

**EVALUACION DEL (DRAG REDUCING AGENT “DRA” PRODUCTS) PARA EL
TRANSPORTE DE CRUDO PESADO POR OLEODUCTOS EN COLOMBIA**

RAMÓN GONZALEZ CANO



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCION DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2015**

**EVALUACION DEL (DRAG REDUCING AGENT “DRA” PRODUCTS) PARA EL
TRANSPORTE DE CRUDO PESADO POR OLEODUCTOS EN COLOMBIA**

RAMÓN GONZALEZ CANO

**Monografía de grado presentada como requisito para optar el título de
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

**Director:
SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO
M.S.c. EN PETRÓLEOS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCION DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2015

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios y mi familia González Cano por esta oportunidad de superación y formación en una de las instituciones más prestigiosas de toda Colombia, Así mismo gracias a mis compañeros de clases Que compartieron sus experiencias y conocimientos de campo Y sobre todo su valiosa amistad. También quiero dar las gracias a todos los profesionales Que aportaron su invaluable conocimiento en las horas Cátedra por estos 2 Años, en los que se evidencio Su esfuerzo y disposición. Y por último dar gracias a todo el cuerpo docente, Administrativo y logístico que nos acompañó en el desarrollo de todos los ciclos que involucro esta fructífera especialización.

Ramón González Cano.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	17
1. JUSTIFICACION.....	19
2. OBJETIVOS.....	21
2.1. OBJETIVO GENERAL	21
2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	21
3. TECNOLOGIAS DE TRANSPORTE DE CRUDO PESADO Y BITUMEN	22
3.1. REDUCTORES DE VISCOCIDAD.....	23
3.1.1. Dilución “dilution”.	23
3.1.1.1. Precipitación de asfáltenos.	25
3.1.1.2. Capacidad.....	25
3.1.1.3. Correlación para estimación de viscosidad de la mezcla.....	26
3.1.1.4. Dificultades de la tecnología Dilución:.....	27
3.1.1.5. Nafta:	27
3.1.2. Aumento de temperatura “Heating”.....	28
3.1.2.1. Dificultades de la tecnología Heating.....	29
3.1.3. La emulsificación del crudo pesado en el agua	30
3.1.3.1. Tamaño de la gota	32
3.1.3.2. Propiedades de la emulsión.....	33
3.1.3.3. Dificultades de la Tecnología.	34
3.1.3.4. Inicios de la Tecnología.	34
3.1.4. Depresor punto fluidez “Pour Point Reduction”.....	35
3.1.4.1. Dificultades de la tecnología	35
3.2. REDUCTORES DE FRICCION “FRICTION REDUCTION”	36

3.2.1. Aditivos reductores de arrastre “Drag-reducing additives”	37
3.2.1.1. Inicios de la Tecnología	37
3.2.1.2. Polimeros	37
3.2.1.3. Dificultades de la tecnología.	39
3.2.2. Flujo anular en el núcleo “Core-Annular Flow”	39
3.2.2.1. Inicios de la Tecnología.	40
3.3. IN SITU UP-GRADING	42
4. GENERALIDADES DE LOS FLUIDOS	44
4.1. CONSERVACIÓN DE LA ENERGÍA – ECUACION DE BERNOULLI	44
4.1.1. Energía Potencial.....	44
4.1.2. Energía Cinética.	45
4.1.3. Energía de flujo.....	45
4.2. NUMERO DE REYNOLDS	48
4.2.1. Numero De Reynolds Críticos.....	49
4.3. ECUACIÓN DE DARCY.....	50
4.3.1. Perdida por fricción en el flujo laminar.	51
4.3.2. Pérdida de fricción en el flujo turbulento.	52
4.4. DIAGRAMA DE MOODY	53
4.4.1. Uso diagrama de moody.....	55
4.4.2. Perfil de velocidad para el flujo laminar.	56
4.4.3. Perfil de velocidad para el flujo turbulento.	57
5. GENERALIDADES DE LAS RESERVAS DE CRUDO PESADO EN EL MUNDO	59
5.1. LA IMPORTANCIA DEL PETROLEO PESADO	60
5.1.1. Los ‘pesados’, como empresa.	61
5.1.2. El transporte, la clave.....	62
5.2. RESERVAS MUNDIALES DE CRUDO EXTRA PESADO	63

6. DETERMINACION DE DEPOLIMEROS REDUCTORES DE VISCOSIDAD Y FRICCION “DRA”	67
6.1. POLÍMEROS EN SOLUCIÓN	68
6.2. MÉTODOS DE SÍNTESIS DE POLÍMEROS	70
6.3. COMO SELECCIONAR UN POLÍMERO REDUCTOR DE ARRASTRE “DRA”	70
6.4. MÉTODOS DE CARACTERIZACIÓN DE LOS POLÍMEROS	71
6.5. PROPIEDADES EN SOLUCIÓN DE LOS POLIMEROS	72
6.6. RELACIONES ESTRUCTURA – PROPIEDAD	73
6.7. REDUCTORES DE ARRASTRE	74
7. FACTORES QUE AFECTAN EL COMPORTAMIENTO DE LAS SOLUCIONES POLIMÉRICAS EN MEDIO ACUOSO.....	75
7.1. INFLUENCIA DE LAS SALES	75
7.2. INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA	75
7.3. PRECIPITACIÓN DE ASFÁLTENOS	76
7.4. LA DEGRADACIÓN DEL POLÍMERO EN FLUJO TURBULENTO.....	79
7.5. CIZALLADURA DE LOS FLUIDOS.....	79
7.5.1. Fluidos newtonianos.	79
7.5.2. Fluidos no newtonianos.	80
7.6. CRISTALIZACIÓN	83
8. DETERMINACION DE LA REDUCCION DE VISCOSIDAD Y ARRASTRE CON POLIMEROS EN FLUIDOS “DRA”	85
8.1. REDUCCIÓN DE VISCOSIDAD EN SOLUCIONES DILUIDAS	85
8.2. REDUCCIÓN DE LA RESISTENCIA	88
9. INFRAESTRUCTURA PETROLERA PARA EL TRANSPORTE DE CRUDO PESADO EN COLOMBIA	91

10. ESTADO DEL ARTE.....	93
10.1. EL CRUDO EXTRA PESADO Y LA SOLUCIÓN A LOS PROBLEMAS ELÉCTRICOS DEL PAÍS “VENEZUELA”	93
10.2. EL TRANSPORTE DEL CRUDO EXTRA-PESADO “VENEZUELA”	95
10.3. LA ORIMULSIÓN	97
10.4. VENEZUELA IMPORTARA PETROLEO LIVIANO PARA DILUIR CRUDOS EXTRA-PESADOS EN EL 2014.....	99
10.5. SE DESARROLLA TECNOLOGÍA PARA MEJORAR EL TRANSPORTE DE CRUDO EXTRAPESADO – agosto de 2014 (MEXICO).....	100
10.6. EL ECODESF del ICP.....	103
10.7. MEJORAS EN TRANSPORTE, UN DESAFÍO INMEDIATO.....	106
10.7.1. Suministro de diluyente.....	107
10.7.2. Nuevos requerimientos de transporte.	108
10.7.3. Proyectos con diluyente.	110
11. ANALISIS DE RESULTADOS.....	111
11.1. POLÍMEROS REDUCTORES DE FRICCIÓN Y VISCOSIDAD	113
11.2. LOS REDUCTORES DE FRICCIÓN	115
11.3. ANÁLISIS DE REDUCCIÓN DE VISCOSIDAD Y ARRASTRE	116
11.3. DETERMINACION DEL CONSUMO DE DRA Y SUS SOLUCIONES EN TRANSPORTE	119
12. CONCLUSIONES	126
BIBLIOGRAFIA.....	129
ANEXOS.....	136

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Diagrama de métodos para el transporte de crudo pesado por tuberías	22
Figura 2. Emulsiones que se utilizan para el transporte de crudo pesado	31
Figura 3. Emulsión surfactante estabilizada	32
Figura 4. Polímeros reductores de turbulencia	38
Figura 5. Ilustración del flujo anular en el núcleo	40
Figura 6. (a) Posición radial del núcleo de aceite; Un perfecto núcleo anular, (b) Con diferente densidad	41
Figura 7. Simplified schematic of Up-grading in-situ of heavy oil	43
Figura 8. Elemento de fluido en una tubería	44
Figura 9. Energía del flujo	46
Figura 10. Interpretación de la Ecuación de Bernoulli	47
Figura 11. Rugosidad (Exagerada) de la pared de un tubo	53
Figura 12. Diagrama de Moody	55
Figura 13. Explicación de las partes del diagrama de Moody	56
Figura 14. Ejemplo de perfil de velocidad para flujo laminar	57
Figura 15. Ejemplo de perfil de velocidad para flujo turbulento	57
Figura 16. Comparación de Números de Reynolds	58
Figura 17. Ilustración de las mayores reservas mundiales de crudo	65
Figura 18. Clasificación de los polímeros de acuerdo con su estructura y al tipo de monómeros que lo forman.	69
Figura 19. Estructura química de la Poliacrilamida	71
Figura 20. Principios estructurales para polímeros en solución acuosa, los cuales llevan a la expansión del ovillo (aglomeración) y por lo tanto a un incremento en viscosidad	72

Figura 21. Estructura molecular de algunos saturados y aromáticos. Los saturados incluyen el metano, el pentano y el heptano. El benceno es el aromático más simple.....	77
Figura 22. Estructuras moleculares de los asfáltenos, Aquí se muestran tres de las numerosas estructuras de asfáltenos posibles, que constituyen una clase de moléculas compuestas de anillos aromáticos agrupados (Azul) con cadenas de alcanos. Algunos anillos pueden ser o no aromáticos. Muchos de los anillos se fusionan. Lo que implica que comparten al menos un lado. Los heteroátomos, tales como azufre, nitrógeno, oxígeno, vanadio y níquel, pueden residir en los anillos aromáticos. La molécula de la izquierda contiene un heteroátomo en forma de azufre (S). Algunos Asfaltenos constan de grupos múltiples de anillos ligados por cadenas de alcanos. La molécula de la izquierda contiene dos de esos grupos; uno con diez anillos y el otro con un solo anillo.....	78
Figura 23. Sistemas amorfos (a), semi-cristalino (b) y cristalino (c).....	84
Figura 24. Espectro del comportamiento de los fluidos con y sin DRA. Así mismo se evidencia el cambio de régimen turbulento a laminar, involucrando cambios en su viscosidad y arrastre	90
Figura 25. Infraestructura Petrolera de Colombia - OLEODUCTOS COLOMBIANOS	91
Figura 26. Sistema para el transporte de crudos pesados y nafta	108
Figura 27. Proyectos para el transporte de crudo pesados 2011-2012	109
Figura 28. Análisis de las tecnologías de transporte para crudo pesado por tubería en Colombia.....	111
Figura 29. Análisis de la selección de polímeros reductores de fricción y viscosidad	113
Figura 30. Representación gráfica del entrelazamiento de copolímeros y a,b,c enmarañamiento de cadenas poliméricas	114
Figura 31. Régimen turbulento+ DRA.....	115
Figura 32. Topografía del OLEODUCTO CENTRAL S.A.....	120

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Propiedades de los polímeros y copolímeros reductores de fricción y arrastre	74
Tabla 2. Principales oleoductos Colombianos	92
Tabla 3. Los cuatro proyectos de mejoramiento de crudo extra-pesado	97
Tabla 4. % Caudal mejorado con DRA estación Apia □ Monterrey	119
Tabla 5. Capacidad de oleoductos que usan DRA. La determinación de la cantidad de DRA que debe ser aplicada se determina mediante la tabla de recomendaciones expuesta por el fabricante LiquidPower Ref EP 100.....	122
Tabla 6. Capacidad de oleoductos con mezcla de crudos pesados y livianos + diluyentes (Nafta).....	122
Tabla 7. Consumo relativo de nafta en Colombia	123
Tabla 8. Consumo relativo de nafta en Colombia	124
Tabla 9. Proyección del consumo de nafta para los oleoductos Ocesa y ODC.....	124
Tabla 10. Ventajas del uso del DRA en todos los oleoductos nacionales.....	125

LISTA DE GRAFICOS

Pág.

Gráfico 1.Efecto de solventes sobre la viscosidad absoluta del crudo pesado	23
Gráfico 2.Efecto de los solvents sobre la viscosidad de los crudos pesados	28
Gráfico 3.Respuesta de la viscosidad al incremento de temperatura	29
Gráfico 4. Envoltente de precipitación de asfaltenos (APE) en el espacio Presión-Temperatura	76
Gráfico 5. Envoltente de los diferentes fluidos Newtonianos	80
Gráfico 6. Esfuerzos de los fluidos no Newtonianos	83
GRÁFICO 7. IMPORTACIÓN DE REFINADOS DEL PETRÓLEO (NAFTA)	107
Gráfico 8. Proyeccion del uso de DRA en campo Castilla Colombia	117
Gráfico 9. Caudal mejorado con DRA estación Apia □Monterrey.....	118
Gráfico 10. Capacidad de transporte OLEODUCTO CENTRAL S.A segmento 2	121
Gráfico 11. Capacidad de transporte OLEODUCTO CENTRAL S.A segmento 3	121

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Propiedades del reductor de viscosidad y arrastre EP 1000, fabricado por Conoco Phillips	136

RESUMEN

TITULO: EVALUACION DEL (DRAG REDUCING AGENT “DRA” PRODUCTS) PARA EL TRANSPORTE DE CRUDO PESADO POR OLEODUCTOS EN COLOMBIA*

AUTOR: RAMÓN GONZALEZ CANO.**

PALABRAS CLAVES: DRA, CRUDOS LIVIANOS Y PESADOS, REDUCTORES DE FRICCIÓN, EFICIENCIA, HIDROCARBURO, PERDIDAS POR FRICCIÓN, NUMERO DE REYNOLDS.

DESCRIPCION

En la actualidad existen dificultades en el transporte de crudo desde estaciones de bombeo hasta las refinerías y puertos marítimos, esta dificultad vincula la hidrografía Colombiana pasando por el grado API del crudo y llegando hasta la necesidad de la ampliación de los oleoductos en COLOMBIA.

De acuerdo con lo anterior expuesto se creó la necesidad de aplicar aditivos, temperatura, mezclas, diluyentes, nafta que permitieran optimizar el transporte de crudo por oleoductos, que aumenten de forma eficiente y significativa el transporte de crudo aprovechando la infraestructura existente.

Los costos en materia de transporte de crudo por oleoductos son realmente bajos con respecto al transporte terrestre o carro tanques, adicionalmente la infraestructura o malla vial es limitada para manejar un alto flujo de vehículos a nivel nacional.

De esta manera el trabajo de monografía involucra las tecnologías para el transporte de crudo pesado y la visión de las transportadoras que usan nuevos métodos como DRA o reductores de fricción que permiten transportar el crudo extra pesado con la infraestructura existente, los DRAG REDUCING AGENT “DRA” PRODUCTS permiten aprovechar fenómenos como el flujo turbulento y la alta viscosidad del crudo como un punto a favor o activador de la tecnología DRA para así permitir una optimización del flujo sin afectar las propiedades del crudo o productos blancos.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Especialización en producción de hidrocarburos Bucaramanga, Colombia. Director. Ms. C Samuel Fernando Muñoz Navarro

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF (DRAG REDUCING AGENT "DRA" PRODUCTS) TRANSPORT OF HEAVY OIL BY PIPELINES IN COLOMBIA.*

AUTHOR: RAMÓN GONZALEZ CANO.**

KEYWORDS: DRA, LIGHT AND HEAVY CRUDE, FRICTION REDUCERS, EFFICIENCY, HYDROCARBON, FRICTION LOSSES, REYNOLDS NUMBERS.

DESCRIPTION

At present there are difficulties in transporting crude oil from pumping stations to refineries and seaports, this difficulty linking the Colombian hydrography through the API grade crude and reaching the need for the expansion of pipelines in COLOMBIA.

According to the above stated the need for additives, temperature, mixing, diluents, naphtha allow optimize the transport of crude oil, increase efficiently and transport crude significant advantage of the infrastructure was created.

The costs for the transport of crude oil are really low compared to land transport or car tanks, additional infrastructure or road network is limited to handle a high flow of vehicles nationwide.

In this way the paper work involves technologies for the transport of heavy oil and vision of the conveyor using new methods such as friction reducers ò DRA that can transport the extra heavy crude with existing infrastructure, DRAG REDUCING AGENT "DRA" PRODUCTS let you take advantage phenomena such as turbulent flow and high viscosity oil as a plus or activator of DRA technology in order to allow an optimization of flow without affecting the properties of raw or white products.

* Monograph

** Physicochemical Faculty of Engineering. School of Petroleum Engineering, specialization in production of hydrocarbons, Bucaramanga, Colombia. Director. Ms. c Samuel Fernando Muñoz Navarro

INTRODUCCION

Considerar las pérdidas de energía mientras el fluido pasa a través de los componentes de un sistema de tuberías, permite que se analice su rendimiento en dicho sistema.

Cada día los recursos energéticos que frotan de la madre tierra requieren de métodos o tecnologías que mejoren su factor de recaudo, transporte, desechos etc, para así aprovechar al máximo su potencial y extraer una rentabilidad que permita su explotación de forma segura y confiable. La industria del petróleo no es la excepción, es claro que las reservas mundiales de crudo cada día son menores y las probabilidades de encontrar nuevos campos con grandes reservas de petróleo en muchos casos suena remota, teniendo en cuenta todas estas adversidades - es cuando evidenciamos que ya no podemos depender de las reservas de crudo liviano.

En el siglo XXI ya el ser humano es consciente que debe buscar energías alternativas que no solo reemplacen la demanda que cubría el petróleo sino en mejorar u optimizar las pocas reservas de crudo, aumentar el factor de recobro, modificar sus refinerías para refinar crudos pesados, innovar y mejorar los sistemas de transporte aprovechando la infraestructura existente.

Así mismo este trabajo de monografía involucra el cambio de tecnologías y la visión de las transportadoras de crudo que usan nuevos métodos como DRA o reductores de fricción que permiten transportar crudo extra pesado con la infraestructura existente teniendo en cuenta la puesta en escena nacional e internacional la cual permitirá medir los alcances nacionales en materia investiga

y cognoscitiva pero involucrando la rentabilidad de dichos riesgos que se corren al implantar nuevas tecnologías.

1. JUSTIFICACION

La producción, transporte y refinación del crudo pesado presenta problemas especiales en comparación a la del crudo ligero, a su vez las reservas de crudo pesado se han convertido en recursos estratégicos ante la posibilidad cada vez menor de encontrar yacimientos de crudos livianos en COLOMBIA. Precisamente los reductores de fricción (DRA) han sido impulsados principalmente por factores como la menor disponibilidad de crudos livianos y el surgimiento de avances tecnológicos que han reducido los costos de producción y explotación. Al implementar reductores de fricción se busca maximizar el rendimiento de sus sistemas de tuberías y aumentar considerablemente el potencial de ganancias de la línea de fondo, dicha tecnología aumenta la eficiencia del transporte de crudo extra pesado al convertir sus propiedades de fluido turbulento y viscoso como su mayor aporte para lograrla un cizallamiento entre polímeros “DRA” y crudo permitiendo que este se convierta en un fluido lineal con disminución aparente de su viscosidad.

En esta escala, se consideran crudos extra-pesados aquellos que oscilan en el rango 1 - 9,9° API y los pesados en el rango 10-22,3 °API.

El desarrollo de los crudos pesados y extra-pesados tomó vuelo a finales del siglo pasado y se ha acelerado particularmente en los últimos cuatro años con el resurgimiento en la escena mundial de las grandes reservas de petróleo en Venezuela y Canadá. En la actualidad, se estima que el 64% de las reservas mundiales corresponden a crudos extra - pesados y el 36% a petróleos convencionales.

Como es el caso de Colombia, los campos únicamente pueden ser desarrollados si se integran de forma efectiva las funciones de exploración, explotación, transporte, refinación y comercialización. Darle tratamiento aislado a cualquiera de esos elementos no permitirá un avance significativo económico y tecnológico.

2. OBJETIVOS

2.1. OBJETIVO GENERAL

Investigación de DRAG REDUCING AGENT “DRA” PRODUCTS teniendo en cuenta su aplicación y producción frente a otras tecnologías usadas actualmente en el transporte de crudo pesado en oleoductos nacionales.

2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

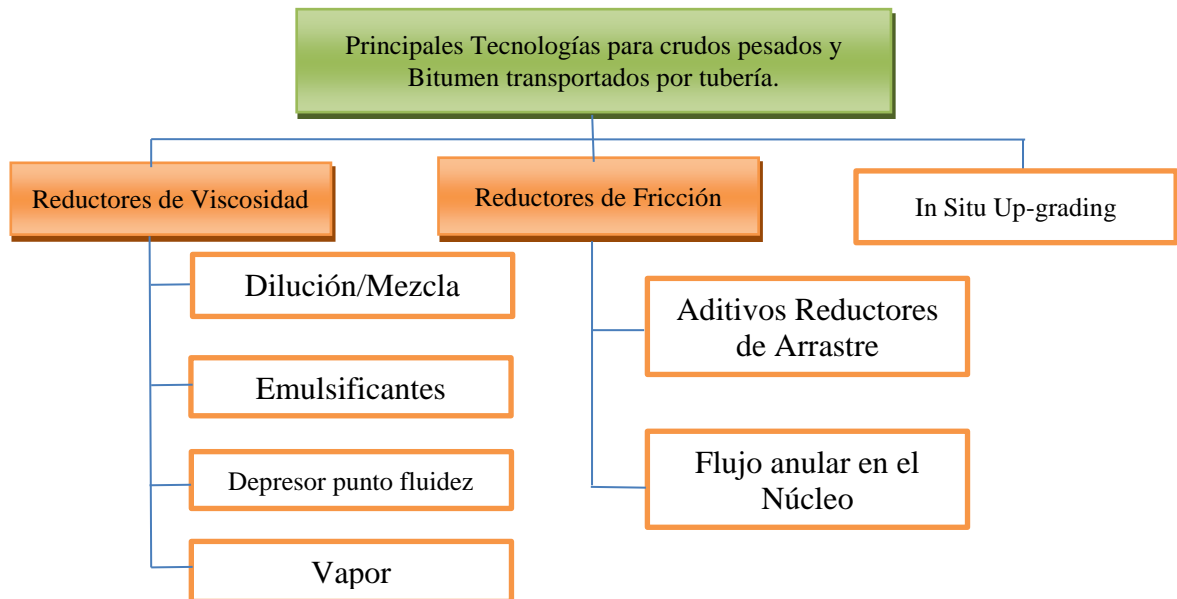
- Analizar el uso e investigación de los reductores de fricción DRAG REDUCING AGENT “DRA” PRODUCTS y las tecnologías existentes para el transporte de crudo pesado en COLOMBIA por tubería.
- Evaluar y exponer explícitamente las características mecánicas y cinemáticas de los DRAG REDUCING AGENT “DRA” PRODUCTS para el transporte de crudo pesado por tubería.
- Identificar los polímeros y sus propiedades mecánicas, cinemáticas y moleculares que actúan DRAG REDUCING AGENT “DRA” PRODUCTS .

3. TECNOLOGIAS DE TRANSPORTE DE CRUDO PESADO Y BITUMEN

Para el transporte de aceites pesados, económicamente la caída de presión en la tubería se debe bajar para reducir al mínimo la potencia de bombeo requerida al empujar el aceite sobre una larga distancia. Sin embargo, debido a su alta viscosidad a condiciones de yacimiento en comparación con los aceites de crudos livianos convencionales, la tubería no es la adecuada para el transporte de crudo pesado y Bitumen a las refinerías sin reducir su viscosidad.¹

Los métodos utilizados para el transporte de bitumen del petróleo pesado a través de tuberías son generalmente tres: Ver figura 01 y Grafica 01.

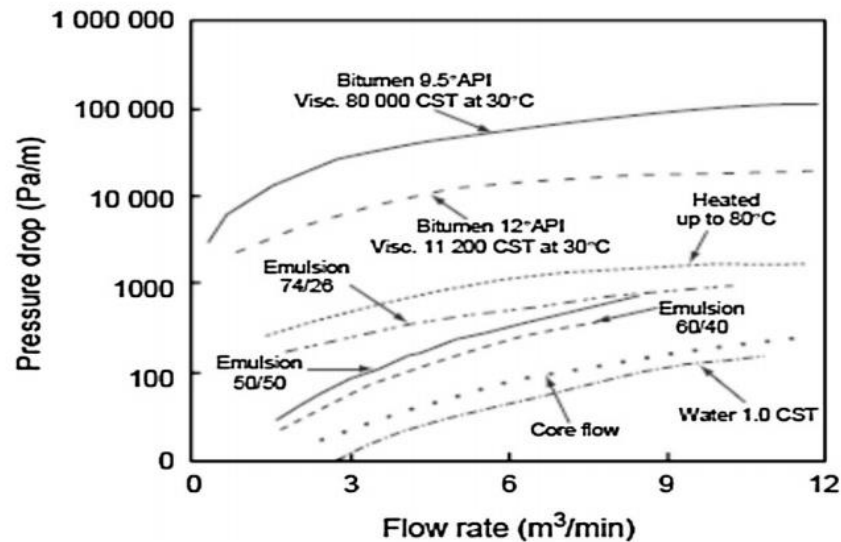
Figura 1. Diagrama de métodos para el transporte de crudo pesado por tuberías



Fuente: A review of technologies for transporting heavy crude oil and bitumen via pipelines. J Petrol Explor Prod Technol (2014). Abarasi Hart

¹ AHMED NS, Nassar AM, Zaki NN, Gharieb KhH. Formation of fluid heavy oil-in-water emulsions for pipeline transportation. Fuel (1999). 78:593–600.

Gráfico 1. Efecto de solventes sobre la viscosidad absoluta del crudo pesado



Fuente: A review of technologies for transporting heavy crude oil and bitumen via pipelines. J Petrol Explor Prod Technol (2014). Abarasi Hart

3.1. REDUCTORES DE VISCOSIDAD

3.1.1. Dilución “dilution”. Alta viscosidad a condiciones de yacimiento es un importante revés para el crudo pesado y bitumen, su recuperación y transporte por medio de oleoductos. Por lo tanto, la combinación o la dilución de crudo pesado y bitumen para reducir la viscosidad, es uno de los varios medios para mejorar el transporte por tubería utilizado en la industria petrolera desde la década de 1930. El líquido de mezcla o diluyente es siempre menor en viscosidad que el crudo pesado y bitumen.²

Es ampliamente utilizado los diluyentes que incluyen el condensado de la producción de gas natural, nafta, queroseno, aceites crudos más ligeros, etc. Sin

² GATEAU P, Henaut I, BARRE L, Argillier JF Heavy oil dilution. Oil Gas Sci Technol Rev IFP (2004) 59(5):503–509

embargo, el uso de disolventes orgánicos tales como alcohol, éter metil terc-butilo, éter terc-amil cetona ha sido investigado.³

Se emplea el uso de estos disolventes basado en la mejora del índice de octano de gasolina. Posteriormente, una mezcla de hidrocarburos y disolventes orgánicos con el grupo polar en su molecular estructura ha demostrado cierta eficacia en la viscosidad reducción de crudo pesado en la tasa de dilución constante.⁴

El uso de diluyentes permite el transporte de gran cantidad o volumen de crudo pesado y bitumen Además, la viscosidad de la mezcla combinada es determinada por la tasa de dilución, así como las viscosidades y densidades del crudo pesado, bitumen y los diluyentes usados. La mezcla resultante de crudo pesado y diluyentes tiene menor viscosidad y por lo tanto es más fácil bombear a un costo reducido. La dilución de crudo pesado y Bitumen para mejorar el transporte por tuberías requiere de dos tuberías, una para el aceite y otro para los diluyentes. El uso de diluyentes para mejorar el transporte de crudo pesado y bitumen en tuberías serían rentables, Si los diluyentes son relativamente barato y fácilmente disponible.

La cantidad de diluyentes necesaria para crudo pesado, es decir, la relación de diluyentes en la mezcla combinada, varía de 0 a 20%, mientras que para el Bitumen es en el rango de 25-50%. Para el Gas Condensado Natural (más pentano o C5) se crea una mezcla de baja densidad y menos viscosa de hidrocarburos líquidos, el cual es un subproducto del procesamiento de gas natural. Este condensado recuperado de gas natural ha sido utilizado para diluir el crudo pesado y bitumen en los campos petroleros de Canadá y Venezuela con el fin de mejorar su transporte en tubería.

³ ANHORN JL, Badakhshan A MTBE: a carrier for heavy oil transportation and viscosity mixing rule applicability. J Can Pet Technol (1994) 33(4):17-21

⁴ GATEAU P, Henaut I, BARRE L, Argillier JF Heavy oil dilution. Oil Gas Sci Technol Rev IFP (2004) 59(5):503-509

3.1.1.1. Precipitación de asfáltenos. Aunque la viscosidad del crudo pesado y bitumen se reduce significativamente en la mezcla con el condensado, la precipitación de asfáltenos, la segregación y agregación causa inestabilidad durante el transporte y almacenamiento.⁵

Esto ocurre porque los asfáltenos presentes en el crudo pesado son insolubles en alcanos, tales como *n-pentano* y *heptanos*, así mismo como los condensados son conocidos por ser parafinicos. Además, los asfáltenos tienen la tendencia a interactuar. La viscosidad del aceite y condensado combinada depende de las propiedades de la mezcla de crudo pesado o bitumen, condensado, la tasa de dilución, y la temperatura de funcionamiento. Las limitaciones en el uso de los condensados incluyen: su disponibilidad, dependen de la demanda de gas natural.⁶

3.1.1.2. Capacidad. La creciente producción de crudo pesado y bitumen Vs la producción de condensado no es suficiente para sostener la demanda; debido a que la mayor parte de sus componentes no son buenos disolventes para los asfáltenos y puede surgir la precipitación; inestabilidad durante el almacenamiento.

Sin embargo, el uso de aceite crudo ligero también ha sido considerado, pero es menos eficiente en la reducción de la viscosidad crudo pesado o de bitumen en contraste con el condensado.⁷

En consecuencia, la compatibilidad aceite ligero, así como la disponibilidad y la disminución de las reservas de crudo ligero convencional han limitado su uso como diluyentes de crudo pesado. Además, los hidrocarburos livianos tal como el

⁵ SHIGEMOTO N, Al-Maamari RS, Jibril BY, Hirayama A. A study of the effect of gas condensate on the viscosity and storage stability on Omani heavy crude oil. *Energy Fuels* (2006) 20(6):2504–2508

⁶ GUEVARA E, Gonzales SA, Nunez G. Highly viscous oil transportation methods in the Venezuelan Oil Industry. In: *Proceedings of the 5th world petroleum congress*, London, (1998) pag.495–502.

⁷ URQUHART RD Heavy oil transportation: present and future. *J Can Pet Technol* (1986). 25(2):68–71

queroseno, son eficaces en la mejora del crudo pesado y el transporte de Bitumen por tubería.⁸

3.1.1.3. Correlación para estimación de viscosidad de la mezcla: Una correlación modificada similar a la clásica expresión de Arrhenius para estimar la resultante de la viscosidad de la mezcla combinada de crudo pesado y diluyentes. La viscosidad de la mezcla resultante es como lo indica la ecuación 1-01:

$$\log \mu = \left(\frac{\alpha V_0}{\alpha V_0 + V_x} \right) \times \log \mu_0 + \left(1 - \frac{\alpha V_0}{\alpha V_0 + V_x} \right) \times \log \mu_x$$

Ecuación (1 - 01)

Donde V_0 y V_x son la fracción en volumen del crudo pesado y diluyentes, μ_0 y μ_x son la viscosidad de la petróleo crudo pesado o alquitrán y los diluyentes, respectivamente, y α es una constante empírica que van de 0 a 1.

Por lo tanto, Shu (1984) propuso una fórmula empírica para la determinación de una constante para la mezcla de crudo pesado o bitumen diluido con diluyentes de hidrocarburos ligeros.

La relación depende de la relación de viscosidad de aceite para diluyentes (Es decir, los hidrocarburos ligeros) y sus densidades, respectivamente. Ver ecuación (1 - 02).⁹

$$\alpha = \frac{17.04 (\rho_0 - \rho_x)^{0.5237} \rho_0^{3.2745} \rho_x^{1.6316}}{\ln\left(\frac{\mu_0}{\mu_x}\right)}$$

Ecuación (1 - 02)

⁸ LEDERER EL Viscosity of mixtures with and without diluents. Proc World Pet Congr Lond (1933) 2:526–528

⁹ SHU WR A viscosity correlation for mixtures of heavy oil, bitumen and petroleum fractions, SPE 11280. SPE J (1984) 24(3): 277–282

3.1.1.4. Dificultades de la tecnología Dilución: En consecuencia, los hidrocarburos ligeros utilizados en su mayoría para dilución de crudo pesado y bitumen son caros y no están fácilmente disponibles en grandes cantidades. Por lo tanto, reciclaje de diluyentes para su reutilización es esencial. Sin embargo, la separación de los diluyentes del aceite requiere la instalación tuberías adicionales que posteriormente se suman a al costo de operación. Además, para transportar convenientemente crudo pesado y bitumen por tubería, diluido o mezclado, la viscosidad del aceite debe ser inferior a <200 mPa s.¹⁰

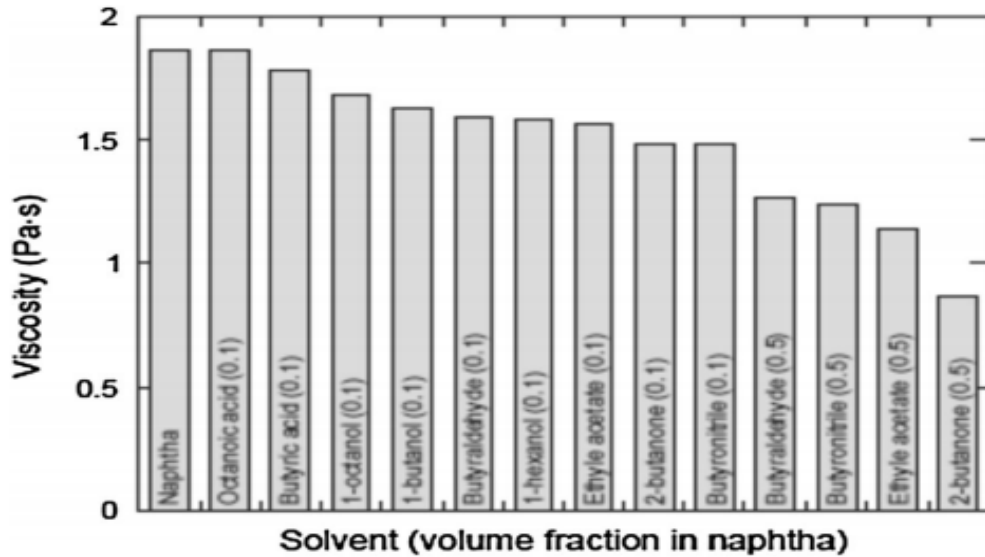
Sin embargo, para lograr esta viscosidad la tubería requiere del uso de grandes volúmenes de diluyentes, sabiendo que el crudo pesado, aceite y bitumen pueden tener una viscosidad de más de 105 mPa s.

3.1.1.5. Nafta: Otro diluyente común utilizado es la nafta, esta tiene una alta gravedad API y muestra buena compatibilidad con los asfáltenos. Gateau et al. (2004) propuso que una mezcla de nafta y disolvente orgánico haría reducir la cantidad de diluyentes necesaria para reducir la viscosidad de crudos pesados transportados en tubería. Se encontró que la viscosidad relativa de la mezcla de aceite pesado diluye con mezclas de nafta y disolvente orgánico, como se muestra en la Grafica 02. Esto se atribuye a la polaridad creciente o enlace de hidrógeno de los disolventes y la capacidad del disolvente polar para actuar en los asfáltenos que componen el crudo pesado. En ese caso, un disolvente de polaridad más alto provoca una reducción más grande en la viscosidad del crudo pesado diluido, con ello mejora la eficiencia de la dilución. Sin embargo, la viscosidad de El disolvente debe aproximarse a la del hidrocarburo como el punto de ebullición para facilitar el reciclaje.¹¹

¹⁰ KESSICK MA. Pipeline transportation of heavy crude oil. US Patent (1982). 4,343,323

¹¹ GATEAU P, Henaut I, Barre L, Argillier JF Heavy oil dilution. Oil Gas Sci Technol Rev IFP (2004) 59(5):503–509

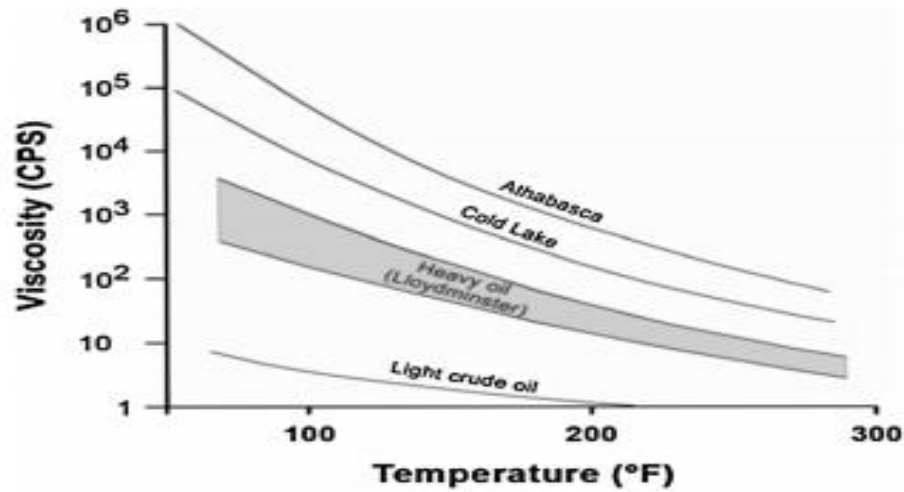
Gráfico 2. Efecto de los solventes sobre la viscosidad de los crudos pesados



Fuente: A review of technologies for transporting heavy crude oil and bitumen via pipelines. J Petrol Explor Prod Technol (2014). Abarasi Hart

3.1.2. Aumento de temperatura “Heating”. Otro método comúnmente usado para reducir la alta viscosidad del aceite y crudo pesado para mejorar su fluidez, es el efecto de la temperatura (es decir, aumento de la temperatura) en la tubería provoca una rápida reducción de la viscosidad para reducir la resistencia del aceite y así fluya. La respuesta de la viscosidad a cambios de temperatura para el crudo pesado y bitumen se ilustra en la Gráfica 03.

Gráfico 3. Respuesta de la viscosidad al incremento de temperatura



Fuente: A review of technologies for transporting heavy crude oil and bitumen via pipelines. J Petrol Explor Prod Technol (2014). Abarasi Hart.

Por lo tanto, el calentamiento es un medio alternativo de aumentar la propiedades de crudo pesado y bitumen para que fluya, es debido a que la viscosidad de los aceites pesados y bitumen es reducido en varios órdenes de magnitud con el incremento de la temperatura. Esto implica precalentar el crudo pesado seguido por calentamiento posterior de la tubería para mejorar su flujo.

3.1.2.1. Dificultades de la tecnología Heating. Sin embargo, el calentamiento para aumentar la temperatura de la fluido implica una cantidad considerable de energía y su costo también. Otros problemas incluyen mayores problemas de corrosión interna, debido al aumento en la temperatura. Sin embargo, calefacción en la tubería puede posiblemente inducir cambios en las propiedades reológicas propiedades del petróleo crudo que pueden resultar en inestabilidad al fluir.

Muchas estaciones de calentamiento añaden un costo necesario, además de las pérdidas de calor que se producen a lo largo del tubería como consecuencia del flujo del aceite. Sin embargo, la mayoría de las veces la tubería está aislada para

mantener una temperatura elevada y reducir las pérdidas de calor a los alrededores. Además, la expansión y la contracción súbita a lo largo de la tubería puede inducir a problemas difíciles. En consecuencia, el costo de operar la calefacción así como los sistemas de bombeo de más de una larga distancia del campo petrolero para el almacenamiento final o refinería es en el lado alto donde aumentan significativamente las dificultades. El método podría no ser viable para el transporte de petróleo crudo cuando se trata de tuberías submarinas. Finalmente, el efecto de enfriamiento del agua circundante, así como la tierra disminuye la eficiencia de la técnica¹².

3.1.3. La emulsificación del crudo pesado en el agua. Existe la emulsión de crudo y agua en el hidrocarburo, así en el orificio, durante la perforación, es como se transporta. Esta tecnología es uno de los medios más nuevos de transporte de crudo pesado a través de oleoductos en aceite en agua (O / W), de agua en aceite (W / O) en una emulsión o emulsión doble como el aceite-en-agua-en-aceite (O / W / O) y agua-en-aceite-en-agua (W / O / W), con los tamaños de gota en orden de micras. La formación de emulsión de aceite-en-agua ha sido una técnica alternativa de mejorar la fluidez pesada del crudo a través de tuberías. En esta tecnología, el crudo pesado se emulsiona en agua y se estabiliza con la ayuda de tensioactivos. El aceite se dispersa en el agua en forma de gotitas con la ayuda de tensioactivos y una emulsión estable de aceite en agua se produce con la reducción de la viscosidad.¹³

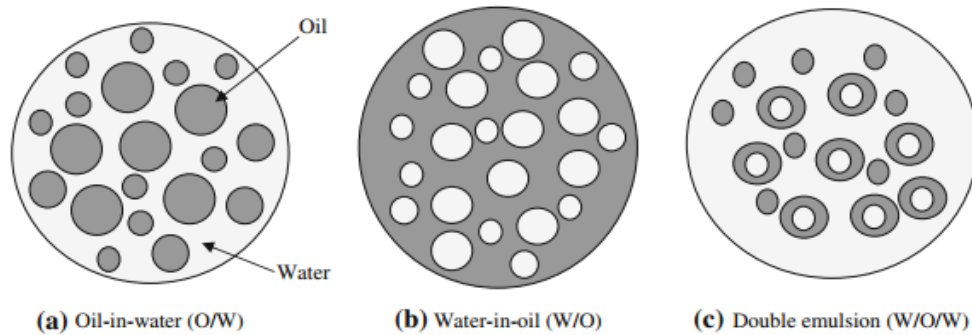
Los métodos utilizados para generar las gotitas de aceite para crear las emulsiones incluye el uso de dispositivos tales como máquinas de dispersión, la mezcla con rotor- estator, molinos coloidales, homogeneizadores de alta presión

¹² CHANG C, Nguyen QD, Ronningsen HP Isothermal start-up of pipeline transporting waxy crude oil. J Non-Newton Fluid Mech (1999) 87:127–154

¹³ SANIERE A, HENAUT I, ARGILLIER JF. Pipeline transportation of heavy oils, a strategic, economic and technological challenge. Oil Gas Sci Technol Rev IFP (2004) 59(5):455–466

que aplican tensiones de cizallamiento alto, emulsificación por membrana y ondas ultrasónicas. Las diferentes posibles emulsiones son ilustradas en la Figura 02¹⁴.

Figura 2. Emulsiones que se utilizan para el transporte de crudo pesado



Fuente: A review of technologies for transporting heavy crude oil and bitumen via pipelines. J Petrol Explor Prod Technol (2014). Abarasi Hart

La monocapa de surfactante se sienta en la interfase aceite-agua (ver Figura 2), para evitar el crecimiento de las gotas y la separación de las fases de aceite y agua, la monocapa de la emulsión en la interfase de agua en aceite ó la región polar (es decir, cabeza hidrófilo) del tensioactivo está en contacto con el agua y la cola no polar (es decir, región hidrófobo) en contacto con el aceite, como se muestra en la Figura 03. Se trata de las propiedades de esta capa adsorbida de surfactantes que estabilizan la superficie de aceite-agua y controlan el comportamiento de la emulsión.¹⁵

¹⁴ HASAN SW, Ghannam MT, Esmail N Heavy crude oil viscosity reduction and rheology for pipeline transportation. Fuel (2010). 89:1095–1100

¹⁵ LANGEVIN D, Poteau S, Henaut I, Argillier JF Crude oil emulsion properties and their application to heavy oil transportation. Oil Gas Sci Technol Rev IFP (2004) 59(5):511–521

Figura 3. Emulsion surfactante estabilizada



Fuente: A review of technologies for transporting heavy crude oil and bitumen via pipelines. J Petrol Explor Prod Technol (2014). Abarasi Hart

Sin embargo, el crudo pesado es una mezcla compleja de cientos de miles de compuestos, con asfaltenos como emulsionantes naturales y otros componentes de superficie como ácidos nafténicos, resinas, porfirinas, etc.¹⁶

La presencia de estos componentes aumenta la complejidad de la emulsión del crudo, ya que las moléculas pueden interactuar y reorganizarse en la interfaz aceite-agua, en ese caso, para el transporte de crudo pesado usando tecnologías de emulsión comprende tres etapas, como la producción de la emulsión O / W, el transporte de la emulsión formada y separar la fase de aceite de la fase de agua. Sin embargo, la recuperación del crudo implica romper la Emulsión, Para lograr la etapa de separación se han desarrollado las siguientes técnicas que incluyen demulsificación térmica, electro-demulsificación, demulsificación química, método de congelación descongelación, modificación del pH, Además de disolvente y demulsificación por membranas.¹⁷

3.1.3.1. Tamaño de la gota: Criterio importante para mejorar el transporte por ductos, son los estudios de la reología de la emulsión los cuales dependen

¹⁶ LANGEVIN D, Poteau S, HENAUT I, Argillier JF Crude oil emulsion properties and their application to heavy oil transportation. Oil Gas Sci Technol Rev IFP (2004) 59(5):511–521

¹⁷ ASHRAFIZADEH SN, Kamran M. Emulsification of heavy crude oil in water for pipeline transportation. J Pet Sci Eng (2010) 71:205–211

principalmente del volumen de la distribución del tamaño de la gota de aceite dispersa.¹⁸

La distribución del tamaño de gota depende del tipo de surfactante, la energía del mezclado y la presión. los tensioactivos comúnmente utilizados son no iónicos tal como el Triton X-114 basado en su capacidad para resistir la salinidad del agua, también son baratos, su emulsión es fácil de separar, y no forman residuos orgánicos indeseables que afectar a las propiedades del petróleo¹⁹.

Sin embargo, exposiciones de crudo pesados con emulsiones de comportamiento newtoniano y alta velocidad crean un cizallamiento reologico, pero con velocidades bajas se logra un adelgazamiento reologico significativo.²⁰

3.1.3.2. Propiedades de la emulsión: *Las propiedades de flujo producidas por la emulsión depende de las propiedades de la cabeza hidrófilo polar y la cola hidrófoba no polar del tensioactivo utilizado, Ver figura 03.* Los principales retos asociados con la tecnología de transporte de crudos pesados son el costo y la selección de la tensioactivo, la capacidad del tensioactivo para mantener la estabilidad de la emulsión durante el transporte tubería, la facilidad de separar el agente tensioactivo del petróleo en el destino final, ya que la densidad del petróleo pesado está cerca a la del agua, las propiedades de la emulsión tales como reológica, características y estabilidad que dependen de muchos parámetros de distribución del tamaño de gota, la temperatura, salinidad y el pH del agua, los componentes de la crudo pesado, la proporción de mezcla de volumen de energía y petróleo / agua.²¹

¹⁸ KHAN MR Rheological properties of heavy oils and heavy oil emulsions. Energy Sources (1996). 18:385–391

¹⁹ SUN R, Shook CA Inversion of heavy crude oil-in-brine emulsions. J Pet Sci Eng (1996) 14:169–182

²⁰ MCKIBBEN MJ, Gillies RG, Shook CA. A laboratory investigation of horizontal well heavy oil–water flows. Can J Chem Eng (2000) 78:743–751

²¹ HASAN SW, Ghannam MT, ESMAIL N Heavy crude oil viscosity reduction and rheology for pipeline transportation. Fuel (2010). 89:1095–1100

3.1.3.3. Dificultades de la Tecnología. Además, la presencia de partículas hidrófilas naturales tales como arcilla y silicio en el crudo pueden causar inestabilidad en la emulsión. Los diferentes mecanismos mediante los cuales la desestabilización pueda surgir en aceite-en-agua incluye:

- la maduración de Ostwald
- Sedimentación o formación de crema debido a la diferencia de densidad
- La coalescencia de las gotas.

Pero la esencia del tensio-activo es estabilizar la emulsión contra el cizallamiento y disminuir las tensiones interfaciales. A veces, el agua y aceite en el sistema de la emulsión puede contener sólidos y gas, que aumenta la complejidad del proceso. Generalmente, el tamaño más pequeño es el de la gota, es decir, 10 μm (Lumen) o menos, mejorando la estabilidad de la emulsión²².

3.1.3.4. Inicios de la Tecnología. El uso de tensioactivos y agua para crear una emulsión estable de aceite en agua con crudo pesado para mejorar su transportabilidad por oleoducto ha sido un tema de varias investigaciones con una serie de patentes. El potencial de esta tecnología para mejorar el transporte por ductos de crudo pesado se demostró en Indonesia en 1963.²³

En general, el comportamiento de la emulsión de aceite en agua es compleja debido a la interacción de varios componentes dentro del sistema y muchos otros factores mencionados anteriormente. Este método de transporte de crudo pesado se ha utilizado en el proceso ORIMULSIÓN desarrollado por PDVSA (Petróleos de Venezuela) en la década de 1980.²⁴

²² LANGEVIN D, Poteau S, HENAUT I, Argillier JF Crude oil emulsion properties and their application to heavy oil transportation. *Oil Gas Sci Technol Rev IFP* (2004) 59(5):511–521

²³ AHMED NS, Nassar AM, ZAKI NN, GHARIEB KhH .Formation of fluid heavy oil-in-water emulsions for pipeline transportation. *Fuel* (1999). 78:593–600.

²⁴ MARTINEZ-Palou R, María de Lourdes M, Beatriz Z-R, Elizabeth M-J, Cesar B-H, Juan de la Cruz C-L, Jorge A Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: a review. *J Pet Sci Eng* (2011). 75:274–282

3.1.4. Depresor punto fluidez “Pour Point Reduction”. Crudos pesados se han descrito como una suspensión coloidal que consiste en soluto de asfáltenos y máltenos en fase líquida, es decir, ácidos grasos saturados, aromáticos y resinas.²⁵

La precipitación y la agregación de macromoléculas de asfáltenos en el crudo contribuyen en gran medida a su alta viscosidad y la densidad, lo que resulta en su alta resistencia al flujo en las tuberías. Por lo tanto, la supresión de este efecto mediante el uso de depresores del punto de fluidez ayuda a mejorar las propiedades de flujo de aceite. El crudo en temperaturas bajas deja de fluir y pierde sus propiedades de flujo. Por ejemplo, es muy difícil de transportar por oleoducto de crudo una cera en el clima frío. Esto se debe a la disminución de la temperatura hace que el crecimiento de cristales, lo cual impide que las moléculas del aceite fluyan. La cristalización depende del clima, la composición de aceite, la temperatura y la presión durante el transporte. Hay varios métodos para reducir al mínimo la causa de la deposición de la cera y asfáltenos, el uso de inhibidor polimérico se considera una alternativa atractiva. La adición de copolímeros tales como poliacrilatos, polimetacrilato, poli (acetato de etileno-Co-vinilo), metacrilato, etc. inhibe el fenómeno de deposición y estabiliza el transporte.²⁶

3.1.4.1. Dificultades de la tecnología: A partir de las mediciones de viscosidad, se evidencio que a una baja temperatura comienza a formarse cristales de parafina exponiendo polímeros de una fuerte influencia en la reducción de la viscosidad. La naturaleza compleja del crudo pesado crea muchos desafíos durante su transporte a través de largas distancias, sobre todo en oleoductos.

²⁵ SANIERE A, HENAUT I, ARGILLIER JF. Pipeline transportation of heavy oils, a strategic, economic and technological challenge. *Oil Gas Sci Technol Rev IFP* (2004) 59(5):455–466

²⁶ MACHADO ALC, Lucas EF, GONZALEZ G. Poly (ethylene-co-vinyl acetate) as wax inhibitor of a Brazilian crude oil: oil viscosity, pour point and phase behaviour of organic solutions. *J Pet Sci Eng* (2001) 32:159–165

Para superar tal problema de la formación de cristales de parafina como una red entrelazada de hojas finas que bloquean tuberías, depresores del punto (PPD), que contiene un grupo alquilo de cadena larga soluble en aceite y una red polar en la estructura molecular. El grupo alquilo de cadena larga se inserta en el cristal de cera y el resto en la cadena polar en la superficie de la cera, reduciendo el tamaño de los cristales de cera. El PPD en la mayoría de los casos posee grupos funcionales altamente polares²⁷.

3.2. REDUCTORES DE FRICCIÓN “FRICTION REDUCTION”

Como las propiedades del fluido transportado predominan, la alta viscosidad del crudo plantea grandes desafíos para la producción de petróleo, refinación y transporte a través de pozos y tuberías. La caída de arrastre viscoso, fricción de la pared y la presión en la tubería son mucho más altos en el petróleo pesado en comparación con los crudos convencionales. El arrastre es el resultado de tensiones en la pared debido a la cizalladura del fluido causando un descenso en la presión del fluido²⁸.

Esto hace que sea un reto para bombear el aceite a través de una gran distancia. Por lo tanto, la reducción de la resistencia es una técnica de lubricación basado en el flujo de núcleo anular para reducir la presión en el transporte de petróleo pesado a través de tuberías. Las técnicas usadas comúnmente para reducir la fricción para mejorar el transporte por ductos de crudo pesado incluyen arrastrar aditivos reductores de flujo y de núcleo anular. Ambas tecnologías reducen la resistencia de flujo variando el campo de velocidad tales como amortiguación de la fluctuación turbulenta en la región cerca de la pared de la tubería, mientras que el

²⁷DESHMUKH S, Bharambe DP. Synthesis of polymeric pour point depressants for Nada crude oil and its impact on oil rheology. *Fuel Process Technol* (2008) 89:227–233

²⁸ MARTINEZ-Palou R, María de Lourdes M, Beatriz Z-R, Elizabeth M-J, Cesar B-H, Juan de la Cruz C-L, Jorge A. Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: a review. *J Pet Sci Eng* (2011). 75:274–282

flujo en la tubería de aceite pesado es laminar o turbulento ligeramente con resistencia al flujo mínimo basado en la influencia de la viscosidad en el arrastre del flujo.

Sin embargo, la mayoría de los estudios sobre la reducción de la resistencia de flujo prestan principalmente atención a la reducción de la viscosidad por métodos físicos o químicos, pero de acuerdo con el arrastre del flujo de la ley de Newton de la viscosidad depende de la viscosidad del fluido y del perfil de velocidad.²⁹²⁴

3.2.1. Aditivos reductores de arrastre “Drag-reducing additives”. La caída de presión en el transporte de crudos pesados por tubería es más aguda cuando se va a transportar largas distancias; Por lo tanto, la reducción de arrastre mediante la incorporación de un aditivo se convierte en una buena opción. El transporte de crudo por tubería es principalmente en el régimen de flujo turbulento. Además, la alta pérdida por fricción resulta debido a una alta viscosidad y hace que gran parte de la energía aplicada para transportar el crudo se desperdicie.

3.2.1.1. Inicios de la Tecnología: La fricción en el flujo turbulento es causada por el transporte radial de impulso en el flujo por los remolinos del fluido. La reducción de la resistencia a partir de polímeros fue descubierta hace décadas por Toms (1948), quienes observaron reducción de la resistencia alrededor de 30-40% con la adición de polímeros (metacrilato de metilo) en un régimen turbulento y a su vez monoclorobenceno para permitir el flujo a través de oleoductos.

3.2.1.2. Polimeros: Los aditivos para la reducción reducir la fricción trabajan cerca de las paredes de la tubería y dentro del núcleo del fluido turbulento en movimiento. Por lo tanto, para la conservación de energía y alta eficiencia del bitumen y transporte de crudo pesado, la reducción de la resistencia es vital. A

²⁹ CHEN Q, Wang M, PAN N, Gao Z-Y. Optimization principle for variable viscosity fluid flow and its application to heavy oil flow drag reduction. Energy Fuels (2009) 23:4470–4478

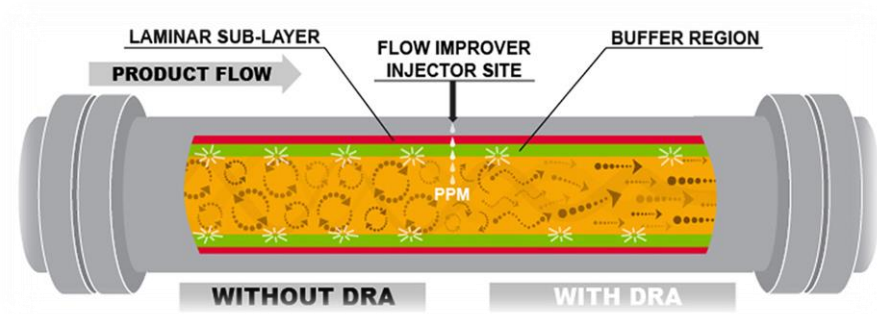
través de los años, la tecnología ha desarrollado. Aditivos de reducción de avance, y se clasifican en tres categorías:

- Polímeros
- Fibras
- Surfactantes

El papel clave de estos aditivos es el de suprimir el crecimiento de los remolinos turbulentos a través de la absorción de la energía liberada por la ruptura de la capa laminar.

Además, el aditivo ayuda a reducir la fricción cerca de las paredes de la tubería y dentro del núcleo fluido turbulento durante el transporte, lo que resulta en alta velocidad de flujo a una presión de bombeo constante. Sin embargo. En consecuencia, la solubilidad de los aditivos de reducción de avance en el petróleo crudo pesado es un requisito clave. Además, no debe haber resistencia a la degradación y estabilidad contra la temperatura y los químicos. Ver figura 4.

Figura 4. Polímeros reductores de turbulencia



Fuente: <http://www.lubrizolspecialtyproducts.com/about-dra/dra-use>

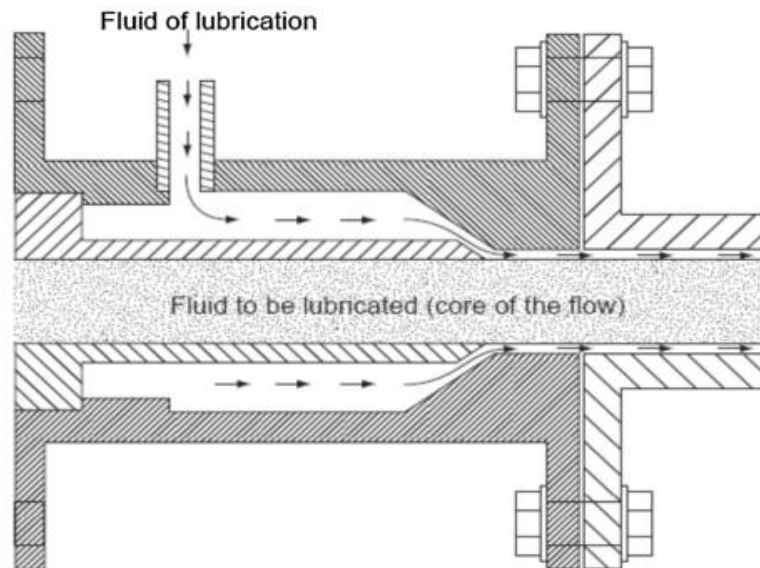
3.2.1.3. Dificultades de la tecnología. Las dificultades comunes encontradas en el uso de aditivos drag-reducing incluye la tendencia del aditivo para separar cuando se almacena, dificultad en la disolución de los aditivos en el crudo pesado y el problema de la degradación de cizallamiento cuando se disuelven en el crudo pesado. Además, la determinación de la dosis necesaria para mantener la caída de presión constante es un reto.³⁰

3.2.2. Flujo anular en el núcleo “Core-Annular Flow”. La alta viscosidad del Bitumen y aceite pesado provoca gran caída de presión durante el transporte a través de tuberías, lo que hace imposible el bombear petróleo en un flujo de una sola fase. Otro inconveniente que produce la caída de presión en las tuberías es causado por la fricción, con el fin de transportar bitumen y petróleo pesado se desarrolló el flujo de núcleo anular. La idea principal de esta técnica es para rodear el núcleo de crudo pesado a medida que fluye a través de la tubería con una capa de película de agua o de disolvente cerca de la pared de la tubería, que actúa como un lubricante, el mantener la presión de la bomba similar a la necesaria para bombear el agua o disolvente. En este sentido, el agua o el flujo de disolvente opera como un anillo mientras que el crudo pesado es el núcleo en el flujo a través de la tubería, El agua o disolvente requerido está en una relación de volumen de 10-30%. Esto implica que la caída de presión a lo largo de la tubería depende débilmente de la viscosidad del aceite pesado, pero muy estrechamente a la del agua, como se ilustra en la Figura 5.³¹

³⁰ MARTINEZ-Palou R, María de Lourdes M, Beatriz Z-R, Elizabeth M-J, Cesar B-H, Juan de la Cruz C-L, Jorge A Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: a review. J Pet Sci Eng (2011). 75:274–282

³¹ HASAN SW, Ghannam MT, ESMAIL N Heavy crude oil viscosity reduction and rheology for pipeline transportation. Fuel (2010). 89:1095–1100

Figura 5. Ilustración del flujo anular en el núcleo



Fuente: A review of technologies for transporting heavy crude oil and bitumen via pipelines. J Petrol Explor Prod Technol (2014). Abarasi Hart.

El aceite pesado en el centro de la tubería y el agua que fluye cerca de la superficie de la pared del tubo, la reducción de la caída de presión puede ser superior del 90%.³²

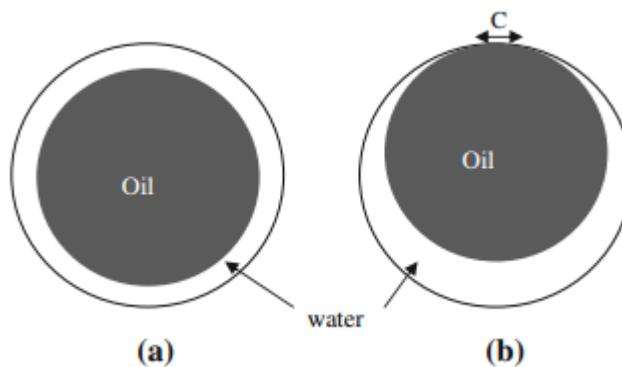
3.2.2.1. Inicios de la Tecnología. Esta técnica fue reportada primero por Isaacs en (1904) para la posibilidad de la canalización de fluidos viscosos a través de la lubricación de las paredes del tubo con agua. Además, el flujo de núcleo anular es uno de los regímenes de flujo observados en el flujo de dos fases a través de las tuberías. En este régimen de flujo, el disolvente está en la superficie de pared de la tubería y lubrica el aceite pesado en el núcleo. En vista de esto, el núcleo de aceite pesado es aproximadamente un flujo de tapón. Sin embargo, durante el flujo de dos fases agua y aceite en la tubería, varios regímenes de flujo son posibles dependiendo de las propiedades del aceite tales como la densidad,

³² BENSAXHRIA A, Peysson Y, Antonini G Experimental study of the pipeline lubrication for heavy oil transport. Oil Gas Sci Technol Rev IFP (2004) 59(5):523–533

tensión superficial, la velocidad de cizallamiento del flujo y el caudal de inyección de fluido. Sin embargo, la técnica es capaz de reducir la caída de presión próxima a la de transporte de agua. Sin embargo, algunas de las limitaciones incluyen: lograr flujo núcleo-anular perfecto, parece ser muy rara y sólo puede existir para el fluido de densidad emparejados³³.

Encontraron que las ondas se crean en la interface agua y aceite que lleva el flujo de núcleo anular ondulado. Además, cuando la diferencia de densidad entre el aceite y el agua es grande, una fuerza de flotabilidad producirá un movimiento radial del núcleo de aceite. Por lo tanto, Este efecto, empujará el núcleo a la pared superior de la tubería, como se ilustra en la Figura 6.

Figura 6. (a) Posición radial del núcleo de aceite; Un perfecto núcleo anular, (b) Con diferente densidad



Fuente: A review of technologies for transporting heavy crude oil and bitumen via pipelines. J Petrol Explor Prod Technol (2014). Abarasi Hart

Además, la estabilidad del flujo está todavía bajo La inestabilidad de la velocidad del flujo capilar derivado de la tensión superficial al romper el núcleo. Pero, el aumento de la velocidad mejora la estabilidad de la base. Si se supone que el flujo

³³ BENSAXHRIA A, Peysson Y, Antonini G Experimental study of the pipeline lubrication for heavy oil transport. Oil Gas Sci Technol Rev IFP (2004) 59(5):523–533

del núcleo anular es perfecto y bien centrado, entonces la caída de presión puede calcularse a partir de la siguiente ecuación 1 - 03:³⁴

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

Ecuación (1 - 03)

Cuando $\Delta P/L$ es la caída de presión del núcleo anular del flujo centrado (Pa/m), Q es el caudal total (m³/sg), R es el radio del tubo (m), R_s es el radio del núcleo (m), μ_w y μ_o son la viscosidad dinámica del agua y el aceite, respectivamente (Pas).

Considerando las propiedades del aceite, las logísticas regionales entre la cabeza de pozo y el sitio de refinación, la preocupación operativa, la distancia de transporte, el costo, las preocupaciones medioambientales y la legislación. Sin embargo, la estrategia actual de la industria petrolera es integrar el mejoramiento in situ a mejorar métodos térmicos debido a la rentabilidad, el medio ambiente y la energía que ofrece la recuperación de petróleo.

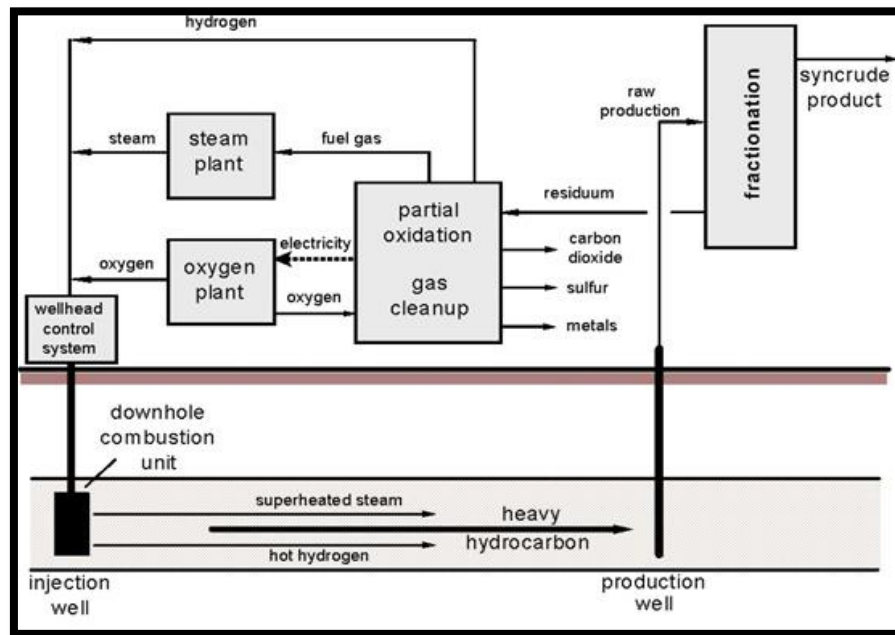
3.3. IN SITU UP-GRADING

El aumento de la explotación de enormes reservas de petróleo pesado y bitumen para satisfacer la demanda mundial de energía y la preocupación por el medio ambiente han dado lugar a la incorporación de la mejora de recuperación in situ de petróleo. El mejoramiento in situ es alcanzable con métodos de recuperación térmica como ISC, SAGD, CSS, THAI y su complemento de mejora catalítica in situ (CAPRI), de manera colectiva llamado THAI-CAPRITM.

³⁴ BAI R, Chen K, Joseph DD. Lubricated pipelining: stability of core-annular flow. Part 5 experiments and comparison with theory. J Fluid Mech (1992) 240:97-132

Estos procesos se basan en la reducción de la viscosidad del crudo pesado con temperatura para mejorar su flujo desde el pozo hasta el depósito de aceite. La mejora se debe a la división de las moléculas pesadas en moléculas más pequeñas térmicamente. Esta reacción de craqueo in situ reduce la viscosidad del aceite pesado y bitumen significativamente. Ver figura 7.

Figura 7. Simplified schematic of Up-grading in-situ of heavy oil



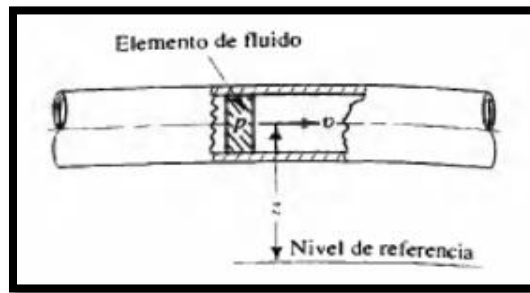
Fuente: www.petroleumequities.com%252FISHREschematic1.jpg%3Bhttp%253A%252F%252Fwww.petroleumequities.com%252Fcommercialapplication.html%3B550%3B413

4. GENERALIDADES DE LOS FLUIDOS

4.1. CONSERVACIÓN DE LA ENERGÍA – ECUACION DE BERNOULLI

El análisis de un problema de tubería como el que se ilustra en la *figura 08*, toma en cuenta toda la energía dentro del sistema. En física aprendimos que la energía no se crea ni se destruye, solo se transforma de una forma en otra. Este es el enunciado de la ley de la conservación de la energía.³⁵

Figura 8. Elemento de fluido en una tubería



Fuente: Robert, Mott. Mecánica de Fluidos 6ta edición.

Hay tres formas de energía que se toman siempre en consideración cuando se analiza un problema de flujo en tuberías. Considerar un elemento de fluido como el que ilustramos en la figura 8 dentro de la tubería en un sistema de flujo. Se localiza a cierta elevación z , tiene velocidad v y presión p . El elemento de fluido posee las formas de energías siguientes:

4.1.1. Energía Potencial. Debido a su elevación, la energía potencial del elemento en relación con algún nivel de referencia es: Ver ecuación 2-01.

³⁵HART A, SHAH A, Leeke G, Greaves M, Wood J. Optimization of the CAPRI process for heavy oil upgrading: effect of hydrogen and guard bed. Ind Eng Chem Res. (2013)

$$EP = wZ$$

(2 - 01)

Donde W es el peso del elemento.

4.1.2. Energía Cinética. Debido a su velocidad, la energía cinética del elemento es: Ver ecuación 2-02.

$$EC = \frac{wv^2}{2g}$$

(2 - 02)

4.1.3. Energía de flujo: A veces llamada energía de presión ò trabajo de flujo, y representa la cantidad de trabajo necesario para mover el elemento de fluido a través de cierta sección contra la presión p. La energía de flujo se abrevia EF y se calcula por medio de: Ver ecuación 2 - 03.³⁶

$$EF = \frac{wp}{\gamma}$$

Ecuación. (2 - 03)

La ecuación (1-1) se obtiene como sigue. Ver figura 09 y 10, muestra al elemento de fluido en la tubería mientras se mueve a través de una sección. La fuerza sobre el elemento es pA , donde p es la presión en la sección y A es el área de esta. Al mover el elemento a través de la sección, la fuerza recorre una distancia L igual a la longitud del elemento, por tanto, el trabajo que se realiza es, Ver ecuación 2 - 04.

$$\text{Trabajo} = pAL = pV$$

Ecuación. (2 - 04)

³⁶ HART A, SHAH A, Leeke G, Greaves M, Wood J. Optimization of the CAPRI process for heavy oil upgrading: effect of hydrogen and guard bed. Ind Eng Chem Res. (2013)

Donde V es el volumen del elemento. El peso del elemento w es: Ver ecuación 1-5.

$$W = \gamma V$$

Ecuación. (1-5)

Donde γ es el peso específico del fluido. Entonces, el volumen del elemento es: Ver ecuación 2 - 06.

$$V = \frac{w}{\gamma}$$

Ecuación. (2 - 06)

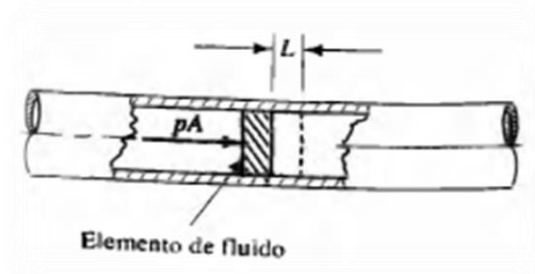
Y obtenemos: Ver ecuación 2 - 07

$$\text{Trabajo} = pV = \frac{pw}{\gamma}$$

Ecuación. (2 - 07)

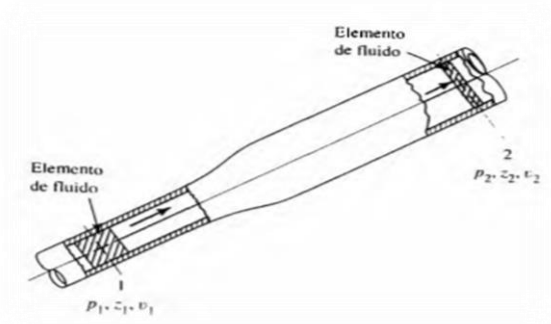
Denominada energía de flujo, y se representa con la Figura (09 y 10):

Figura 9. Energía del flujo



Fuente: Robert, Mott. Mecanica de Fluidos 6ta edición.

Figura 10. Interpretación de la Ecuación de Bernoulli



Fuente: Robert, Mott. Mecánica de Fluidos 6ta edición.

Entonces, la cantidad total de energía de estas tres formas que posee el elemento de fluido es la suma E . Ver ecuación 2 - 08.

$$E = EF + EP + EC$$

$$E = \frac{wp}{\gamma} + WZ + \frac{wv^2}{2g}$$

Ecuación. (2 - 08)

Cada uno de estos términos se expresa en unidades de energía como el Newton – metro, Ver ecuación (2 - 09) al (2 - 12)³⁷.

$$E1 = \frac{wp1}{\gamma} + WZ1 + \frac{wv1^2}{2g}$$

Ecuación. (2 - 09)

$$E2 = \frac{wp2}{\gamma} + WZ2 + \frac{wv2^2}{2g}$$

³⁷ HART A, SHAH A, Leeke G, Greaves M, Wood J. Optimization of the CAPRI process for heavy oil upgrading: effect of hydrogen and guard bed. Ind Eng Chem Res. (2013)

Ecuación. (2 - 10)

$$E1 = E2$$

$$\frac{wp1}{Y} + wZ1 + \frac{wv1^2}{2g} = \frac{wp2}{Y} + wZ2 + \frac{wv2^2}{2g}$$

Ecuación. (2 - 11)

$$\frac{p}{y} + Z_1 + \frac{v_1^2}{2g} = \frac{p_2}{y} + z_2 + \frac{v_2^2}{2g}$$

Ecuación. (2 - 12)

4.2. NUMERO DE REYNOLDS

*El comportamiento de un fluido, en particular en lo que se refiere a las pérdidas de energía, depende de que el flujo sea laminar o turbulento. Por esta razón, se necesita un medio para predecir el tipo de flujo sin tener que observarlo en realidad. Más aún, la observación directa es imposible para fluidos van por tubos opacos. Se demuestra en forma experimental y se verifica de modo analítico, que el carácter del flujo en un tubo redondo depende de *cuatro variables*:*

1. La densidad del fluido ρ .
2. Su viscosidad η ,
3. El diámetro del tubo D .
4. La velocidad promedio del flujo v .

Osborne Reynolds fue el primero en demostrar que es posible pronosticar el flujo laminar o turbulento si se conoce la magnitud de un número adimensional, al que hoy se le denomina número de Reynolds (NR). *Ver ecuación 2-13.*

$$N_R = \frac{v D \rho}{\eta} = \frac{v D}{\nu}$$

Ecuación. (2 – 13)

Debido a que todas las unidades se cancelan, N_R es adimensional. El número de Reynolds es uno de varios números adimensionales, útiles en el estudio de la mecánica de fluidos y la transferencia de calor.

El número de Reynolds es la relación de la fuerza de inercia sobre un elemento de fluido a la fuerza viscosa. La fuerza de inercia se desarrolla a partir de la segunda ley de movimiento de Newton $F = ma$. La fuerza viscosa se relaciona con el producto del esfuerzo cortante por el área. Los flujos tienen números de Reynolds grandes debido a una velocidad elevada y/o una viscosidad baja, y tienden a ser turbulentos. Aquellos fluidos con viscosidad alta y/o que se mueven a velocidades bajas, tendrán números de Reynolds bajos y tenderán a comportarse en forma laminar.³⁸

4.2.1. Numero De Reynolds Críticos. Para aplicaciones prácticas del flujo en tuberías, se encuentra que si el número de Reynolds para el flujo es menor que 2000, éste será laminar. Si el número de Reynolds es mayor que 4000, el flujo será turbulento. En el rango de números de Reynolds entre 2000 y 4000 es imposible predecir qué flujo existe; por tanto, le denominaremos región crítica. Las aplicaciones prácticas involucran flujos que se encuentran bien dentro del rango laminar o bien dentro del turbulento, por lo que la existencia de dicha región de incertidumbre no ocasiona demasiadas dificultades. Si se encuentra que el flujo en un sistema se halla en la región crítica, la práctica usual es cambiar la tasa de flujo o diámetro del tubo para hacer que el flujo sea en definitiva laminar o turbulento. Entonces es posible realizar análisis más precisos. Con la minimización cuidadosa de las perturbaciones externas es posible mantener el flujo laminar para números

³⁸ HART A, SHAH A, Leeke G, Greaves M, Wood J. Optimization of the CAPRI process for heavy oil upgrading: effect of hydrogen and guard bed. Ind Eng Chem Res. (2013)

de Reynolds tan grandes como 50.000. Sin embargo, cuando NR es mayor que 4000, una perturbación pequeña en la corriente ocasionará que el flujo cambie de forma súbita de laminar a turbulento. Por esta razón supondremos lo siguiente:

Si $Nr < 2000$, el flujo es laminar.

Si $Nr > 4000$, el flujo es turbulento

4.3. ECUACIÓN DE DARCY

En la ecuación general de la energía, Ver ecuación 2-14

$$\frac{p_1}{\gamma} + z_1 + \frac{v^2}{2g} + h_A - h_g - h_L = \frac{p_2}{\gamma} + z_2 + \frac{v^2}{2g}$$

Ecuación. (2 – 14)

Al término h_L se le definió como la pérdida de energía en el sistema. Una componente de la pérdida de energía es la fricción en el fluido que circula. Para el caso del flujo en tuberías y tubos, la fricción es proporcional a la carga de velocidad del flujo y a la relación de la longitud al diámetro de la corriente. Esto se expresa en forma matemática como la **ecuación de Darcy**: Ver ecuación 2-15.

$$h_L = f \times \frac{L}{D} \times \frac{v^2}{2g}$$

Ecuación. (2 – 15)

Dónde:

h_L = pérdida de energía debido a la fricción (N-m/N, m, lb-pie/lb o pies)

L = longitud de la corriente del flujo (m o pies)

D = diámetro de la tubería (m o pies)

v = velocidad promedio del flujo (m/s ò pies/s)

f = factor de fricción (adimensional)

La ecuación de Darcy se utiliza para calcular la pérdida de energía debido a la fricción en secciones rectilíneas y largas de tubos redondos, tanto para flujo laminar como turbulento. La diferencia entre los dos flujos está en la evaluación del factor de fricción adimensional f , como se explica en las dos secciones siguientes.

4.3.1. Pérdida por fricción en el flujo laminar. Cuando existe flujo laminar el fluido parece moverse como si fueran varias capas, una sobre la otra. Debido a la viscosidad del fluido, se crea un esfuerzo cortante entre sus capas. Se pierde energía del fluido por la acción de las fuerzas de fricción que hay que vencer, y que son producidas por el esfuerzo cortante. Debido a que el flujo laminar es tan regular y ordenado, es posible obtener una relación entre la pérdida de energía y los parámetros mensurables del sistema de flujo. Dicha relación se conoce como ecuación de Hagen-Poiseuille. *Ver ecuación 2-16.*

$$hL = \frac{32 \eta Lv}{\gamma D^2}$$

Ecuación. (2 – 16)

Los parámetros que involucra son las propiedades del fluido en cuanto a viscosidad y peso específico, las características geométricas de longitud y diámetro de la tubería, y la dinámica del flujo caracterizada por la velocidad promedio. La ecuación de Hagen- Poiseuille ha sido verificada muchas veces en forma experimental. A partir de la ecuación (2-16) usted debe observar que la pérdida de energía en el flujo laminar es independiente de las condiciones de la superficie de la tubería. Son las pérdidas por fricción viscosa en el interior del

fluido las que gobiernan la magnitud de la pérdida de energía. La ecuación de Hagen-Poiseuille es válida sólo para el flujo laminar ($NR < 2000$). Sin embargo, se dijo con anterioridad que también podía usarse la ecuación de Darcy (ecuación 2-15) para calcular la pérdida por fricción para el flujo laminar. Si igualamos las dos relaciones para hL , podemos despejar el factor de fricción: *Ver ecuación (2-17)*.³⁹²
Ecuación de Darcy:

$$hL = f \times \frac{L}{D} \times \frac{v^2}{2g}$$

Ecuación. (2 – 15)

En la que

$$f = \frac{64}{NR}$$

Ecuación. (2 – 17)

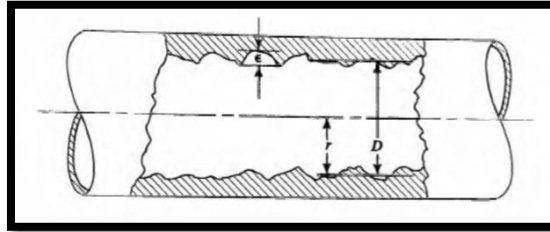
4.3.2. Pérdida de fricción en el flujo turbulento. Cuando hay flujo turbulento en tuberías es más conveniente usar la ecuación de Darcy para calcular la pérdida de energía debido a la fricción. El flujo turbulento es caótico y varía en forma constante. Por estas razones, para determinar el valor de f debemos recurrir a los datos experimentales.

Las pruebas han mostrado que el número adimensional f depende de otras dos cantidades, adimensionales, el número de Reynolds y la rugosidad relativa de la tubería. La rugosidad relativa es la relación del diámetro D a la rugosidad promedio de su pared ϵ (Letra griega Epsilon). En la figura 11 ilustramos (En forma exagerada) la rugosidad de la pared de la tubería como la altura de los picos de las irregularidades de la superficie. La condición de la superficie de la tubería depende sobre todo del material de que está hecho el tubo y el método de

³⁹ Gateau P, Henaut I, Barre L, Argillier JF Heavy oil dilution. Oil Gas Sci Technol Rev IFP (2004) 59(5):503–509

fabricación. Debido a que la rugosidad es algo irregular, con el fin de obtener su valor global tomaremos valores promedio.⁴⁰

Figura 11. Rugosidad (Exagerada) de la pared de un tubo



Fuente: Robert, Mott. Mecanica de Fluidos 6ta edición

4.4. DIAGRAMA DE MOODY

Uno de los métodos más utilizados para evaluar el factor de fricción emplea el Diagrama de Moody que se presenta en la figura 12. El diagrama muestra la gráfica del factor de fricción vs el Número de Reynolds Nr , con una serie de curvas paramétricas relacionadas con la rugosidad relativa D/e . Estas curvas las generó L. F. Moody a partir de datos experimentales.

Se grafica en escalas logarítmicas tanto a f como a Nr , debido al rango tan amplio de valores que se obtiene. A la izquierda de la gráfica, para números de Reynolds menores de 2000, la línea recta muestra la relación $f = 64/NR$ para el flujo laminar. Para $2000 < Nr < 4000$ no hay curvas, debido a que ésta es la zona crítica entre el flujo laminar y el flujo turbulento, y no es posible predecir cuál de ellos ocurrirá. El cambio de flujo laminar a turbulento da como resultado valores para los factores de fricción dentro de la zona sombreada. Más allá de $Nr = 4000$, se

⁴⁰ HART A, Shah A, LEEKE G, Greaves M, Wood J. Optimization of the CAPRI process for heavy oil upgrading: effect of hydrogen and guard bed. Ind Eng Chem Res. (2013)

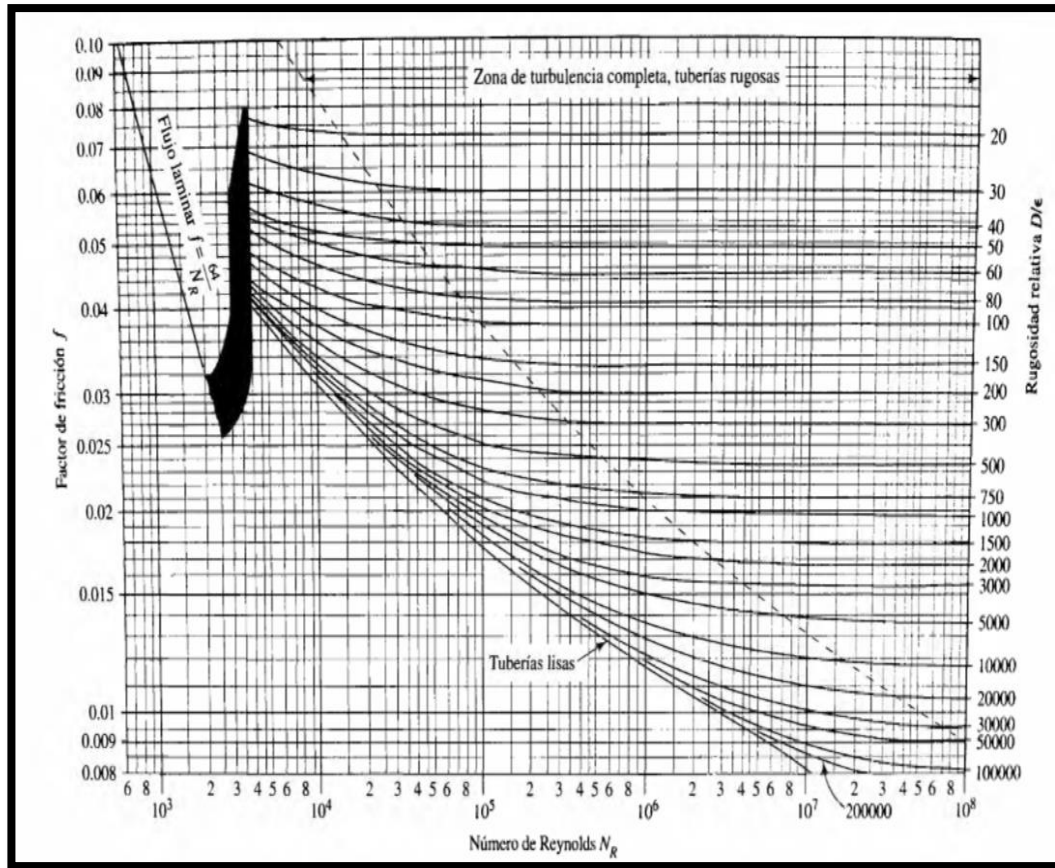
grafica la familia de curvas para distintos valores de D/ϵ . Podemos hacer algunas observaciones importantes acerca de estas curvas:

1. Para un flujo con número de Reynolds dado, conforme aumenta la rugosidad relativa D/ϵ , el factor de fricción f disminuye.
2. Para una rugosidad relativa D/ϵ , el factor de fricción/disminuye con el aumento del número de Reynolds, hasta que se alcanza la zona de turbulencia completa.
3. Dentro de la zona de turbulencia completa, el número de Reynolds no tienen ningún efecto sobre el factor de fricción.
4. Conforme se incrementa la rugosidad relativa D/ϵ , también se eleva el valor del número de Reynolds donde comienza la zona de turbulencia completa⁴¹.

La figura 12 es una representación simplificada del diagrama de Moody donde identificamos las diferentes zonas.

⁴¹ HART A, Shah A, LEEKE G, Greaves M, Wood J. Optimization of the CAPRI process for heavy oil upgrading: effect of hydrogen and guard bed. Ind Eng Chem Res. (2013)

Figura 12. Diagrama de Moody

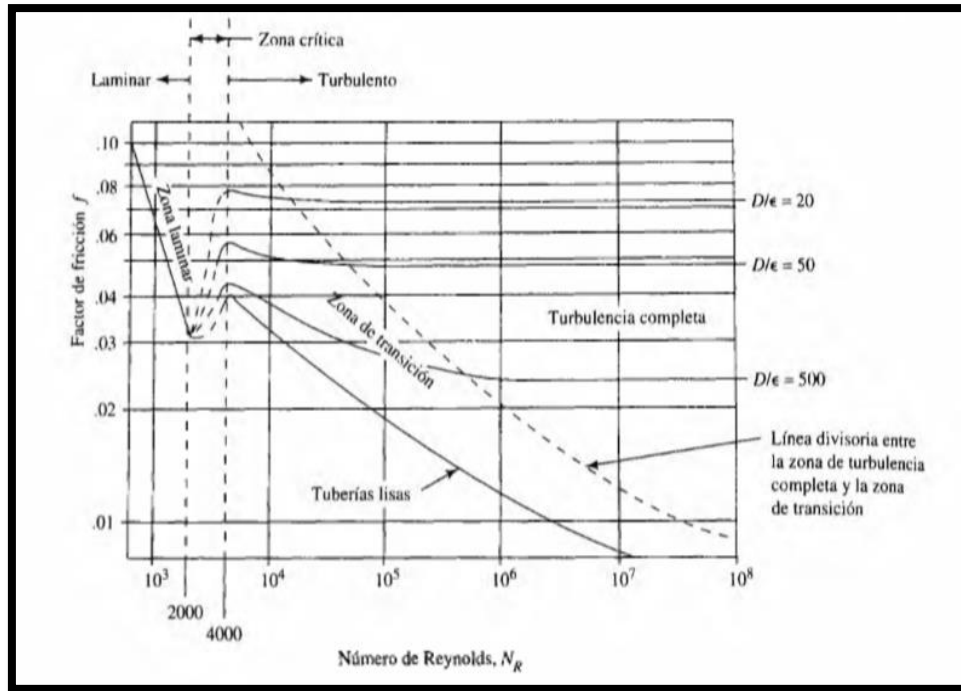


Fuente: Robert, Mott. Mecanica de Fluidos 6ta edición.

4.4.1. Uso diagrama de moody. El diagrama de Moody, ver figura 13. Se utiliza para ayudar a determinar el valor del factor de fricción (f) para el flujo turbulento. Debe conocerse el valor del número de Reynolds y la rugosidad relativa. Por tanto, los datos básicos que se requieren son el diámetro interior de la tubería, el material de que esta hecho, la velocidad del flujo y el tipo de fluido y su temperatura, a partir de los cuales se determina la viscosidad.⁴²

⁴² HART A, Shah A, LEEKE G, Greaves M, Wood J. Optimization of the CAPRI process for heavy oil upgrading: effect of hydrogen and guard bed. Ind Eng Chem Res. (2013)

Figura 13. Explicación de las partes del diagrama de Moody



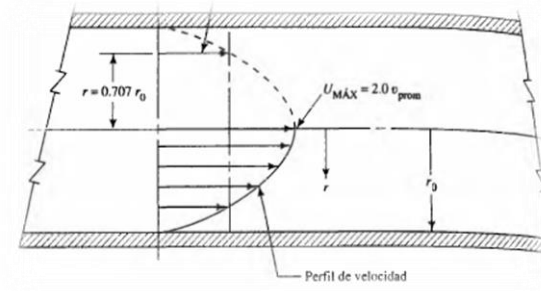
Fuente: Robert, Mott. Mecanica de Fluidos 6ta edición..

4.4.2. Perfil de velocidad para el flujo laminar. Debido a la regularidad del perfil de velocidad en el flujo laminar figura 14, es posible definir una ecuación para la velocidad local en cualquier punto dentro de la trayectoria del flujo. Si se denota con U a la velocidad local en un radio r , el radio máximo con r_0 y la velocidad promedio con U , entonces: Ver ecuación 2 – 18.

$$U = 2v \left[1 - \left(\frac{r}{r_0} \right)^2 \right]$$

Ecuación. (2 – 18)

Figura 14. Ejemplo de perfil de velocidad para flujo laminar



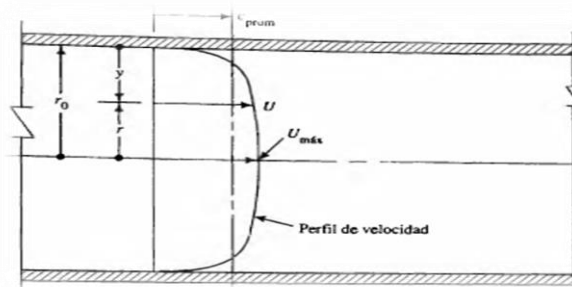
Fuente: Robert, Mott. Mecanica de Fluidos 6ta edición.

4.4.3. Perfil de velocidad para el flujo turbulento. El perfil de velocidad para el flujo turbulento es muy diferente de la distribución parabólica del flujo laminar. Como se aprecia en la figura 14 y 15, la velocidad del fluido cerca de la pared del tubo cambia con rapidez desde cero en la pared a una distribución de velocidad casi uniforme en toda la sección transversal. La forma real del perfil de velocidad varía con el factor de fricción f , el que a su vez varía con el número de Reynolds y la rugosidad relativa de la tubería. La ecuación que gobierna el fenómeno: Ver ecuación 2 -19.

$$U = V \left[1 + 1.43 \sqrt{f} + 2.15 \sqrt{f} \log_{10} \left(\frac{v}{r_0} \right) \right]$$

Ecuación. (2 – 19)

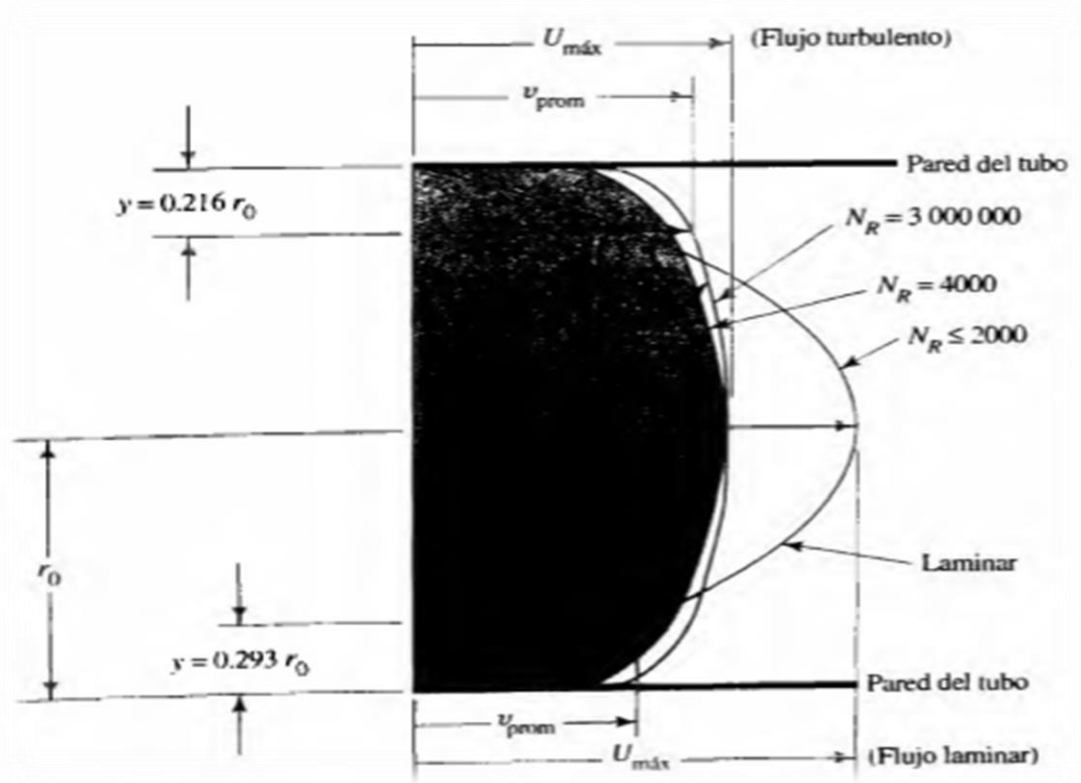
Figura 15. Ejemplo de perfil de velocidad para flujo turbulento



Fuente: Robert, Mott. Mecanica de Fluidos 6ta edición.

Comparación figura 13, de perfiles para flujo laminar y turbulento para varios Números de Reynolds:⁴³

Figura 16. Comparación de Números de Reynolds



Fuente: Robert, Mott. Mecánica de Fluidos 6ta edición.

⁴³ HART A, Shah A, LEEKE G, Greaves M, Wood J. Optimization of the CAPRI process for heavy oil upgrading: effect of hydrogen and guard bed. Ind Eng Chem Res. (2013)

5. GENERALIDADES DE LAS RESERVAS DE CRUDO PESADO EN EL MUNDO

El Departamento de Energía de los Estados Unidos caracteriza los crudos pesados con base en su densidad o gravedad específica expresada mediante grados API. En esta escala, se consideran crudos extra pesados aquellos que oscilan en el rango 0,0 - 9,9° API y los pesados en el rango 10 - 22,3 °API. Adicionalmente, los crudos pesados se diferencian de los livianos en que poseen un alto contenido porcentual de azufre por peso, así como contenidos significativos de sal y metales como níquel, vanadio y otros.

El desarrollo de los crudos pesados y extra pesados tomó vuelo a finales del siglo pasado y se ha acelerado particularmente en los últimos cuatro años con el resurgimiento en la escena mundial de las grandes reservas de **Venezuela y Canadá**. Este crecimiento ha sido impulsado principalmente por factores como la menor disponibilidad de crudos livianos y el surgimiento de avances tecnológicos que han reducido los costos de producción en las áreas de explotación. **En la actualidad, se estima que el 64% de las reservas mundiales corresponden a crudos extra pesados y el 36% a petróleos convencionales.** Ver Figura 14.

Los especialistas calculan que aproximadamente el 90% del crudo extra pesado en el mundo se encuentra en el yacimiento de la Faja Petrolífera del Orinoco, mientras que el 90% de las existencias de bitumen natural se alojan en las arenas bituminosas de Atabasca, en la provincia canadiense de Alberta. La diferencia fundamental entre ambos yacimientos son las temperaturas: 53°C para la faja del Orinoco, donde el crudo extra pesado se encuentra en estado líquido, y 11°C en Atabasca, donde el denominado bitumen permanece en estado sólido. *Ver Figura 14.*

Para el mundo, y especialmente para los países de América Latina, las reservas de crudo pesado se han convertido en recursos estratégicos, más aún si se tiene en cuenta que las posibilidades de encontrar yacimientos gigantes de crudo liviano son cada vez más escasas.⁴⁴

Por ello, la tarea de los responsables de asegurar el abastecimiento energético de los países se ha concentrado en estudiar las bases de recursos existentes y es ahí donde se percatan de la importancia de desarrollar los crudos pesados. Como se ha venido haciendo en el caso colombiano, estos campos únicamente pueden ser desarrollados si se integran de forma efectiva las funciones de exploración, explotación, **transporte**, refinación y comercialización. Darle tratamiento aislado a cualquiera de esos elementos es como leer un capítulo de un libro y pretender entender el contenido del mismo.

5.1. LA IMPORTANCIA DEL PETROLEO PESADO

La mayor parte de los recursos de petróleo del mundo corresponden a hidrocarburos viscosos y pesados, que son difíciles, costosos de producir y refinar. Por lo general, mientras más pesado o denso es el petróleo crudo, menor es su valor económico. Las fracciones del crudo más livianas y menos densas, derivadas de destilación simple, son las más valiosas. Los crudos pesados tienden a poseer mayores concentraciones de metales y otros elementos, lo que exige más esfuerzos y erogaciones para la extracción de productos utilizables y la disposición final de los residuos.

Con la gran demanda y los altos precios del petróleo, y estando en declinación la producción de la mayoría de los yacimientos de petróleo convencionales, la atención de la industria en muchos lugares del mundo se está desplazando hacia

⁴⁴ MOTT Robert L. Mecánica de Fluidos 6° ed. Person: Prentice Hall (2006) pp 644.

la explotación del petróleo pesado. El petróleo pesado se define como petróleo con 22,3° API o menor densidad. Los petróleos convencionales, tales como el crudo Brent o West Texas Intermediate, poseen densidades que oscilan entre 38° API y 40° API. Ver figura 14⁴⁵.

5.1.1. Los ‘pesados’, como empresa. Es necesario recordar que cada proyecto de crudos pesados toma entre ocho y diez años para su completo desarrollo. Es por ello que se recomienda establecer organizaciones multifuncionales, a dedicación exclusiva, que se responsabilicen de todos los aspectos desde la conceptualización hasta la puesta en marcha de esos proyectos. Esta organización debe incluir aspectos básicos tales como: estructuración de los negocios, selección de socios o promoción de la participación, desarrollo de los estudios técnico-económicos, elaboración de los términos de referencia y pliegos, definición de modalidades de ejecución y financiamiento, solicitud de las aprobaciones requeridas ante todas las instancias, coordinación de la participación de otras organizaciones, manejo del entorno, mantener relaciones armoniosas con las fuerzas vivas y participación activa en las fases de ingeniería, construcción y arranque, entre otros. La magnitud de las inversiones necesarias es tal que generalmente se requiere financiamiento del 50% al 70%. En este sentido cabe destacar que la estructuración de dicho financiamiento debe hacerse de manera que las garantías dependan principalmente del proyecto; es decir, no deben incidir en la deuda del país ni deben implicar de otra garantía que la producción del proyecto mismo, se deben considerar los requerimientos y acudir a las agencias calificadoras de crédito internacionales para calificar la deuda. La definición y planificación temprana de la estrategia de financiación permitirá evitar repetición de esfuerzos de ingeniería, ya que así se conocerán de manera oportuna los requisitos específicos de los entes de financiamiento en cuanto a tecnología, ingeniería, materiales o cualquier otro aspecto asociado a la ejecución del proyecto

⁴⁵ MOTT Robert L. Mecánica de Fluidos 6° ed. Person: Prentice Hall (2006) pp 644.

5.1.2. El transporte, la clave. Los crudos pesados tienen además problemas de transporte debido a su alta viscosidad, para lo cual, tradicionalmente, se han aplicado dos soluciones.

La primera considera la aplicación de calentamiento para reducir su viscosidad para el transporte, sea por oleoducto o por barco; sin embargo, esta alternativa presenta limitaciones de distancia por eficiencia y costos. De hecho, este es el procedimiento utilizado usualmente para el manejo de los crudos pesados destinados a la manufactura de asfalto.

La segunda solución considera su mezcla con diluyente, ya sea con un crudo más liviano o con un derivado como, por ejemplo, la nafta o el querosén. En el área de transporte también requiere atención especial el aprovechamiento de la infraestructura existente, lo cual es fundamental para el ahorro en costos de capital y pudiera ser un factor decisivo a la hora de viabilizar este tipo de proyectos.

La incorporación de los crudos pesados al mercado exige otro gran paso tecnológico: su mejoramiento o conversión en crudo más liviano. La refinación directa de crudos pesados presenta muchas dificultades operativas, que en conjunto hacen imposible enviarlos directamente a las refinerías convencionales. Algunas de esas dificultades están relacionadas con la desproporción entre destilados y fracciones residuales.

Otras tienen que ver con la adición de hidrógeno necesaria para lograr varias fracciones bajo especificaciones o, más importante, con el daño causado a las unidades refinadoras debido al considerable contenido de contaminantes tales como metales, azufre y micro carbón. Por tales razones los grandes desarrollos de crudos pesados, como los de Canadá y Venezuela, han incorporado centros de

mejoramiento que permiten la obtención de crudos sintéticos de una calidad tal que pueden ser comercializados como crudos convencionales.

*Adicionalmente, el diluyente utilizado para el transporte se recupera durante el procesamiento y es reciclado al campo de producción. Finalmente, se debe enfatizar que la importancia de los proyectos de crudos pesados radica no sólo en la rentabilidad de los mismos, sino también en el efecto multiplicador que tienen en el desarrollo de la economía de la región y del país. **Además de los ingresos directos, se encuentran los ingresos por vía impositiva, y la generación de empleos directos e indirectos y la compra de equipos y materiales nacionales**⁴⁶.*

5.2. RESERVAS MUNDIALES DE CRUDO EXTRA PESADO

Con el pasar del tiempo y con el déficit energético que afronta el mundo hoy en día, los yacimientos de petróleo pesados poseen un peso preponderante, al estar asociados a éstos las reservas más grandes del planeta, aproximadamente existen 6 trillones de barriles de petróleo pesado en sitio, lo que es equivalente al triple de las reservas de petróleo y gas convencional. Por éste hecho el estudio de yacimientos de petróleo pesado es de gran importancia.

La viscosidad a condiciones de yacimiento, es unas de las medidas más importantes para la **producción de hidrocarburos**, ya que nos indica que tan fácil se moverá o fluirá el petróleo, además de que la viscosidad varía con la temperatura y es por ello que hay que tener claro las características del yacimiento.

⁴⁶ Oilfield Review [en línea] [citada el 20 noviembre del 2014] disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/aut06/heavy_oil.

La densidad, es otra variable que define al tipo de crudo, ésta varía poco con la temperatura y su unidad de medida son los grados API (American petroleum institute), y se relaciona con la gravedad específica. *Ver ecuación 3-01.*

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\text{GEO}} - 131,5$$

(Ecuación 3 – 01)

Siendo GEO, la gravedad específica del petróleo.

Mientras más denso es el crudo, más bajo son sus grados API.

Cuando una roca madre generadora de petróleo, posee las condiciones necesarias para que la materia orgánica albergada en ella se transforma en petróleo, el crudo producido en primera instancia según análisis geoquímico posee una densidad entre 30 y 40 °API, lo que indica que el petróleo generado no proviene de la generación como crudo pesado.

El petróleo se vuelve pesado a raíz de su degradación que puede ocurrir durante la migración y entrapamiento. La degradación se puede llevar a cabo a través de distintos procesos entre los que se pueden nombrar:

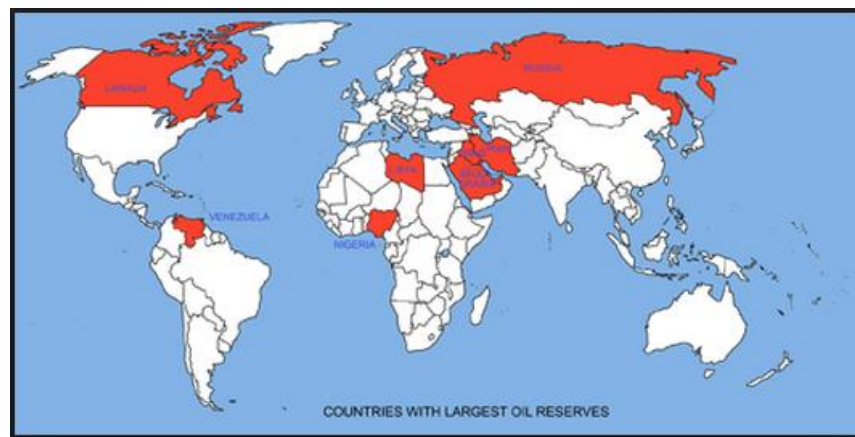
- Un proceso biológico, químico y físico, por bacterias transportadas por agua superficial que metaboliza a los hidrocarburos en moléculas más pesadas.
- Por medio de las aguas de formación, que remueven los componentes más livianos por solución, debido a que estos son más solubles en agua.
- Debido a la volatilidad del crudo, cuando un sello no es eficiente, permitiendo el paso de las moléculas más livianas, a través de sus poros interconectados.

Las acumulaciones de crudos pesados, se asocia a formaciones jóvenes, que corresponden al Pleistoceno, Plioceno y Mioceno. Tienden a ser yacimientos someros con rocas sellos de baja eficiencia.

Entre algunas de las acumulaciones de crudo pesado y extra-pesado del mundo podemos nombrar: Ver figura 17.

- La faja petrolifera del Orinoco, en Venezuela.
- Arenas petroliferas de Athabasca, en Alberta Canada.
- Campo Kern River, en California US.
- Campo Duri, en Sumatra Indonesia.

Figura 17. Ilustración de las mayores reservas mundiales de crudo



Fuente: www.motorpasion.com%252Ffotos%252Fel-petroleo-venezolano-no-va-a-durar-200-anos-ni-100-sera-menos%3B480%3B238

La comprensión de los mecanismos de producción en areniscas no consolidadas, es un área de estudio activo ya que los crudos pesados están asociados a este tipo de roca reservorio, y en algunos casos cuando se estimula la producción de arena, el yacimiento produce más.

Otro método de investigación es el petróleo pesado “espumoso”, que se forma al disminuir la presión del yacimiento, por lo que el gas disuelto se libera como burbujas atrapadas en petróleo viscoso, por análisis se observa que éste petróleo espumoso posee una viscosidad más baja con factores de recobro más altos.

La combustión in situ, o fire-flooding como se le conoce, es otro método aplicable, por medio de éste se inyecta aire o un combustible gaseoso, que es quemado transmitiendo calor a el petróleo, éste calor disminuye la viscosidad y facilitando la movilidad, quedando los componentes más pesados carbonizados en la zona de ignición.

Los crudos pesados y extra pesados dominan las reservas del mundo, pero las acumulaciones de petróleo y gas convencional dominan la producción, debido a la facilidad de trabajo y rentabilidad. Es por ello que las investigaciones científicas en el área petrolera, van orientadas a mejorar e innovar con el fin de poner en marcha estas cuantiosas reservas.

La elección de la estrategia óptima para producir un yacimiento de petróleo pesado requiere del conocimiento de una buena caracterización de yacimiento, conocimiento del sistema petrolífero y aplicación de tecnología de punta en la perforación.⁴⁷

⁴⁷ TRANSPORTE ECOPEPETROL [en línea] [citada el 20 de agosto del 2014] disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/documentos/carta126/transporte.htm> [visitada el 20 de agosto del 2014]

6. DETERMINACION DE DEPOLIMEROS REDUCTORES DE VISCOSIDAD Y FRICCION “DRA”

Entre los polímeros sintéticos, de espectaculares niveles en reducción de la resistencia, han sido registrados aquellos con alto peso molecular de óxido de polietileno a concentraciones de 10 ppm o menos. Las soluciones acuosas de poliacrilamida de alto peso molecular, sus derivados parcialmente hidrolizados, y copolímeros de acrilamida-acrilato, estos se caracterizan por niveles significativos en reducción de la resistencia.

Los aditivos, que causan la reducción de la fricción, se pueden dividir en tres grupos:

1. **Los tensio-activos** pueden reducir la tensión superficial de un líquido. *Ver (La Emulsificación del Crudo Pesado en el Agua).*
2. **Las Fibras** son objetos cilíndricos y largos con alta relación de longitud y espesor. Se orientan en la dirección principal del flujo para reducir la resistencia.

El problema más grave en la eficacia de los reductores de arrastre es la degradación de la cadena de polímero por cepas de corte en el flujo turbulento. La degradación de polímeros de peso molecular ultra-alto son las más susceptibles. El mecanismo de la degradación por cizallamiento se observa a menudo cuando la velocidad de cizallamiento se incrementa a un punto crítico, después de lo cual la reducción del arrastre disminuye bruscamente.

El arrastre de fricción y de transferencia de calor reduce los fenómenos asociados a los flujos turbulentos de los llamados reductores de fricción. Se cree que las propiedades del fluido elásticos están fuertemente relacionado a estos fenómenos. Sin embargo, no todos los fluidos de reducción de avance son viscoelásticos, no todos los fluidos viscoelásticos son reductores de arrastre, lo que sugiere que la reducción de la fricción y la viscoelasticidad son probablemente por la laminarización del flujo, este es un factor determinante para la reducción de este fenómenos debido a la estructura anisotrópica de fluido inducida por el flujo y las propiedades asociadas, mientras que la elasticidad del fluido pueden ser una causa importante para el aumento laminar y la transferencia de calor.⁴⁸

3. En su configuración extendida, **los polímeros** tienen un tamaño menor a la escala en longitud de la turbulencia. Un efecto bien conocido es el aumento de la viscosidad en la cizalladura de un fluido debido a los polímeros, lo que da motivo para sospechar que los polímeros pueden afectar en micro-escalas la turbulencia. Los polímeros afectan la macro-estructura de la turbulencia, que es responsable de la fricción, Los polímeros son principalmente activos en la micro-escala de la turbulencia, pero también influyen en el macro-escalas de la turbulencia⁴⁹.

6.1. POLÍMEROS EN SOLUCIÓN

Las soluciones de polímeros son, obviamente, mezclas líquidas de largas cadenas de polímeros y pequeñas moléculas de disolvente. Ellas juegan un papel muy importante en el campo del estudio y la aplicación de polímeros desde dos puntos

⁴⁸ CURTIS C. Decoster E. GUZMÁN A., Huggins C. Minner M. Linares L. Rough H. y Waite M. "Yacimientos de petróleo pesado," Oilfield Review (2003) 14 (3): 32-55.

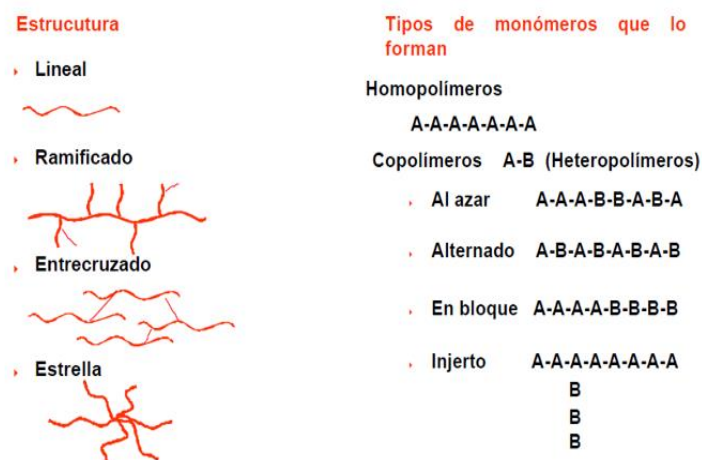
⁴⁹ OILS & GAS JOURNAL: Drag Reducing Additives Improve Drilling Fluid Hydraulics: [en línea] [citado 15 de agosto del 2014] disponible en: <http://www.ogj.com/articles/print/volume-93/issue-11/in-this-issue/general-interest/drag-reducing-additives-improve-drilling-fluid-hydraulics.html> 1995.

de vista; *en primer lugar* las soluciones poliméricas se utilizan para caracterizar la estructura de múltiples polímeros mediante técnicas como viscosimetría, cromatografía de exclusión molecular (SEC o GPC) y dispersión de luz, entre otras. *En segundo lugar*, los polímeros en solución son utilizados para controlar las propiedades reológicas y la estabilidad de la mezcla.

Dependiendo de la estructura química los polímeros pueden ser: solubles en agua, dispersables en agua, solubles en disolventes orgánicos o dispersables en disolventes orgánicos

Las propiedades de los polímeros en solución están determinadas por las características estructurales de la cadena macromolecular solventada. La estructura depende de la naturaleza de las 2 unidades repetitivas y en el caso de copolímeros, de la composición y la distribución de los monómeros en la cadena. Las macromoléculas pueden ser lineales o ramificadas y las unidades repetitivas pueden estar arregladas al azar, alternante, en bloque o en injerto. Ver figura 18.

Figura 18. Clasificación de los polímeros de acuerdo con su estructura y al tipo de monómeros que lo forman.



Fuente: Effect of Drag-Reducing Polymers on a Vertical Multiphase Flow by G.M.H. Nieuwenhuys MEAH: 230 August 2003

6.2. MÉTODOS DE SÍNTESIS DE POLÍMEROS

La síntesis de polímeros consiste en unir cientos o miles de unidades de bajo o alto peso molecular. El producto de estas reacciones comúnmente no es homogéneo, consiste en una mezcla de moléculas con diferentes pesos moleculares. Incluso cuando la síntesis implica la unión de unidades monoméricas diferentes, el producto resultante es una mezcla de macromoléculas con una distribución variada de los monómeros en las cadenas de polímero.

Existen principalmente dos métodos para producir polímeros **(I) por condensación y (II) por adición**. Las características de los monómeros determinan cuál de ellos utilizar. Sin embargo, ambos permiten obtener toda la gama de estructuras poliméricas señaladas en la figura anterior. La mayoría de los polímeros que se utilizan en soluciones, dispersiones y geles son producidos por reacciones de adición vía radicales libres. Una vez preparados, los polímeros pueden ser modificados mediante reacciones de post-polimerización, como funcionalización y entrecruzamiento.

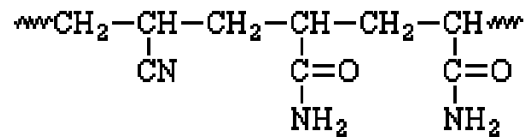
6.3. COMO SELECCIONAR UN POLÍMERO REDUCTOR DE ARRASTRE “DRA”

Directrices generales para la selección del DRA para una aplicación de flujo multifásico dado no existe. Los requisitos más importantes son:

1. Que la DRA sea soluble en el líquido. En sí, se utilizan sistemas acuosos, poliacrilamida hidrolizada y poliacrilato. **La poliacrilamida** es una cadena larga de polímeros sintéticos que actúan como un agente de refuerzo, de unión a las partículas. Ver figura 19.
2. Polímeros de alto peso molecular ($M > 106 \text{ g / mol}$).

3. Resistencia a la degradación.
4. Resistencia a la degradación química, por temperatura y luz⁵⁰.

Figura 19. Estructura química de la Poliacrilamida



Fuente: Effect of Drag-Reducing Polymers on a Vertical Multiphase Flow by G.M.H. Nieuwenhuys MEAH: 230 August 2003

6.4. MÉTODOS DE CARACTERIZACIÓN DE LOS POLÍMEROS

El conocimiento de la estructura de los polímeros es importante para el entendimiento de las propiedades. El comportamiento de los polímeros en solución depende en particular del tipo de grupo funcionales que forman el polímero, de la manera y la proporción en que dichos grupos funcionales están distribuidos y del peso molecular. Los parámetros más usualmente caracterizados son la estructura química de las unidades repetitivas, la fracción molar de monómeros y su distribución de secuencias y el peso molecular. Las propiedades reológicas en solución se evalúan usualmente para obtener información acerca del tamaño, forma y el comportamiento de las moléculas en solución.

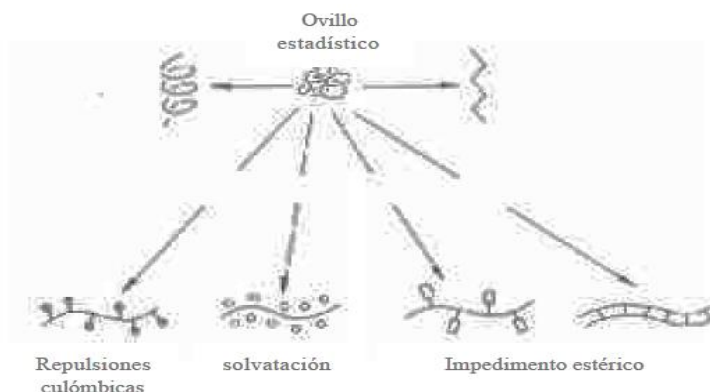
⁵⁰ FERNÁNDEZ. I. Polímeros en solución y aplicación de los polímeros en la industria petrolera. PDVSA-Intevep. Dep. de Manejo Integrado de Producción, Urbanización Santa Rosa, Sector El Tambor, Los Teques, Estado Miranda, 1201. Venezuela

6.5. PROPIEDADES EN SOLUCIÓN DE LOS POLÍMEROS

Los polímeros modifican la reología (viscosidad) de un líquido debido a su alto peso molecular. Además de los enredos entre cadenas y las interacciones polímero-disolvente. El comportamiento en solución se puede predecir considerando la estructura química y el volumen hidrodinámico (volumen ocupado por la cadena solvatada). Por lo general, las soluciones acuosas de los polímeros solubles en agua muestran comportamiento pseudoplástico “Esto significa que la viscosidad disminuye al aumentar la velocidad de cizallamiento”.

La viscosidad de las soluciones poliméricas depende de la conformación de los polímeros en solución. En la Figura 20 se muestran los diferentes arreglos que se pueden encontrar en polímeros en solución acuosa y cómo las repulsiones coulombicas o el impedimento estérico pueden provocar la expansión de la cadena para incrementar la viscosidad de las soluciones. Usualmente, la viscosidad se incrementa al aumentar la concentración del polímero en solución.

Figura 20. Principios estructurales para polímeros en solución acuosa, los cuales llevan a la expansión del ovillo (aglomeración) y por lo tanto a un incremento en viscosidad



Fuente: Drag Reducing Additives Improve Drilling Fluid Hydraulics, Johannes Karl Fink, 03/13/1995

6.6. RELACIONES ESTRUCTURA – PROPIEDAD

La estructura de los polímeros determina en qué aplicaciones se pueden utilizar. Por ejemplo, si se requiere un polímero viscosificante, éste debe generar un gran volumen hidrodinámico en solución, ya sea por su peso molecular, por repulsiones electrostáticas o por impedimentos estéricos. En el caso de requerir un dispersante, su estructura debe ser de peso molecular moderado y con cargas repartidas apropiadamente para rodear las partículas de arcilla.

En general, al aumentar el peso molecular y/o la concentración del polímero se incrementa la viscosidad de la solución. Sin embargo, cuando se trata de pesos moleculares muy elevados, los polímeros son propensos a la degradación por cizallamiento.

Otro aspecto que debe ser considerado son las interacciones que existen en disolución, ya sean iónicas, estéricas o hidrófobas. Casi siempre, de estas interacciones depende la extensión de la cadena de polímero y, por lo tanto, las propiedades que se le confiera a la disolución. Teniendo en cuenta estas características los polímeros recomendados para la reducción de viscosidad y arrastre son: Ver tabla 1.⁵¹

⁵¹ CURTIS C. Decoster E. GUZMÁN A., Huggins C. MINNER M. Linares L. Rough H. y Waite M. "Yacimientos de petróleo pesado," Oilfield Review (2003) 14 (3): 32-55.

6.7. REDUCTORES DE ARRASTRE

Tabla 1. Propiedades de los polímeros y copolímeros reductores de fricción y arrastre

POLIMEROS Y COPOLIMEROS "DRA"							
POLIMEROS reductores de arrastre							
NOMBRE	Grado de cristalinidad (%)	Densidad (g/cm ³)	T° cristalización (°C)	Estabilidad química	Esfuerzo de ruptura	Elongación a ruptura (%)	Coficiente de expansión lineal (K ⁻¹)
Polietileno lineal de baja densidad	30 - 40	0.9 – 0.93	121 - 125	Buena	10 – 30 (N/mm ²)	16	2 x 10 ⁻⁴
Obtención	El proceso básico de polimerización a baja presión para la obtención del polietileno lineal de baja densidad requiere de la copolimerización del etileno y el monómero de elección (α -olefina) usando un catalizador. Las presiones y temperaturas del reactor varían dependiendo del proceso empleado y los comonómeros comúnmente usados son: 1-buteno, 1-hexeno y 1-octeno.						
Otros Polímeros	<ul style="list-style-type: none"> • Copolímero de una olefina lineal con reticulantes • Polyacrylamides, óxido de alquileo y sus copolímeros • Fluorocarbonos • Polyalkylmethacrylates • Terpolímero de estireno, acrilato de alquilo y ácido acrílico o ácido metacrílico 						
COPOLIMEROS de olefinas y otros usados como reductores de arrastre							
Polisobuteno^d	20 - 30	1.02	75 - 150	Buena	13 – 20 (kJ/m ²)	3 - 10	0.6 x 10 ⁻⁴ 0.7 x 10 ⁻⁴
Obtención	Homopolímero del isobutileno, o 2-metil-1-propeno, en el que se basa caucho butilo. El caucho butilo se produce mediante la polimerización de aproximadamente 98% de isobutileno con 2% de isopreno.						
Otros Copolímeros	<ul style="list-style-type: none"> • Divinybenzene/1-hexeno, 1-octeno, 1-deceno y 1-dodeceno^a • Estireno/N-vinil-piridina • Eteno/α –olefinas^b • Copolímeros homo-o que α –olefinas^c • Ésteres de ácido (met) acrílico • C¹² a C¹⁸ acrilato o metacrilato monómero / iónica • Terc-Butylstyene acrilato/alquilo, ácido acrílico o ácido metacrílico^e • Acrilamida-acrilato • Poliolefina ultra alto peso molecular • Stryrene / metil estireno sulfonato/N-vinil-piridina (NVP)^f 						

7. FACTORES QUE AFECTAN EL COMPORTAMIENTO DE LAS SOLUCIONES POLIMÉRICAS EN MEDIO ACUOSO

7.1. INFLUENCIA DE LAS SALES

Con el aumento de la concentración salina, muchos polímeros solubles en agua muestran una fuerte disminución en la viscosidad. El efecto de iones divalentes es aún más pronunciado que el de iones monovalentes; la presencia de cationes divalentes en pequeñas cantidades puede ocasionar, incluso, el fenómeno de floculación del polímero. Este efecto salino es de importancia en polímeros con grupos ionizables.

7.2. INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA

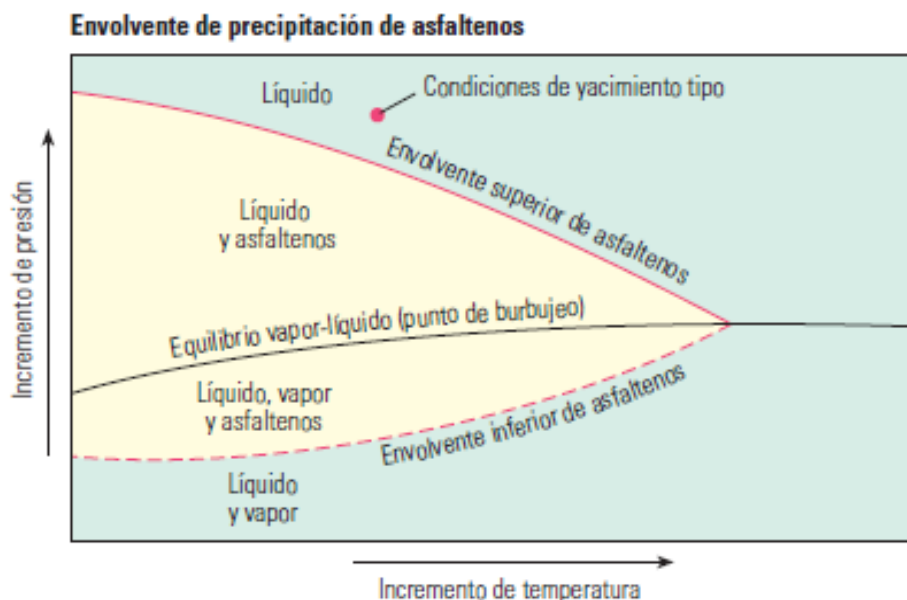
En relación con este aspecto, hay dos factores que deben ser considerados (a) la temperatura a la que se somete el polímero, y (b) el período de tiempo que se mantenga esta condición. En general, las soluciones poliméricas pierden viscosidad con el incremento de la temperatura; por otro lado, cuando las soluciones de polímeros pasan períodos de tiempo prolongados a elevadas temperaturas, ocurre degradación de las cadenas poliméricas, lo cual también afecta la viscosidad de la solución.⁵²

⁵² CURTIS C. Decoster E. GUZMÁN A., Huggins C. MINNER M. Linares L. Rough H. y Waite M. "Yacimientos de petróleo pesado," *Oilfield Review* (2003) 14 (3): 32-55.

7.3. PRECIPITACIÓN DE ASFÁLTENOS

Los asfáltenos son componentes de los hidrocarburos^{53,35}. Los fluidos de hidrocarburos naturales son compuestos que abarcan un rango de composiciones que desde el gas natural seco hasta el alquitrán. A lo largo de ese rango, la densidad y la viscosidad aumentan significativamente y el color combina de marrón claro a marrón oscuro, conforme se incrementa el contenido de asfáltenos de 0 a casi 20%. Ver grafica 4.

Gráfico 4. Envoltente de precipitación de asfaltenos (APE) en el espacio Presión-Temperatura.



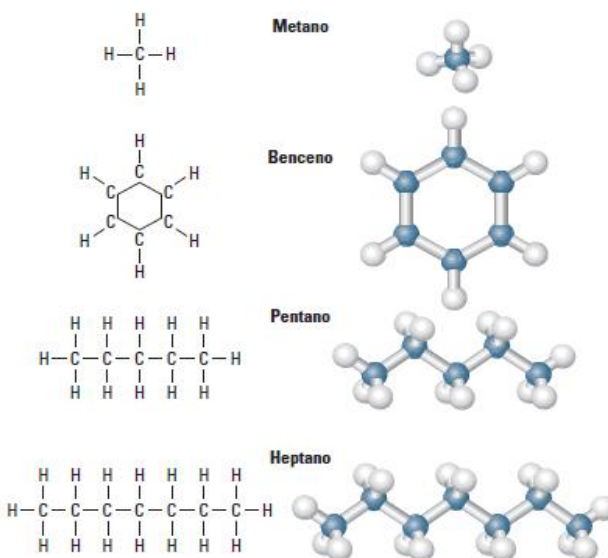
Fuente: Los asfáltenos, problemáticos pero ricos en potencial. www.schlumberger.com.

Ciertas propiedades de los asfáltenos se conocen desde antes de la perforación de los primeros pozos comerciales de petróleo. El término se originó en 1837

⁵³ NIEUWENHUYS G.M.H. Effect of Drag-Reducing Polymers on a Vertical Multiphase Flow. MEAH: (2003) 230.

cuando J:B Boussingault definió a los asfáltenos como el residuo de la destilación del Bitumen: insoluble en alcohol y soluble en trementina. Ver figura 21.⁵⁴

Figura 21. Estructura molecular de algunos saturados y aromáticos. Los saturados incluyen el metano, el pentano y el heptano. El benceno es el aromático más simple.



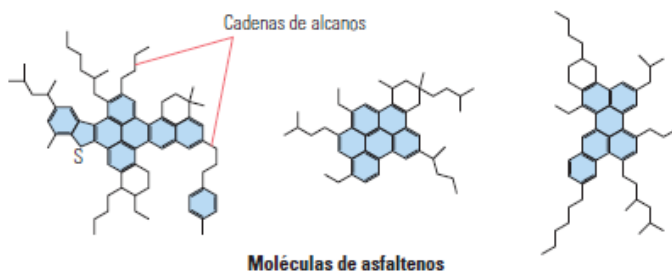
Fuente: Los asfáltenos, problemáticos pero ricos en potencial. www.schlumberger.com.

La definición que se utiliza actualmente es similar: insoluble en n-alcanos, tales como n-pentano o el n-heptano, y soluble en tolueno. Los asfáltenos obtenidos de esta manera son sólidos friables, de color oscuro, con una densidad de aproximadamente 1.2 g/cm³. Además son infusibles (no puede fundirse), lo que significa que no poseen un punto de fusión definido, pero se descomponen frente al calor, dejando un residuo carbonoso. Dado que el contenido de asfáltenos constituye un factor importante en la determinación de los trayectos de transporte, procesamiento y refinación de un crudo, se ha desarrollado un método de

⁵⁴ MULLINS OC, SHEU EY, HAMMAMI A Y MARSHALL AG (eds): Asphaltense, Heavy Oils and Petroelomics. (2007).

laboratorio conveniente para cuantificar la fracción de asfáltenos. Esta técnica separa el petróleo muerto, o petróleo que ha perdido sus componentes gaseosos, en saturados, aromáticos, resinas y asfáltenos, dependiendo de su solubilidad y polaridad. Ver figura 22⁵⁵.

Figura 22. Estructuras moleculares de los asfáltenos, Aquí se muestran tres de las numerosas estructuras de asfáltenos posibles, que constituyen una clase de moléculas compuestas de anillos aromáticos agrupados (Azul) con cadenas de alcanos. Algunos anillos pueden ser o no aromáticos. Muchos de los anillos se fusionan. Lo que implica que comparten al menos un lado. Los heteroátomos, tales como azufre, nitrógeno, oxígeno, vanadio y níquel, pueden residir en los anillos aromáticos. La molécula de la izquierda contiene un heteroátomo en forma de azufre (S). Algunos Asfaltenos constan de grupos múltiples de anillos ligados por cadenas de alcanos. La molécula de la izquierda contiene dos de esos grupos; uno con diez anillos y el otro con un solo anillo



Fuente: Los asfáltenos, problemáticos pero ricos en potencial.
www.schlumberger.com.

⁵⁵ BOUSSINGAULT JB "Memorie sur la composition des bitumens," Annales de Chimie et Physique 64 (1837): 141. Citado en Auflem IH: "Influence of Asphaltene Aggregation and Pressure on Crude Oil Emulsion Stability," Doktor Ingenior Thesis, Universidad Noruega de Ciencia y Tecnologia, Trondheim (2002).

7.4. LA DEGRADACIÓN DEL POLÍMERO EN FLUJO TURBULENTO

Reducción de la resistencia en el flujo turbulento es de gran beneficio potencial para muchos procesos industriales, incluyendo el transporte a larga distancia de líquidos, las operaciones de pozos de petróleo, y el transporte de suspensiones, pero se complica por el problema de la degradación del polímero. *Un reómetro capilar* se utilizó para investigar el efecto de varios parámetros incluidos concentración de polímero, la relación de contracción, longitud de la tubería, diámetro de la tubería, número de pasadas, peso de disolvente, y el peso molecular del polímero. En el flujo turbulento, el polímero sufre una degradación mayor con bajos Números de Reynolds y un efecto opuesto a mayores velocidades debido a la cizalladura⁵⁶.

7.5. CIZALLADURA DE LOS FLUIDOS

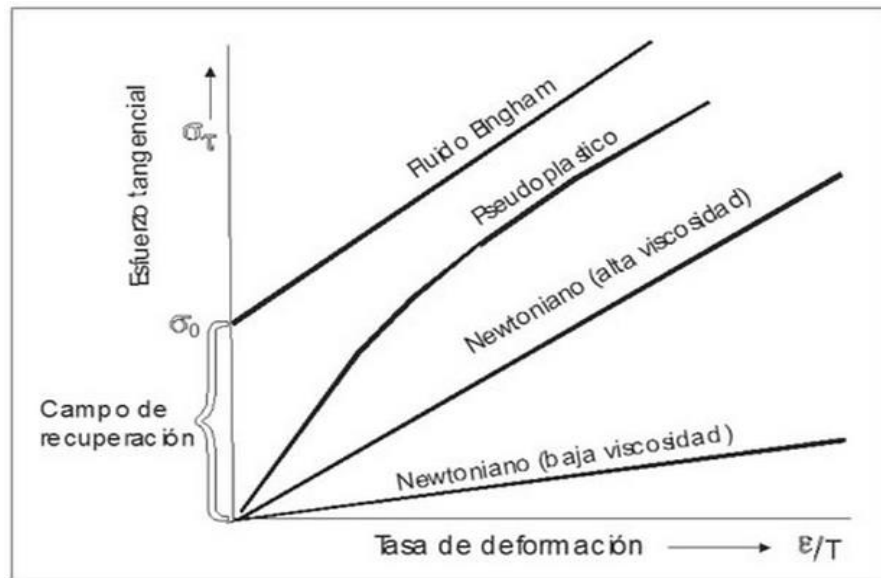
7.5.1. Fluidos newtonianos. En un fluido Newtoniano, para una Temperatura dada τ es constante e independiente de G . En la práctica solo se da en líquidos sencillos (acetona, benceno, agua, etc...). En un fluido Newtoniano aparecen esfuerzos de cizalladura del tipo $\tau = \eta \times G$ solamente en las caras paralelas a la dirección del movimiento; en las perpendiculares el único esfuerzo es el debido a la presión hidrostática. Los esfuerzos normales son del orden de magnitud de la viscosidad, y su valor absoluto viene dado por la presión hidrostática. Así, se pueden plantear las siguientes ecuaciones reológicas: Ver ecuación 5-01 y Grafica 5.

⁵⁶ CURTIS C. Decoster E. GUZMÁN A., Huggins C. MINNER M. Linares L. Rough H. y Waite M. "Yacimientos de petróleo pesado," Oilfield Review (2003) 14 (3): 32-55.

$$\begin{aligned} \tau_{yx} &= \eta \cdot G \\ \tau_{xx} - \tau_{yy} &= \varepsilon_1 \cdot G & \varepsilon_1 &= f_1(G) \\ \tau_{yy} - \tau_{zz} &= \varepsilon_2 \cdot G & \varepsilon_2 &= f_2(G) \end{aligned}$$

Ecuación (5 – 01)

Gráfico 5. Envoltente de los diferentes fluidos Newtonianos



Fuente: Ciencia y tecnología de polímeros; By Maria Cinta Vincent Vela, Silvia Alvarez Blanco, Jose Luis Zaragoza Carbonell.

7.5.2. Fluidos no newtonianos. En los fluidos no Newtonianos, la viscosidad a una temperatura dada, puede alterarse por otros medios, básicamente cizallando el fluido al agitarlo, verterlo o extenderlo. Entre los fluidos no Newtonianos destacan los siguientes tipos:

- a) Sudoplásticos
- b) Dilatantes
- c) Bingham

- d) Tixotropicos
- e) Reopepticos

- a. Un fluido presenta un comportamiento **Seudoplastico** cuando al cizallarlo se consigue que la viscosidad disminuya. Cuanto más fuerte se bate un fluido Seuplastico, más decrece su viscosidad. A la larga, si la velocidad es lo suficiente rápida, la viscosidad se estabiliza a un valor pequeño^{57, 38}.

Una explicación del comportamiento de los fluidos Seudoplasticos seria que, bajo la acción de las fuerzas de cizalladura, las partículas asimétricas o las moléculas largas del fluido se situasen paralelamente a las líneas de corriente y ofrecen una menor resistencia al flujo.

La viscosidad mínima se obtendría cuando todas las partículas o moléculas se enronasen alineadas. El grado de orientación, y por tanto, la viscosidad del fluido dependen de la intensidad del cizallado.

Simplificando, se admiten las siguientes ecuaciones reologicas para estos fluidos: Ver ecuación 5-02.

$$\begin{aligned}
 \tau_{xx} - \tau_{zz} &= \varepsilon_1 \times G & \varepsilon_2 \gg \varepsilon_1 \\
 \tau_{yy} - \tau_{zz} &= \varepsilon_2 \times G \\
 \tau_{yx} &= \eta(G) \times G \\
 \tau_{yy} &= n_{yy} - p & n_{ij} : \text{esfuerzos perpendiculares al movimiento}
 \end{aligned}$$

Ecuación (5 – 02)

⁵⁷ AMIN A, RIDING M, SHEPLER R, SMEDSTAD E Y RATULOWSKI J: "Desarrollo Submarino desde el espacio poroso hasta el proceso," Oilfield Review (2005) 17 (1): 4-19.

- a. **Fluidos Dilatantes;** Si al cizallar un fluido se provoca un aumento de la viscosidad, se dice que el fluido es “dilatante”. Cuanto más fuertemente se cizalla un fluido dilatante, mayor será su viscosidad, hasta llegar a un punto en el que ofrece una tremenda resistencia al movimiento.

Algunos fluidos dilatantes son suspensiones o diluciones de cadenas de polímeros están enrolladas o formando bucles.

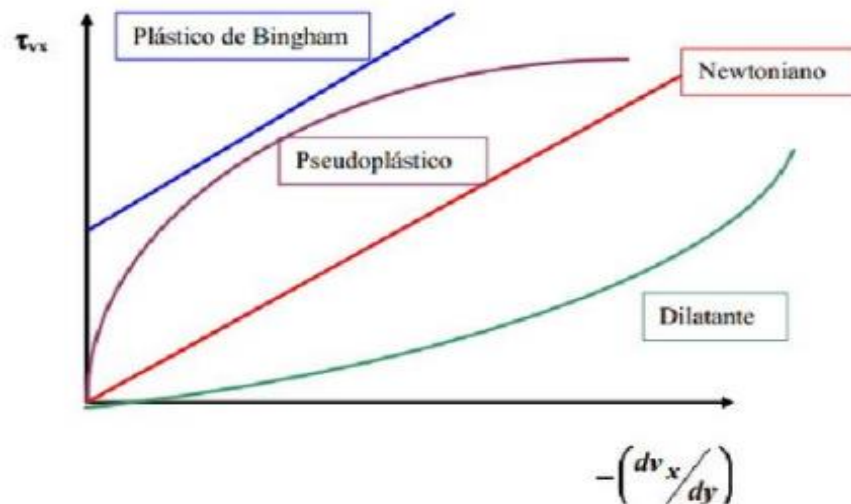
Cuando el fluido se somete a un cizallamiento, las moléculas se estiran y alinean perpendicularmente a la dirección del flujo, a consecuencia de lo cual aumenta la viscosidad aparente, por reaccionar contra la corriente. El alineamiento ocurre de un modo casi instantáneo y desaparece también con idéntica rapidez cuando cesa la fuerza de cizallamiento.

- b. **Fluido de Bingham,** Estos fluidos presentan un comportamiento tipo “flan”, se necesitan una cierta fuerza, valor umbral, para empezar a fluir y entonces se comportan como líquidos Newtonianos.
- c. **Fluidos Tixotrópicos,** En este tipo de fluidos el comportamiento es bastante similar tanto a los pseudoplásticos como a los dilatantes, si bien su viscosidad depende no solo de la intensidad del cizallamiento sino también del tiempo que este dure. Estos fluidos presentan un comportamiento viscoso dependiente del tiempo. Si la viscosidad decrece al batirlo, se dice que el fluido es tixotrópico.

Si el fluido tixotrópico está compuesto por cadenas de polímero, puede suponerse que la orientación a lo largo de las líneas de corriente es el primer responsable del cambio en la viscosidad; es decir, que el batido puede desenrollar y alargar las cadenas para que, colocándose paralelamente a las líneas de corriente, ofrezcan una menor resistencia al flujo.

- d. **Fluidos reopepticos**, En este tipo de fluidos la viscosidad aumenta al batirlos. Los fluidos reopepticos pueden explicarse a través de una hipótesis según la cual el número de enlaces intermoleculares aumenta durante el movimiento, por lo que la viscosidad se elevaría en la medida en que el fluido se fuera transformando en gel. Grafica 06.⁵⁸

Gráfico 6. Esfuerzos de los fluidos no Newtonianos



Fuente: Ciencia y tecnología de polímeros; By Maria Cinta Vincent Vela, Silvia Alvarez Blanco, Jose Luis Zaragoza Carbonell.

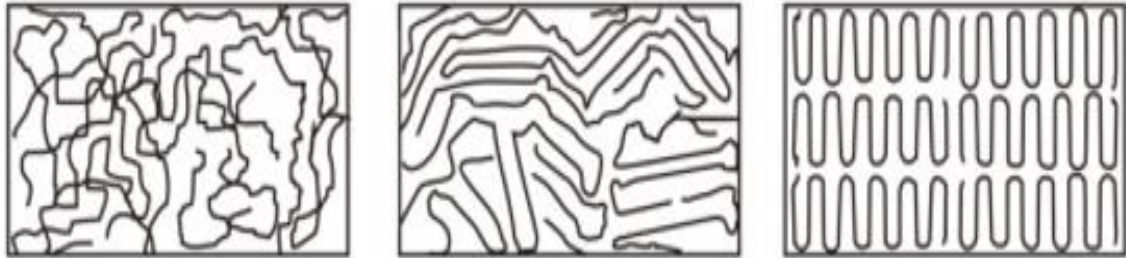
7.6. CRISTALIZACIÓN

Los polímeros con capacidad de cristalizar son aquellos cuyas moléculas son química y geoméricamente regulares en su estructura. Las irregularidades ocasionales, tales como las ramificaciones de la cadena, o la copolimerización de una pequeña cantidad de otro monómero limitan el alcance de la cristalización, pero no evitan que ocurra. Por el contrario, los polímeros no cristalinos típicos son

⁵⁸ AMIN A, RIDING M, SHEPLER R, SMEDSTAD E Y RATULOWSKI J: "Desarrollo Submarino desde el espacio poroso hasta el proceso," Oilfield Review (2005) 17 (1): 4-19.

aquellos en los que existe una clara irregularidad en la estructura: polímeros ramificados, polímeros atácticos y copolímeros con cantidades significativas de dos o más constituyentes monoméricos bastante diferentes^{59, 39}.

Figura 23. Sistemas amorfos (a), semi-cristalino (b) y cristalino (c)



Fuente: Estructura y propiedades de los polímeros. M. Beltran y A. Marcilla

⁵⁹ VINCENT M. Silvia Álvarez S. Zaragoza J. Carbonell Ciencia y tecnología de polímeros

8. DETERMINACION DE LA REDUCCION DE VISCOSIDAD Y ARRASTRE CON POLIMEROS EN FLUIDOS “DRA”

8.1. REDUCCIÓN DE VISCOSIDAD EN SOLUCIONES DILUIDAS

La viscosidad es una de las propiedades más importantes de las soluciones poliméricas y depende de:

1. Estructura química del polímero
2. Interacciones con el disolvente
3. Peso molecular.

Normalmente, una molécula de alto peso molecular en un buen disolvente adquiere un gran volumen hidrodinámico y la viscosidad de la solución aumenta. En el caso de los **POLIELECTROLITOS**, el volumen hidrodinámico depende, no sólo del peso molecular, sino también del número y distribución de grupos iónicos en la cadena del polímero. Los grupos iónicos pueden causar repulsión entre las cadenas, lo cual da lugar a una expansión de la molécula y, en consecuencia, un incremento de la viscosidad de la solución.

La viscosimetría de soluciones diluidas está relacionada con la medida de la habilidad intrínseca de un polímero para incrementar la viscosidad de un disolvente a una temperatura determinada y es útil para obtener información relacionada con el tamaño y la forma de las moléculas del polímero en solución y las interacciones polímero-disolvente. En el régimen diluido la viscosidad de una solución polimérica (para concentraciones de polímero muy bajas) es determinada relativamente con la viscosidad del disolvente. Los siguientes términos son definidos en estos casos:

a. Viscosidad relativa

$$\eta_r = \frac{\eta}{\eta_o}$$

Ecuación (6 – 01)

Donde η_r es la viscosidad de la solución de polímero y η_o es la viscosidad del disolvente puro.

b. Viscosidad específica

$$\eta_{sp} = \eta_r - 1 = \frac{\eta - \eta_o}{\eta_o}$$

Ecuación (6 – 02)

c. Viscosidad reducida

$$\eta_{red} = \frac{\eta_{sp}}{c}$$

Ecuación (6 – 03)

Donde **C** es la concentración de polímero. Ésta es una medida de la habilidad de un polímero para aumentar la viscosidad de un disolvente.

d. Viscosidad inherente

$$\eta_{inh} = \frac{\ln \eta_r}{c}$$

Ecuación (6 – 04)

Aun en soluciones muy diluidas las moléculas de polímero son capaces de interacciones intermoleculares. Las dos contribuciones a la viscosidad reducida son el movimiento de las moléculas aisladas en el disolvente y la interacción entre las moléculas del polímero y la solución. Para eliminar las interacciones es necesario extrapolar a concentración cero para obtener las viscosidades inherente y reducida comúnmente conocidas como viscosidad intrínseca. Ver ecuación (6 – 05).

$$[\eta] = (\eta_{red})_{c \rightarrow 0} = (\eta_{inh})_{c \rightarrow 0}$$

Ecuación (6 – 05)

La viscosidad intrínseca tiene las unidades de masa/volumen y es una medida del tamaño de una molécula en solución. Es una medida de la habilidad de una molécula de polímero para aumentar la viscosidad de un disolvente en ausencia de interacciones intermoleculares.

Las ecuaciones más comunes para evaluar la **viscosidad intrínseca** son las ecuaciones de Huggins y Kraemer, dadas por las ecuaciones anteriores, respectivamente. El procedimiento más usual para determinar la viscosidad intrínseca es determinar la viscosidad relativa para diferentes concentraciones de polímero y representar los datos utilizando las ecuaciones anteriores para entonces calcular el valor a concentración cero. Ver ecuación 6-06 & 6-07.

$$\frac{\eta_{sp}}{c} = [\eta]_H + k_H [\eta]_H^2 c$$

Ecuación (6 – 06)

$$\frac{\ln \eta_r}{c} = [\eta]_K - k_K [\eta]_K^2 c$$

Ecuación (6 – 07)

Las medidas de viscosidad relativa de soluciones diluidas de polímeros se pueden llevar a cabo en una variedad de maneras incluyendo viscosímetros capilares, donde se registra el tiempo requerido por los dos fluidos para fluir entre dos marcas en un capilar. Alternativamente, se pueden usar también viscosímetros de cilindros coaxiales.⁶⁰

8.2. REDUCCIÓN DE LA RESISTENCIA

Es un fenómeno por el cual el flujo de pequeñas cantidades de aditivos, por ejemplo, algunos partes en peso por millón (ppm en peso), pueden reducir en gran medida el factor de fricción turbulenta de un fluido o fluidos. El objetivo para la reducción de la resistencia es mejorar la eficiencia mecánica de fluidos con el uso de agentes activos, conocidos como polímeros. En un flujo de una sola fase, reducción de la resistencia se define como la reducción de la fricción por debajo del que se produciría en el mismo flujo sin la drag-reducing aditivo. Por consecuencia, definimos reducción de la resistencia en un flujo multifásico verticales como la reducción en la caída de presión por fricción cuando los caudales se mantienen constantes: Ver ecuación 6-08.

⁶⁰ OILS & GAS JOURNAL: Drag Reducing Additives Improve Drilling Fluid Hydraulics: [en línea] [citado 15 de agosto del 2014] Disponibles en: <http://www.ogj.com/articles/print/volume-93/issue-11/in-this-issue/general-interest/drag-reducing-additives-improve-drilling-fluid-hydraulics.html> 1995

$$DR = \frac{\Delta P_f - \Delta P_{f_{DRA}}}{\Delta P_f}$$

Ecuación (6 – 08)

ΔP_f denota la pérdida de carga por fricción sin la presencia de DRA mientras $\Delta P_{f_{DRA}}$ destaca por la caída de presión con la adición de aditivos reductores de arrastre. Una segunda definición para la cantidad de reducción de la resistencia se da mediante el factor de fricción: Ver ecuación 6-09.

$$DR = 1 - \frac{f_{DRA}}{f}$$

Ecuación (6 – 09)

f y f_{DRA} son los factores de fricción con y sin la presencia de DRA. Finalmente, la cantidad de reducción de la resistencia también puede estar relacionado con la reducción en la cantidad de torque, T. Esto se expresa en la siguiente ecuación: Ver ecuación 6-10.

$$DR = 1 - \frac{T_{DRA}}{T}$$

Ecuación (6 – 10)

En esta ecuación T y T_{DRA} denotan la cantidad de con y sin DRA.

DRA es cualquier material que reduce la presión de rozamiento durante el flujo de un fluido en un conducto o tubería. La adición de una pequeña cantidad de DRA puede resultar importante en el arrastre y efectos de reducción en muchos tipos de flujos. Ver figura 24⁶¹.

⁶¹CURTIS C. Decoster E. GUZMÁN A., Huggins C. Minner M. Linares L. Rough H. y Waite M. "Yacimientos de petróleo pesado," Oilfield Review (2003) 14 (3): 32-55.

Figura 24. Espectro del comportamiento de los fluidos con y sin DRA. Así mismo se evidencia el cambio de régimen turbulento a laminar, involucrando cambios en su viscosidad y arrastre



Fuente: Effect of Drag-Reducing Polymers on a Vertical Multiphase Flow by G.M.H. Nieuwenhuys MEAH: 230 August 2003

9. INFRAESTRUCTURA PETROLERA PARA EL TRANSPORTE DE CRUDO PESADO EN COLOMBIA

El panorama del sector petrolero en Colombia es alentador. Hoy en día se explotan en el país más de 300 campos petroleros, con el 40% de la actividad exploratoria concentrada en los Llanos Orientales. Así mismo, la producción de crudo ha aumentado considerablemente en los últimos años, al pasar de 35 pozos perforados en 2005, a 112 en el 2010, 124 en el 2012 Y 115 en el 2013, y de una reserva de 1.542 millones de barriles de crudo en 2003, a 2.058 millones de barriles en 2011. *Ver figura 25.*

Figura 25. Infraestructura Petrolera de Colombia - OLEODUCTOS COLOMBIANOS



Fuente: http://www.bicentenario.com.co/single.php?id_int_single=18&idsingle=2

Para llevar esta importante producción de crudo hacia las refinерías para consumo interno o hacia un terminal marítmo para su exportación ó refinación, Colombia cuenta con seis oleoductos principales: Ver tabla 02.

Tabla 2. Principales oleoductos Colombianos

OLEODUCTO	LONGITUD (km)	(%) CRUDO PESADO	(%) MEZCLA CRUDO LIVIANO & PESADO	CAPACIDAD SIN DRA (KBPD)
OCENSA	790	50	50	495.3
ODC	481	50	50	191
CAÑO LIMON COVEÑAS	771	50	50	80
ALTO MAGDALENA	400	50	50	87
LLANOS ORIENTALES	235	50	50	111
TRANSANDINO	305	50	50	73
PACIFICO (Construccion)	780	50	50	200
BICENTENARIO (Construccion)	970	50	50	500

Fuente: http://www.bicentenario.com.co/single.php?id_int_single=18&idsingle=2

10. ESTADO DEL ARTE

10.1. EL CRUDO EXTRA PESADO Y LA SOLUCIÓN A LOS PROBLEMAS ELÉCTRICOS DEL PAÍS “VENEZUELA”

Es conocido que Venezuela posee la más grande reserva de este tipo de crudo a nivel mundial concentrado en la Faja Petrolífera del Orinoco. Esto le asigna su carácter estratégico. Al diluir este crudo con otros hidrocarburos más livianos, o emulsionarlo (mezcla con agua) hace su transporte semejante al resto de los hidrocarburos, bien sea, vía oleoductos o vía marítima.

Hasta el día de hoy, sólo tres formas de disposición (procesamiento, transformación y comercialización) han sido utilizadas por el país para estos crudos:

La más rentable de ellas ha sido el procesamiento de dicho crudo (extra pesado) en los mejoradores ubicados en el país para convertirlo en crudos comerciales o sintéticos (medianos), que posteriormente son utilizados en refinerías o destinados para la exportación a precios internacionales. *Sus precios internacionales le generan al país un importante margen de ganancia en divisas.*

La segunda, es la más utilizada hasta hoy, que consiste en mezclarlo con crudos livianos obteniendo crudos medianos y pesados que son posteriormente utilizados en las refinerías, o se exportan.

La tercera ha dejado de emplearse. Ella consistía en emulsionar el crudo extra pesado con agua por medio de un surfactante, que más luego eran exportados ***para ser utilizado en las plantas de generación eléctrica en otros países.***

Algunos países del norte habían comenzado a importarla de Venezuela (único productor) para alimentar sus plantas eléctricas, hasta que VENEZUELA dejó de producirla porque sus precios resultaban lesivos para el país, en comparación con las otras dos formas anteriores. Pues, la apátrida burguesía venezolana había denominado al petróleo extra pesado “bitumen”, y, a través del proceso de Emulsión, orquestado la estafa que le permitía regalar el recurso. Su salida del mercado resultaba razonable y comprendida por todos cuando se trataba de exportar este recurso.

Cuando se inició la exportación de Emulsión de crudos pesados, más tarde denominado “Orimulsión”, nunca se pensó que este producto podría ser utilizado también dentro del país para la generación de energía eléctrica, tal como se hace actualmente con el Fueloil y el Gasoil. Más hoy, si consideramos que la mayor fuente de energía, la hidroeléctrica, ha sido afectada por los cambios climáticos.

De allí la necesidad de explorar otras fuentes de energía abundantes y baratas como la expuesta. Dos ventajas saltan a la vista:

La primera, resulta en aumentar la oferta de energía para la red de eléctrica nacional.

La segunda, es que permitiría sustituir parte (o completamente) los hidrocarburos refinados, que son utilizados actualmente para la generación eléctrica en el país, para destinarlos a la exportación y generación de divisas. Más aún si consideramos que sus costos de producción y disposición de Orimulsión son muy inferiores al Fueloil y Gasoil.⁶²

⁶² BELTRAN M. Y MARCILLA A. Estructura y propiedades de los polímeros. Documento [en línea] [citada el 30 de agosto del 2014] disponible en: <http://iq.ua.es/TPO/Tema1.pdf>

10.2. EL TRANSPORTE DEL CRUDO EXTRA-PESADO “VENEZUELA”

La faja consiste básicamente en crudo extra-pesado, es decir, de crudo de menos de 10° API (en otras palabras, más pesado que el agua; 10° API es la gravedad del agua). Este tipo de crudo, si bien fluye en las condiciones naturales del yacimiento, en la superficie, a la temperatura ambiental y a la presión atmosférica, se vuelve pastoso como un bitumen. De allí que se califica también de petróleo no convencional; el petróleo convencional es un líquido, tanto dentro del yacimiento como en la superficie.

De allí que el crudo extra-pesado tiene un problema de transporte. Para lo cual, tradicionalmente, se han aplicado dos soluciones:

Primero, se puede calentar para mantenerlo en estado líquido para su transporte, sea por oleoducto o por barco. De hecho, es lo que se hace corrientemente con los crudos pesados y extra-pesados destinados a la producción de asfalto.

Segundo, se puede mezclar con un diluyente, sea un crudo más liviano o un derivado como, por ejemplo, la nafta o el kerosén. Así, por ejemplo, mezclando 0,618 barriles de crudo extra-pesado, típicamente de 8,5° API, con 0,382 barriles de crudo Mesa30 (un crudo de 30° API), se obtiene una mezcla –un *blend*– que se conoce con el nombre de Merrey16 (de 16° API). Y, desde luego, cambiando las proporciones, puede producirse también un Merrey más liviano. Luego, estas mezclas se venden en los mercados mundiales como cualquier petróleo pesado convencional.

Sin embargo, dado el tamaño de la faja y la existencia relativamente limitada de crudos livianos en Venezuela, había buenas razones para buscar otras soluciones para el transporte del crudo extra-pesado. Es así como **Intevep (Instituto de Tecnología Venezolana para el Petróleo)**, en los años 80, fue desarrollando una

tecnología que consistió en mezclar mecánicamente el crudo extra-pesado con agua añadiéndole un químico, **un surfactante**, para estabilizar la mezcla; sin este aditivo el agua y el petróleo, desde luego, volverían a disociarse de inmediato. Si bien la idea básica era así de simple, ponerla en práctica no lo era; tomó años de investigación científica y técnica de todo un equipo de Intevep.

Finalmente, en vez de llevar el crudo extra-pesado desde la faja a unas refinerías de ultramar, también había que considerar la opción de construir unas refinerías o, cuanto menos, unas plantas mejoradoras, bien ubicadas dentro del territorio nacional. Luego, el crudo mejorado se comercializaría como un crudo convencional. De hecho, es lo que se ha venido haciendo con la construcción de cuatro plantas mejoradoras en la faja, de las cuales tres ya están en su fase operativa. Así, el crudo extra-pesado sólo tiene que transportarse por oleoducto y por distancias relativamente cortas. Por lo tanto, ahora es posible utilizar un diluyente para el transporte del crudo extra-pesado por oleoducto, como en el caso de las mezclas señalado más arriba, pero recuperándolo en las plantas de procesamiento para su reciclaje al campo de producción. Entre las dos alternativas para el transporte del crudo extra-pesado, de mezclarlo con agua, por una parte, o con un diluyente, por la otra, es definitivamente la última la que resultó superior, económicamente, por lo que es ésta la que se está utilizando en todos los proyectos de la faja. Ver tabla 03.

Tabla 3. Los cuatro proyectos de mejoramiento de crudo extra-pesado

Los cuatro proyectos de mejoramiento de crudo extra pesado de la faja Petrolífera del Orinoco.	
PROYECTO	DESCRIPCION
PETROZUATA	El proyecto fue autorizado por el Congreso Nacional en septiembre de 1993 con una composición accionaria de 49.9% Pdvsa y 50.1% Conoco. La “producción temprana” se inició en 1999, y el mejoramiento en 2001. La producción de crudo extrapesado, operando a plena capacidad, es de 120 MBD que se transforman en 104 MBD de crudo mejorado, de 20° API. La inversión estimada del proyecto es de \$ 2.2 MMM.
SINCOR	El proyecto fue autorizado por el Congreso Nacional en septiembre de 1993, con una composición accionaria de Pdvsa 38%, Totalfinaelf 47% y Statoil 15%. La “producción temprana” se inició en 2001, y el mejoramiento en 2002. La producción de crudo extrapesado, operando a plena capacidad, es de 160 MBD que se transforman en 144 MBD de crudo mejorado, de 32° API. La inversión estimada del proyecto es de \$ 2.6 MMM.
AMERIVEN	El proyecto fue autorizado por el Congreso Nacional en mayo de 1997 con una composición accionaria de Pdvsa 30% Philips 40% y Texaco 30%. La “producción temprana” se inició en 2002 y el mejoramiento se iniciara en 2004. La producción de crudo extrapesado, operando a plena capacidad, será de 210 MBD que se transformaran en 190 MBD de crudo mejorado, de 25 API°. La inversión estimada del proyecto es de \$ 3.5 MMM.
CERRO NEGRO	El proyecto fue autorizado por el Congreso Nacional en junio de 1997 con una participación accionaria de Pdvsa 41.67%, Exxon –Mobil 41.67% y Veba Oel 16.67%. La producción temprana” se inicio en 1999, y el mejoramiento en 2001. La producción de crudo extrapesado, operando a plena capacidad, es de 120 MBD que se transformaran en 105 MBD de crudo mejorado, de 17°API. La inversión estimada del proyecto es de \$ 1.8 MMM.
En total, los 4 proyectos procesaran 610 MBD de crudo extrapesado convirtiéndolos en 543 MBD de crudo mejorado, con un promedio de 25° API.	

Fuente: Fiorillo, Giovanni (1984): *Exploration and Evaluation of the Orinoco Oil Belt*, Caracas, Petróleos de Venezuela, S.A., agosto 2014. *Rev. Venez. de Econ. y Ciencias Sociales*, 2004, vol. 10, n° 2 (mayo-agosto), pp. 33-50 Red de revistas Científicas de America Latina, el Caribe, España y Portugal.

10.3. LA ORIMULSIÓN

Aunque la intención original al mezclar el crudo extra-pesado con agua era resolver un problema de transporte, los investigadores del **Intevep** también se percataron de que esta mezcla podría servir como combustible para centrales eléctricas. Se determinó que para este fin la solución óptima era mezclar 70% de

crudo extra-pesado con 30% de agua, además de 1% de surfactante, para estabilizar la emulsión resultante, y es a esta mezcla a la que se dio el nombre de orimulsión. Empeoro, quemar directamente crudo extra-pesado sin más procesamiento previo genera gases y cenizas muy contaminantes. De nuevo, años de investigación en el Intevep produjeron las soluciones pertinentes, de cómo filtrar y limpiar estos gases lo suficientemente para cumplir con las regulaciones ambientales vigentes en los países consumidores, y cómo disponer de las cenizas.

Así, lo que había empezado como proyecto de investigación para solucionar un problema de transporte terminó con el descubrimiento y el desarrollo de un nuevo combustible. Por cierto, el costo acumulado del proyecto, para 1994, se estimó en unos mil millones de dólares. ¿Pero era este nuevo combustible competitivo frente al tradicional combustible pesado, el *heavy fuel oil*, que se venía utilizando en las centrales eléctricas para los mismos fines? La respuesta es negativa, por tres razones:

Primero: al combustible pesado se le conoce también como combustible residual, pues es lo que queda luego de extraer del barril de petróleo crudo todos los componentes más livianos. De hecho, las refinerías más complejas y más modernas están diseñadas, precisamente, para minimizar el residual, mientras que el costo de refinación se carga por completo a los productos livianos. En cambio, la orimulsión como tal tiene un costo de producción significativo que se estima, en la actualidad y en el mejor de los casos, en \$2,00 por barril de extra-pesado procesado.

Segundo: cada barril de crudo extra-pesado se transforma en 1,42 barriles de orimulsión, por el efecto de añadir agua, con un incremento correspondiente en el costo de transporte.

Tercero: y último, para quemar orimulsión se necesitan instalaciones y filtros adicionales, muy costosos, para igualar el desempeño en cuanto al medio ambiente.

Menos aún, desde luego, podía competir la orimulsión con el gas natural, el combustible más limpio de todos. Al aparecer en las plantas de ciclo combinado de gas el uso de este combustible se hizo más eficiente y muchas plantas decidieron migrar a su uso. Tampoco era competitivo con el carbón, el más contaminante de todos los combustibles pero, con creces, también el más barato⁶³

10.4. VENEZUELA IMPORTARA PETROLEO LIVIANO PARA DILUIR CRUDOS EXTRA-PESADOS EN EL 2014

Para el 21 de octubre 2014 - Venezuela confirmó la "**adquisición puntual**" de **petróleo liviano extranjero** para ser usado como un **insumo** para **diluir crudo** extra pesado extraído en la cuenca del río Orinoco y **negó** que esa compra sea el reflejo de supuestos **problemas** de **producción** de este país con las **reservas de hidrocarburos más grandes del mundo**.

Venezuela superó a Arabia Saudí como la nación con las mayores reservas probadas del mundo, según la OPEP. La corporación estatal Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) indicó que "ante la información tendenciosa contra la industria petrolera por parte de autodenominados expertos petroleros que manipulan la información. La adquisición puntual de crudo liviano en el exterior obedece a la necesidad de utilizarlo como diluyente del petróleo pesado de la Faja Petrolífera del Orinoco".

⁶³ BASEM J. Y TAJELDINE S. Revista Aporrea: el crudo extrapesado y la solución a los problemas eléctricos del país [en línea] [citado el 15 julio 2014] disponible en: <http://www.aporrea.org/energia/a93724.html>.

Para el 26 de octubre de 2014 arribo al país de "la primera importación de petróleo en la historia de Venezuela", unos dos millones de barriles de crudo extra-ligero argelino.

El incremento sostenido de la producción" en la Faja del Orinoco, "combinado con una parada programada de mantenimiento" de una planta de mejoramiento, "llevó a la directiva de esta empresa mixta", conformada por PDVSA junto a la francesa Total y noruega Statoil, a realizar la compra "pues la mezcla con crudo liviano produce una mayor rentabilidad que utilizar la nafta", que supero el costo del crudo liviano en un promedio de 30 dólares por barril", señaló el comunicado.⁶⁴

10.5. SE DESARROLLA TECNOLOGÍA PARA MEJORAR EL TRANSPORTE DE CRUDO EXTRAPESADO – agosto de 2014 (MEXICO)

Ante la demanda de Petróleos Mexicanos (Pemex) de tener opciones para aumentar la eficiencia en el transporte de aceite crudo pesado y extra-pesado, el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) desarrolló una tecnología para la producción de *bio-productos* con propiedades de superficie, que mejoran tanto la viscosidad del aceite crudo extra-pesado como su envío a través de ductos, que además minimiza problemas operativos como las caídas de presión, la precipitación de asfaltenos o parafinas y proporciona una alternativa tecnológica al calentamiento o dilución con petróleo ligero, para poder transportarlo.

El doctor Jorge Arturo Aburto Anell, líder del proyecto ***Desarrollo de Biotensoactivos para el transporte de crudo pesado y extra-pesado mediante emulsiones en agua y su rompimiento*** comento que esta propuesta permite

⁶⁴ FIORILLO G. Exploration and Evaluation of the Orinoco Oil Belt, Caracas, Petróleos de Venezuela, S.A. Rev. Venez. de Econ. y Ciencias Sociales, 2004, 10(2) pag. 33-50

valorizar el aceite crudo ligero y súper-ligero, de tal manera que ya no sea necesario mezclarlos con extra-pesado, pues les resta valor a dichos crudos.

Destacó que a diferencia de las tecnologías convencionales que usa Pemex, esta funciona a temperatura ambiente; los productos que se usan son *biodegradables*; y el acondicionamiento del crudo para su refinación es mucho menos extensivo que el tratamiento que normalmente se requiere en el uso de productos comerciales, lo cual le da una ventaja competitiva con respecto a lo ya existente.

En el IMP —explicó— se hizo el escalamiento en el nivel de kilogramos de dos bio-productos: el *IMP-H4*, que es un agente reductor de viscosidad de emulsiones inversas, cuya formulación base-agua no usa disolventes orgánicos; y el *IMP-GlyC14* que es un agente desemulsionante de emulsiones inversas, que actualmente está en formulación sólida, aunque también podría ser líquida.

“Estos son los productos emblemáticos del proyecto, aunque en realidad el primer producto pertenece a una familia de ocho tipos de básicos y el segundo a una de seis, pero se escalaron exclusivamente estos dos porque son los que mejor funcionaron”, señaló el doctor Aburto Anell.

Al agente reductor de viscosidad se le denomina *biotensoactivo* porque en su estructura principal contiene un azúcar que reduce la tensión interfacial agua-aceite; mientras que el compuesto químico básico principal del agente desemulsionante es un aminoácido. “La ventaja que tienen estos bio-productos con respecto a los productos que actualmente hay en el mercado, es que tienen una bio-degradabilidad intrínseca que reduce su impacto ambiental; además de que, al menos en la reducción de la viscosidad, la bio-degradabilidad intrínseca hace que la emulsión inversa de aceite crudo que se forma para poder transportarlo por ducto, se vaya perdiendo conforme se transporta, de tal manera que cuando el aceite crudo en emulsión inversa llega a las baterías de separación

o a la deshidratación electrostática, es mucho más sencillo separar el agua”, puntualizó.

Indicó que los productos que hay en el mercado pueden reducir la viscosidad del aceite crudo, pero para deshidratarlo y acondicionarlo es mucho más complicado. “En estos casos se necesita una mayor inversión tanto de productos químicos como de condiciones de tratamiento, probablemente un mayor voltaje, mayor tiempo de residencia en el deshidratador y mayor temperatura”.

Pruebas en planta piloto

Probado en el nivel de planta piloto en el Laboratorio de Sistemas de Combustión, ubicado en el estado de Veracruz. Se hizo el escalamiento de la producción de la emulsión inversa y del transporte por ducto en un sistema hidrodinámico, en el cual se midieron las pérdidas de presión en el transporte de la emulsión inversa y lo que se vio es que son similares a las pérdidas de presión del aceite crudo extra-pesado, diluido con un aceite crudo ligero.

“A ese nivel —agregó el doctor Aburto Anell— las pérdidas de presión son mucho menores que si se tratara de transportar exclusivamente aceite crudo extra-pesado, en el que las pérdidas de presión son enormes y no sería posible que fluyera el aceite por el ducto, a menos que se calentara a una temperatura superior a los 60 °C”.

El especialista expuso que este proyecto se inició luego de que junto con especialistas de la Región Marina Sur de Pemex Exploración Producción, se vio la necesidad de buscar una alternativa para transportar el aceite crudo pesado y extra-pesado. En la entonces Coordinación de Investigación en Procesos de Transformación se realizó un análisis de las tecnologías que existían para ese fin y se detectaron tanto la reducción de la viscosidad mediante emulsiones inversas,

como el calentamiento y la dilución; las dos últimas son tecnologías convencionales que aplica Pemex.

“Entonces, la posibilidad de desarrollar básicos (IMP) basados en Bioproductos que además tienen propiedades de Biodegradabilidad que no se encuentran normalmente en los productos que hay en el mercado, ya que estos son de origen petroquímico, fósil y su Biodegradabilidad es mínima, en comparación con los que están basados en moléculas presentes en la naturaleza”⁶⁵.

10.6. El ECODESF del ICP

Durante 2009 - 2013, Ecopetrol ha utilizado la nafta y la gasolina natural como diluyentes de los crudos pesados y extra pesados que se extraen en la cuenca de los Llanos. La viscosidad o resistencia a fluir de ese petróleo es tan alta que hace imposible que se transporte por tubo cuando llega a la superficie.

Pero comprar nafta o gasolina natural al mercado internacional o a las refinerías colombianas, transportar estos productos hasta los Llanos para mezclarlos con el crudo y volverlos a transportar a las refinerías o puertos de exportación puede ser costoso y ocupar infraestructura de transporte que se podría dedicar a transportar productos para la venta. No puede ser entonces la solución única para transporte de pesados. **Más si se tiene en cuenta que cada barril de nafta solo puede mover un poco más de dos barriles de crudo.**

De todas las opciones analizadas en el Instituto Colombiano del Petróleo para reemplazar algunos volúmenes de nafta y la gasolina natural para transportar pesados, la apuesta fue por una planta de desasfaltado que realizara “un proceso

⁶⁵ EXCELSIOR especiales: [en línea] [citado el 30 de agosto 2014] disponible en: <http://www.excelsior.com.mx/global/2014/10/20/987942>

de separación física al desestabilizar y retirar los asfáltenos (fracciones pesadas) del crudo, trabajando a baja presión y temperatura con un solvente líquido”, explica Lina Constanza Navarro, líder del proyecto de la tecnología ECODESF del ICP.

En 2001 se construyó una planta piloto de 12 barriles para pruebas con crudo Castilla, cuyos resultados mostraron las bondades de la tecnología. En 2009 se pasó a una planta de un barril optimizando las condiciones de operación de la primera y logrando un proceso continuo, más económico, seguro y eficiente.

En 2010 se hizo una corrida continua de 57 días de duración y, gracias a su éxito, Ecopetrol dio vía libre a la construcción de la planta piloto industrial demostrativa con una capacidad para tratar 200 barriles por día de crudo extra pesado en la estación Chichimene, en los Llanos.

En la corrida, esa tecnología convirtió al crudo del T2, con gravedad 7,8° API, viscosidad de 650 mil centipoises, contenido de asfáltenos de 18% en masa y altas concentraciones de azufre, níquel, vanadio y asfáltenos, en un crudo de gravedad entre 14° y 15° API, con viscosidad entre 900 y 1.200 centipoises, asfáltenos en 1% en masa y disminución de 80% en los valores de níquel y de 60% en los niveles de azufre; con un rendimiento volumétrico del orden del 81%, superando muchos de los procesos industrialmente aplicados.

Este “cambio extremo” en las propiedades del crudo permitirá que el crudo pesado T2 fluya por las líneas de transporte y se reduzca el consumo de nafta de un 33% a un 7%. Además se liberará la capacidad de transporte para el crudo mejorado.

La tecnología ECODESF de Ecopetrol sigue escalando y el paso siguiente es, como ya se mencionó, la construcción de una planta piloto industrial demostrativa, construcción que comenzará en septiembre y que entrará en operación en julio del

2012. La inversión es de US \$28 millones y estará a prueba durante un año para determinar el posible montaje de una planta industrial para manejar por lo menos 50 mil barriles por día.

A futuro, la tecnología de **desasfaltado** se podrá extrapolar a otros crudos colombianos y la planta piloto demostrativa se convertiría en el centro de pruebas de Ecopetrol y de posibles clientes. Es importante aclarar que esta tecnología no está planteada por la empresa como una opción única para reemplazar todo el transporte con nafta. Ecopetrol espera utilizar la dilución y el desasfaltado en paralelo. *El ICP calcula que, de aplicarse la tecnología Ecodesf a el T2, el consumo de nafta se podría reducir de 33% a 7% en los campos propiedad de Ecopetrol.*

Adicionalmente, una tercera tecnología entra en el juego del manejo de los crudos pesados, esta última a instalarse en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena: **la coquización retardada**. La implementación de esta tecnología permitirá no solo mejorar los fondos de las refinerías en productos de valor, sino también no perder el diluyente que se siga necesitando en el futuro en algunos campos, y de esta forma cerrar el ciclo de la nafta. La coquización retardada está disponible en el mercado internacional del crudo desde la década de los 40 y, dadas las características actuales y proyectadas de los crudos de Ecopetrol, la modernización de las dos refinerías ya la contempla.

Como si todo lo anterior no bastara, el Instituto ha descubierto también que los asfáltenos que se retiran del crudo en la planta de ECODESF podría generar la energía necesaria para hacer realidad, a mayor escala, la tecnología de inyección de aire para combustión en los yacimientos. Este punto de enlace entre las dos

tecnologías es otra buena noticia en materia de tecnología de pesados ofrecida por Ecopetrol desde el ICP⁶⁶.

10.7. MEJORAS EN TRANSPORTE, UN DESAFÍO INMEDIATO

La mayor dificultad que enfrenta el mercado de crudos pesados es la movilización de la producción hacia las refinerías y puertos. La solución más accesible para las operadoras actualmente es la **importación de nafta** para diluir el petróleo, que si bien es una de las herramientas más sencillas, *representa costos económicos y logísticos adicionales para las compañías*. Para poder superar esta barrera es necesario estudiar cuál sería la mejor solución para Colombia en un futuro escenario. **Cada una de las opciones implicará una importante inversión en infraestructura, pero será clave para tener el desarrollo esperado.**

En países como Venezuela, por la cantidad de reservas de alta densidad, se han instalado mejoradores para facilitar el transporte del crudo. Estas unidades, similares a las refinerías, hacen del petróleo pesado uno menos denso (crudo sintético), que es mucho más fácil de exportar y comercializar.

*Si bien existen múltiples propuestas para superar este cuello de botella, por ahora el transporte de crudo a lo largo del territorio nacional es un reto sin resolver. En todo caso, la dinámica del sector de hidrocarburos requiere de respuestas inmediatas y una adecuada toma de decisiones, mediante la cual se implementen las mejores alternativas.*⁶⁷

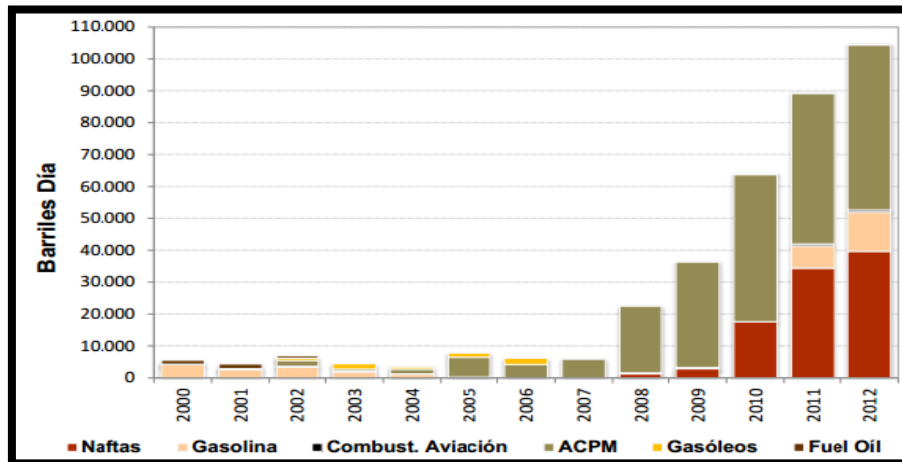
⁶⁶ Instituto Mexicano de Petróleos: [en línea] [citado 30 agosto 2014] disponible en: <http://www.imp.mx/comunicacion/gaceta/?imp=nota¬a=140819dfr>

⁶⁷ Instituto Colombiano de Petróleos. [en línea] [citado el 15 de diciembre del 2014] disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/documentos/carta126/tecnologia.htm>

10.7.1. Suministro de diluyente. Todos los días el diluyente importando (Nafta) inicia un recorrido desde el puerto en Santa Marta, a lo largo de 1.241 kilómetros, para llegar a los campos de producción.

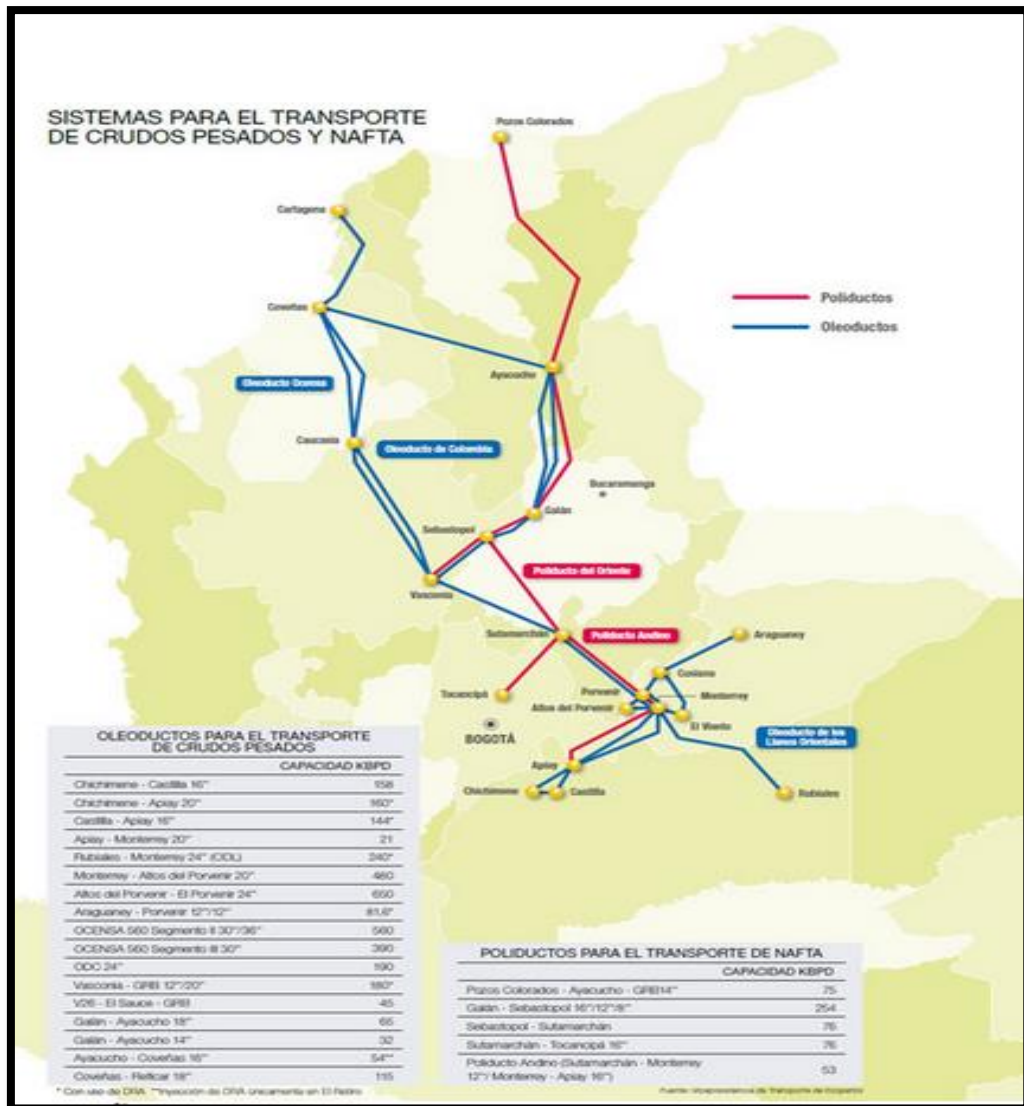
Pozos Colorados, estación ubicada en el Caribe colombiano, recibe los buques cargados de gasolina natural y nafta virgen. El poliducto que une este puerto con Galán transporta otros combustibles para el consumo nacional, pero el diluyente continua hacia Sebastopol y se abre camino en medio de otros productos hasta Mansilla y Tocancipá, desde donde marcha por vía terrestre hasta los departamentos de Meta y Casanare. *Son 47 mil barriles de diluyente los que se mueven a través de carro-tanques de Bogotá, Tocancipá y Mansilla, a la zona de los Llanos Orientales y 23 mil de Apiay a Rubiales. A partir de junio de 2011, con la entrada en operación del Poliducto Andino, la nafta empezó a transportarse hasta Apiay por ducto, disminuyendo el transporte en carro-tanques (ver recuadro). Ver grafica 07 y figura 26*

Gráfico 7. Importación De Refinados Del Petróleo (NAFTA)



Fuente: COLOMBIA, Ministerio de Minas y Energía. Cadena del petróleo 2013 http://www1.upme.gov.co/sites/default/files/news/3086/files/cadena_del_petroleo_2013.pdf

Figura 26. Sistema para el transporte de crudos pesados y nafta



Fuente: ECOPETROL. Transporte. [en línea] [citado 15 de mayo de 2015] disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/documentos/carta126/transporte.htm>

10.7.2. Nuevos requerimientos de transporte. Entre 2008 y el primer semestre de 2011, las inversiones de Ecopetrol y terceros para proyectos de transporte ascendieron a US\$1.953 millones en construcción de ductos, tanques de almacenamiento y descargaderos de carro-tanques, así como las facilidades para optimizar el cargue de buques en el terminal Coveñas.

Las inversiones para proyectos en ejecución rozan los US\$1.389 millones (Sin Bicentenario, proyecto emprendido con otros productores de crudo de Los Llanos). Son cinco proyectos que estarán listos para evacuar una producción de hasta 1,4 millones de barriles de crudo en 2013.

Proyectos como el Oleoducto Bicentenario, San Fernando- Monterrey y la ampliación del Oleoducto Ayacucho-Coveñas a 140 mil barriles por día, contribuirán a la evacuación de los pesados a mediano plazo. Ver figura 27.

Figura 27. Proyectos para el transporte de crudo pesados 2011-2012



Fuente: ECOPEPETROL. transporte [en linea] [citado 15 de mayo de 2015] disponible en:<http://www.ecopetrol.com.co/documentos/carta126/transporte.htm>

10.7.3. Proyectos con diluyente. Ecopetrol proyecta que necesitará contar hasta con 120 mil barriles de nafta diarios para garantizar la evacuación de la mayor producción de crudos pesados del país, aun cuando para algunos campos empiece a funcionar la tecnología de desasfaltado que está patentando el ICP.

La empresa ya está ampliando el poliducto que conecta Pozos Colorados y Galán a 120 mil barriles, que garantizan la capacidad de transporte de diluyente y refinados hasta el año 2014.

En el caso del poliducto Andino, el plan evacuación de crudos de bajo API contempla la construcción de estaciones intermedias y el desarrollo de nueva infraestructura para transportar por ducto el diluyente hasta una nueva estación en Castilla la Nueva (Meta) y agilizar su suministro a los campos de Castilla y Chichimene.

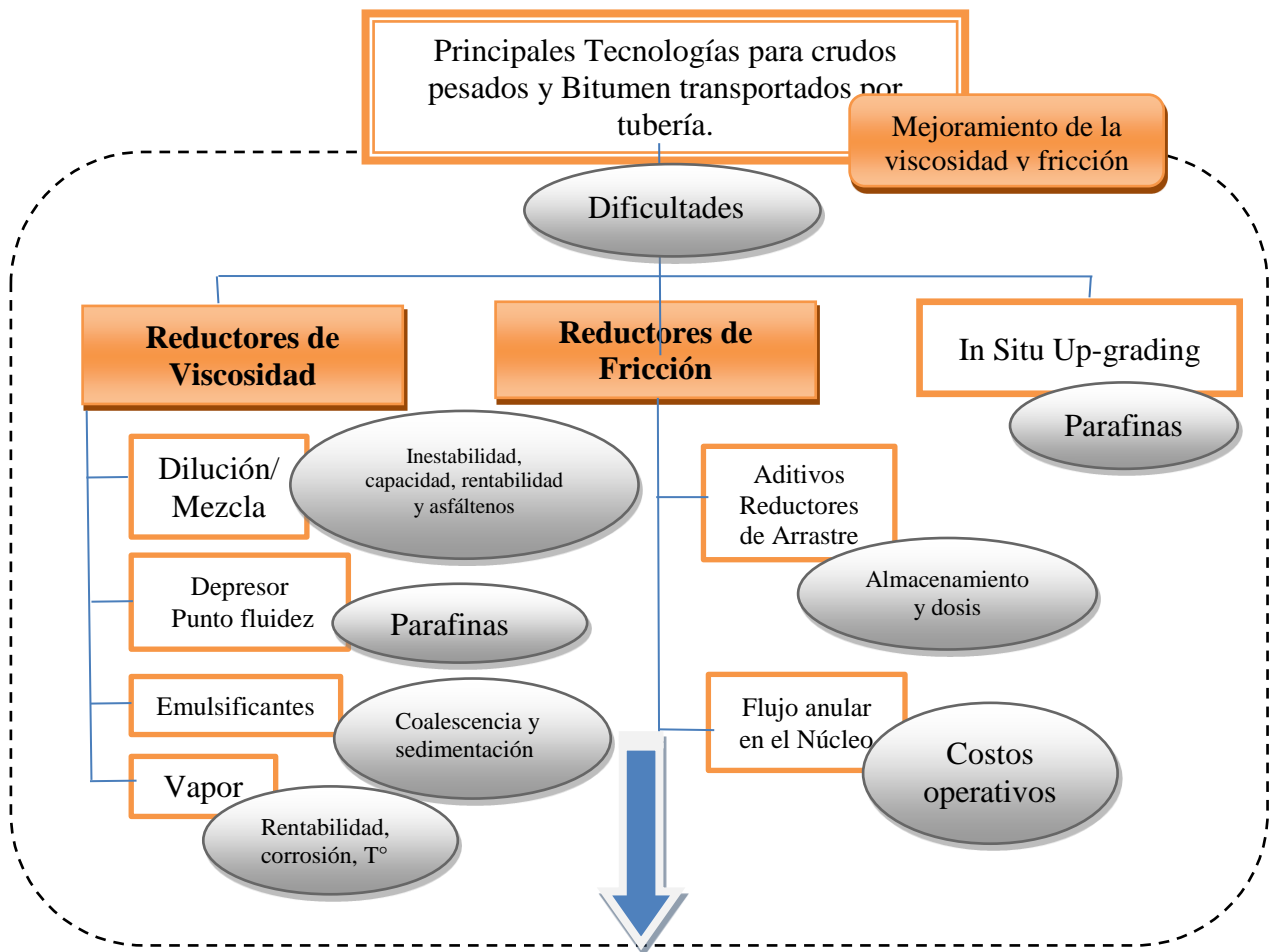
Empresas de la industria han manifestado su interés en participar en el desarrollo de nueva infraestructura de transporte. Este es el caso de proyectos como el Oleoducto Transandino, el Sistema Vasconia-Galán-Ayacucho-Coveñas, y el oleoducto Monterrey-Araguaney, que fueron presentados por Ecopetrol a otras compañías que también quieren asegurar el transporte de sus productos por estos sistemas.

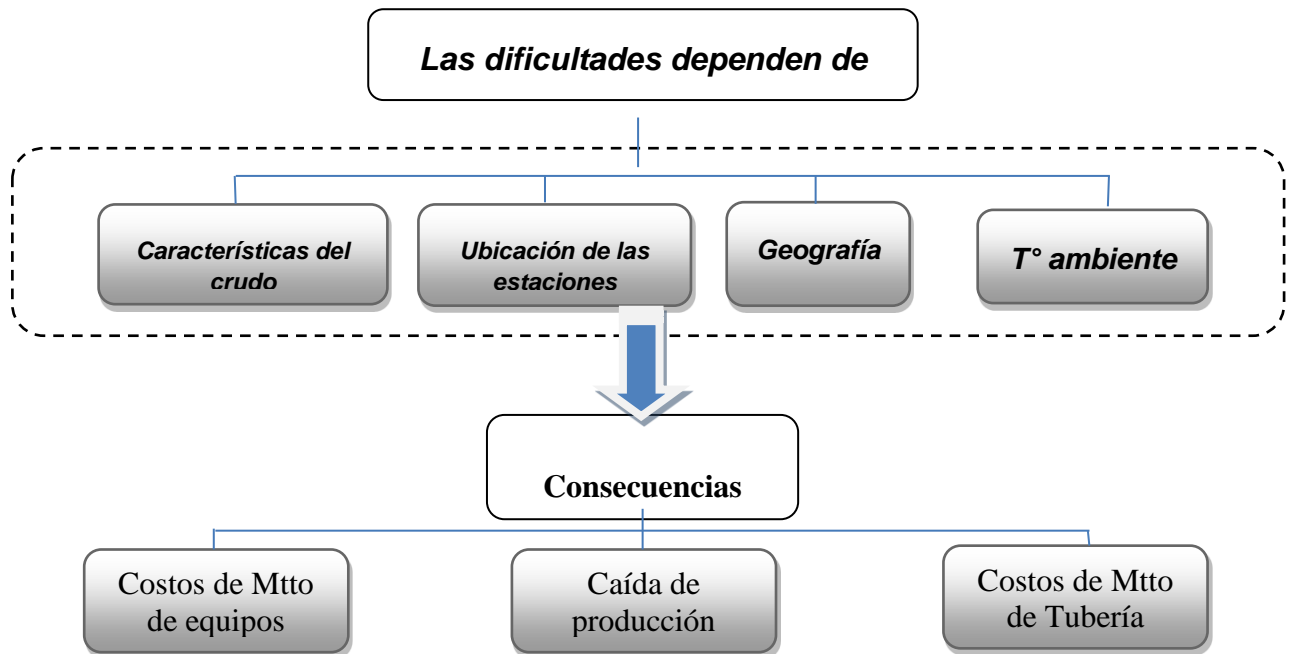
El transporte de pesados traza un retador panorama en el futuro inmediato de la empresa y sus socios de negocios. Y el futuro es ya, pues todos los proyectos están planteados en un horizonte que no supera el 2014 o 2015. En el transporte de este tipo de crudos en Colombia, por pesado que se ponga el viaje, la definición y gestión de nuevos proyectos nunca se detiene.⁶⁸

⁶⁸COLOMBIA ENERGÍA: Crudos pesados, la gran apuesta del sector [en línea] [visitado el 15 de diciembre del 2014] disponible en: <http://www.colombiaenergia.com/node/75#sthash.L1LYqwTG.dpuf>

11. ANALISIS DE RESULTADOS

Figura 28. Análisis de las tecnologías de transporte para crudo pesado por tubería en Colombia.



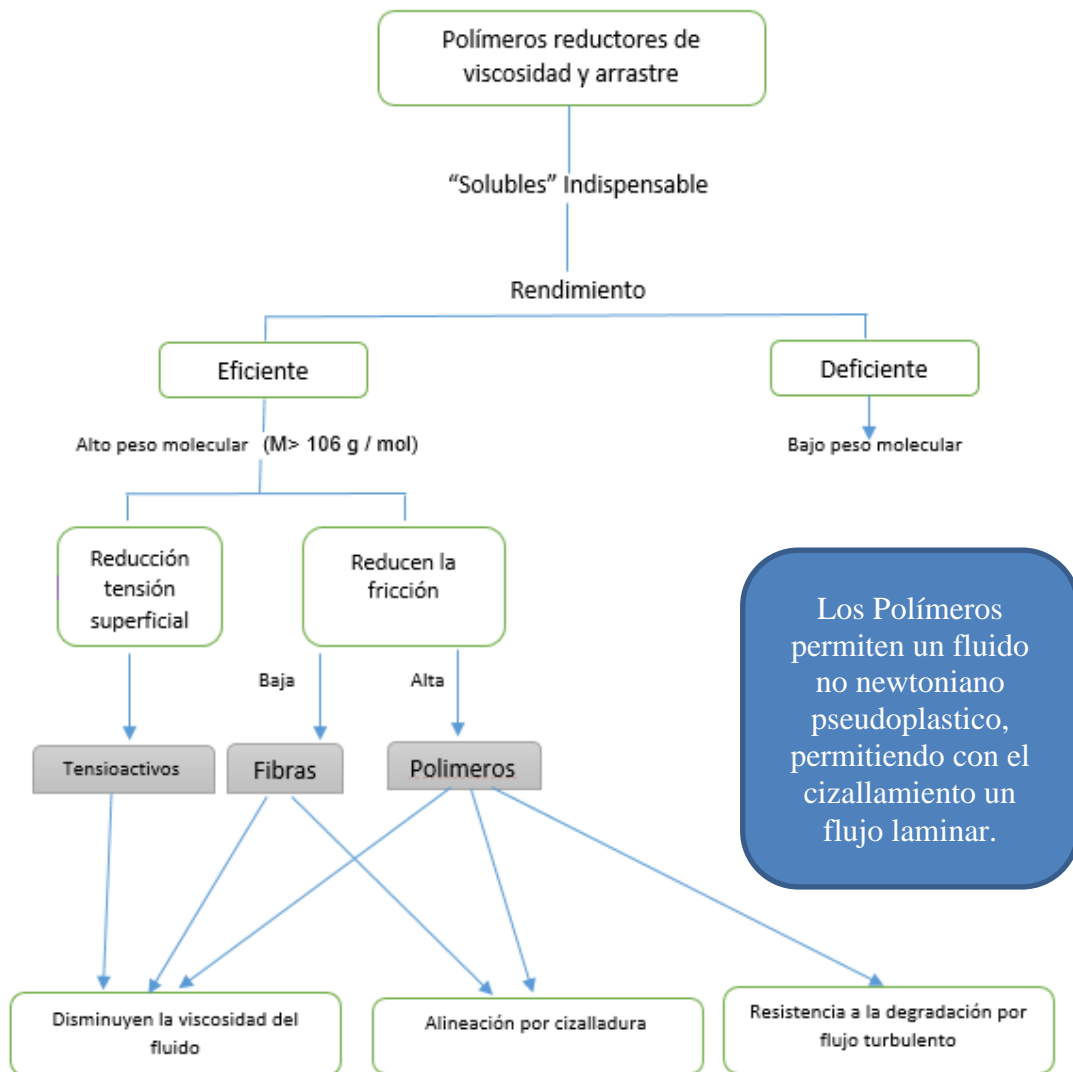


Como es evidente en la figura 25, todos los métodos o tecnologías para el transporte de hidrocarburos poseen dificultades en algún tramo de su cadena comercial, pero también es claro resaltar la magnitud de sus dificultades con respecto a la rentabilidad que esto implica en mantenimientos y afectación de la producción, así mismo los reductores de fricción sobresalen con respecto a los reductores de viscosidad e up-gradin por no permitir una precipitación de asfáltenos significativo en comparación con las demás técnicas, lo que implícitamente indica una mayor eficiencia del método. La precipitación de parafinas y la alta viscosidad son los principales obstáculos en el transporte de crudo y obstaculización de tubería, dicha apreciación no indica que los reductores de fricción no presenten precipitación de parafinas, pero dichas precipitaciones son despreciables.

11.1. POLÍMEROS REDUCTORES DE FRICCIÓN Y VISCOSIDAD

Los polímeros reductores de fricción se seleccionan según: Ver figura 29.

Figura 29. Análisis de la selección de polímeros reductores de fricción y viscosidad

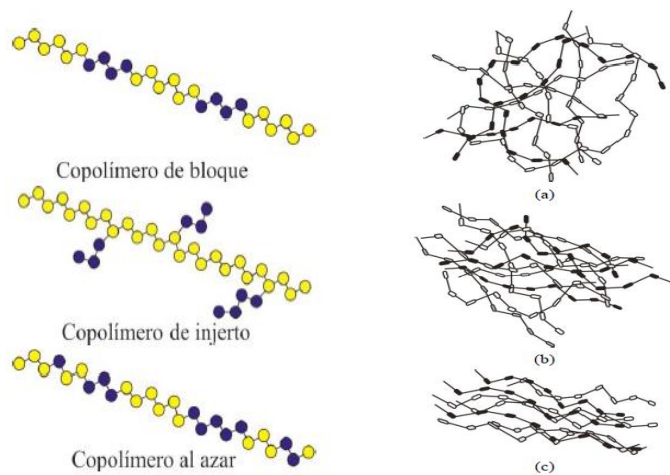


De acuerdo a la figura 24, la selección de los polímeros reductores de fricción depende de su peso molecular y las características reológicas que permitan conservar sus propiedades mecánicas, de esta forma queda claro que los

polímeros cumplen con dichas propiedades de forma exitosa pero a su vez dependen de las características del flujo a mejorar, es decir, factores como la temperatura, cristalización, degradación, precipitación de asfáltenos y la concentración de sal juegan un papel importante para que los polímeros ayuden a disipar el flujo turbulento.

También es válido mencionar, la importancia de las fuerzas de cizalladura generadas por los flujos turbulentos que desarrollaran a su vez flujos no Newtonianos como pseudoplásticos y tixotrópicos que permiten alterar y disminuir la viscosidad del solvente. Dichas fuerzas permiten la alineación de los polímeros, entrelazamiento y configuración conjunta con los copolimeros encargados de dar estabilidad a las cadenas de polímeros que a su vez mitigan la cristalización.

Figura 30. Representación gráfica del entrelazamiento de copolimeros y a,b,c enmarañamiento de cadenas poliméricas



Fuente: Estructura y propiedades de los polímeros. M. Beltran y A. Marcilla

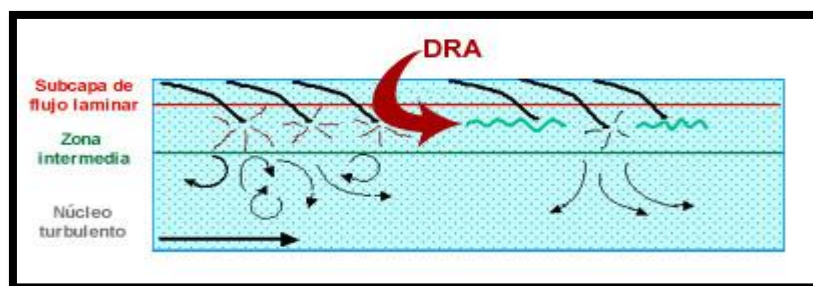
Todas las tecnologías usadas para la reducción de viscosidad y arrastre perciben similares dificultades a las que son sometidos los polímeros, pero por sus propiedades mecánicas y reológicas, estos logran tener una mayor eficiencia.

11.2. LOS REDUCTORES DE FRICCIÓN

Actúan a partir de la caída de presión por fricción ó arrastre, es un resultado de la resistencia encontrada por el fluido que fluye en contacto con la pared del tubo. En general, existen dos tipos de flujo laminar y turbulento. Las presiones de fricción observadas en el flujo laminar no pueden cambiarse a menos que se cambian las propiedades físicas del fluido. La clase actual de DRA no cambia las propiedades del fluido y por lo tanto es eficaz sólo en flujo turbulento. En la mayoría de los oleoductos, el líquido fluye a través de la tubería en un régimen turbulento. Por lo tanto, la corriente DRA puede actuar muy bien en la mayoría de las tuberías.

En un régimen de flujo turbulento, las moléculas de fluido se mueven de forma aleatoria, haciendo que gran parte de la energía aplicada a ellos para ser desperdiciado como **corrientes de Foucault “Corrientes parasitas”(Energía disipada por la fricción)** y otro movimiento indiscriminado. DRA funciona por una interacción de las moléculas de polímero con la turbulencia del fluido que fluye. Ver Figura 31.

Figura 31. Régimen turbulento+ DRA



Fuente: LIQUIDPOWER Full-Service Solutions for Pipeline Drag Reduction [en línea] [citado 15 de mayo de 2015] disponible en: <http://www.liquidpower.com/EN/aboutcspi/Pages/index.aspx>

Con el fin de entender cómo los reductores de arrastre disminuyen la turbulencia, es necesario describir la estructura de un flujo turbulento en una tubería. El flujo turbulento en una tubería que tiene tres partes en el flujo.

En el centro de la tubería es un núcleo turbulento: Es la región más grande e incluye la mayor parte del fluido en la tubería. Esta es la zona de las corrientes de Foucault y movimientos aleatorios de flujo turbulento.

Más cercano a la pared de la tubería es la capa sub laminar. En esta zona, el fluido se mueve lateralmente en hojas. Entre la capa laminar y el núcleo turbulento se encuentra la zona de amortiguación.

Reducción de la fricción se produce debido a la supresión de la disipación de energía por corrientes de Foucault turbulentas cerca de la pared del tubo durante el flujo turbulento.

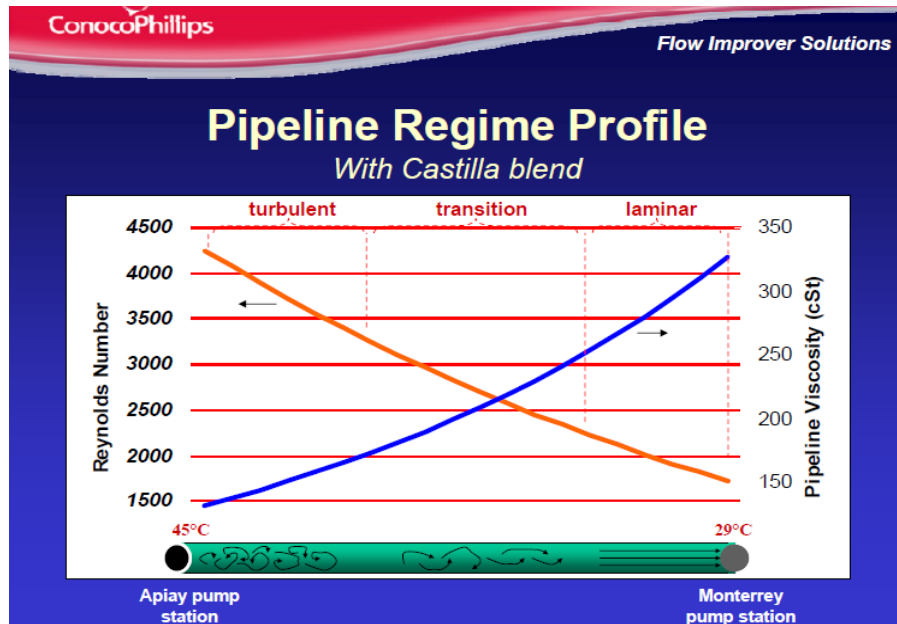
Todavía hay mucho que aprender acerca de la reducción de resistencia polimérica, ya que aun se desconoce aspectos complejos del fenómeno de la turbulencia.⁶⁹

11.3. ANÁLISIS DE REDUCCIÓN DE VISCOSIDAD Y ARRASTRE

Ecopetrol, del Rio y Conoco Phillips realizaron pruebas de mejoramiento de flujo entre la estación bombeo Apiay y Monterrey dando los resultados plasmados en la grafica 08.

⁶⁹ECOPETROL. [en línea] [citado el 5 de diciembre 2014] disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/documentos/carta126/tecnologia.htm>

Gráfico 8. Proyección del uso de DRA en campo Castilla Colombia

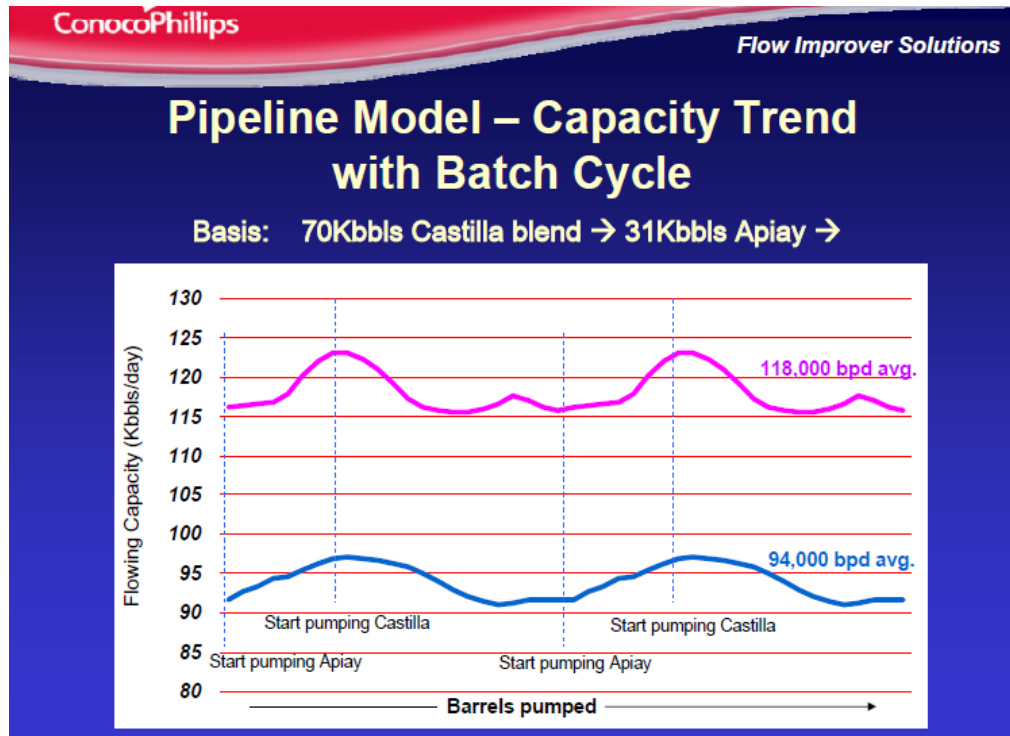


Fuente: ECOPETROL. [en línea] [citado el 5 de diciembre 2014] disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/documentos/carta126/tecnologia.htm>

Como se evidencia en la gráfica 8, el flujo que aparentemente inicia laminar (Línea azul) rápidamente se convierte en turbulento y a su vez aumenta su viscosidad. Caso contrario sucede al usar DRA (Línea naranja), el flujo inicia turbulento permitiendo cizalladura de los polímeros y copolímeros, de esta forma vemos su transición en la disminución de la densidad y cambiando su número de Reynolds turbulento a laminar.

En la gráfica 10, podemos identificar el aumento de caudal de 94.000 a 118.000 bpd con la misma potencia en ambos casos. En la tabla 04 se establece el porcentaje de eficiencia positivo ganado.

Gráfico 9. Caudal mejorado con DRA estación Apiay Monterrey



Fuente: ECOPETROL. [en línea] [citado el 5 de diciembre 2014] disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/documentos/carta126/tecnologia.htm>

Tabla 4. % Caudal mejorado con DRA estación Apia □ Monterrey

Pipeline System Condition	Baseline (Thousands of BPD)	ExtremePower™ DRA Dosage (ppm)	LP™ 300 DRA Dosage (ppm)	Model (Thousands of BPD)	Result (Thousands of BPD)	Percent Flow Increase
Test Pipeline Operations – ExtremePower™ injected into Castilla Blend						
100% Castilla Blend	91.2					
ExtremePower™ injection		70		107	110.4	21.0
Normal Pipeline Operation – ExtremePower™ injected into each crude						
65% Castilla Blend/35 % Apaiy	93.6					
ExtremePower™ injection in each crude		68		118.0	121.0	29.3
Normal Pipeline Operation – ExtremePower™ injected into Castilla, LP™ 300 injected into Apaiy						
65% Castilla Blend/35 % Apaiy	93.6					
LP™ 300 in Apaiy			40	*	103.0	10.0
Combination injection 1		47	47	113.0	118.0	26.0
Combination injection 2		75	75	118.0	123.4	31.8

Fuente: ECOPETROL. [en línea] [citado el 5 de diciembre 2014] disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/documentos/carta126/tecnologia.htm>

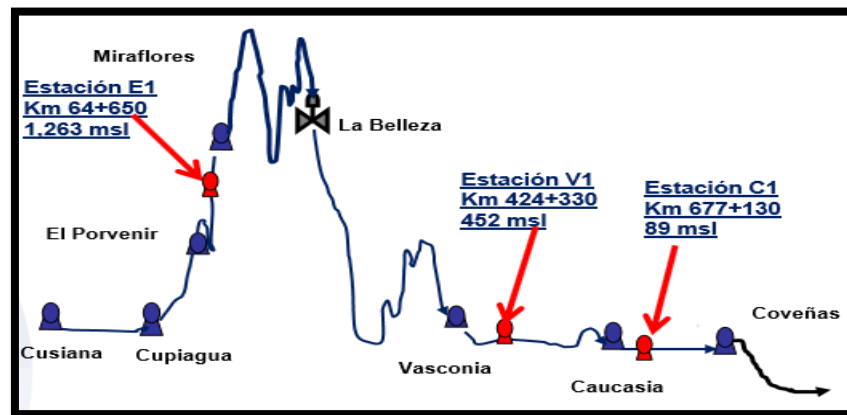
11.3. DETERMINACION DEL CONSUMO DE DRA Y SUS SOLUCIONES EN TRANSPORTE

Así mismo teniendo en cuenta la visión de ECOPETROL S.A en Cabeza de su presidente GILBERTO PEMBERTY de 1`000.000 Barriles de petróleo limpios, es claro evidenciar que se deben implementar tecnologías que aumente significativamente la eficiencia de nuestros sistemas de transporte actual en cada uno de los oleoductos existentes.

Como es el OLEODUCTO CENTRAL S.A que presenta una topografía bastante irregular en toda la extensión de su trayecto, resaltando entre ellos las

ESTACIONES DE MIRAFLORES Y LA BELLEZA con elevaciones cercanas a los 2000 msl, esta topografía hace que el reto de transportar el crudo desde CUSIANA hasta COVEÑAS sea un reto de ingeniería cada vez mayor teniendo en cuenta que cada día aumenta la dificultad de encontrar crudos livianos que puedan usarse como DILUYENTES para mejorar el volumen de crudo transportado diariamente. Ver Figura 32.

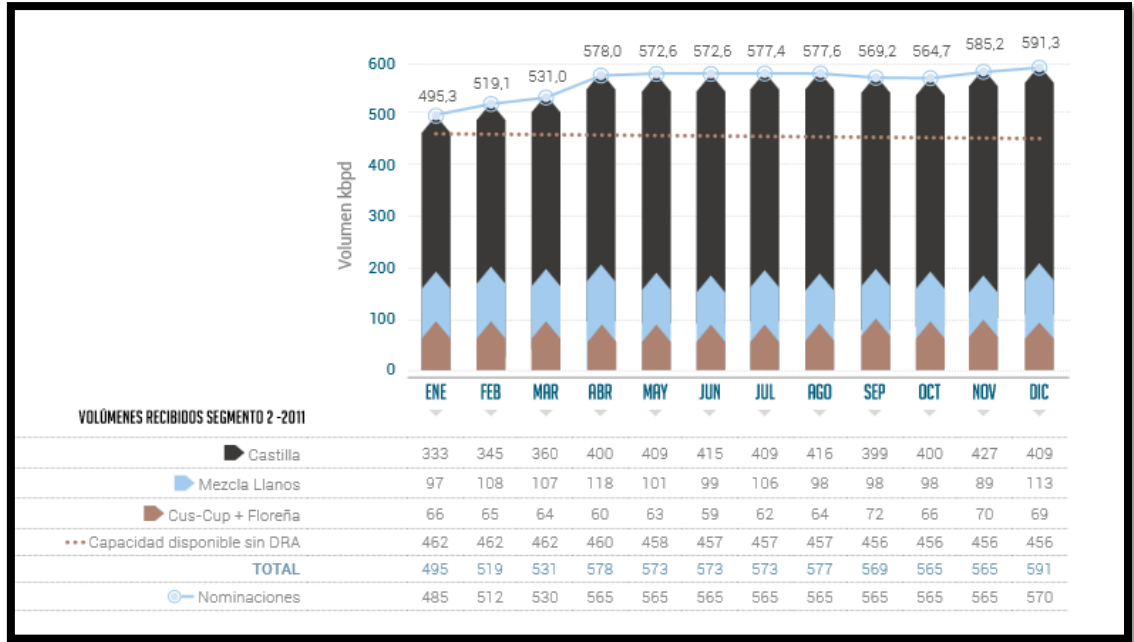
Figura 32. Topografía del OLEODUCTO CENTRAL S.A.



Fuente: www.ocensa.com.co

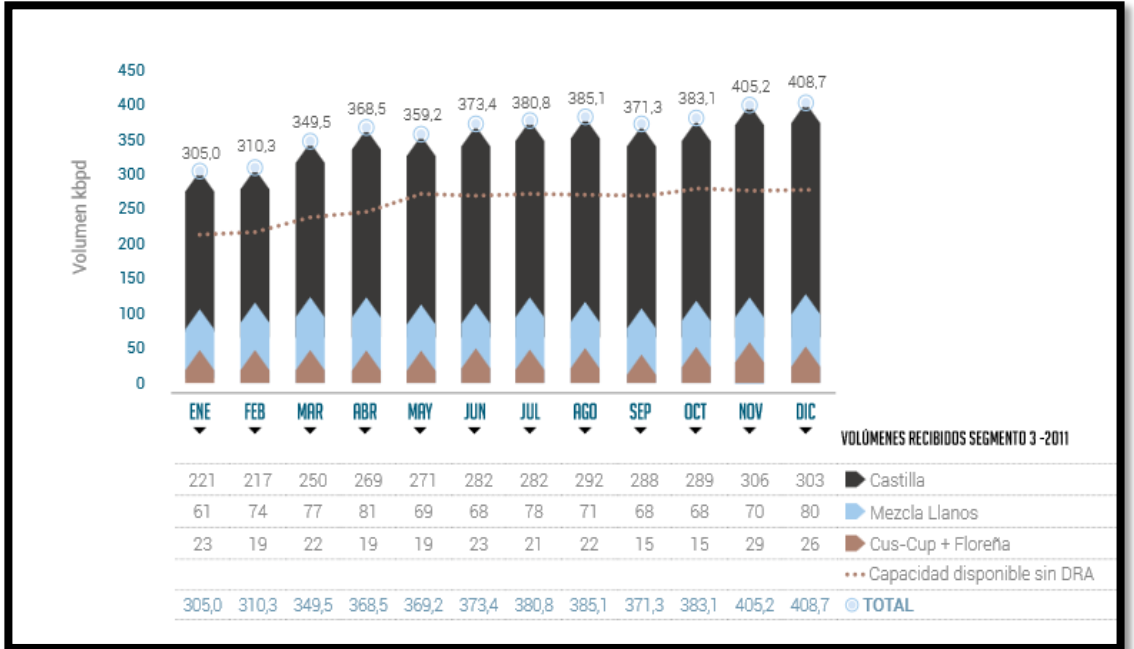
Teniendo en cuenta la visión Nacional en materia de transporte-explotación de crudo y las dificultades que esta presenta por cuenta de nuestra hermosa Topografía y biodiversidad que a su vez se transforma en plataforma para oleoductos que exigen retos de ingeniería para superar esta barrera, La gráfica 10 y 11 nos muestra que para OCENSA el cual es uno de los oleoductos nacionales que implementa DRA, el transportar un flujo casi que constante de 457 a 462 kbpd pero que dicho flujo aumenta relativamente de 495,3 a 591,3 kbpd con el uso DRA + crudo liviano, también es claro que el flujo real o producción neta obedece al producto cuando se aplica DRA, es decir las pérdidas asociadas al grado API del crudo como fricción de la tubería, temperaturas, flujo turbulento cobran factura disminuyendo la capacidad de los sistemas de bombeo en un 7,73% hasta 21,86% que se recuperan con el uso de reductores de fricción DRA.

Gráfico 10. Capacidad de transporte OLEODUCTO CENTRAL S.A segmento 2



Fuente: www.ocensa.com

Gráfico 11. Capacidad de transporte OLEODUCTO CENTRAL S.A segmento 3



Fuente: www.ocensa.com

De acuerdo a la **INFRAESTRUCTURA PETROLERA PARA EL TRANSPORTE DE CRUDO PESADO EN COLOMBIA**, los oleoductos que actualmente hacen uso de reductores “DRA” para la optimización del transporte son: Ver tabla 05.

Tabla 5. Capacidad de oleoductos que usan DRA. La determinación de la cantidad de DRA que debe ser aplicada se determina mediante la tabla de recomendaciones expuesta por el fabricante LiquidPower Ref EP 100

OLEODUCTO	LONGITUD (km)	(%) CRUDO PESADO	(%) MEZCLA CRUDO LIVIANO & PESADO	CAPACIDAD SIN DRA (KBPD)	CAPACIDAD CON DRA (KBPD)	API °	(%) EFICIENCIA DRA	Gal/d DRA
OCENSA	790	50	50	495.3	591,3	18	± 20	9933
ODC	481	50	50	191	236	18	± 20	3213

Para los oleoductos restantes en Colombia la tecnología en uso para facilitar el transporte de crudo es la mezcla de crudos pesados con livianos aumentando su grado API y apoyandose en sistemas de bombeo con una alto HP como se indica en la tabla 06.

Tabla 6. Capacidad de oleoductos con mezcla de crudos pesados y livianos + diluyentes (Nafta)

OLEODUCTO	LONGITUD (KM)	CAPACIDAD (BPD)	API ° (MEZCLA)
CAÑO LIMON COVEÑAS	771	100.000	29
ALTO MAGDALENA	400	110.000	30
LLANOS ORIENTALES	235	134.965	18
TRANSANDINO	305	90.000	28

Teniendo en cuenta la información de la tabla 09, es claro que el grado API se encuentra en niveles no críticos para el transporte de crudo, pero a su vez también nos indica claramente el consumo de nafta para diluir dicho petróleo en los

diferentes oleoductos de Colombia y poder transportarlo. Tambien es preciso aclarar que el transporta crudo mediante nafta hace necesario inyectar un barril de nafta por cada dos de petroleo que se quiera desplazar por cualquiera de los oleoductos mencionados en la tabla 10. Teniendo en cuenta estas proporciones el consumo de nafta nacional es como lo indica la tabla 07:

Tabla 7. Consumo relativo de nafta en Colombia

OLEODUCTO	LONGITUD (KM)	CAPACIDAD (BPD)	API ° (MEZCLA)	NAFTA (BPD)
CAÑO LIMON COVEÑAS	771	100.000	29	33.000
ALTO MAGDALENA	400	110.000	30	36.000
LLANOS ORIENTALES	235	134.965	18	44.000
TRANSANDINO	305	90.000	28	30.000
TOTAL		434.965		143.000

Colombia consume diariamente en promedio 120.000 BPD de nafta de los cuales 110.000 BPD es importado y 10.000 BPD producidos en Colombia. Como lo indica la tabla 10, es necesario para un transporte optimo del petroleo nacional unos 143.000 BPD de nafta. Colombia se prepara para culminar proyectos como el OLEODUCTO BICENTENARIO con capacidad de 600.000 BPD y el OLEODUCTO DEL PACIFICO con capacidad de 250 BPD con posibilidad de ampliacion a 400.000BPD indicando asi un consumo aun mayor de nafta, ver tabla 07.

Como lo indica la tabla 11 el consumo nacional de nafta se duplicaria si dependieramos 100% de la mezcla crudo pesado + nafta + crudo liviano, Colombia tiene proyectado para el 2017 poner en marcha los oleoductos Bicentenario y Pacifico con caudales de hasta 600.000 BPD lo que implicitamente aumentaria la dependencia del uso de nafta para el transporte de crudo a futuro como lo indica la tabla 08.

Tabla 8. Consumo relativo de nafta en Colombia

OLEODUCTO	LONGITUD (KM)	CAPACIDAD (BPD)	API ° (MEZCLA)	NAFTA (BPD)
PACIFICO	780	250.000	24	83.000
BICENTENARIO	970	600.000	24	200.000
TOTAL		850.000		283.000

A su vez si proyectaramos de forma exagerada y no contaramos con reductores de friccion como el DRA, la cifra de nafta actual seria la siguiente: Ver tabla 09.

Tabla 9. Proyeccion del consumo de nafta para los oleoductos Ocensa y ODC

OLEODUCTO	LONGITUD (KM)	CAPACIDAD (BPD)	API ° (MEZCLA)	NAFTA
OCENSA	790	591.300	29	190.000
ODC	481	236.000	30	74.000
TOTAL		827.300		264.000

Esta cifra no solo es alarmante por que pasariamos de 120.000 BPD a 690.000 BDP de nafta(Ver tabla 13), lo cual crea una dependencia aun mayor de importaciones de nafta y quedar a merced de precios internacionales fluctuantes y nocivos para el PIB nacional.

Teniendo en cuenta los calculos y analisis presentes es claro que el uso de nafta es ingenioso pero economicamente no viable partiendo que por cada 3 barriles transportados 1 es de nafta, con un valor que sobrepasa el costo de un barril de crudo. Tecnologias como el DRA permitiria las siguientes ventajas para el transporte de crudo en Colombia. Ver tabla 10 y Anexo 01.

Tabla 10. Ventajas del uso del DRA en todos los oleoductos nacionales

OLEODUCTO	LONGITUD (km)	(%) CRUDO PESADO	(%) MEZCLA CRUDO LIVIANO & PESADO	CAPACIDAD SIN DRA (KBPD)	CAPACIDAD CON DRA (KBPD)	API °	(%) EFICIENCIA DRA	Gal/d DRA	NAFTA BPD (50 %)
OCENSA	790	50	50	495.3	591,3	18	± 20	9933	190.000
ODC	481	50	50	191	236	18	± 20	3213	74.000
CANO LIMON COVEÑAS	771	50	50	80	100	29	± 20	1345	33.000
ALTO MAGDALENA	400	50	50	87	110	30	± 20	1462	36.000
LLANOS ORIENTALES	235	50	50	111	134.9	18	± 20	1865	44.000
TRANSANDINO	305	50	50	73	90	28	± 20	1226	30.000
PACIFICO	780	50	50	200	250	24	± 20	3360	83.000
BICENTENARIO	970	50	50	500	600	24	± 20	10027	200.000
TOTAL								32.431	690.000

12. CONCLUSIONES

El desarrollo de esta monografía constituye una base conveniente enfocada a la investigación de reductores de fricción y una promisoriosa visión de los alcances y errores obtenidos a nivel nacional e internacional en el proceso de mejorar y optimizar el transporte de hidrocarburos para satisfacer las necesidades energéticas y proyección del producto interno bruto nacional.

La reducción drástica de la viscosidad que se presenta al implementar DRA demuestra ser un método razonable para el transporte de crudo pesado en los oleoductos Colombianos, sin embargo se debe tener en cuenta que la topografía en cada uno de los seis oleoductos actuales es diferente y por lo tanto es necesario aplicar tecnologías simultáneas que permitan el desarrollo eficiente y eficaz de los reductores de fricción.

Si bien es importante aplicar tecnologías como el DRA, también es importante iniciar investigaciones que permitan a Colombia tener tecnologías que apunten a patentes de proyección internacional y en el mejor de los casos como le sucedió a Venezuela, encontrar nuevos combustibles fósiles a partir de residuos que hoy se desechan de la refinación o separados en el proceso del transporte del crudo.

El implementar ó investigar nuevas tecnologías de transporte no solo permitirá un mejoramiento en el desplazamiento del fluido en superficie, dado el caso y la necesidad, Colombia puede visualizar de la misma forma tecnologías que aumenten el factor de recobro en pozo, aprovechando la infraestructura existente y solucionar problemas de precipitación de alquitrén ya sea por presiones muy elevadas, crudo extra pesado ó punto de burbuja.

El DRA reduce la fuerza de fricción que se produce debido a la supresión de la disipación de energía por corrientes de Foucault turbulentas cerca de la pared del tubo durante el flujo turbulento, a su vez reduce la presión por fricción en una tubería ahorrando energía de bombeo, dando como resultado, el anular estaciones enteras de bombeo. Al permitir el cierre de estaciones de bombeo intermedias, los costos energéticos y de mantenimiento se pueden reducir de manera significativa.

Para el manejo de alternativas de dilución o reducción del grado API en el transporte de crudo pesado por tubería, es recomendable sustituir la nafta, debido a los altos costos que esta implica.

La dificultad de transporte, la compra de nafta y el bajo grado API, hace que sea más económico comprar petróleo extranjero. El ICP debe apuntar a crear tecnologías no tan robustas "Proyecto Desasfaltado" pero que permitan dar resultados y evitar así la dependencia de la nafta mediante nuevas tecnologías. Así mismo determinar costos de operación en cada uno de los oleoductos, con el fin de establecer una solución que involucre un desarrollo económico positivo. En los casos que se deba cambiar de tecnología o aplicar simultáneas, es preciso determinar costos de operación, inversión de capital en equipos, que tipo de ahorro se obtendrán, los logros que involucre y las ganancias generadas por venta de petróleo.

Una estrategia aún más ambiciosa para solucionar los problemas de transporte de crudo desde los pozos hasta las refinerías, es cambiar de localización las refinerías Nacionales o construir pequeñas refinerías donde se evite transportar el crudo a grandes distancias, de esta forma evitaremos el consumo de nafta-con un costo de US\$ 30 por encima del barril de crudo y la reducción o pérdida de un 10% de volumen por ser un crudo mejorado.

Los proyectos de crudo pesado pueden tardar de 8 a 10 años para cumplir sus objetivos ó en el peor de los casos, culminarlos por presupuesto o pobres resultados. Pero si tenemos en cuenta que el 64 % del crudo del mundo es extra pesado y el 36 % liviano y con proyeccion de la balanza de este porcentaje por los pesados, es importante insistir en la investigacion.

Determinar la materia prima de los reductores de friccion en el momento es imposible, debido a que su fabricante CONOCO PHILLIPS mantiene sus patentes bajo estrictas normas de seguridad, pero esto no es obstaculo para que el ingenio Nacional, encuentre nuevas propuestas, como es el caso de Mexico (IMP), los cuales pretenden arrancar la nueva era de reductores de friccion biodegradables que revolucionaran el mercado por no presentar desechos y evitar asi la separacion de los polimeros de DRA.

BIBLIOGRAFIA

- AHMED NS, Nassar AM, ZAKI NN, Gharieb KhH. Formation of fluid heavy oil-in-water emulsions for pipeline transportation. *Fuel* (1999). 78:593–600.
- AMIN A, RIDING M, SHEPLER R, SMEDSTAD E Y RATULOWSKI J: “Desarrollo Submarino desde el espacio poroso hasta el proceso, “*Oilfield Review* (2005) 17 (1): 4-19.
- ANHORN JL, Badakhshan A MTBE: a carrier for heavy oil transportation and viscosity mixing rule applicability. *J Can Pet Technol* (1994) 33(4):17–21
- ASHRAFIZADEH SN, Kamran M. Emulsification of heavy crude oil in water for pipeline transportation. *J Pet Sci Eng* (2010) 71:205–211
- BAI R, CHEN K, JOSEPH DD. Lubricated pipelining: stability of core-annular flow. Part 5 experiments and comparison with theory. *J Fluid Mech* (1992) 240:97–132
- BASEM J. Y TAJELDINE S. *Revista Aporrea: el crudo extrapesado y la solución a los problemas eléctricos del país [en línea] [citado el 15 julio 2014] disponible en: <http://www.aporrea.org/energia/a93724.html>.*
- BELTRAN M. Y MARCILLA A. Estructura y propiedades de los polímeros. Documento [en línea] [citada el 30 de agosto del 2014] disponible en: <http://iq.ua.es/TPO/Tema1.pdf>

- BENSAXHRIA A, Peysson Y, Antonini G Experimental study of the pipeline lubrication for heavy oil transport. *Oil Gas Sci Technol Rev IFP* (2004) 59(5):523–533
- BOUSSINGAULT JB “Memorie sur la composition des bitumens,” *Annales de Chimie et Physique* 64 (1837): 141. Citado en Auflem IH: “Influence of Asphaltene Aggregation and Pressure on Crude Oil Emulsion Stability,” Doktor Ingenior Thesis, Universidad Noruega de Ciencia y Tecnologia, Trondheim (2002).
- CHANG C, NGUYEN QD, Ronningsen HP Isothermal start-up of pipeline transporting waxy crude oil. *J Non-Newton Fluid Mech* (1999) 87:127–154
- CHEN Q, WANG M, PAN N, GAO Z-Y. Optimization principle for variable viscosity fluid flow and its application to heavy oil flow drag reduction. *Energy Fuels* (2009) 23:4470–4478
- COLOMBIA ENERGÍA. Crudos pesados, la gran apuesta del sector [en línea] [citado el 15 de diciembre del 2014] disponible en: <http://www.colombiaenergia.com/node/75#sthash.L1LYqwTG.dpuf>
- CURTIS C. Decoster E. Guzmán A., Huggins C. Minner M. Linares L. Rough H. y Waite M. “Yacimientos de petróleo pesado,” *Oilfield Review* (2003) 14 (3): 32-55.
- DESHMUKH S, Bharambe DP Synthesis of polymeric pour point depressants for Nada crude oil and its impact on oil rheology. *Fuel Process Technol* (2008) 89:227–233

- ECOPETROL [en línea] [citado el 5 de diciembre 2014] disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/documentos/carta126/tecnologia.htm>
- EXCELSIOR especiales: [en línea] [citado el 30 de de agosto 2014] disponible en: <http://www.excelsior.com.mx/global/2014/10/20/987942>
- FABRICANTE DRA, Conoco Philips.[en línea] [citado el 30 de agosto 2014] . disponible en: <http://www.liquidpower.com/EN/aboutcspi/Pages/index.aspx>
- FERNÁNDEZ. I. Polímeros en solución y aplicación de los polímeros en la industria petrolera. PDVSA-Intevep. Dep. de Manejo Integrado de Producción, Urbanización Santa Rosa, Sector El Tambor, Los Teques, Estado Miranda, 1201. Venezuela
- FIORILLO G. *Exploration and Evaluation of the Orinoco Oil Belt*, Caracas, Petróleos de Venezuela, S.A. *Rev. Venez. de Econ. y Ciencias Sociales*, 2004, 10(2) pag. 33-50
- GATEAU P, Henaut I, Barre L, Argillier JF Heavy oil dilution. *Oil Gas Sci Technol Rev IFP* (2004) 59(5):503–509
- GATEAU P, Henaut I, Barre L, Argillier JF Heavy oil dilution. *Oil Gas Sci Technol Rev IFP* (2004) 59(5):503–509
- GUEVARA E, GONZALES SA, NUNEZ G. Highly viscous oil transportation methods in the Venezuelan Oil Industry. In: *Proceedings of the 5th world petroleum congress*, London, (1998) pag.495–502.

- HART A, SHAH A, LEEKE G, GREAVES M, WOOD J. Optimization of the CAPRI process for heavy oil upgrading: effect of hydrogen and guard bed. *Ind Eng Chem Res.* (2013)
- HART A. The catalytic upgrading of heavy crude oil in situ: the role of hydrogen. *Int J Pet Sci Technol* (2012) 6(2):79–96
- HASAN SW, GHANNAM MT, Esmail N Heavy crude oil viscosity reduction and rheology for pipeline transportation. *Fuel* (2010). 89:1095–1100
- Instituto Colombiano de Petróleos.[en línea] [citado el 15 de diciembre del 2014] disponible en:
<http://www.ecopetrol.com.co/documentos/carta126/tecnologia.htm>
- INSTITUTO MEXICANO DE PETRÓLEOS.[en línea] [citado 30 agosto 2014] disponible en:
<http://www.imp.mx/comunicacion/gaceta/?imp=nota¬a=140819dfr>
- KESSICK MA. Pipeline transportation of heavy crude oil. US Patent (1982). 4,343,323
- KHAN MR Rheological properties of heavy oils and heavy oil emulsions. *Energy Sources* (1996). 18:385–391
- LANGEVIN D, Poteau S, HENAUT I, Argillier JF Crude oil emulsion properties and their application to heavy oil transportation. *Oil Gas Sci Technol Rev IFP* (2004) 59(5):511–521

- LANGEVIN D, Poteau S, HENAUT I, Argillier JF Crude oil emulsion properties and their application to heavy oil transportation. *Oil Gas Sci Technol Rev IFP* (2004) 59(5):511–521
- LANGEVIN D, Poteau S, HENAUT I, Argillier JF Crude oil emulsion properties and their application to heavy oil transportation. *Oil Gas Sci Technol Rev IFP* (2004) 59(5):511–521
- Lederer EL Viscosity of mixtures with and without diluents. *Proc World Pet Congr Lond* (1933) 2:526–528
- MACHADO ALC, Lucas EF, Gonzalez G. Poly (ethylene-co-vinyl acetate) as wax inhibitor of a Brazilian crude oil: oil viscosity, pour point and phase behaviour of organic solutions. *J Pet Sci Eng* (2001) 32:159–165
- MARTINEZ-Palou R, Maria de Lourdes M, Beatriz Z-R, Elizabeth M-J, Cesar B-H, Juan de la Cruz C-L, Jorge A Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: a review. *J Pet Sci Eng* (2011). 75:274–282
- MCKIBBEN MJ, Gillies RG, Shook CA. A laboratory investigation of horizontal well heavy oil–water flows. *Can J Chem Eng* (2000) 78:743–751
- MOTT Robert L. *Mecánica de Fluidos 6° ed.* Person: Prentice Hall (2006) pp 644.
- MULLINS OC, Sheu EY, Hammami A y Marshall AG (eds): *Asphaltene, Heavy Oils and Petroelomics.* (2007).
- NIEUWENHUYS G.M.H. Effect of Drag-Reducing Polymers on a Vertical Multiphase Flow. *MEAH:* (2003) 230.

- OILFIELD REVIEW. La importancia del petróleo pesado. [en línea] [citada el 20 noviembre del 2014] disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish06/aut06/heavy_oil.
- OILS & GAS Journal: Drag Reducing Additives Improve Drilling Fluid Hydraulics: [en línea] [citado 15 de agosto del 2014] disponible en: <http://www.ogj.com/articles/print/volume-93/issue-11/in-this-issue/general-interest/drag-reducing-additives-improve-drilling-fluid-hydraulics.html> 1995
- SANIERE A, Henaut I, ARGILLIER JF. Pipeline transportation of heavy oils, a strategic, economic and technological challenge. Oil Gas Sci Technol Rev IFP (2004) 59(5):455–466
- SHIGEMOTO N, Al-Maamari RS, Jibril BY, Hirayama A. A study of the effect of gas condensate on the viscosity and storage stability on Omani heavy crude oil. Energy Fuels (2006) 20(6):2504–2508
- SHU WR A viscosity correlation for mixtures of heavy oil, bitumen and petroleum fractions, SPE 11280. SPE J (1984) 24(3): 277–282
- Sun R, Shook CA Inversion of heavy crude oil-in-brine emulsions. J Pet Sci Eng (1996) 14:169–182
- ECOPETROL Transporte[en línea] [citada el 20 de agosto del 2014] disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/documentos/carta126/transporte.htm>
- URQUHART RD Heavy oil transportation: present and future. J Can Pet Technol (1986). 25(2):68–71

- VINCENT M. Silvia Álvarez S. Zaragoza J. Carbonell Ciencia y tecnología de polímeros.

ANEXOS

Anexo A. Propiedades del reductor de viscosidad y arrastre EP 1000, fabricado por Conoco Phillips

EP™ 1000	
Product Properties	
GENERAL	
Designed for use on	Heavy petroleum crude oil
Flow Improver type	Dispersion
Carrier/Solvent	Water and glycol mixture
PERFORMANCE	
Maximum drag reduction	Greater than 50%
Typical concentration	5 to 100 ppm
TYPICAL PROPERTIES	
Color	White
Density	8.51 lbs/gal (1.03 g/cm ³)
Flash Point	> 200°F (93.3°C)
Viscosity	95 cP @ 511s-1 (Non-Newtonian) @ 77°F/25°C
Freezing Point	-9°F (-23°C)
Boiling Point	222°F (106°C)
Vapor Pressure	0.46 psia (24 mm Hg) @ 77°F/25°C
HANDLING	
Operating range	-9°F to 140°F (-23°C to 60°C)
Product stability	Stable dispersion No agitation required
Pressure	No nitrogen or pressurized vessels required
Heating	Climate control environment available
INJECTION EQUIPMENT	
Pumps	Various designs available for different injection range and environments
Range	5 to 2,500 gal/day (20 to 9,500 L/day)
Flow meter	Mass (Coriolis)
Automation	Available
SAFETY AND ENVIRONMENTAL	
Reference country specific Safety Data Sheet for local requirements.	
Safety & Health (per U.S. OSHA)	Nonflammable. Low toxicity. Conventional protection equipment
Environmental (per U.S. EPA)	Not classified as hazardous waste

Fuente: LIQUIDPOWER Full-Service Solutions for Pipeline Drag Reduction [en línea] [citado 15 de mayo de 2015] disponible en: <http://www.liquidpower.com/EN/aboutcspi/Pages/index.aspx>