



Gráfica 5.3- Correlación de diagramas térmicos de flujo y torque ejercido para mantener la velocidad constante. (Rodrigues, Ito, & Sabandini, 2011).

Como se puede observar en la Gráfica 5.3 para la concentración de  $C_{14}TAB$  hay un drástico cambio de pendiente, viendo como el torque requerido cada vez es menor, hasta que se llega la temperatura  $T_2$ , donde se ve cómo empieza a aumentar el torque requerido para que el fluido siga fluyendo.

Las redes de micelas para su formación no solo dependen de la temperatura sino también de la concentración; como descubrió Virk, existe una concentración máxima a la cual la reducción de arrastre es óptima, ya que existe una concentración mínima a la cual empiezan a formarse las micelas, la cual es la concentración crítica micelar, de la cual se habló anteriormente. A medida que la concentración aumenta, la reducción de arrastre también se ve beneficiada, pero existe un límite, a partir del cual si se aumenta la concentración del surfactante, se produce el efecto opuesto al esperado aumentando las pérdidas por fricción dentro de la tubería.



**Gráfica 5.4- Efectos de la concentración de MDR-2000 en la reducción de arrastre. (Salem, Mansour, & Sylvester, 2007).**

Como se puede observar en la Gráfica 5.4, para la concentración de 45 ppm es para la concentración que se presenta mayor reducción de arrastre con ese surfactante, pero si se aumenta la concentración a 52 ppm, la reducción de arrastre disminuye perdiéndose el principal objetivo de agregar el surfactante.

Al tener las micelas en cadena dentro del flujo, estas son muchas y empiezan a acercarse unas a otras; estas cadenas tienen diferentes cargas en su superficie, de atracción y de repulsión, haciendo que se choquen unas con otras. En ese momento la longitud de contorno de las micelas empieza a reducirse generando una disminución en la carga de repulsión y aumentando las cargas de atracción. Esto hace que las cadenas de micelas empiecen a unirse unas con otras formando las redes de micelas.

Estas cadenas no tienen una forma definida; algunos autores hablan de que toman una forma hexagonal, mientras que otros hablan de formas anfóteras. Para la reducción de arrastre no importa la forma que tome la red de micelas, ya que las principales características que interfieren con la reducción en el arrastre son el esfuerzo cortante y la concentración del



surfactante que se agregó en la tubería. Gran parte de las propiedades de reducción de arrastre se deben a que los surfactantes se comportan como un material viscoelástico, esto permite que tengan comportamientos elásticos en ciertas circunstancias, permitiendo la interacción con la turbulencia y comportamientos viscosos. Ambos comportamientos en diferentes circunstancias del proceso ayudan a la reducción del arrastre; sin esta propiedad los surfactantes y las redes de micelas no tendrían la capacidad de flexibilidad y regeneración para reducir el arrastre dentro de la tubería. La viscoelasticidad es una propiedad que todavía no ha sido completamente comprendida, ya que se han obtenido resultados en los cuales no se presenta esta propiedad e igual se sigue presentando la reducción de arrastre; por esta razón en este documento no se profundiza en el tema, ya que no es una propiedad en la cual se tenga claridad si interfiere o no con la reducción de arrastre.

A continuación se explicará la interacción de estas redes de micelas con el crudo, permitiendo ver cómo estas reducen el arrastre dentro de la tubería y cómo su formación se ve influenciada por el esfuerzo cortante al que son sometidas. Este mecanismo se llama deslizamiento de pared.

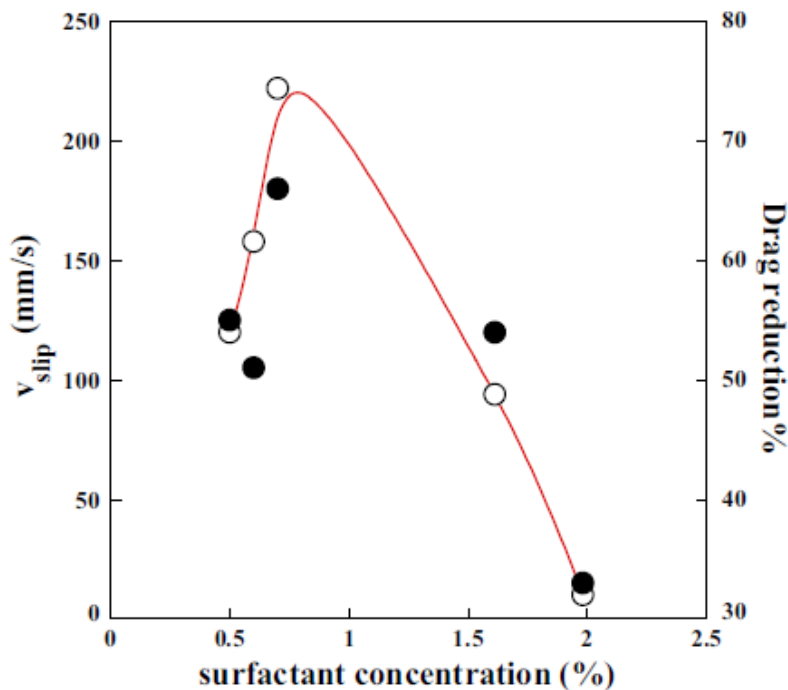
### **5.3.7. Deslizamiento de pared**

Para que se presente la correcta interacción entre el crudo y el surfactante, las redes de micelas deben cumplir tres condiciones. La primera es que tienen que ser cadenas largas de moléculas de surfactantes, ya que estas se verán afectadas a grandes esfuerzos, y deben tener la capacidad de cambiar su conformación sin romperse fácilmente. La segunda es que deben tener una flexibilidad muy alta, ya que movilidad interna es la que permite la rotación libre de las moléculas, permitiendo que se reorganicen cada vez que sea necesario; si la cadena es rígida esto no se puede presentar y la red se rompería fácilmente. La tercera es que la red debe ser estable y ser interconectada, teniendo una alta capacidad de resistir grandes perturbaciones mecánicas a las cuales se verá sometida en el flujo. Esto permite que la red de micelas se recupere por una u otra condición después de verse sometida a grandes esfuerzos.

El mecanismo de deslizamiento de pared es la situación en la cual se presenta la reducción de arrastre. En este mecanismo lo que ocurre es que la red de micelas se ubica en la dirección del flujo entre la pared y el crudo. Cuando esto ocurre la red de micelas absorbe el cortante que se

presenta en la pared, impidiendo que el flujo sienta ese esfuerzo cortante y que se formen las principales estructuras de la turbulencia.

En el momento en el que la red de micelas absorbe el cortante, interfiere directamente con la formación de los vórtices padre, afectando la turbulencia y así reduciendo las pérdidas por fricción dentro de la tubería. Esto lo logran hacer las redes de micelas gracias a su propiedad de flexibilidad, ya que mediante su elongación tienen la capacidad de absorber este cortante. El cortante es absorbido por las cadenas de micelas que conforman la red; cada cadena absorbe una cantidad de cortante y esto hace que la red no se sature en un momento. Cuando la energía interna debido al cortante absorbido por una cadena es muy grande, las redes por medio de la relajación rompen esa cadena de micelas y liberan el cortante. En los siguientes numerales se explicará cómo se rompen las redes y cómo se regeneran.



Gráfica 5.5- Velocidad Aparente de deslizamiento de pared (símbolos rellenos) y reducción de arrastre (símbolos vacíos) en función de la concentración del surfactante CTAB/salicylate sistema de la relación surfactante /relación de sales. (Drappier, y otros, 2006).

Como se puede observar en la Gráfica 5.5 existe una concentración óptima para la cual el deslizamiento de pared tiene la mayor reducción de arrastre. Entre mayor sea la velocidad de



deslizamiento de pared mayor es la reducción de arrastre. Este mecanismo es muy importante para lograr la correcta absorción del cortante y se debe tener una velocidad alta para que esto ocurra de la mejor forma.

### 5.3.8. Relajación

La relajación es el mecanismo por el cual las redes de micelas liberan el cortante que absorbió la cadena de micelas, existen dos mecanismo principales el mecanismo de reptación el cual libera al 100% el cortante cuando este se presenta, o el mecanismo de escisión reversible, el cual debe ocurrir varias veces en una misma red para que el cortante sea completamente liberado.

#### 5.3.8.1. Mecanismo de reptación

La relajación de la cadena de micelas se da por la reorganización de la misma. Esto se puede presentar por medio del movimiento de la cadena, el cual permite que la cadena se elongue y se rompa liberando el cortante que ha absorbido. Para que esta relajación ocurra se tienen que presentar dos movimientos en la cadena, el movimiento que esta tiene con relación a las cadenas que se encuentran a su alrededor y le limitan el movimiento y el movimiento que tiene la cadena misma por su composición.

El mecanismo de reptación es en el cual la cadena de micelas no se mueve sola sino tiene en cuenta el movimiento de todas las cadenas que se encuentran dentro de la red. Gracias a esto el movimiento de la micela para poder liberar el cortante se ve limitado por la capacidad de movimiento no solo de ella misma sino de todas las cadenas que se encuentran a su alrededor. Este movimiento se asemeja al movimiento de una culebra, de ahí el nombre de reptación.



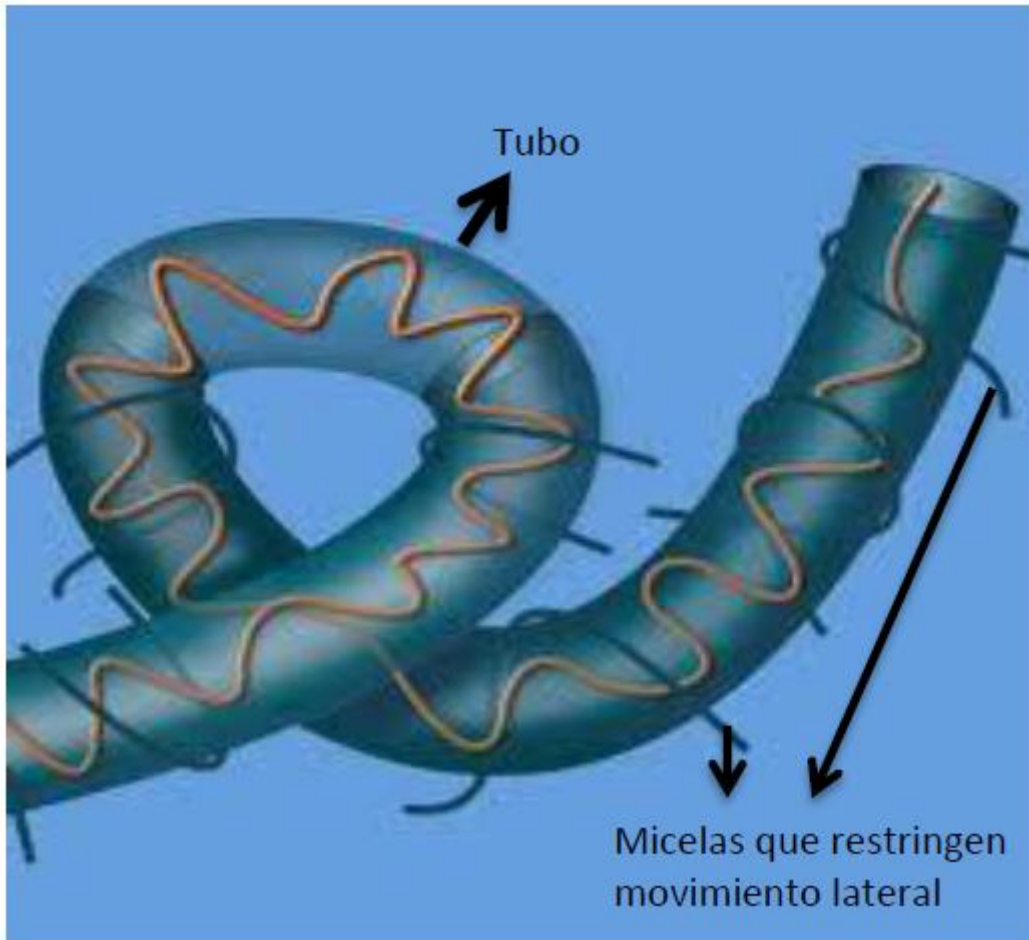


Figura 5.2 - Tubo formado por micelas circundantes. (Aguas, 2013).

Este movimiento de reptación hace que ciertas partes del tubo que contiene la red se reduzcan acercándose y formando una especie de nudo, que al formarse las moléculas del surfactante se encuentran muy cerca unas de otras haciendo que sus fuerzas de repulsión sean demasiado grandes para permanecer tan cerca. Esto genera que la cadena en ese punto se estire rápidamente en alguna dirección al azar y libere las moléculas del surfactante rompiendo la cadena que había absorbido el cortante. En este punto se pierde una cadena de micelas y se libera el cortante nuevamente en la tubería. La red de micelas avanza en el flujo y sigue absorbiendo y liberando el cortante, hasta que la red ya no tiene cadenas de micelas y se acaba. A continuación se puede observar cómo la cadena de micela dentro del tubo de la red libera el cortante.

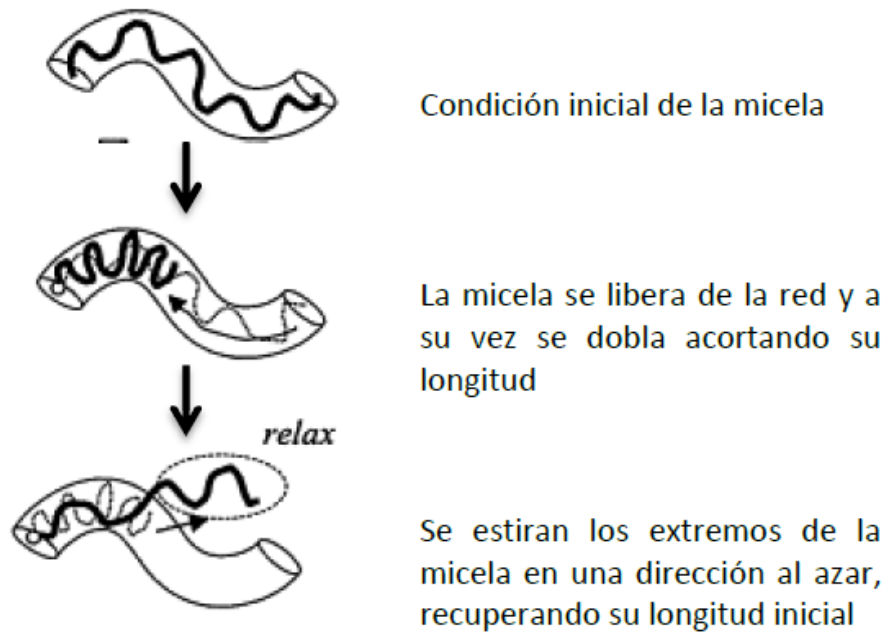


Figura 5.3-Mecanismo de reptación. (Aguas, 2013).

### 5.3.8.2. Mecanismo de escisión reversible

El mecanismo de escisión reversible es en el cual las micelas se rompen en cadenas de micelas más cortas; cuando ocurren estas roturas se presenta una liberación de cortante. Esta liberación no es completa sino parcial. Solo se libera el cortante que se encontraban en esa posición de la cadena; por esta razón este mecanismo tiene que ocurrir cuantas veces sea necesario para que el cortante sea completamente liberado. En este caso las cadenas de micelas se rompen en cadenas más cortas perdiendo su capacidad de flexibilidad debido a su corta longitud.

### 5.3.8.3. Ocurrencia de los mecanismos

Estos dos mecanismos son factibles dentro de la tubería y dependen de la fracción volumétrica del surfactante para su ocurrencia. Cada mecanismo tiene un tiempo en el cual se presenta y dependiendo de su magnitud ocurre uno primero teniendo una tasa de liberación de cortante diferente al otro mecanismo.

El tiempo en el cual ocurre el mecanismo de reptación se puede obtener por medio de la siguiente ecuación:

$$t_{rep} = L^3 \phi^2$$

**Ecuación 5.6- Tiempo ocurrencia mecanismo de reptación**

donde L es la longitud de la cadena y  $\phi$  es la fracción volumétrica del surfactante.

Para que ocurra el mecanismo de escisión reversible se puede obtener por medio de la siguiente ecuación el tiempo requerido para su ocurrencia:

$$t_b = \frac{1}{K_1 * L}$$

**Ecuación 5.7- Tiempo ocurrencia mecanismo de escisión reversible**

donde L es la longitud de la cadena y  $K_1$  es la constante de la temperatura.

Existen dos situaciones la primera es cuando  $t_b \gg t_{rep}$  en este caso se presenta el mecanismo de reptación. El cortante se libera por medio de la siguiente ecuación.

$$\tau(t, \dot{\gamma}) = \sigma_0(\dot{\gamma}) \exp\left(-\frac{t}{t_{rep}^{1/4}}\right)$$

**Ecuación 5.8- Liberación de cortante mecanismo de reptación**

donde  $\sigma_0(\dot{\gamma})$  es el esfuerzo cortante en el tiempo cero y  $(\dot{\gamma})$  es la deformación de la micela por el cortante

La segunda situación es cuando  $t_{rep} \gg t_b$  no ha ocurrido el mecanismo de reptación y empieza a suceder muchas veces el mecanismo de escisión reversible y se libera por completo el esfuerzo cortante almacenado. Esta liberación del esfuerzo se da por medio de la siguiente ecuación:

$$\sigma(t, \dot{\gamma}) = \sigma_0(\dot{\gamma}) \exp\left(-\frac{t}{t_R}\right)$$

**Ecuación 5.9- Liberación de cortante mecanismo de escisión reversible**

donde  $\sigma_0(\dot{\gamma})$  es el esfuerzo cortante en el tiempo cero y  $(\dot{\gamma})$  es la deformación de la micela por el cortante y  $t_R$  es la combinación del tiempo del mecanismo de reptación y de escisión reversible.

$$t_R = \sqrt{t_{rep} * t_b}$$

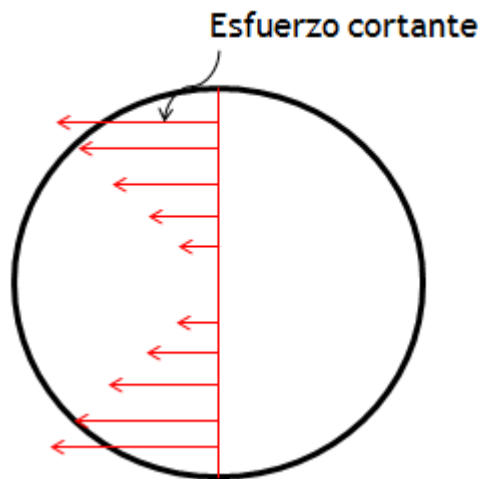
**Ecuación 5.10- Tiempo para que ocurra la liberación de cortante por la escisión reversible**

En estos dos casos se libera el cortante; es muy importante resaltar que al liberarse el cortante las cadenas de surfactante se rompen y liberan las moléculas dejándolas libres dentro de la tubería. En el siguiente numeral se explicará cómo se regeneran las cadenas de micelas.

### 5.3.9. Regeneración de las micelas

Los surfactantes son conocidos como “polímeros vivos”, ya que son grandes cadenas de moléculas que reducen el arrastre dentro de una tubería y tienen la capacidad de regenerarse solos sin necesidad de agregar aguas abajo de la tubería más surfactante. La regeneración de las micelas es automática y no necesita de ningún mecanismo externo para poder presentarse dentro de la tubería. Gracias a esto son unas sustancias bastante atractivas dentro de la industria, ya que con solo agregar el surfactante al inicio del transporte se obtiene a lo largo de toda la tubería la reducción de arrastre que se quiere obtener.

La regeneración de las micelas se da por la distribución de esfuerzos dentro de la tubería. En este documento se supone que la distribución de esfuerzos es lineal en la sección transversal, presentándose el máximo esfuerzo cortante en las paredes de la tubería y el mínimo esfuerzo cortante en el centro de la tubería.



**Figura 5.4- Distribución de esfuerzos cortantes en una tubería. (Autor)**

Las micelas se regeneran cuando son sometidas a esfuerzos cortantes inferiores a los que las rompieron. Cuando se presenta el mecanismo de reptación o de escisión reversible las moléculas de surfactante se mueven en cualquier dirección dentro de la tubería. Al encontrarse contra la pared al momento de la ruptura el único lugar al que se pueden dirigir es hacia el centro, donde el esfuerzo cortante es menor y hace que las moléculas de surfactante se reorganicen en nuevas cadenas de micelas y posteriormente en redes.

Gracias a esta propiedad el surfactante solo requiere ser agregado en el oleoducto una vez. Este proceso de regeneración no es infinito pero si es muy frecuente y ocurre muchas veces antes de presentarse un desgaste en las moléculas, perdiendo su capacidad de reorganizarse con otras moléculas de surfactante; hay que analizar la posible reacción del surfactante con los diferentes hidrocarburos que contiene el oleoducto por el que se está transportando, viendo qué tanto surfactante se pierde cada vez que las micelas se rompen. Este punto se sale del alcance de este proyecto de grado.

#### 5.4.Reducción de la fricción y número de Reynolds

Muchos autores muestran la reducción de arrastre en términos del número de Reynolds, utilizando diagramas de Moody para analizar el comportamiento del crudo en presencia de diferentes concentraciones de surfactante. El número de Reynolds es muy importante ya que gracias a él se tienen en cuenta algunas variables determinantes a la hora de evaluar la reducción de arrastre.

$$Re = \frac{\rho v D}{\mu}$$

**Ecuación 5.11- Número de Reynolds**

El número de Reynolds tiene en cuenta las propiedades como la densidad y la viscosidad dinámica del fluido, además de tener en cuenta una propiedad de la tubería como lo es el diámetro por el cual fluirá el flujo. Por último también tiene en cuenta la velocidad a la cual se va a transportar el flujo. Todo esto hace que con solo el número de Reynolds se pueda tener un entendimiento completo de cuáles son las características principales del flujo y la estructura por la cual está fluyendo.

La relación que existe entre el número de Reynolds y el esfuerzo cortante, parte de entender la relación que existe entre el número de Reynolds y el factor de fricción; esta relación está dada por la ecuación de Colebrook-White.

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left( \frac{k_s}{3.7 * d} + \frac{2.51 * \nu}{Re * \sqrt{f}} \right)$$

**Ecuación 5.12- Colebrook-White**

Esta ecuación es una ecuación implícita, en la cual se tiene la rugosidad de la tubería ( $k_s$ ), el diámetro de la tubería ( $d$ ), el número de Reynolds y la viscosidad cinemática ( $\nu$ ). Esta ecuación por ser implícita debe ser solucionada por medio de un método iterativo. Al tener el

valor de la fricción por medio de la ecuación de Darcy Weisbach se pueden calcular las pérdidas por fricción dentro de la tubería.

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

**Ecuación 5.13- Darcy Weisbach**

En esta ecuación se tiene  $h_f$  como las pérdidas por fricción. L la longitud del tramo en la que se está evaluado las pérdidas, v la velocidad que lleva el flujo y d el diámetro de la tubería. Analizando las dos ecuaciones anteriores se puede afirmar que a mayor número de Reynolds mayores serán las pérdidas por fricción que se presentan dentro de la tubería. Esto hace que se busque obtener un número de Reynolds óptimo, tratando de cambiar sus variables para obtenerlo.

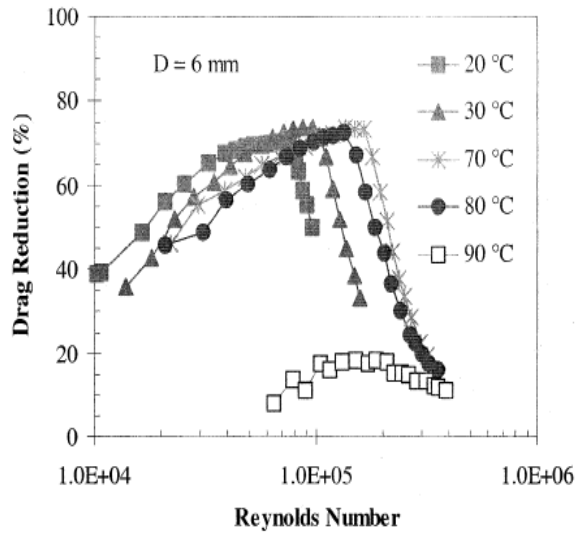
Al tener el factor de fricción por medio de la ecuación de Coolbrook-White se puede obtener una relación entre este y el esfuerzo cortante que siente la tubería. Esta relación está dada por la siguiente ecuación.

$$f = \frac{8 * \tau_o}{\rho * v^2}$$

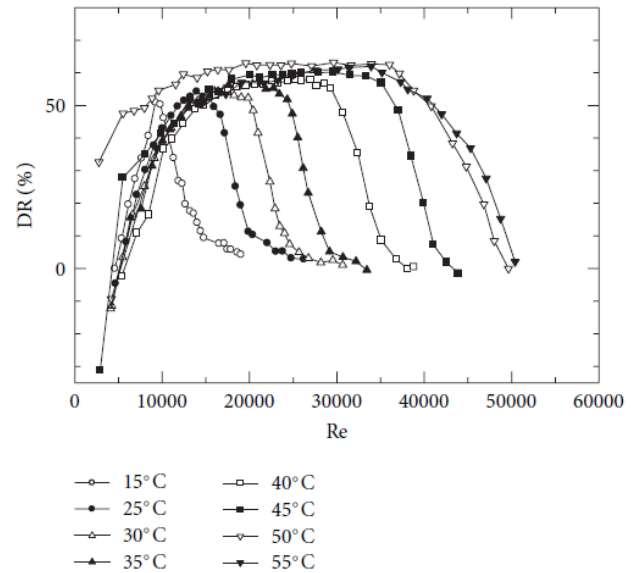
**Ecuación 5.14- Factor de fricción**

donde  $\tau_o$  es el esfuerzo cortante en la pared de la tubería,  $\rho$  es la densidad del fluido y  $v$  es la velocidad del fluido. Teniendo en cuenta esta ecuación, a medida que la velocidad del flujo sea mayor, menor va a ser el factor de fricción y menores serán las pérdidas por fricción. Gracias a esto se puede entender que la velocidad debe ser alta y no se debe generar turbulencia dentro de la tubería la cual interfiera con la velocidad disminuyéndola. Si los números de Reynolds con los que se trabaja son altos, la velocidad en consecuencia también será alta y las pérdidas serán menores.

Para poder tener una reducción de arrastre se debe buscar un número de Reynolds mínimo para que la reducción ocurra, como se puede observar en la Gráfica 5.6, y en la Gráfica 5.7. Se deben tener altos números de Reynolds, pero no se debe sobrepasar un límite, ya que la reducción de arrastre no es infinita; por esta razón se debe analizar el crudo que se tiene y establecer un rango de valores de cuánto debe ser el número de Reynolds para obtener la reducción deseada.

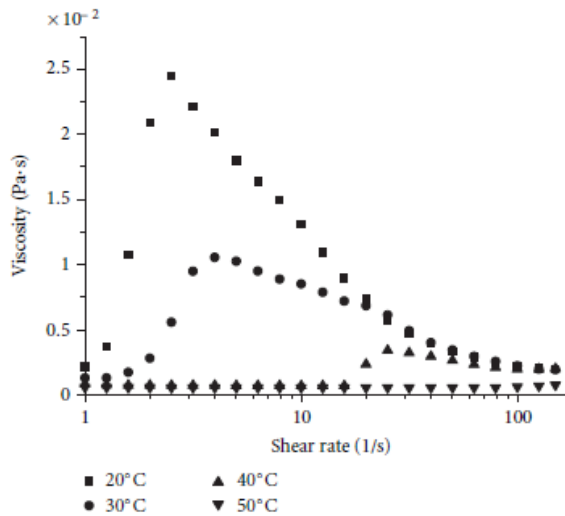


Gráfica 5.6- Reducción de arrastre de Arquead S-50/NaSal (5mM/12.5mM). (Qi & Zakin, 2002).

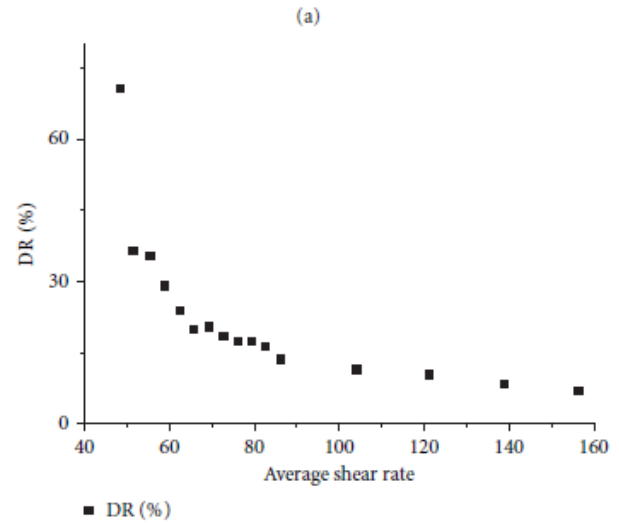


Gráfica 5.7- Relación reducción de arrastre versus Número de Reynolds para una concentración de 200ppm CTAC/NaSal a diferentes temperaturas del flujo. (Zhou, Xu, Ma, Li, Wei, & Yu, 2011).

A medida que el esfuerzo cortante aumenta en la tubería, mayor es la interacción de las redes de surfactante con el crudo por lo que es cuando mayor reducción en la viscosidad se presenta como se puede ver en la Gráfica 5.8 y en la Gráfica 5.9; por esta razón si se tienen altos números de Reynolds y altos esfuerzos cortantes (sin sobrepasar el límite que puede soportar el surfactante) se tiene la situación óptima para la reducción de arrastre en la tubería.



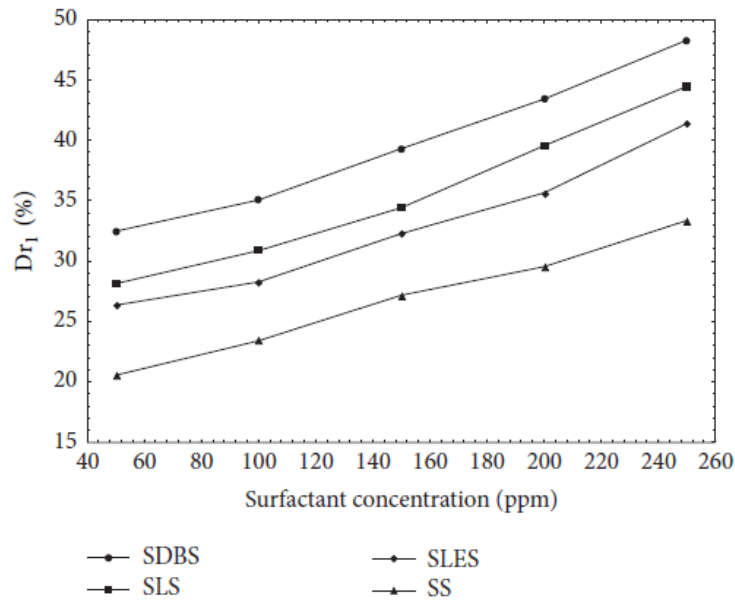
**Gráfica 5.8- Viscosidad de corte de CTAC/NaSal en 200ppm a diferentes temperaturas. (Zhou, Xu, Ma, Li, Wei, & Yu, 2011).**



**Gráfica 5.9- Efectividad de la reducción de arrastre de una solución de CTAC/NaSal en concentración de 200ppm en una tubería a 20°C. (Zhou, Xu, Ma, Li, Wei, & Yu, 2011).**

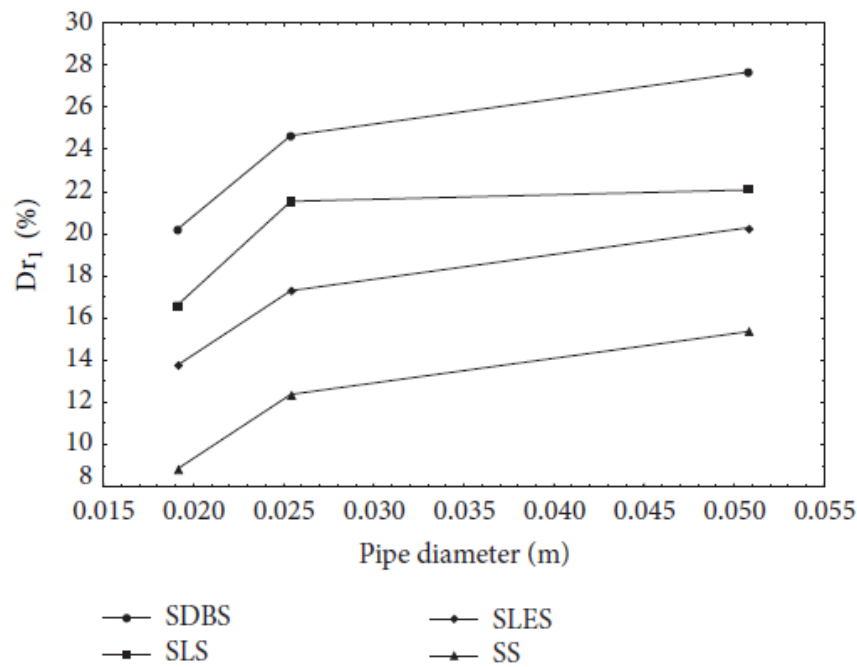
Abdul y Khadom realizaron un estudio teniendo en cuenta diferentes variables, como el caudal que se puede transportar en la tubería, el diámetro y la concentración, para 4 surfactantes diferentes, tratando de encontrar una relación entre estas variables (Abdul-Hadi & Khadom, 2013). Todas estas variables fueron evaluadas individualmente y se obtuvieron diferentes resultados. Primero, para la concentración se obtuvo que efectivamente a medida que se aumenta la concentración del surfactante la reducción de arrastre también aumenta; en este estudio no llegaron al límite que señala Virk, el cual hay que tener en cuenta, ya que si la concentración se aumenta infinitamente se obtiene resultados opuestos a los esperados.





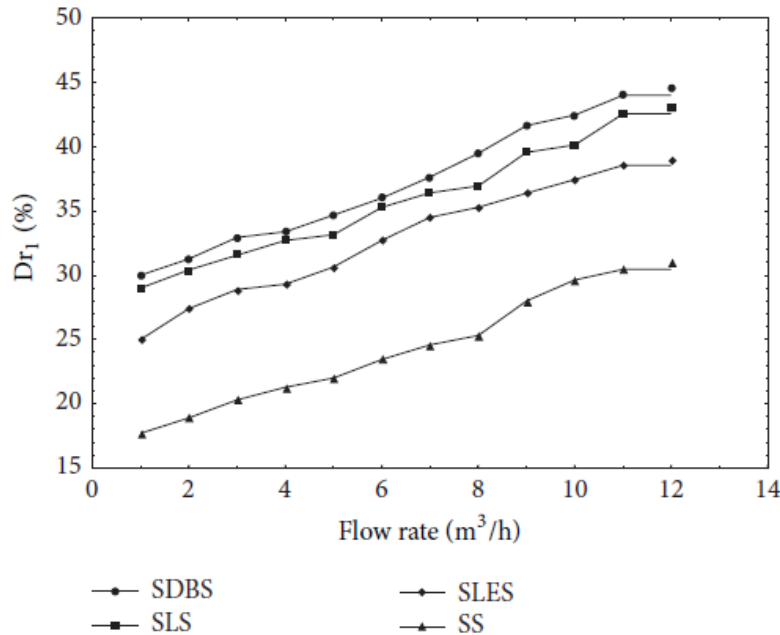
**Gráfica 5.10- Efecto de la concentración del surfactante sobre la reducción de arrastre en una tubería de diámetro de 0.0508m a un caudal de 12m<sup>3</sup>/h. (Abdul-Hadi & Khadom, 2013).**

Al evaluar la variable del diámetro se pudo observar que este también tiene un valor óptimo, ya que cuando se tienen diámetros pequeños la reducción de arrastre no es muy alta, pero a partir de cierto tamaño la reducción de arrastre empieza a aumentar considerablemente hasta un punto donde llega a su límite, mostrando que aunque se siga aumentando el tamaño de la tubería la reducción de arrastre no sigue aumentando.



**Gráfica 5.11- Efecto del diámetro de la tubería sobre la reducción de arrastre para una concentración de 50ppm fluyendo a un caudal de 6 m<sup>3</sup>/h. (Abdul-Hadi & Khadom, 2013).**

Por último analizaron el caudal que puede ir a través de la tubería observando nuevamente que a medida que el caudal aumentaba se obtenía una mayor reducción en el arrastre. Estos dos últimos están relacionados directamente con el número de Reynolds, ya que para calcularlo como se mostró anteriormente en la ecuación, se requiere el diámetro y la velocidad, la cual depende del caudal. Si estos valores de las variables son altos, el número de Reynolds también lo será y se obtendrá el flujo deseado para que el surfactante pueda reducir el arrastre dentro de la tubería.



**Gráfica 5.12- Efecto del caudal sobre la reducción de arrastre para diferentes surfactantes en una concentración de 225 ppm en una tubería de diámetro de 0.0254 m. (Abdul-Hadi & Khadom, 2013).**

A continuación en la Tabla 5.3 se puede observar la relación que existe entre aumentar el caudal y el número de Reynolds, además de cómo el factor de fricción también aumenta. Si se tiene en cuenta la ecuación que relaciona el esfuerzo cortante con el factor de fricción, se puede entender que todas estas variables están relacionadas y que la reducción en la fricción depende del número de Reynolds, el cual depende de otras variables, y del esfuerzo cortante al cual está sometido el flujo.



Tabla 5.3- Datos experimentales para el surfactante SLES en una concentración de 150 ppm disuelto en petróleo Kirkuk en una tubería de diámetro de 0.0254 m. (Abdul-Hadi & Khadom, 2013).

$Q$ (m <sup>3</sup> /hr)	Re	%Dr <sub>1</sub>	$f_1$	%FI <sub>1</sub>
1	6064.57	17.34	0.007561	11.04
2	12129.14	18.25	0.006937	11.72
3	18193.70	19.44	0.006572	12.62
4	24258.27	20.22	0.005930	13.23
5	30322.84	21.18	0.005966	13.99
6	36387.41	22.61	0.005308	15.14
7	42451.97	24.30	0.004962	16.55
8	48516.54	25.33	0.004764	17.43
9	54581.11	26.31	0.004383	18.28
10	60645.68	28.31	0.004115	20.09
11	66710.25	28.67	0.003980	20.42
12	72774.81	30.43	0.003658	22.09

Gracias al análisis que se ha realizado a lo largo de este documento ahora se verán las ventajas y desventajas de utilizar este tipo de agente reductor en la industria colombiana, analizando la infraestructura que tiene el país además de sus condiciones climáticas y topográficas.



## 6. Factibilidad del Uso de Surfactantes en Colombia

Los surfactantes son un agente reductor de arrastre que se podría utilizar en la industria colombiana para mejorar el transporte de crudos pesados. Actualmente, como se mostró en capítulos anteriores, los costos asociados con el transporte del crudo desde su extracción a puerto o a una destiladora son muy altos, debido a que el cambio de la viscosidad del crudo requiere grandes inversiones. En Colombia en un trimestre se transportan 1.224,3 kbped (miles de barriles equivalentes por día). Esto muestra la gran necesidad de encontrar métodos de transporte alternativos y viables.

### 6.1. Infraestructura OCENSA

Colombia cuenta con una red de oleoductos la cual debe atravesar el país para llegar al puerto de Coveñas. Se analizará la topografía y el clima que debe atravesar la red principal de OCENSA, viendo cómo el clima y la topografía los afecta. Una de las estaciones principales del oleoducto es la estación de Cusiana, ya que a ella llega todo el crudo que se extrae de los Llanos Orientales, como se puede observar en la Figura 6.1. Esta estación de Cusiana se encuentra en el pie de monte de los Llanos a una altura de 402 msnm con una temperatura promedio de 27°C; luego de esto la red se dirige hacia la estación de Vasconia en el departamento de Boyacá, la cual se encuentra a 134 msnm con una temperatura promedio de 33°C. La red para llegar a este punto tuvo que alcanzar alturas de 2500 msnm al pasar la Cordillera Oriental, alcanzando temperaturas de 9°C. Luego de llegar a esta estación se dirige hacia el puerto de Coveñas, el cual se encuentra a 7 msnm con temperaturas de 38°C. La topografía colombiana impide que se pueda obtener una temperatura promedio a lo largo de la red, ya que para poder el crudo llegar a puerto debe pasar las cordilleras.



Figura 6.1- Oleoducto Central de los Llanos. (ECOPETROL, 2012).



Figura 6.2- Oleoducto OCENSA. (ECOPETROL, 2012).

Esto es un gran problema teniendo en cuenta la sensibilidad de los surfactantes a la temperatura, ya que existen tres temperaturas críticas de las que se habló en el capítulo 6; la temperatura de Kraft, la cual permite la formación de las micelas, la  $T_1$  que permite la iniciación de la reducción de arrastre, y la  $T_2$  en la cual las micelas se rompen por ser temperaturas demasiado altas. El clima colombiano amenaza estas 3 temperaturas, ya sea en secciones donde las temperaturas sean demasiado bajas o secciones donde las temperaturas son demasiado altas. Para las temperaturas altas se debe tener en cuenta además que cuando se bombea el crudo esto lo calienta, poniendo aún más en riesgo la estabilidad de los surfactantes y su efectividad en la reducción de arrastre.

## 6.2. Infraestructura necesaria para la adición de surfactantes

Los surfactantes pueden tener dos tipos de infraestructura para ser agregados. La primera es de bajo costo ya que solo se necesita un tanque de inyección del surfactante mientras que el segundo tipo de infraestructura necesita el tanque de inyección y un tanque de mezclado. La decisión de la implementación del primer o segundo tipo de infraestructura radica en dos variables a considerar: el costo y la eficiencia que se quiera obtener a lo largo del transporte del crudo.

La decisión de poner o no un tanque de mezclado se debe a una propiedad de los surfactantes la cual es la histéresis. La histéresis es la propiedad de un material a desarrollar sus características bajo circunstancias diferentes, obteniendo mejores o menores resultados. En el caso que se utilice el tanque de mezclado se asegurará a lo largo de la tubería un funcionamiento alto del surfactante, mientras que si no se usa el tanque el surfactante desarrolla sus propiedades de reductor de arrastre pero no lo hace al 100%. Por esta razón ambos mecanismos sirven y el inversionista debe decidir cuál es más conveniente para lo que necesita.

La estructura básica de una estación de bombeo se puede observar a en la Figura 6.3: el crudo llega a la estación y pasa a la bomba principal donde se aumenta la presión dentro de la tubería para que el crudo pueda seguir fluyendo sin inconveniente hasta la siguiente estación. Este tipo de estaciones también tienen tanques de almacenamiento; estos son utilizados cuando no se requiere transportar la cantidad de crudo que llega. Estos tanques necesitan una bomba recirculante que les permita mantener la temperatura del crudo.

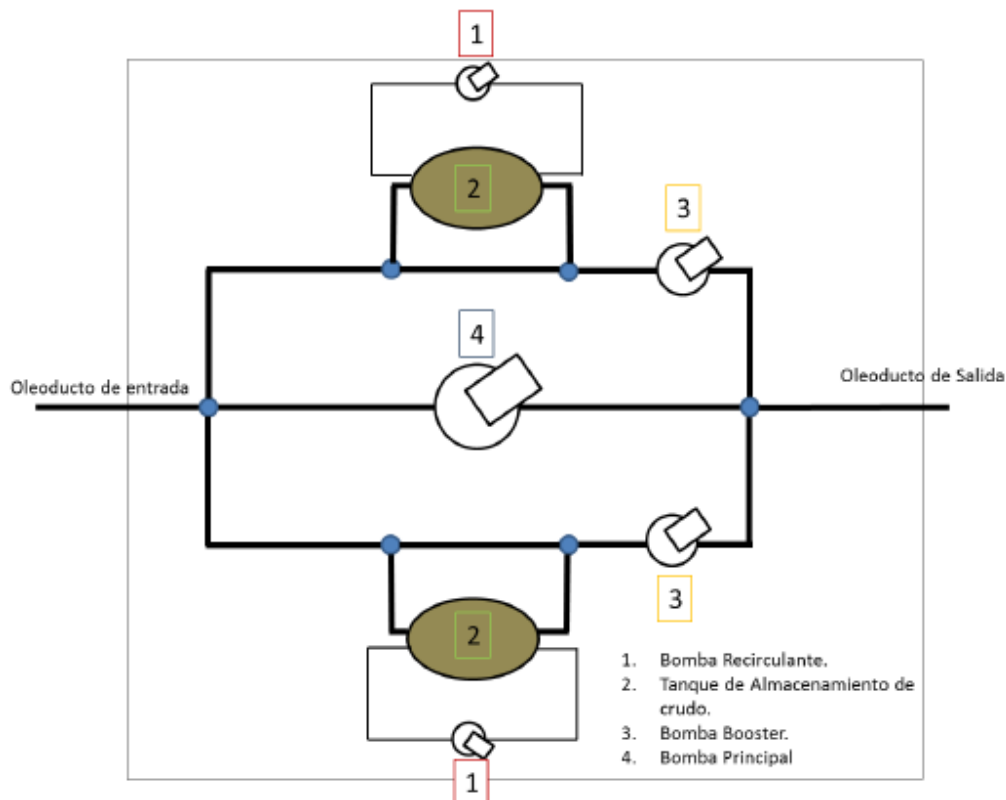


Figura 6.3- Esquema de una estación de bombeo típica. (Aguas, 2013).

Cuando se quiere utilizar un agente reductor de arrastre se necesita una bomba de inyección después de que el crudo ha pasado por la bomba principal; esto hace que el agente reductor de arrastre, en este caso el surfactante, entre en contacto con el crudo en las mejores condiciones posibles para poder desarrollarse correctamente. En este caso se necesitaría agregar al esquema anterior una bomba de inyección; esta puede ser una bomba rotativa de la compañía HILLMANN S.A., como la que se puede observar en la Figura 6.4. Además de esto se necesitaría un tanque de almacenamiento, en el cual se encontraría el surfactante o agente reductor que se vaya a utilizar. Este tanque puede ser uno tipo cigarro, en el cual se almacena y se aísla el agente reductor, este tipo de tanque se puede ver en la Figura 6.5.



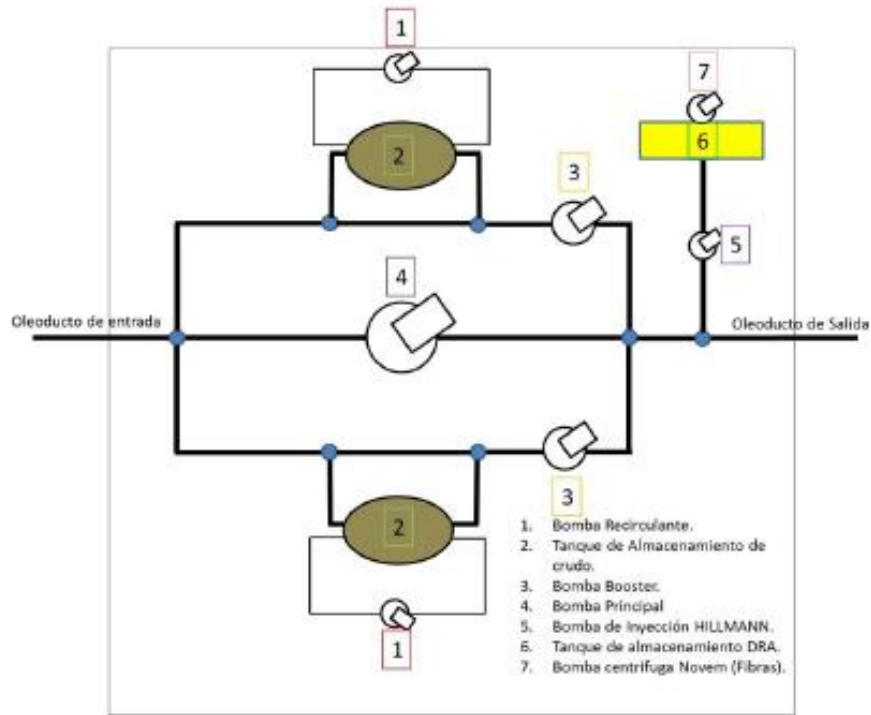
**Figura 6.4- Bomba rotativa HILLMANN S.A (HILLMANN).**



**Figura 6.5- Tanque de almacenamiento tipo cigarro. (UBA).**

Con estas dos estructuras extras la estación de bombeo quedaría como se puede observar en la Figura 6.6. El crudo tendría el mismo recorrido al inicio del proceso, luego de pasar por la bomba principal se inyectaría el agente reductor de arrastre y el crudo seguiría su curso por el oleoducto.





**Figura 6.6- Esquema de una estación típica con la inyección de agentes reductores de arrastre. (Aguas, 2013).**

En el caso en que se quiera mejorar la eficiencia del surfactante se debe agregar un tanque de mezclado a la infraestructura; este puede ser un tanque como el que se muestra en la Figura 6.6. En esa figura además se muestra cómo debería ser la estación de bombeo luego de la bomba de inyección, aumentando los costos por la tubería extra para que el crudo circule, y el tanque. En este caso se tendría el tanque de mezclado y la bomba de inyección en un circuito recirculante, donde el crudo tendría que pasar varias veces por este para llegar a desarrollarse correctamente y así tener las mayores reducciones de arrastre posibles.

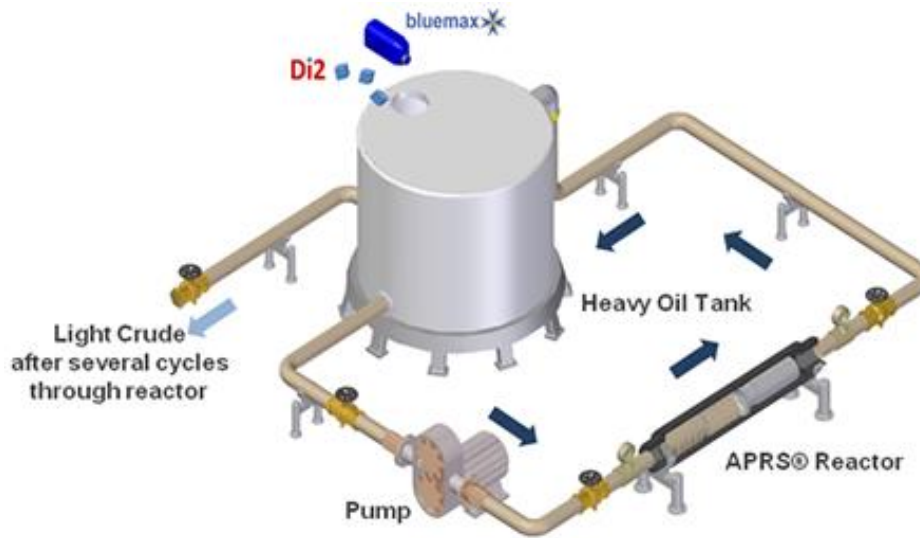


Figura 6.7- Tanque de mezclado para surfactantes. (ENERGY).

### 6.3.Comercialización y Costos

La empresa PSPI (Philips Specialty Products Inc) es líder a nivel mundial en la reducción de arrastre; es manejada por la compañía ConocoPhillips. Su mayor interés se presenta en desarrollar tecnología para optimizar los oleoductos, produciendo diferentes agentes reductores de arrastre para la disminución de pérdidas de energía dentro de la tubería.

Esta empresa tiene tres tipos de productos para la reducción de arrastre dependiendo del tipo de fluido que se transporte: agua no potable, crudos y productos refinados. En el área que mayores productos tiene es en el de crudos; esto se puede observar en la Figura 6.8

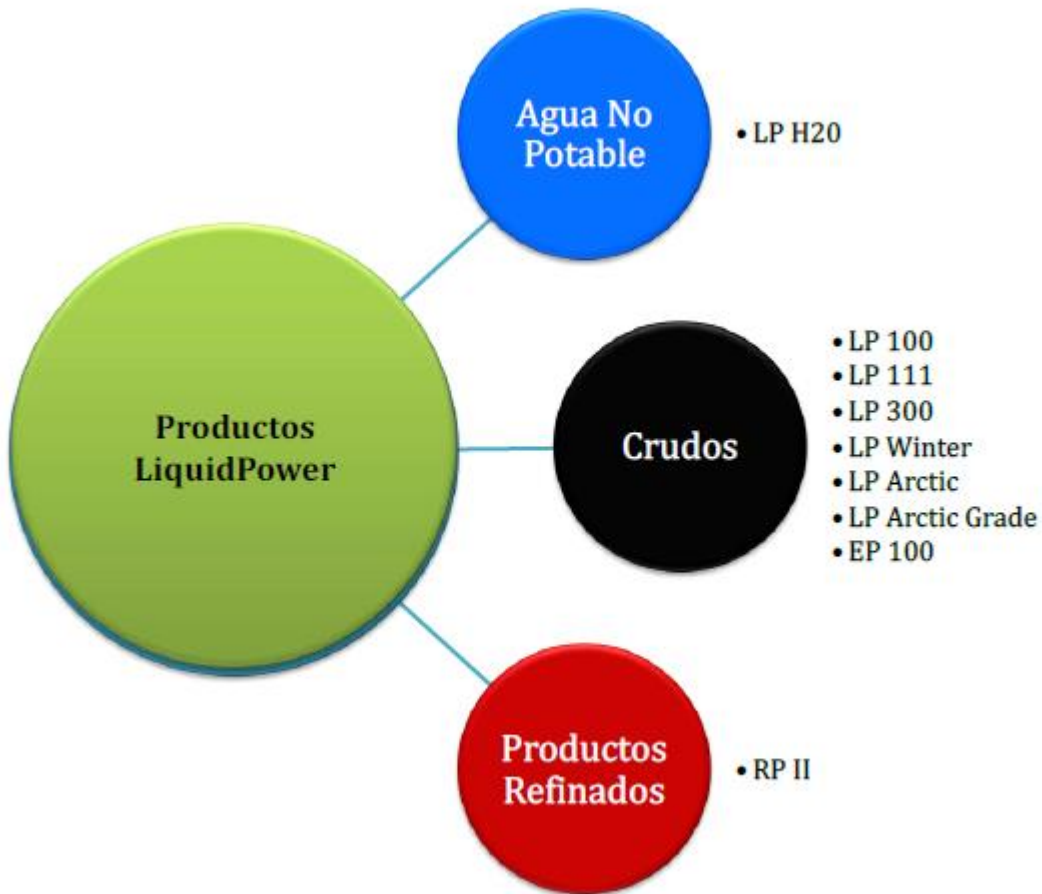


Figura 6.8- Portafolio de productos PSPI. (Philips 66).

A continuación se muestran en la Tabla 6.1 los diferentes productos que la compañía ofrece para el transporte de crudos, con las concentraciones típicas que requieren y la reducción de arrastre que se obtiene.

Tabla 6.1-Portafolio de productos PSPI para el transporte de crudos. (Bohórquez Arévalo, 2012).

Producto	Usos	Concentración típica (ppm)	Reducción máxima (%)	Rango de temperaturas (°C)
LP 100	Crudo,	5-50	80	0 – 43.3
LP 300	Crudo pesado	5 -50	80	0 – 48.9
LP 111	Crudo pesado y aplicaciones multifase	5 - 50	80 en crudo 100%	0 – 43.3
LP Winter	Crudo en ambientes fríos	5 - 50	Más de 80	-10 y 32.2
LP Arctic Grade	Crudo en ambientes árticos	5 -50	Más de 80	-40 y 37.8
EP 100	Crudo pesado	5 - 100	Más de 50	-23 y 60

Para saber cuánto cuesta la implementación de los surfactantes se sabe que por los oleoductos de OCENSA se transportan 266 Kbpd los cuales equivalen a 11.18 millones de galones al día. Por toda la información recolectada se puede concluir que la concentración máxima de surfactante que se utiliza es de 45 ppm, lo cual equivale a 503.1 galones de solución del surfactante. Se tiene que tener en cuenta que para que el surfactante funcione correctamente se necesita mezclar con un contraión; el más común es NaCl.

El surfactante que se utilizará para los costos es Dodecilsulfato Sódico (SDS), el cual necesita 6.992,15 gr/galón (Aguas, 2013). Teniendo en cuenta todos estos valores y suponiendo que los oleoductos funcionan 360 días al año se necesitarían 181.116 galones de surfactante que corresponden a 1.266,39 toneladas; esta cantidad es la que se tiene que tener de surfactante y del contraión.

El surfactante se consigue a un precio de USD\$5.200 por tonelada con un costo total de USD\$ 6'585.228. El contraión se puede encontrar a un precio de USD \$1.782 con un precio total de USD \$2'256.706,98. Con esto se tiene un costo total de implementación del surfactante de USD



\$8'841934,98. Este valor es de USD \$0.09, por galón lo que muestra que es un valor bajo y tiene grandes ventajas al realizar la inversión. Se tienen que tener en cuenta las diferentes estructuras que se deben agregar al oleoducto, las cuales no superan el valor de USD\$ 300.000 (Aguas, 2013).

#### 6.4.Ventajas

Los agentes reductores de arrastre en general son aditivos que optimizan el transporte de crudo, disminuyendo las pérdidas de presión dentro de las tuberías. Los agentes reductores de arrastre, como fue explicado, interfieren con la formación y fortalecimiento de las estructuras turbulentas.

Se debe tener en cuenta que los agentes reductores de arrastre son sustancias compuestas por hidrocarburos al igual que los crudos, lo que ayuda a que las propiedades del crudo no se vean afectadas y se obtengan los mismos derivados a si no se utilizaran agentes reductores de arrastre. Además al ser hidrocarburos al llegar a la refinería solo se necesita un tanque de almacenamiento, donde los DRA se decantan solos, mientras que si se utiliza una emulsión con agua se requiere un proceso más complejo para separar el agua del crudo, aumentando los costos.

La principal ventaja que tienen los surfactantes frente a los otros dos agentes reductores de arrastre es su capacidad de regeneración; esto hace que solo se requiera una inyección a lo largo del recorrido, además de no necesitar agregar tanta potencia en las diferentes estaciones de bombeo a lo largo del oleoducto por lo que no se están produciendo las pérdidas de energía. Esto es muy importante en los costos ya que se reducen, primero en la infraestructura necesaria, ya que solo se necesita una bomba de inyección en la estación inicial y habrá menores consumos de energía en las demás estaciones.

Gracias a los agentes reductores de arrastre el desgaste de los oleoductos es menor, alargando la vida útil de estos y disminuyendo los costos de mantenimiento. Esto se debe a la disminución de potencia que se requeriría para transportar el crudo, disminuyendo el desgaste.



Otra gran ventaja de la utilización de agentes reductores de arrastre es la posibilidad de aumentar el caudal que se transporta por el oleoducto; al reducir la fricción se puede aumentar la velocidad y al aumentarla se está aumentando el caudal transportado.

En el caso en que Ecopetrol esté buscando construir un nuevo oleoducto en Colombia se podrían reducir los costos, ya que no serían necesarias tantas estaciones de bombeo y solo se necesitaría una gran inversión en las estructuras necesarias para la implementación del agente reductor que se vaya a utilizar.

### **6.5. Desventajas**

No se puede presentar una desventaja que considere los tres tipos de agentes reductores de arrastre, ya que cada uno tiene sus complicaciones al ser implementados. En esta sección se hará especial énfasis en los surfactantes por ser el principal objetivo de este documento, nombrando solo algunas de las desventajas de utilizar los otros dos tipos de agentes reductores de arrastre.

La principal desventaja de los surfactantes es la compatibilidad que debe existir entre el crudo y la sustancia, ya que dependiendo de la composición química del crudo los surfactantes pueden ser o no ser afines. Existiendo la necesidad de hacer un estudio completo de la composición del crudo para poder encontrar el surfactante que mejor interactúe. Si se tiene en cuenta que de cada pozo petrolero se extrae un crudo con composiciones químicas diferentes, encontrar un surfactante que funcione cuando se unen todos los crudos de los pozos podría representar un problema.

Otra gran desventaja de los surfactantes es la necesidad de tener estable la temperatura, ya que si hay grandes cambios, ya sea en disminución o en aumento de la misma, el surfactante puede dejar de funcionar por no tener la temperatura adecuada para que se presente la reducción de arrastre o llegar a una temperatura demasiado alta que no permita la regeneración de las micelas. La topografía colombiana en este aspecto no ayuda a las sustancias surfactantes, ya que como se vio anteriormente el rango de temperatura varía entre los 9°C y los 38°C.

Un aspecto que no se estudió en este documento por ser un tema que se salía del alcance, era la posible reacción de las moléculas del surfactante con el crudo. Donde esto ocurra cada vez



que las micelas se rompan se van a perder moléculas de surfactante. En este punto se perderían moléculas por la reacción con el crudo a medida que avanza el flujo disminuyéndose la capacidad de reducción de arrastre. Además no se sabría qué pasaría con las moléculas que reaccionan, ya que podrían llegar a obstaculizar el flujo si se presenta una reacción en masa.

La principal desventaja de la utilización de las fibras en la reducción de arrastre es que no han sido estudiadas en la interacción con el crudo; sólo se han realizado estudios con agua, desconociendo qué tan buenos agentes reductores de arrastre podrían ser, además de desconocerse las interacciones de muchas variables que afectan a las fibras, impidiendo un entendimiento completo de cómo es una interacción con el flujo.

Por otro lado los polímeros tienen problemas de compatibilidad con el crudo, presentándose el mismo inconveniente que con los surfactantes. El mayor problema de los polímeros es su degradación y la necesidad de inyectar más de una vez polímeros a lo largo de la tubería, aumentando los costos. Esta degradación hace que se deba realizar un estudio de la resistencia de los polímeros y hasta qué punto pueden reducir arrastre. En el caso en el que los polímeros se degraden antes de llegar a las estaciones de bombeo se presentaría un problema mayor al tener que instalar más estaciones a lo largo del recorrido.



## 7. Conclusiones y Recomendaciones

### 7.1. Conclusiones

De acuerdo con lo estudiado que se realizó en el presente documento se puede concluir que:

- La demanda energética en el mundo crece desmedidamente y se deben buscar formas alternativas de creación de energía antes de que las reservas de crudo liviano se acaben.
- La Industria Petrolera está interesada en estudiar posibles alternativas para la generación de energía como lo son los crudos pesados, buscando reducir los costos de extracción de este tipo de crudo para que sea rentable.
- Colombia tiene una reserva importante de crudos pesados, lo que hace que deba buscar alternativas viables para poder extraer los crudos pesados y posicionarse a nivel mundial en la extracción del crudo.
- El alto costo del transporte de crudos ha llevado a la Industria Petrolera a realizar diferentes estudios para determinar formas viables de transportar el crudo, como el calentamiento del crudo, las emulsiones siendo estabilizadas con sustancias surfactantes, el flujo anular, el mejoramiento in situ o diluir el crudo con un solvente para cambiar su viscosidad.
- La turbulencia es un mecanismo que ocurre de forma organizada al formar diferentes estructuras que disipan la energía dentro de la tubería, siendo las principales causas de las pérdidas de presión.
- Las metodologías utilizadas hasta ahora por las industrias petroleras se centran en alterar la viscosidad del crudo.
- Los agentes reductores de arrastre son una alternativa viable para la reducción de arrastre al transportar crudos pesados; esta metodología empezó a ser utilizada en el siglo XX.
- Los agentes reductores de arrastre son sustancias que se inyectan al fluido; existen tres tipos de sustancia. Los polímeros que son compuestos químicos de largas cadenas moleculares, las fibras que son suspensiones acuosas y los surfactantes que son denominados polímeros vivos por su capacidad de regeneración.





- Los diferentes agentes reductores de arrastre no cambian las propiedades del crudo, interfieren con la generación y formación de la turbulencia de diferentes maneras para así reducir las pérdidas de presión.
- Los agentes poliméricos reducen el arrastre en las tuberías interfiriendo con la formación y propagación de los vórtices padre, impidiendo de esta forma la formación de la turbulencia.
- Para que los agentes poliméricos empiecen a reducir el arrastre debe haber un cortante de activación que inicie el proceso.
- Existe una máxima reducción de arrastre, la cual depende de la concentración; no se debe exceder este valor de la concentración en ninguno de los tres tipos de agentes reductores de arrastre para no obtener mayores pérdidas de energía dentro de la tubería.
- Los agentes de suspensión de fibras por medio de la formación de flóculos alteran la formación de la turbulencia.
- Los agentes surfactantes por medio de las redes de cadenas de micelas absorben el cortante dentro de la tubería, obstaculizando la formación de la turbulencia.
- Para que los surfactantes puedan reducir arrastre en la tubería deben formar estructuras llamadas micelas, las cuales deben tener forma cilíndrica.
- Las cadenas de micelas deben formar redes para así tener la capacidad de absorber el cortante que siente el flujo e impedir la formación de la turbulencia.
- Existe una concentración crítica a partir de la cual las micelas empiezan a formarse.
- La temperatura es un factor relevante en la formación de las micelas, ya que sin esta temperatura, aunque se tenga la concentración adecuada, estas no se pueden formar.
- La temperatura es un gran influyente en que las micelas después de formadas puedan empezar a reducir el arrastre dentro de la tubería; pero esta temperatura tiene un valor máximo a partir del cual se rompen.
- Los surfactantes son denominados polímeros vivos por su capacidad regenerativa; esto se debe a que el mismo esfuerzo cortante vuelve a generar las micelas.
- La relación entre el esfuerzo cortante y el número de Reynolds es muy importante para tener una adecuada reducción de arrastre.



- Los surfactantes por ser denominados polímeros vivos solo requieren de una inyección al inicio del bombeo, reduciendo costos en comparación a los otros dos agentes reductores de arrastre.
- La topografía colombiana no ayuda a la implementación de los surfactantes debido a los grandes cambios de temperatura que se producen para poder transportar el crudo.
- La infraestructura requerida para implementar los agentes reductores de arrastre requiere de la compra de una bomba de inyección y de un tanque de almacenamiento; en algunos casos los surfactantes también pueden requerir un tanque de mezclado.
- Puede que los costos asociados con la implementación de los agentes reductores de arrastre sean elevados, pero si se analiza a largo plazo pueden ser menores a los que se tienen hoy en día, gracias a que los DRA aumentan la vida útil de los oleoductos.



## 7.2.Recomendaciones

Según el análisis realizado a lo largo de este documento se presentarán las siguientes recomendaciones para tener un entendimiento más completo y profundo sobre los agentes reductores de arrastre.

- El análisis que se realizó en el presente documento no tuvo en cuenta el tipo de fluido que se transportaba teniendo en cuenta su capacidad de formación de la turbulencia. Se recomienda analizar cómo se genera la turbulencia en crudos pesados y extra pesados.
- Se debe consultar sobre las propiedades viscoelásticas de los surfactantes analizando si realmente es un factor relevante en la reducción de arrastre.
- Se recomienda buscar más información acerca de las temperaturas en las cuales inicia la reducción de arrastre en surfactantes y el momento en que por altas temperaturas este fenómeno se interrumpe; esto debido a la topografía del país y los grandes cambios de temperatura que se presentan a lo largo del recorrido por los oleoductos.
- Analizar más profundamente como ocurre la regeneración de las micelas dentro de la tubería y su capacidad regenerativa, cuántas veces son capaces de regenerarse o si este valor es infinito.
- Estudiar si las moléculas de surfactante, al encontrarse sueltas dentro del fluido, podrían reaccionar con los hidrocarburos, perdiendo concentración de surfactante dentro de la tubería.
- Indagar sobre qué tipos de crudos pesados se tienen en Colombia y qué tipo de surfactantes podrían ser utilizados en la industria colombiana, ya que cada crudo necesita un surfactante específico.



## 8. Bibliografía

- Abdul-Hadi, A. A., & Khadom, A. A. (2013). Studying the Effect of Some Surfactants on Drag Reduction of Crude Oil Flow. *Hindawi*.
- Abubakar, A., Al-Wahaibi, Y., Al-Hashmi, A., & Al-Ajmi, A. (2014). Roles of drag reducing polymers in single-and multi-phase flows. *ELSIEVER*, 1-29.
- Adrian, R. J. (8-12 de Septiembre de 2008). Polymeric stresses, wall vortices and drag reduction. Estados Unidos: Isaac Newton Institute.
- Aguas, S. (2013). Estado del arte en el uso de agentes reductores de arrastre para facilitar el bombeo de crudos pesados. Bogotá, Colombia: Universidad de los Andes.
- Ahumada Rojas, Ó. (2011). *EL TIEMPO*. Recuperado el 28 de Marzo de 2014, de <http://m.eltiempo.com/economia/negocios/mover-un-barril-de-petroleo-en-colombia-es-mas-carro-que-producirlo/10746765/1>
- Ahumada Rojas, Ó. (25 de Marzo de 2014). Nueva frontera exploratoria, para petroleras grandes. *EL TIEMPO*, pág. 11.
- AkzoNobel, S. C. (2011). *HLB values*. Recuperado el 15 de Mayo de 2014, de [https://www.akzonobel.com/surface/brands\\_products/](https://www.akzonobel.com/surface/brands_products/)
- Alvarez, O. (2013). *Estabilidad de Emulsiones*. Bogotá: Universidad de los Andes.
- Basma, M., Yaghi, & Al-Bomani, A. (2010). Heavy Crude Oil Viscosity Reduction for Pipeline Transportation. *Taylor & Francis*, 93-102.
- Beghello, L. (1998). The Tendency of Fibers to Build Floccs. *Abo Akademi University*, 1-58.
- Bohórquez Arévalo, J. M. (2012). Uso de agentes reductores de arrastre (Drag reduction agents) para facilitar el bombeo de crudos pesados. Bogotá, Colombia: Universidad de los Andes.
- Chubut, P. (2011). *Colombia: 40% de la producción de petróleo del país es crudo pesado*. Recuperado el 28 de Marzo de 2014, de <http://www.prochubut.com.ar/content/colombia-40-de-la-produccion-de-petroleo-del-pais-es-crudo-pesado>
- Delfos, R., Hoving, J., & Boersma, B.-j. (6-8 de Abril de 2011). Experiments on drag reduction by fibres in turbulent pipe flow. Udine: TUDelft.
- Drappier, J., Civoux, T., Amarouchene, Y., Bertrand, F., Rodts, S., Cadot, O., y otros. (2006). Turbulent Drag Reduction by Surfactants. *Erophysics Letters*, 362-368.



- Dubief, Y., White, C. M., Terrapon, V. E., Shaqfeh, P. M., & Lele, S. K. (2004). On the coherent drag-reducing and turbulence-enhancing behaviour of polymers in wall flows. *Cambridge University Press*, 271-280.
- ECOPETROL. (2012). *ECOPETROL*. Recuperado el 28 de Marzo de 2014, de <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=127&conID=36123&pagID=127171>
- ENERGÍA, C. (23 de Enero de 2013). *COLOMBIA ENERGÍA*. Recuperado el 16 de Marzo de 2014, de <http://colombiaenergia.com/node/75>
- ENERGÍA, M. D. (2013). *PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE PETRÓLEO POR DEPARTAMENTO (BARRILES POR DÍA CALENDARIO-BPDC)*. Bogotá: MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA.
- ENERGY, a. (s.f.). aster ENERGY. Miami, Estados Unidos: arolen corp.
- Española, R. A. (2014). *Real Academia Española*. Recuperado el 2014 de Abril de 17, de <http://lema.rae.es/drae/?val=viscosidad>
- Ezrahi, E., Tuval, E., & Aserin, A. (2006). Properties, main applications and perspectives of worm micelles. *ELSEVIER*, 77-102.
- González, C. (11-13 de Julio de 2012). Perspectiva de la industria del petróleo y gas en América Latina y el Caribe. Cartagena, Bolívar, Colombia: arpel.
- Hart, A. (6 de Octubre de 2013). A review of technologies fro transporting heavy crude oil and bitumen via pipelines. *J Petrol Explor Prod Technol*.
- HILLMANN, B. (s.f.). Catálogo Bombas. Buenos Aires, Argentina.
- Jurban, B. A., Zurigat, Y. H., & Goosen, F. (2007). Drag Reducing Agents in Miltiphase Flow Pipelines: Recent Trends and Future Needs. *Taylor&Francis*, 1403-1424.
- Karami, H., & Mowla, D. (2012). Investigation of the effect of various parameters on pressure drop reduction in crude oil pipelines by drag reducing agents. *ELSEVIER*, 37-45.
- Little, R. C., Hansen, R. J., Hunston, D. L., Kim, O.-K., Patterson, R. L., & Ting, R. Y. (1975). The Drag reduction Phenomenon. Observed Characteristics, Improved Agents, and Proposed Mechanisms. *Ing.Eng.Chem*, 283-296.
- Mayorga García. (2002). El petróleo y su mundo. Bogotá, Colombia.
- NNOVA. (Diciembre de 2009). Tecnología de Desasfaltado para crudos pesados, Pesados que fluyen. Bogotá, Colombia: NNOVA.



- Philips 66. (s.f.). *Philips 66*. Recuperado el 2 de Junio de 2014, de [http://www.phillips66.com/EN/products/business/specialty\\_products/Pages/index.aspx](http://www.phillips66.com/EN/products/business/specialty_products/Pages/index.aspx)
- Qi, Y., & Zakin, J. L. (2002). Chemical and Rheological Characterization of Drag-Reducing Cationic Surfactant Systems. *Ind. Eng. Chem.*, 6326-6336.
- Rodrigues, R. k., Ito, T. H., & Sabandini, E. (2011). Thermal-stability of mixed giant micelles of alkyltrimethylammonium surfactants and salicylate. *Journal of Colloid and Interface Science*, 407-412.
- RT, s. m. (27 de Julio de 2013). *El uso mundial de la energía aumentará un 56% para 2040 por los países en desarrollo*. Recuperado el 16 de Marzo de 2014, de <http://actualidad.rt.com/economia/view/101290-energia-mundo-aumento-china-india>
- Salager, J. L. (1998). *Formulación HLB, PIT, R de Winsor*. Merida, Venezuela: Universidad de los Andes.
- Salager, J.-L. (1993). *Surfactantes en solución acuosa*. Mérida: Universidad de los Andes.
- Salager, J.-L., & Fernández, Á. (2004). *Surfactantes: Generalidades y Materias primas*. Mérida, Venezuela: Universidad de los Andes.
- Saldarriaga, J. (2007). *Hidráulica de Tuberías*. Bogotá: Alfaomega.
- Saldarriaga, J. (8 de Agosto de 2012). *Mecánica de Fluidos 2012-2*. Bogotá, Cundinamarca, Colombia: Universidad de los Andes.
- Salem, A., Mansour, A., & Sylvester, D. (2007). The Effect of Heterogeneous Drag Reducing Surfactant in Drag And Heat Transfer Reduction in Crude Oil Systems. *Chemical Engineering Communications*, 229-242.
- Salem, A., Mansour, A., & Sylvester, N. (2007). The Effect of Heterogeneous Drag Reducing Surfactant in Drag and Heat Transfer Reduction in Crude Oli Systems. *Taylor & Francis*, 229-242.
- Schramm, L. L. (2000). *Surfactants: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry*. Inglaterra: Cambridge University.
- Speight, J. G. (2002). *Handbook of Petroleum Product Analysis*. Hoboken, New Jersey: JOHN WILEY & SONS, INC.
- Treviño, M. (Abril Mayo de 2005). *Futuro Pesado*. Bogotá: Ecopetrol.
- UBA, F. d. (s.f.). *Tanques de almacenamiento de hidrocarburos*.



Universidad de los Andes  
Centro de investigaciones en Acueductos y Alcantarillados- CIACUA  
*Uso de agentes reductores de arrastre (Drag reduction agents) para facilitar el bombeo de crudos pesados, con énfasis en sustancias surfactantes.*



Virk, P. S. (1975). Drag Reduction Fundamentals. *AiChe Journal*, 625-656.

Walker, L. M. (2001). Rheology and structure of worm-like micelles. *ELSEVIER*, 451-456.

Wang, Y., Yu, B., Zakin, J., & Shi, H. (2011). Review on Drag Reduction and Its Heat Transfer by Additives. *Hindawi Publishing Corporation*, 1-17.

Zhou, Y.-B., Xu, N., Ma, N., Li, F.-C., Wei, J.-J., & Yu, B. (2011). On Relationships among the Aggregation Number, Rheological Property, and Turbulent Drag-Reducing Effect of Surfactant Solutions. *Hindawi Publishing Corporation*, 1-6.