

**EVALUACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS DE TRANSPORTE DE CRUDO
PESADO POR TUBERÍAS: CASO APLICADO AL CAMPO RUBIALES.**

**JOSE ANIBAL OÑATE MORALES
RAUL FERNANDO RODRIGUEZ NAVAS**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2012

**EVALUACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS DE TRANSPORTE DE CRUDO
PESADO POR TUBERÍAS: CASO APLICADO AL CAMPO RUBIALES.**

**JOSE ANIBAL OÑATE MORALES
RAUL FERNANDO RODRIGUEZ NAVAS**

**Trabajo de grado para optar el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director:
M. Sc. MANUEL CABARCAS SIMANCAS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2012

DEDICATORIA

A Dios, a Mi Padre Jesús Nazareno y a mi Madre María quienes han sido mi mayor apoyo y ayuda constante en todos los momentos de mi vida, especialmente en esta etapa.

A mi familia: mi Papa, mi Mama, Nena, Betty y Nane, quienes desde mi infancia sembraron en mi los valores y cimientos para forjar mi vida. A mis hermanos, abuelos, bisabuelas (Macha y Mime) y Tíos en especial a mi tío Rubén quien me abrió las puertas de su casa para realizar una labor importante de mi carrera. Ustedes son y serán siempre mi mayor inspiración y gracias a su paciencia, apoyo y consejos fue posible concluir con éxito esta etapa de mi vida. Los amo.

Por último y no por esto menos importante a mis Amigos, colegas y compañeros que de una u otra manera influyeron positivamente durante el transcurso de mi carrera, aunque sus nombres no estén escritos en esta hoja, en mi corazón y mis buenos recuerdos sí lo están, les estoy muy agradecido.

“El secreto del éxito en la vida de un hombre está en prepararse para aprovechar la ocasión cuando se presente”.

Benjamín Disraeli

José Anibal Oñate Morales

DEDICATORIA

*A Dios, que hizo posible la culminación de este trabajo, que me llena diariamente
De bendiciones y en quien confió.*

*Principalmente a mi familia quienes fueron, son y serán siempre mi mayor
Inspiración y gracias a su paciencia, apoyo y consejos fue posible concluir con
éxito esta etapa de mi vida*

*A mis amigos, colegas y compañeros que de alguna u otra manera influyeron
positivamente durante el transcurso de mi carrera.*

*A todos aquellos profesores que gracias a su compromiso con la academia y el
país, dieron lo mejor de sí para transmitirnos los conocimientos y principios que
harán de mí un excelente profesional.*

Raul Rodríguez

AGRADECIMIENTOS

Los autores del presente trabajo de grado agradecen sinceramente a:

A DIOS quien ha sido nuestro motor y nos ha dado la oportunidad de desarrollarnos como personas y hoy culminar con éxitos nuestra carrera profesional.

A nuestros familiares por su amor, comprensión y decidido apoyo en el cumplimiento de nuestras metas.

A La Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos por formarnos humana y profesionalmente durante estos años.

A personas cuya orientación y ayuda han hecho posible este trabajo. En primer lugar expresamos nuestro más sincero agradecimiento al Ingeniero Manuel Cabarcas Simancas, por dirigir y orientar nuestro trabajo con paciencia y dedicación incondicional, la cual fue importante para su culminación con éxito.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	18
1. GENERALIDADES DE LOS CRUDOS PESADOS	22
1.1. CLASIFICACIÓN DE LOS CRUDOS	22
1.2. ORIGEN DE LOS CRUDOS PESADOS	23
1.3. PROPIEDADES DE LOS CRUDOS PESADOS	23
1.4. RESERVAS DE CRUDOS PESADOS	25
1.5. CARACTERÍSTICAS QUE DEBE TENER UN CRUDO PESADO PARA SER TRANSPORTADO POR TUBERÍA.....	27
1.6. TUBERÍAS PARA CRUDOS PESADOS.....	29
2. VISCOSIDAD DE LOS CRUDOS PESADOS	30
2.1. VISCOSIDAD ABSOLUTA O DINÁMICA:.....	30
2.2. VISCOSIDAD CINEMÁTICA:	32
2.3. MEDICIÓN DE LA VISCOSIDAD	32
2.4. RELACIÓN VISCOSIDAD – TEMPERATURA.....	33
3. MANEJO DE CRUDOS PESADOS EN OLEODUCTO	35
4. TECNOLOGIAS DE TRANSPORTE DE CRUDO PESADO POR TUBERIA	37
4.1. DILUCIÓN	37
4.1.1. <i>Antecedentes de la tecnología de la Dilución</i>	38
4.1.2. <i>Desarrollo de la tecnología de transporte por dilución con solvente</i>	40
4.1.2.1. Principales Razones para el Uso de Diluyente en la Producción, Recolección y Transporte de Crudos Extrapesados	41
4.1.2.2. Desventajas de Usar Diluyente.....	41
4.1.2.3. Elección del Diluyente	42
4.1.2.4. Dilución con crudos livianos.....	42
4.1.2.5. Dilución con Nafta	42
4.1.3. <i>Proceso de dilución del crudo pesado</i>	43
4.1.3.1. Viscosidad de la mezcla.....	43
4.2. EMULSIONES	45
4.2.1. <i>Antecedentes de la tecnología de Emulsión</i>	47

4.2.1.1.	Emulsiones en ambientes fríos	50
4.2.2.	<i>Desarrollo de tecnología de transporte por Emulsiones</i>	51
4.2.2.1.	Composición de la emulsión	52
4.2.2.2.	Formación de las emulsiones	52
4.2.2.3.	Emulsiones para el transporte de crudo pesado	52
4.2.2.4.	Sistema para la implementación de la tecnología de Emulsiones.....	53
4.2.2.5.	Tratamiento de emulsiones de crudo pesado.....	54
4.3.	CALENTAMIENTO DE CRUDO Y TUBERÍAS	55
4.3.1.	<i>Antecedentes de la tecnología de Calentamiento</i>	56
4.4.	FLUJO ANULAR-CORAZÓN.....	57
4.4.1.	<i>Antecedente de la tecnología de Flujo Anular-Corazón</i>	58
4.4.1.1.	Montajes efectuados para establecer el flujo anular-corazón	60
4.5.	PARCIAL UPGRADING.....	61
4.5.1.	<i>Procesos de conversión por craqueo térmico</i>	61
4.5.1.1.	Viscorreducción.....	62
4.5.1.2.	Coquización retardada	64
4.5.1.3.	Desasfaltado por disolventes	66
4.5.2.	<i>Coquización retardada</i>	68
4.6.	TECNOLOGÍAS COMPLEMENTARIAS AL TRANSPORTE DE CRUDO PESADO POR TUBERÍAS.....	68
4.6.1.	<i>Aditivos reductores de arrastre</i>	69
4.6.2.	<i>Depresores del punto de nube</i>	71
5.	GENERALIDADES DEL CAMPO RUBIALES	73
5.1.	UBICACIÓN.....	73
5.2.	CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	74
5.3.	CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DEL CAMPO RUBIALES	75
5.4.	PANORAMA DEL CAMPO RUBIALES.....	76
5.5.	INFRAESTRUCTURA DE TRANSPORTE DEL CRUDO DE CAMPO RUBIALES.....	78
6.	METODOLOGIA DE SELECCION	82
6.1.	ETAPA 1: ESTADO DEL ARTE	82
6.2.	ETAPA 2: INVESTIGACIÓN RUBIALES	82
6.3.	ETAPA 3: VARIABLES DISTINTIVAS DE LAS TECNOLOGÍAS DE TRANSPORTE DE CRUDO PESADO POR TUBERÍAS.....	83
6.4.	ETAPA 4: DISEÑO DE LA MATRIZ DE DECISIÓN	85
7.	RESULTADOS Y ANALISIS	87

8. CONCLUSIONES	89
9. RECOMENDACIONES.....	92
BIBLIOGRAFIA	94
ANEXOS	97
ANEXO A: METODO DE MATRIZ DE DECISION.....	98

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
FIGURA 1. CATEGORÍAS DE LOS CRUDOS PESADOS DE ACUERDO SU DENSIDAD	24
FIGURA 2. RECURSOS “IN PLACE” DE CRUDO PESADO EN EL MUNDO.	25
FIGURA 3. DISTRIBUCIÓN DE LA RESERVAS DE PETRÓLEO EN EL MUNDO SEGÚN EL TIPO DE CRUDO.....	26
FIGURA 4. FAJA CRUDOS PESADOS EN COLOMBIA.....	27
FIGURA 5. TRANSPORTE POR DILUCIÓN Y RECUPERACIÓN DEL DILUYENTE	40
FIGURA 6. INFLUENCIA DE LA FRACCIÓN DEL DILUYENTE EN LA VISCOSIDAD DE LA MEZCAL	45
FIGURA 7. EMULSIONES QUE SE ENCUENTRAN EN LA PRODUCCIÓN Y TRANSPORTE DE PETRÓLEO	46
FIGURA 8. ACONDICIONAMIENTO PARA EL TRANSPORTE DE CRUDO PESADO A TRAVÉS DE EMULSIONES.....	54
FIGURA 9. EFECTO DEL CALENTAMIENTO Y LA DILUCIÓN EN UN CRUDO PESADO.....	55
FIGURA 10. ESQUEMA DE DISEÑO DE UN FLUJO ANULAR-CORAZÓN.....	58
FIGURA 11. MONTAJES EFECTUADOS PARA FLUJO ANULAR - CORAZÓN	60
FIGURA 12. ESQUEMA DE PROCESO DE VISCORREDUCCIÓN.	63
FIGURA 13. ESQUEMA DEL PROCESO DE COQUIZACIÓN RETARDADA	65
FIGURA 14. PROCESO DE DESASFALTADO POR DISOLVENTES. FOSTER WHEELER	67
FIGURA 15. UBICACIÓN DEL CAMPO RUBIALES.....	73
FIGURA 16. SISTEMA PARA EL TRANSPORTE DE CRUDO PESADO Y NAFTA EN COLOMBIA	80

LISTA DE TABLAS

	Pág.
TABLA 1: PROPIEDADES DEL CRUDO DE CAMPO RUBIALES	76
TABLA 2: VARIABLES DISTINTIVAS DE LAS TECNOLOGÍAS DE TRANSPORTE DE CRUDO PESADO POR TUBERÍA.....	84
TABLA 3: MATRIZ DE SELECCIÓN PARA LAS TECNOLOGÍAS DE TRANSPORTE DE CRUDO PESADO POR TUBERÍA APLICADA AL CAMPO RUBIALES	86

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A: METODO DE MATRIZ DE DECISION.....	98

RESUMEN

TITULO

EVALUACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS DE TRANSPORTE DE CRUDO PESADO POR TUBERÍAS: CASO APLICADO AL CAMPO RUBIALES¹

AUTORES

JOSE ANIBAL OÑATE MORALES**

RAUL FERNANDO RODRIGUEZ NAVAS**

PALABRAS CLAVES:

Transporte de crudo pesado, dilución, emulsión, flujo anular, oleoducto, variables distintivas, matriz de decisión.

DESCRIPCIÓN

Las reservas de crudo convencional han venido presentando una declinación en los últimos años. Es por ello que los crudos pesados son tenidos en cuenta como recurso energético, sin embargo presentan una gran dificultad y costos asociados con su producción y transporte. Debido a esto nace la necesidad de buscar alternativas para el transporte de crudo pesado. En la práctica, las alternativas que han proporcionado los mejores resultados son dilución y emulsificación. El objetivo general de este trabajo es evaluar las diferentes alternativas: dilución, emulsiones, calentamiento, flujo anular-corazón y Up grading, por medio del método de matriz de decisión para seleccionar la tecnología más adecuada para el transporte de crudo pesado aplicado al campo Rubiales.

El desarrollo del campo Rubiales ha estado limitado por las restricciones en el transporte del crudo. La problemática de transportar el crudo por oleoducto, se presenta por las altas viscosidades que lo caracterizan; dificultando el flujo y encareciendo esta etapa por los costos operacionales y los requerimientos de inversión. Debido al aumento de la producción del campo, se hace necesario contar con una tecnología de transporte de crudo que garantice un proceso óptimo, seguro y al menor costo.

El análisis de la matriz de decisión, permitió concluir que las mejores alternativas para el transporte de crudo pesado por tubería en el campo Rubiales son las tecnologías de dilución y Emulsiones. Finalmente se propone realizar un posterior estudio técnico económico de cada una de las alternativas seleccionadas con el fin de elegir la alternativa que representa la mejor viabilidad para la compañía.

¹Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director MSc. Manuel Cabarcas

ABSTRACT

TITLE

EVALUATION OF ALTERNATIVES FOR TRANSPORTATION OF HEAVY OIL THROUGH PIPELINES: CASE APPLIED TO THE RUBIALES FIELD²

AUTHORS

JOSE ANIBAL OÑATE MORALES**

RAUL FERNANDO RODRIGUEZ NAVAS**

KEYWORDS:

Transportation of heavy oil, dilution, emulsion, annular flow, pipeline, distinctive variables, decision matrix.

DESCRIPTION

The conventional oil reserves have been presented a decline in recent years. That is why heavy oil is taken into account as an energy resource; however have great difficulty and costs associated with its production and transportation. Because of this comes the need for alternatives to transport heavy oil. In practice, the alternatives that have provided the best results are dilution and emulsification. The overall objective of this paper is to evaluate alternatives: dilution, emulsion, heating, annular flow and Up-grading heart, through the decision matrix method to select the most appropriate technology for the transport of heavy oil applied to the Rubiales field .

The Rubiales field development has been limited by restrictions on transportation. The problem of transporting oil by pipeline is presented by the high viscosities that characterize it, making it difficult and expensive flow this stage for operational costs and investment requirements. Due to increased field production, it is necessary to have a crude oil transportation technology that ensures an optimal process, secure and at less cost.

The analysis of the decision matrix concluded that the best alternative for the transport of heavy oil by pipeline in the Rubiales field are the technologies of dilution and emulsions. Finally intends to conduct a technical study economic back of each of the selected alternatives in order to choose the alternative that represents the best viability for the company.

²Degree Project

** Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: MSc. Manuel Cabarcas

INTRODUCCION

Al incrementarse la demanda energética mundial y declinar la producción de crudo convencional, resulta oportuno identificar nuevos horizontes en aras de suplir esa demanda. Un estudio realizado por la empresa estadounidense IHS-Cera señala que durante décadas las compañías petroleras desistieron de explotar el crudo pesado, el cual encontraron y abandonaron, debido al bajo precio que tenía este crudo en el mercado y a la dificultad para transportarlo y procesarlo³. Sin embargo, hoy la situación es distinta: en la última década las empresas han cambiado su actitud ante los elevados precios del petróleo y las vastas reservas mundiales de crudos pesados.

Si bien el pronóstico de expertos en el pasado era que el petróleo tenía sus días contados, los nuevos descubrimientos de crudo pesado en diferentes partes del mundo han ampliado el margen de reservas, ante la escasez de crudos livianos. La producción mundial de crudo pesado crecerá en 2 o 3 millones de barriles por día en los próximos 10 años; así lo afirmó la directora de la empresa estadounidense IHS-Cera, Jackie Forrest, durante la conferencia 'Mercados e inversiones' del Heavy Oil Latin America Congress, que se celebró en Bogotá, Colombia en el mes de Agosto del 2011¹.

Según Forrest, el diferencial de precios entre el crudo liviano y el pesado se mantendrá estrecho en los próximos 5 o 6 años, lo que ayudará "a una mayor inversión en crudos pesados"¹. Desde hace varios años en Colombia se ha venido incursionando en la explotación de crudos pesados. Según la ANH para el 2011, Colombia produjo cerca de 945.000 barriles diarios, de los cuales cerca del 60% fueron de crudo pesado, especialmente de campos en los Llanos Orientales, Putumayo y Magdalena Medio⁴. La meta del país es producir 1 millón de barriles diarios para el 2014 y 2 millones hacia el 2020. Siguiendo esta tendencia, Colombia se posiciona como el tercer productor de crudo en Suramérica, tras Venezuela y Brasil.

³PORTAFOLIO.Brújula / Crece crudo pesado. Disponible:<http://www.portafolio.co/opinion/brujula-crece-crudo-pesado> [citado 3 de Agosto de 2011].

⁴EL ESPECTADOR. El crudo pesado ahora sí es apetecido. Disponible: <http://www.elespectador.com/impreso/negocios/articulo-290410-el-crudo-pesado-ahora-si-apetecido> [citado 8 de Agosto de 2011].

Teniendo en cuenta las cifras anteriores, Colombia requiere de una infraestructura óptima de oleoductos para el transporte de crudos pesados. 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 carrotanques, así como las facilidades para optimizar el cargue de buques en el terminal Coveñas.⁵

Como solución al problema de transporte de crudos se han planteado cinco proyectos que estarán listos para evacuar una producción de hasta 1,4 millones de barriles de crudo para el 2013: (1) Incremento de la capacidad de transporte Rubiales-Monterrey (ODL); (2) Incremento capacidad de transporte oleoducto Vasconia - Coveñas; (3) Oleoducto Bicentenario fase II y III; (4) Incremento de la capacidad de transporte poliducto Pozos-Galán e (5) incrementar capacidad de almacenamiento en Altos de Porvenir.³

Si a lo anterior se suma que son crudos pesados, muy densos, el transporte se complica aún más y para moverlo hay que mezclarlo con sustancias como la gasolina natural y la nafta. El proceso físico-químico de la mezcla del crudo pesado con estos otros productos se conoce como dilución. Sin embargo, aún mezclado, el transporte no es fácil. La nafta tiene 60° API y la gasolina natural 73° API, pero mezclado con cualquiera de los dos, el crudo de Ecopetrol no sube más que a 18° API en su escala inversamente proporcional a la densidad³.

El auge de los crudos pesados va de la mano de soluciones tecnológicas que permitan mejorar su viscosidad para que puedan viajar por los oleoductos y llegar a los puertos de exportación o a las refinerías para su procesamiento. De allí que sea necesario identificar las diferentes tecnologías de transporte de crudos pesados que existen en la actualidad y establecer una metodología que permita determinar cuál es la opción más viable para cada proyecto. Para ello es importante tener en cuenta los aspectos técnicos, las limitantes, el impacto ambiental, el rendimiento, la disponibilidad y viabilidad económica de cada tecnología.

⁵ECOPETROL. Carta Petrolera. Este viaje se puso pesado. Disponible: <http://www.ecopetrol.com.co/documentos/carta126/transporte.htm> [citado N° 126 junio - agosto 2011].

Muchos han sido los estudios que han desarrollado diferentes autores acerca del tema, sin embargo, aún sigue siendo un reto la optimización del transporte de crudos pesados. Las principales técnicas que se han desarrollado incluyen la dilución con solventes, emulsificación, tratamiento término y la técnica de flujo anular-corazón.

Existe poca información estructurada que permita establecer en forma preliminar cuál debe ser la mejor alternativa para el transporte de crudo pesado por tubería para un proyecto en particular. Algunos autores han presentado revisiones y estudios comparativos de las diferentes técnicas de transporte de crudo pesado.

J.C Domínguez (2008) presenta un estudio sobre el transporte de crudo pesado por oleoducto. Las tecnologías de transporte que consideran técnicamente posibles son: transporte por dilución con un fluido de menor densidad API y transporte utilizando calentamiento en las estaciones de bombeo de los oleoductos. También hace un análisis de la posibilidad de realizar un mejoramiento del crudo pesado, resultando ser la tecnología más viable la de viscorreducción. El estudio incluye una estimación económica de las diferentes tecnologías.

Guevara, E., González, J. y Núñez, G. (1998) estudiaron diferentes tecnologías de transporte que incluyen el uso de diluyentes y la aplicación de otros sistemas de tuberías, tales como tuberías de aceite caliente, flujo corazón anular y Orimulsión^R. Estos autores presentan una evaluación comparativa y económica de las ventajas y desventajas de las diferentes tecnologías.

Saniere, A., Henaut, I. y Argillier, J.F. (2004) presentaron diferentes métodos de transporte del crudo pesado (calefacción, la dilución, emulsión aceite-en-agua, el “upgrading” y flujo anular corazón). Hicieron un estudio estructural y reológico para evaluar el origen de la alta viscosidad y contrarrestar su efecto.

Si bien es cierto que otros autores también han estudiado las distintas tecnologías de transporte de crudos pesados, aun no se evidencia en la literatura una metodología que permita determinar la mejor tecnología para el transporte.

En este artículo se presenta la descripción de cada uno de los métodos de transporte de crudo pesado por tuberías que se han desarrollado hasta el momento, y también se propone una metodología para seleccionar la tecnología de transporte de crudo pesado a un caso en particular. Esta metodología se basa en la aplicación de una matriz de selección y variables distintivas. El escenario seleccionado para dar a conocer esta metodología de selección es el crudo del campo Rubiales ubicado en el departamento de Meta (Colombia).

1. GENERALIDADES DE LOS CRUDOS PESADOS

1.1. Clasificación de los crudos

Los crudos exhiben un amplio espectro de densidades y viscosidades. La viscosidad a la temperatura de yacimiento es generalmente la medida más importante para un productor de hidrocarburos porque determina cuán fácilmente fluirá el petróleo. La densidad es más importante para el refinador de petróleo porque es un mejor indicador de los derivados de la destilación. Desafortunadamente, no existe una correlación clara entre las dos, la viscosidad puede variar en gran medida con la temperatura, sin embargo, la densidad varía poco con la temperatura, y se ha convertido en el parámetro estándar de campo utilizado comúnmente para categorizar los petróleos.

La densidad se define usualmente en términos de grados API (Instituto Americano del Petróleo) y está relacionada con la gravedad específica; mientras más denso es el petróleo, más baja es la densidad API. Las densidades API del hidrocarburo líquido varían desde los 4° para el bitumen rico en brea hasta los 70° para los condensados. El petróleo pesado abarca un vasto rango a lo largo de este espectro que existe entre el petróleo ultrapesado y el petróleo liviano. El Departamento de Energía de los Estados Unidos de Norteamérica (DOE, por sus siglas en inglés), define al petróleo pesado como aquél que presenta densidades API de entre 10.0° y 22.3°. En algunos yacimientos, el petróleo con una densidad tan baja como 7 u 8°API se considera pesado más que ultrapesado, porque puede ser producido mediante métodos de producción de petróleo pesado.

El crudo pesado es un sistema coloidal compuesto por partículas de asfáltenos, disueltas en un solvente constituido por máltenos. Los asfáltenos son la fracción polar más aromática y pesada del crudo. Están compuestos por anillos aromáticos, con cadenas alifáticas que contienen grupos polares en sus extremos.

La alta viscosidad del crudo pesado es atribuida principalmente a la superposición de los asfáltenos. Para entender el comportamiento macroscópico de estos crudos, se han realizado estudios de las interacciones microscópicas entre los componentes del crudo, de los resultados reológicos se obtiene que la viscosidad aumenta con la concentración de asfáltenos.

1.2. Origen de los crudos pesados

Originalmente, cuando la roca generadora produce el petróleo, éste no es pesado. Los expertos en geoquímica generalmente coinciden en que casi todos los petróleos comienzan con densidades de entre 30 y 40°API. El petróleo se vuelve pesado sólo luego de una degradación sustancial ocurrida durante la migración y luego del entrapamiento. La degradación se produce a través de una variedad de procesos biológicos, químicos y físicos. La bacteria transportada por el agua superficial metaboliza los hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos en moléculas más pesadas. Las aguas de formación también remueven hidrocarburos por solución, eliminando los hidrocarburos de menor peso molecular, los cuales son más solubles en agua. El petróleo crudo también se degrada por volatilización cuando un sello de pobre calidad permite que las moléculas más livianas se separen y escapen.

El petróleo pesado se produce típicamente de formaciones geológicamente jóvenes; Pleistoceno, Plioceno y Mioceno. Estos yacimientos tienden a ser someros y poseen sellos menos efectivos, exponiéndolos a condiciones que conducen a la formación de petróleo pesado. La naturaleza somera de la mayoría de las acumulaciones de petróleo pesado se debe a que muchas se descubrieron tan pronto como se establecieron las poblaciones en sus proximidades.

La recolección de crudo de chapopoterías (manaderos de petróleo) y la excavación a mano constituyeron las formas más tempranas de recuperación, seguidas de la perforación de túneles y la minería. A principios de la década de 1900, estos métodos dieron lugar al avance de técnicas empleadas hoy para producir yacimientos de petróleo pesado.

1.3. Propiedades de los crudos pesados

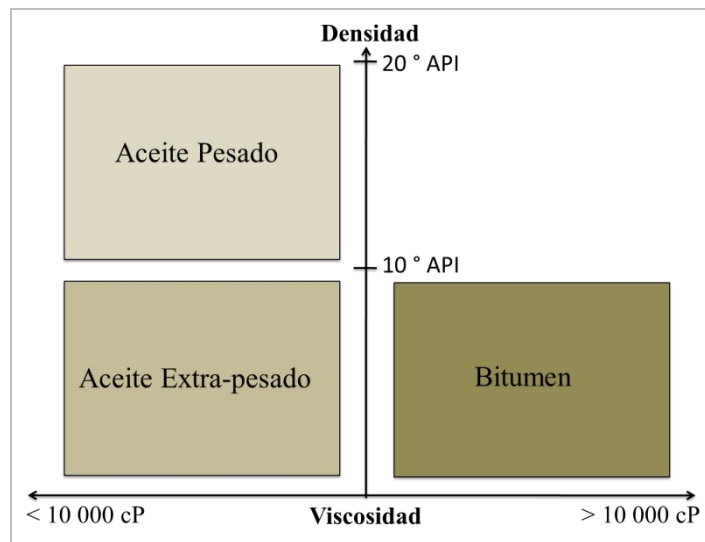
Los crudos pesados son el resultado del proceso químico de oxidación de los crudos convencionales que realizan bacterias dentro del yacimiento. Tienen diferentes propiedades físicas y químicas que se afectan, generalmente estos crudos presentan:

- Alta Viscosidad.
- Baja gravedad API. $< 20^\circ$ API
- Alto punto de fluidez (*Pour Point*): $80^\circ\text{F} - 100^\circ\text{F}$.
- Alto contenido de metales pesados como Níquel y Vanadio.
- Alto contenido de azufre y nitrógeno.
- Alta relación gas aceite (GOR).
- Salinidad del crudo.

Se han definido diferentes categorías de crudo pesado de acuerdo a su densidad y viscosidad. (Fig.1).

- Crudo pesado: $10^\circ < \text{API} < 20^\circ$.
- Crudo extrapesado y bitumen: $\text{API} < 10^\circ$. La viscosidad en el yacimiento hace la diferencia entre estos.

Figura 1. Categorías de los crudos pesados de acuerdo su densidad

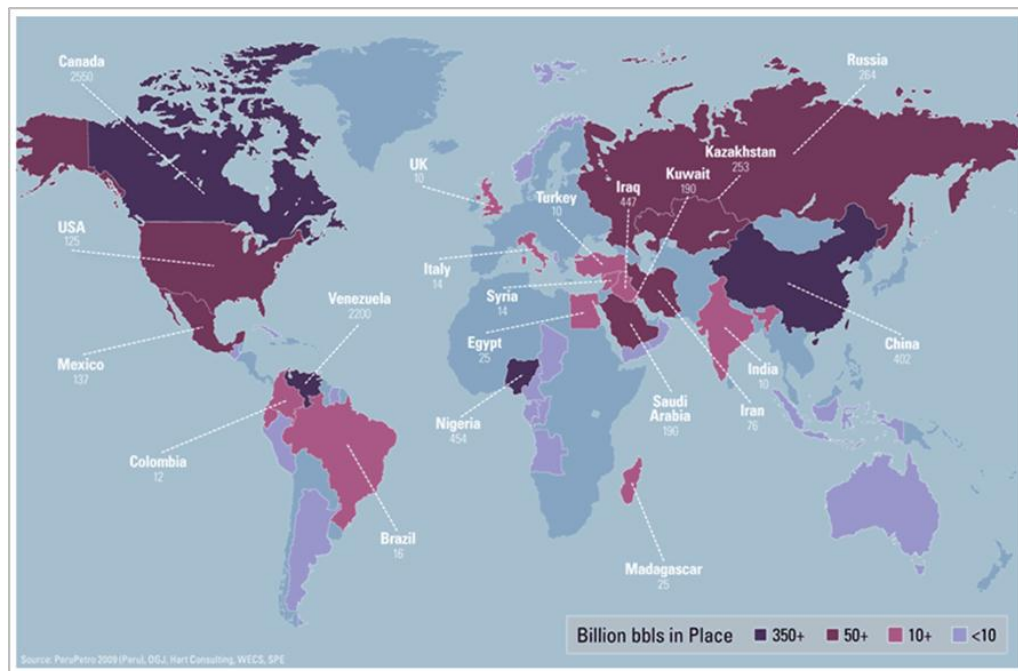


Fuente: SANIERE, A, HÉNAUT, I, and ARGILLIER, J-F. "Pipeline Transportation of Heavy Oils, a Strategic Economic and Technological Challenge". Oil & Gas Science and Technology. Vol. 59. 2004. Pág. 455 - 466.

1.4. Reservas de crudos pesados

En el mundo hay mucho más depósitos de crudos no convencionales que convencionales. Solamente entre Canadá y Venezuela tienen depósitos de 3,6 billones de barriles, dos veces más que los depósitos convencionales en todo el mundo. Debido a esto desde finales del siglo pasado ha aumentado el desarrollo de los crudos pesados y extrapesados.

Figura 2. Recursos “in Place” de crudo pesado en el mundo.

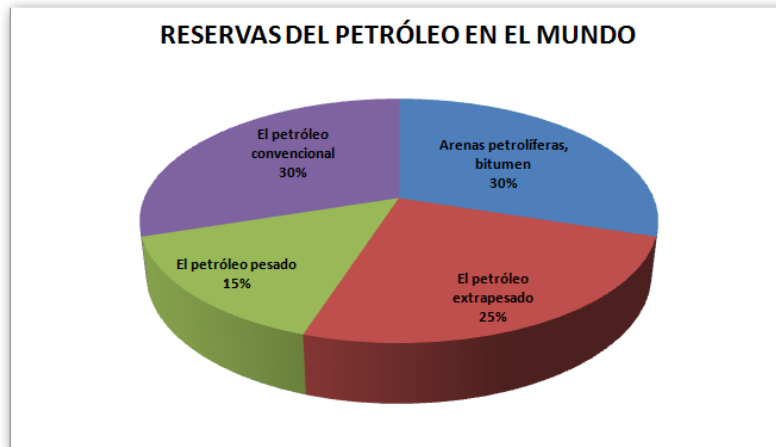


Fuente: www.slb.com

En la figura 2 podemos ver que la mayor parte de los tipos de crudos que existen son no convencionales. Es evidente, por que resultan tan atractivas las reservas de crudo pesado, extrapesado, bitumen o las arenas bituminosas para las compañías petroleras. Además de que hoy en día resulta rentable explotar estos yacimientos, también estos conforman el 70 % de las reservas mundiales; el 30% está en las arenas petrolíferas y en el bitumen, el 25% representa el petróleo extrapesado y el 15% el petróleo pesado. El restante 30% quedan para el petróleo ligero y mediano. Cabe destacar que un

aproximado entre el 25% al 28% de estas reservas pertenecen a los países de Venezuela y Canadá. Estas formas de petróleo son denominadas como no convencionales.

Figura 3. Distribución de la reservas de petróleo en el mundo según el tipo de crudo.



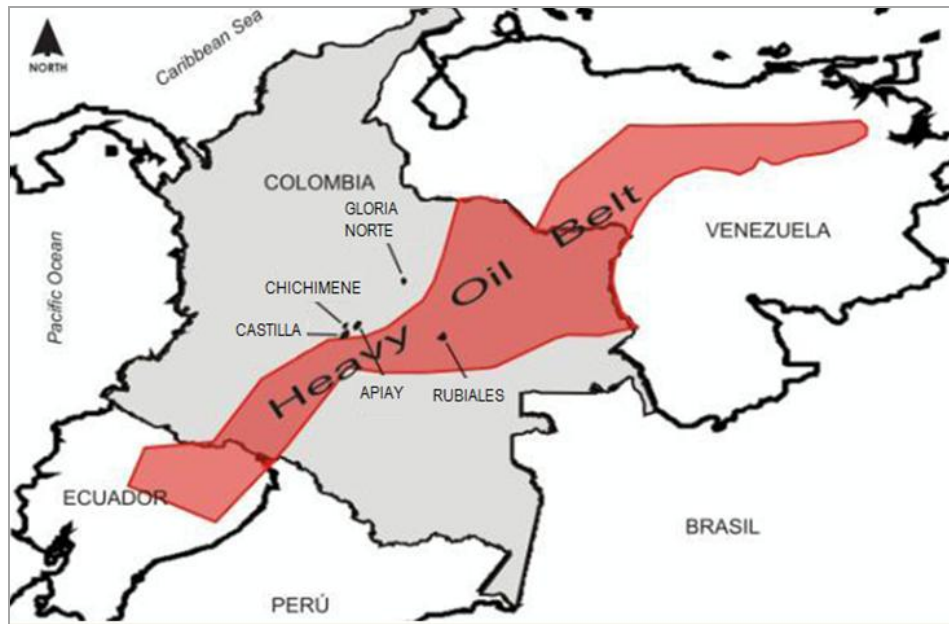
Fuente: Sitio Web bolsa libre⁶

Los crudos pesados pueden encontrarse en forma semi-sólida mezclada con arena y agua como en las Arenas de alquitrán de Athabasca (Athabasca Oil Sands en inglés), o en Canadá donde se trata del conocido bitumen crudo (una forma semi-sólida de crudo). En Canadá este bitumen es tan denso y pesado que es necesario calentarlo o diluirlo para que llegue a su estado líquido. En Venezuela hay grandes depósitos de crudo pesado en la Faja del Orinoco. Aunque se trata de un tipo de crudo algo más líquido que en Canadá, se trata de petróleo pesado y extrapesado.

En Colombia los crudos pesados forman parte importante de la solución energética del futuro. Requieren de tecnología, conocimiento y experiencia para su desarrollo sostenible. Ecopetrol tiene como proyecto aumentar la producción de crudo a un millón de barriles equivalentes al año 2015. Se espera que el aporte de crudos pesados sea del 30%. Se proyecta que los crudos pesados sean producidos por los campos Castilla, San Fernando, Rubiales, Teca, Nare y Jazmín.

⁶ http://www.bolsalibre.es/articulos/view/Petroleo_el_oro_negro

Figura 4. Faja crudos pesados en Colombia



Fuente: ZAMORA A. "Heavy Oil Latin America Congress - Markets and Investment Commercial potential of heavy oil reserves in Colombia". Bogotá – Colombia. Agosto 2011

Las mayores reservas de crudo pesado se encuentran en la región de los Llanos Orientales (Ver Fig. 4) con 368 MMBO en reservas probadas y 411 MMBO en reservas probables⁷. Además de las áreas conocidas, Colombia tiene expectativas de desarrollo en nuevas áreas exploratorias buscando la adición de nuevas reservas de crudos pesados.

1.5. Características que debe tener un crudo pesado para ser transportado por tubería

Si bien factores tales como la porosidad, la permeabilidad y la presión determinan cómo se comportará un yacimiento, la densidad y la viscosidad del petróleo son las propiedades que dicta el enfoque de producción que tomará una compañía petrolera. Los petróleos densos y viscosos denominados petróleos pesados, presentan retos de producción y tratamiento especial pero no insuperables.

⁷ www.ecopetrol.com.co

Usualmente las reservas de crudo pesado no son tenidas en cuenta como recurso energético, debido a las dificultades y costos asociados con su producción y transporte. La mayoría de las reservas de petróleo, hoy en día aún sin explotar, se encuentran en áreas remotas de difícil acceso con limitaciones para la construcción de infraestructura e instalaciones de tratamiento y transporte.

La problemática de transportar los crudos pesados por oleoducto, se presenta en las altas viscosidades que los caracterizan dificultando la movilidad de los mismos. Estas razones implican altos consumos de energía o grandes inversiones en tubería por la dimensión de los diámetros que requiere. Sin embargo, existen más de 6 trillones de barriles [1 trillón de m³] de petróleo en sitio atribuidos a los hidrocarburos más pesados, equivalente al triple de reservas combinadas de petróleo y de gas convencionales del mundo que merecen una atención más esmerada.

Los nuevos desarrollos necesitan de tecnologías capaces de transportar la producción directa de los pozos hacia facilidades centralizadas de tratamiento ubicadas a largas distancias, sin afectación ambiental considerable.

Se han realizado estudios con el fin de buscar alternativas convencionales y no convencionales para el transporte de crudo, desde los campos de producción a las refinerías o puertos de exportación que faciliten el flujo. Entre las tecnologías que han sido objeto de estudio se encuentran: dilución, calentamiento, emulsificación, flujo anular-corazón y también se analiza la posibilidad de realizar un mejoramiento del crudo pesado mediante la técnica de "Up grading".

Las dos características más importantes que debe tener el crudo pesado para ser transportado a través de un oleoducto son:

- Temperatura por encima del punto de fluidez.
- Viscosidad lo suficientemente baja, con el objetivo de disminuir costos y los requerimientos de bombeo.

El punto de fluidez es la temperatura a la cual se cristalizan las partículas de cera en el aceite e impiden su flujo, es decir, la mínima temperatura a la cual el crudo fluye. A la temperatura del punto de fluidez el crudo se comporta como un material sólido, debido a

esto, los crudos con alto punto de fluidez pueden perjudicar y hacer más difícil su transporte por tuberías.

1.6. Tuberías para crudos pesados

Las tuberías que transportan actualmente el crudo pesado en el mundo se clasifican en diferentes categorías.

- Tuberías de grandes diámetros y longitud que fueron diseñadas para transportar crudos convencionales o ligeros.
- Tuberías de gran diámetro y longitud diseñadas para operar con crudos pesados
- Tuberías de diámetro menor y de longitud más corta para propósitos especiales, diseñadas para crudos pesados.

Las tuberías clasificadas en la primera categoría son las de mayor aplicación debido al crecimiento continuo de la demanda de petróleo pesado y la declinación de las reservas de los crudos livianos, aprovechando así, las tuberías existentes.

2. VISCOSIDAD DE LOS CRUDOS PESADOS

La Viscosidad es una propiedad que indica la facilidad con que un fluido fluye cuando se le aplica una fuerza externa, es decir, es una medida de tendencia a resistir el esfuerzo de corte. Todos los cuerpos, ya sean líquidos, sólidos o gases, ofrecen resistencia a la deformación o al desplazamiento entre porciones de su cuerpo.

La viscosidad es función del estado de las propiedades del fluido, por esta razón se deben tener en cuenta para determinar el método más económico y apropiado para transportar el crudo pesado. Estas propiedades son:

- **Temperatura:** La viscosidad de los líquidos es muy sensible a los cambios de temperatura. A medida que la temperatura aumenta disminuye la viscosidad. Este comportamiento se predice por medio de la ecuación de Andrade:

$$\mu = Ae^{B/T} \quad \text{Ec. 2.1}$$

- **Presión:** En el flujo por oleoductos, se consideran de menor importancia los efectos de la presión sobre la viscosidad, debido a que los cambios de presión entre las estaciones de bombeo no son significativos. La presión está limitada por la resistencia de la tubería, por lo tanto, es un parámetro establecido.
- **Velocidad de deformación:** Afecta la viscosidad según el tipo de fluido. Los fluidos Newtonianos son aquellos en los que la viscosidad se afecta por los cambios de temperatura y presión, por lo tanto cuando estas propiedades permanecen constantes la viscosidad también, a cualquier gradiente de velocidad que se encuentre sometido el fluido. Los fluidos no - Newtonianos son aquellos en los que la viscosidad varía con la velocidad de deformación.

2.1. Viscosidad absoluta o dinámica:

Es la medida de la resistencia de un fluido al esfuerzo de corte o a la deformación angular. Las fuerzas de fricción de un fluido resultan del intercambio de cohesión y momentum entre las moléculas del fluido. La unidad en el sistema CGS es el poise. La

viscosidad de un fluido puede medirse por un parámetro dependiente de la temperatura llamado coeficiente de viscosidad o simplemente viscosidad, designado como η o μ . En unidades en el SI Sistema Internacional: $[\mu] = [\text{Pa}\cdot\text{s}] = [\text{kg}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{s}^{-1}]$. En el sistema cegesimal es el Poise. $1 \text{ poise} = 1 [\text{P}] = 10^{-1} [\text{Pa}\cdot\text{s}] = [10^{-1} \text{ kg}\cdot\text{s}^{-1}\cdot\text{m}^{-1}]$.

Experimentalmente se ha demostrado que la viscosidad absoluta de los crudos a temperatura constante, disminuye drásticamente con el aumento de la gravedad API.

La Viscosidad dinámica está definida por la siguiente ecuación:

$$\mu = \tau / (dV/dy) \quad \text{Ec. 2.1.1}$$

Donde:

μ = viscosidad dinámica, $\text{N}\cdot\text{s}/\text{m}^2$

τ = Esfuerzo de corte, N/m^2

dV = Variación de velocidad, m/s

dy = Variación de longitud, m

El análisis de la ecuación 4 muestra que:

- Si $\mu = \text{constante}$, indica que si el esfuerzo se aumenta, se incrementa la velocidad con que se mueve el fluido.
- Un esfuerzo por pequeño que sea, siempre produce un gradiente de velocidad.
- Si $\mu = \infty$ se tiene un sólido rígido, y si $\mu = 0$ se tiene un fluido ideal.
- Si $\mu \neq 0$ pero finito, indica que son fluidos reales.
- En los fluidos en reposo el esfuerzo cortante es nulo.

Los fluidos que siguen la ecuación se llaman fluidos newtonianos. En los líquidos la viscosidad disminuye al aumentar la temperatura y en los gases el efecto es contrario. Esta propiedad no se ve afectada apreciablemente por las variaciones de la presión.

2.2. Viscosidad cinemática:

Designado como v , resulta el cociente entre la viscosidad dinámica y la densidad del fluido, esto es:

$$V = \mu / \rho$$

Donde:

V = Viscosidad cinemática, ft^2/s

μ = Viscosidad dinámica, $lb * s / ft^2$

ρ = Densidad, $lb m / ft^3$

A diferencia de la viscosidad dinámica, la viscosidad cinemática en los gases varía fuertemente con la presión. En el sistema inglés, la unidad es ft^2/s y en el sistema métrico se define como el Stokes y es equivalente a cm^2/s .

2.3. Medición de la Viscosidad

Para medir la viscosidad absoluta de fluidos, especialmente gases y vapores, se requieren elaborados equipos y una habilidad experimental considerable. Por otra parte, un instrumento más simple llamado viscosímetro, puede ser usado para medir la viscosidad cinemática de los crudos y otros líquidos viscosos. La viscosidad de los crudos se mide generalmente por el registro del tiempo requerido para un volumen dado de fluido a una temperatura constante para fluir por un pequeño orificio a dimensiones estándar.

Algunos procedimientos empíricos como los sistemas Saybolt Universal, Saybolt Furol y el Termoviscosímetro Saybolt son reemplazados por los sistemas cinemáticos en los estados unidos.

La viscosidad cinemática se determina midiendo el tiempo para un volumen fijo de líquido que fluye por gravedad a través un tubo capilar de cristal calibrado cinemáticamente, a una temperatura controlada de manera muy precisa. La viscosidad cinemática es el

producto de la medición del tiempo de flujo y de la constante de calibración del viscosímetro cinemática. La constante de calibración se obtiene midiendo el tiempo de flujo de un aceite a una viscosidad estándar a través del viscosímetro a una temperatura precisa.

2.4. Relación viscosidad – temperatura.

La viscosidad de un líquido decrece con el aumento en la temperatura, al aumentar la temperatura del crudo se disminuye su viscosidad debido al incremento de la velocidad de las moléculas y, por ende, a la disminución de su fuerza de cohesión y disminución de la resistencia molecular. Por lo tanto, la temperatura a la que las mediciones de viscosidad se realizan, también se deben incluir a la hora de informar los datos de viscosidad.

Los crudos relativamente medianos poseen una estructura molecular más estable a cambios de temperatura que la de los crudos pesados. Mientras más viscoso sea un crudo, posee una estructura más inestable que puede ser alterada fácilmente por cambios mínimos de temperatura. Generalmente se puede alcanzar una reducción superior al 90% al incrementarse la temperatura de los crudos en 100 °F, a partir de la temperatura ambiente.

La técnica más común para estimar la relación de viscosidad-temperatura de un aceite hace uso de las gráficas estándar de viscosidad y temperatura de la norma ASTM⁸ para productos petroleros líquidos. Para usar estas gráficas, por lo menos dos puntos conocidos de la relación viscosidad-temperatura son trazados como una línea recta. La viscosidad a cualquier otra temperatura se puede leer directamente de la gráfica. La siguiente ecuación se ha propuesto para representar las gráficas en aplicaciones informáticas:

$$\text{Log}[\text{Log}(Z)] = A - B\text{Log}(T)$$

Donde:

$$Z = (\text{CST} + 0.7 + C - D + E - F + G - H).$$

⁸ ASTM D 341 Standard for viscosity-temperature Charts for Liquid Petroleum products", Annual Book of ASTM Standards, American Society for Testing and Materials, Philadelphia, Pennsylvania.

LOG = logaritmo base 10.
CST = Centistokes.
T = temperatura, K o R.
A = constante.
B = constante.
C = EXP (-1.14883 – 2.65868 CST).
D = EXP (-0.00381308 – 12.5645 CST).
E = EXP (5.46491 – 37.6289 CST).
F = EXP (13.0458 – 74.6851 CST).
G = EXP (37.4619 – 192.643 CST).
H = EXP (80.4945 – 400.468 CST).
EXP = exponenciales sobre la base natural e.
V = Viscosidad Cinemática, cSt.

3. MANEJO DE CRUDOS PESADOS EN OLEODUCTO

Uno de los mayores inconvenientes que presentan los crudos pesados es su transporte a través de tuberías. Hemos visto como el problema del transporte de crudos pesados radica fundamentalmente en las altas viscosidades de éstos. Debido a las propiedades de este tipo de crudo, se hacen necesarias diversas condiciones para poder llevar el crudo de un punto a otro. Son necesarios altos diferenciales de presión para bombear el crudo, lo que acarrea alta energía de las bombas y poca distancia entre ellas para el manejo de altas cantidades de estos. Esto nos da la necesidad de encontrar la manera más eficiente y económica para poder obtener unas condiciones reológicas óptimas de transportar estos crudos.

Algunos de los métodos para transportar crudos pesados que han sido utilizados hasta el momento son:

1. Precalentar el crudo a una temperatura alta, de tal manera que le permita alcanzar su destino a una estación intermedia antes de enfriamiento a una temperatura por debajo de su punto de fluidez. La tubería puede o no estar aislada.
2. Calentar tanto el crudo como la línea por algún método, tal como calentamiento eléctrico o con vapor.
3. Inyectar agua para formar una capa entre la pared de la tubería y el crudo.
4. Mezclar agua con el crudo para formar una emulsión.
5. Diluir el crudo con aceite más ligero, aceite refinado o con solvente.
6. Modificar el punto de fluidez. Realizando un ciclo especial de calentamiento/enfriamiento para reducir el punto de fluidez y reducir también la viscosidad.

7. Disminuir el punto de fluidez. Para algunos crudos de alto punto de fluidez es necesario depesores de punto de fluidez. Procesando estos crudos antes de enviarlos por la tubería puede cambiar su estructura ceroso-cristalina y rebajar su punto de fluidez.
8. Realizar un proceso de Viscorreducción, esencialmente es un proceso moderado de craqueo térmico. Este puede realizarse a todo el crudo o a una porción de este.
9. Realizar un proceso de hidrogenación; este consiste en la adición de hidrogeno o de hidrocarburos de peso molecular ligero para formar componentes livianos y reducir así su viscosidad.
10. Combinación de los métodos anteriores.

Cada uno de estos métodos tiene sus ventajas e inconvenientes. Factores como la localización geográfica, la disponibilidad de materiales y equipos, los requerimientos de tubería, mantenimiento, los costos de operación y requerimientos de calidad del crudo, influyen en la elección del método a implementar para el transporte del crudo por tuberías.

Los principales métodos o tecnologías que han tenido mayor aplicación son:

- Dilución: esta puede ser con crudos livianos o con productos derivados del crudo.
- Calentamiento: este puede realizarse al crudo, a la tubería o a ambos.
- Transporte con agua: puede ser por medio de emulsiones o mediante de la técnica de flujo anular-corazón.
- Procesos de refinado o Upgrading.

Estas tecnologías son estudiadas y analizadas en capítulos posteriores.

4. TECNOLOGIAS DE TRANSPORTE DE CRUDO PESADO POR TUBERIA

El transporte de crudo pesado requiere una viscosidad y fricción suficientemente bajas, para lograr que el diámetro de tubería y los requerimientos de bombeo sean económicamente óptimos. Existen varias tecnologías para lograr estas características, algunas de las cuales han sido implementadas en campo y otras que están en proceso de desarrollo.

Debido a que la viscosidad de los crudos es el factor más influyente en el transporte por oleoducto, se debe encontrar una alternativa económica y ambientalmente aceptable que reduzca la viscosidad del crudo.

En el momento existen varias alternativas las cuales han sido aceptadas en la industria para este propósito, sin embargo, no existe una que dé solución definitiva al problema. Estas tecnologías tienen como objetivo disminuir la viscosidad del crudo o disminuir la fricción con la tubería las cuales se describen a continuación:

4.1. Dilución

Es uno de los métodos más antiguos y preferidos para reducir la viscosidad en crudos pesados. La dilución consiste en mezclar un crudo pesado con uno de mayor °API (condensados de gas natural o crudos ligeros); generando una disminución de la viscosidad y la densidad del crudo original.

La proporción de solvente de 20-30%, es a menudo suficiente para evitar altas caídas de presión o la necesidad de altas temperaturas, y por ende, facilitar las operaciones de deshidratación y desalado. Sin embargo, esta técnica puede requerir inversiones sustanciales en el bombeo y tuberías, debido al aumento del volumen de transporte y la necesidad de separar en algún momento el solvente.

Esta técnica tiene algunos retos:(1) La relación crudo/solvente se ve afectada, cuando el crudo presenta cambios en su composición. (2) Es importante determinar de antemano la

proporción de solvente y (3) verificar los parámetros de medición de crudo, viscosidad de mezcla y compatibilidad entre los fluidos⁹.

4.1.1. Antecedentes de la tecnología de la Dilución

Zahan et al 2004, Yaghi y Al-Bemani (2002) encontraron que la mezcla de crudo extra-pesado y crudo liviano (7:3) posee una viscosidad de 1000 y 300 cp a 303 y 323 K, respectivamente, en comparación con el aceite pesado original (15000 cp a 293K). Aquí la dilución se hizo con un crudo ligero (29 API) y la necesidad de calentar a 323 K hace que este enfoque sea algo costoso. En campo, la dilución de crudo pesado de hecho reduce la viscosidad, pero otros problemas siguen sin resolverse, como lo son los asfaltenos y los depósitos de parafinas.

Van den Bosch y Schrijvers (2006) propusieron el método *dilution-upgrading* el cual se basa en la producción *in situ* de un solvente a través de separación, destilación y craqueo térmico de una parte de la alimentación de aceite pesado, para producir uno o más fracciones ligeras, o uno o más fracciones pesadas. La alimentación de aceite pesado se divide en dos, una parte se envía al proceso antes mencionado y la otra se diluye con una mezcla de todas las fracciones ligeras del petróleo pesado procesado, mientras que las fracciones pesadas obtenidas se utilizan para generar calor y/o potencia. Así, un crudo sintético se forma para ser transportado a través de tubería, el cual es más fácil de refinar y presenta menos problemas de estabilidad. Este mismo principio de *Upgrading* parcial es sugerido por *Myers et al (2000)*, aquí la hidroconversión del crudo permite alcanzar una viscosidad entre 60 y 250 cp a 313 K, y una dilución adicional con nafta o condensado que minimiza la viscosidad a 40-50 cp., sin embargo este proceso está limitado por el lugar y la necesidad de infraestructura de refinación en plataformas off-shore.

Lqbal et al (2006) presentan una variedad de esquemas que pueden permitir el transporte y proceso del crudo pesado con diferentes contenidos de sal, agua, acidez y gravedad API menor a 15. Los autores proponen un enfoque integrado para el proceso *dilution-*

⁹ Martinez, R.; Mosqueira, M.; Zapata, B.; Juárez, E.; Huicochea, C.; Clavel, J. and Arburto, J. "Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: A review". *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Vol. 75 (2011); p 274-282.

upgrading-transportation lo que reduce los requisitos de capital inicial y costos operativos. En primer lugar, la dilución del aceite pesado se hace con hidrocarburo líquido ligero en proporción 1:10; la mezcla se transporta a través de tubería a una unidad de desasfaltado con disolvente que pueda estar en un lugar remoto. El proceso de desasfaltado produce una fracción de asfaltenos, una fracción de aceite desasfaltado esencialmente libre de asfaltenos que está listo para el refinado adicional, y la fracción de disolvente que puede ser recuperado y reciclado como el disolvente de extracción, o devuelto para la dilución de aceite pesado.

De la misma manera, un método simple de transporte alternativo para los aceites pesados fue desarrollado por *Argilier et al (2006)*. Aquí, los asfaltenos son precipitados por n-alcános y reincorporados al aceite para obtener una suspensión, es decir, una suspensión de partículas no coloidales con baja viscosidad que fluidizan el aceite. Teniendo en cuenta que la estructura del aceite pesado se comporta como una suspensión coloidal viscosa, la precipitación de asfaltenos tendrá un efecto definitivo en su viscosidad. El cambio resultante de la morfología del crudo en forma de suspensión, en realidad conduce a una disminución de la viscosidad.

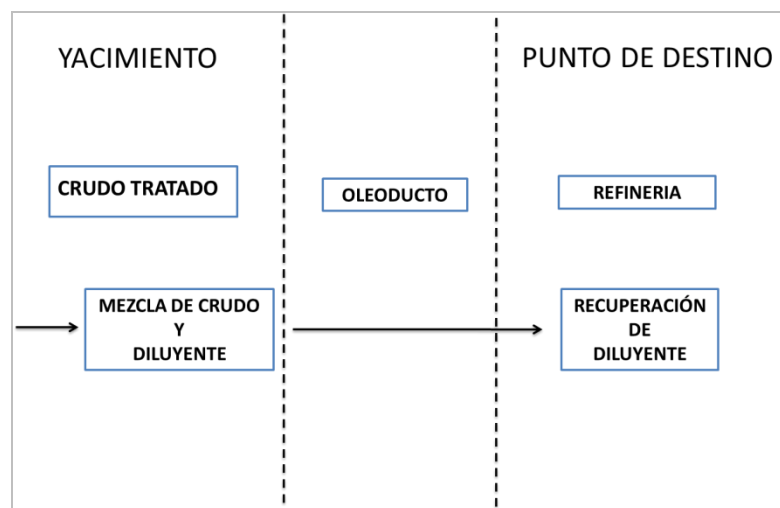
Desde un punto de vista económico, cualquier mejora en la eficiencia de dilución será beneficiosa para el proceso, reduciendo la cantidad de disolvente para obtener una viscosidad aceptable. Por esta razón la investigación se debe encaminar para encontrar otros solventes más eficientes.

Henaut et al. (2007) proponen el uso de dimetil éter (DME) bajo presión como solvente para ajustar la viscosidad y reducir la caída de presión en la tubería. Además, la recuperación de DME en la refinería, en comparación con otros solventes, es mucho más fácil. Otros solventes que están siendo investigados como los alcoholes, es decir el pentanol, es doblemente eficaz para reducir la viscosidad del aceite pesado en comparación con queroseno, debido a las interacciones de enlace de hidrógeno con los grupos hidroxilo que incluyen algunos de los asfaltenos. A mayor es la polaridad o el parámetro de enlace de hidrogeno del solvente, mayor será la reducción de la viscosidad relativa del crudo diluido. No obstante, si el solvente posee gran cantidad de enlaces de hidrogeno, es generalmente más viscoso que los hidrocarburos. Solo los solventes con

pocos enlaces de hidrogeno dan una reducción significativa de la viscosidad al crudo diluido (Gateau et al., 2004).

La nafta y los crudos livianos son una interesante alternativa a la utilización de condensados de gas natural, debido a su alta gravedad API y eficiencia en la dilución de crudo pesado. No obstante, la mezcla pueda alterar la estabilidad de los asfáltenos provocando su floculación y precipitación, por ende también obstrucción en las tuberías. En este punto se detalla la técnica de transporte por dilución. (Fig. 5).

Figura 5. Transporte por dilución y recuperación del diluyente



Fuente: DOMÍNGUEZ, J.C.; “Transporte de crudo pesado a través de oleoducto, Evaluación de diferentes tecnologías” Ingeniería Química No.465 (2008) p. 54-65.

Se necesitan más estudios a fin de comprender la floculación de asfáltenos, así como la cristalización y deposición de parafinas. Por lo tanto, se debe considerar también que la mezcla de aceite puede alcanzar un precio de venta inferior a las fracciones ligeras utilizadas como solvente. En consecuencia una evaluación económica es necesaria a fin de evaluar la viabilidad financiera del proceso.

4.1.2. Desarrollo de la tecnología de transporte por dilución con solvente

Esta tecnología consiste en mezclar crudo pesado con hidrocarburos medianos, livianos o con cortes de petróleo como querosén o nafta, en una proporción tal que permita su

movimiento a través de tuberías en condiciones económicamente aceptables, esto es: diluirlo hasta conseguir una mezcla operacionalmente manejable desde el punto de vista de su fluidez. Para que esto suceda habrá que determinar la calidad y cantidad de diluyente necesario para conseguir la mezcla buscada.

La dilución es una opción que facilita el transporte de crudo pesado a temperatura ambiente. La mezcla presenta un comportamiento de fluido Newtoniano, debido a la reducción de la viscosidad del crudo con hidrocarburos menos viscosos, por ejemplo, crudos más livianos, Nafta, Kerosene o condensados.

4.1.2.1. Principales Razones para el Uso de Diluyente en la Producción, Recolección y Transporte de Crudos Extrapesados

Una de las principales razones para usar diluyente, es obtener una mezcla con una viscosidad que permita su bombeo a través de líneas de superficie, equipos de tratamiento y oleoductos. Para el uso de un diluyente, se puede señalar lo siguiente:

- Una disminución en la viscosidad de un crudo permite incrementar el grado de efectividad del proceso de transporte.
- La reducción de viscosidad también facilita el paso del fluido a través de: válvulas, equipos de medición y otros.

4.1.2.2. Desventajas de Usar Diluyente

- Generalmente tanto los diluyentes como su transporte y almacenamiento son costosos.
- Es necesario contar con fuentes seguras de abastecimiento del diluyente y en las cantidades requeridas.
- Es fundamental contar con un sistema de inyección de diluyente que posea bombas, líneas, múltiples, equipos de medición, control y otros. Esto resulta en un gasto inicial y de mantenimiento considerable.

4.1.2.3. Elección del Diluyente

El diluyente se determina teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

- Diámetro del oleoducto.
- Número de estaciones de bombeo.
- Calidad de la mezcla y del diluyente.
- Aumento de la tasa de flujo en la vida útil del proyecto.
- Disponibilidad y costo del diluyente.
- Calidad y espesor del material de la tubería.
- Análisis económico, donde se incluyan todas las opciones técnicamente factibles.

4.1.2.4. Dilución con crudos livianos

Es una alternativa viable cuando se tiene la disponibilidad de volúmenes suficientes de diluyente. Reduce la viscosidad del crudo pesado, permitiendo que sea bombeado a través del oleoducto. Considerando las limitaciones del equipo en general (Presión máxima de operación de la tubería y la presión de descarga de la bomba).

Las desventajas de diluir con crudos livianos son:

- Compatibilidad con los asfáltenos.
- Disponibilidad del crudo liviano.
- Disminución en la capacidad de flujo de crudo a través del oleoducto. Algunas veces la fracción en volumen del diluyente requerido para alcanzar una viscosidad aceptable es >30%.
- Altos costos.

4.1.2.5. Dilución con Nafta

En los últimos años, se ha incrementado la utilización de derivados del petróleo como diluyentes. La refinación del petróleo ha sido capaz de producir hidrocarburos con alto

grado de pureza, logrando la manufactura de diluyentes industriales con propiedades requeridas por la industria.

La Nafta es un derivado del petróleo. Su mayor uso es como diluyente o adelgazante. Esta se convierte en una alternativa interesante para el transporte de crudo pesado, debido a la alta gravedad API y a la compatibilidad con los asfáltenos.

Las desventajas de diluir con Nafta son:

- Disponibilidad debido a que algunas reservas de crudo pesado están localizadas en áreas remotas.
- Altos costos.
- Disminución en la capacidad de flujo de crudo a través del oleoducto.

4.1.3. Proceso de dilución del crudo pesado

El proceso de la mezcla del crudo con el diluyente es relativamente simple y puede llevarse a cabo de diversas maneras, por ejemplo, mediante la mezcla de los componentes en un tanque en forma de proceso por lotes o por mezcla de componentes en línea de manera simultánea. Los productos mezclados deben cumplir con las especificaciones deseadas, se pueden instalar analizadores de corriente para proporcionar control de la regeneración de los aditivos y mezcla de corrientes.

4.1.3.1. Viscosidad de la mezcla

El principal propósito de la mezcla de crudos es reducir la viscosidad del crudo original, por tal razón, la mezcla se debe hacer con diluentes o con un crudo que tengan una viscosidad menor.

Los diluentes más usados en el transporte de crudo pesado son: crudos livianos, nafta, condensados, gasolina natural, entre otros. La viabilidad económica del método depende de la disponibilidad del diluyente en los alrededores del crudo a tratar.

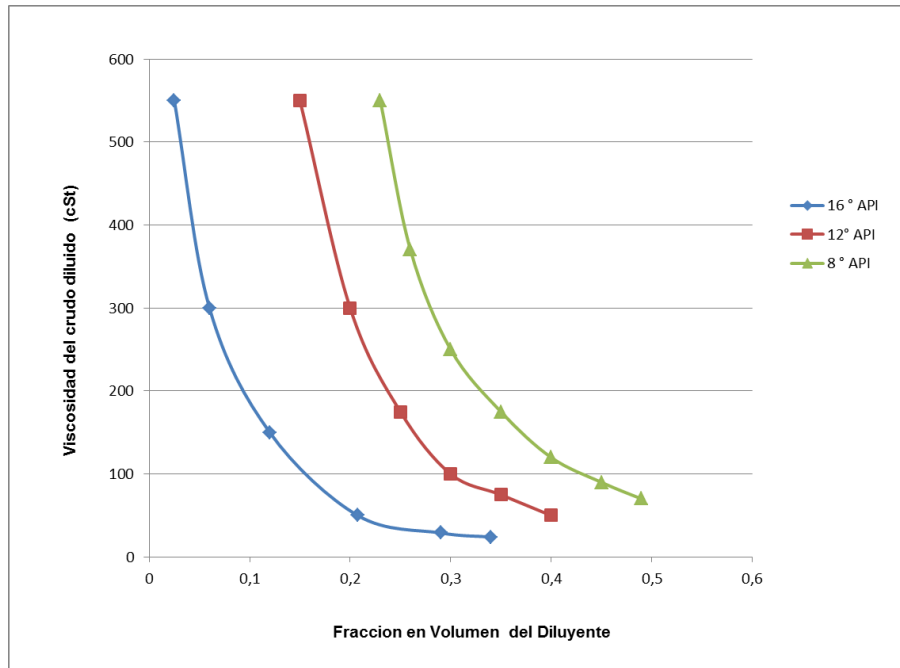
La relación existente entre la viscosidad del crudo diluido y la fracción en volumen del disolvente es de forma exponencial; por esta razón el método de dilución es muy eficiente¹⁰.

La predicción de la viscosidad resultante de la mezcla de dos o más crudos, históricamente ha sido considerada un problema bastante complejo, por tal razón resulta de gran importancia tener conocimiento de las viscosidades de la composición de mezclas de crudos para poder dar solución a muchos problemas ingenieriles. No obstante, cada uno de los componentes de la mezcla debe cumplir con unos parámetros de operación previamente establecidos como temperatura, viscosidad y volumen, para poder ser mezclados, y por consiguiente que la mezcla resultante sea apta para el transporte y tratamiento.

El criterio que se utiliza para la predicción de viscosidad de mezclas, es la tendencia de la curva de viscosidad vs. Composición (Figura 6) a temperatura y presión constante. Esta curva permite determinar si una mezcla líquida binaria es ideal o no. Una mezcla ideal, es aquella en la que el volumen, la energía interna y la entalpía de la mezcla son igual a la de los componentes puros por separado. La tendencia de la curva depende en gran medida de los componentes líquidos. Las mezclas ideales exhiben una tendencia a la linealidad, por el contrario las mezclas no ideales, muestran tendencias a la no linealidad y pueden exhibir un máximo o un mínimo y en ocasiones las dos.

¹⁰ Guevara, E., Gonzalez, J. and Nuñez, G. (1998) Highly viscous oil transportation methods in the Venezuela oil industry. Proceedings of the 15th World Petroleum Congress, John Wiley and Sons, London, 495-501.

Figura 6. Influencia de la fracción del diluyente en la viscosidad de la mezcla



Fuente: SANIERE, A, HÉNAUT, I, and ARGILLIER, J-F. "Pipeline Transportation of Heavy Oils, a Strategic, Economic and Technological Challenge". Oil & Gas Science and Technology. Vol. 59. 2004. Pág. 455-466

4.2. Emulsiones

Una emulsión es una mezcla heterogénea de dos o más fluidos inmiscibles. Estos no necesariamente se deben encontrar en la misma proporción, por lo que es de esperarse que uno de estos fluidos se encuentre en mayor cantidad y el otro se encuentre disperso en él, en forma de gotas.

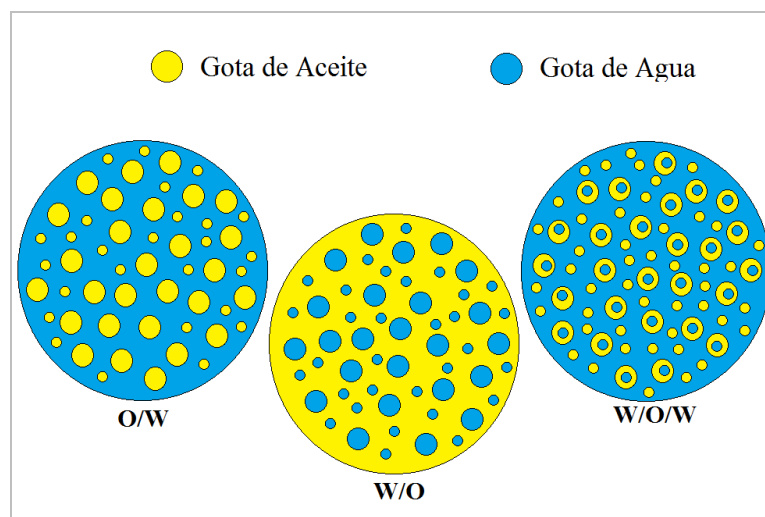
Existen dos fases en una emulsión; la fase continua la cual hace referencia al fluido que se encuentra en mayor proporción, que puede ser agua o crudo y la fase dispersa que se refiere al fluido que se encuentra distribuido en forma de gotas en la fase continua.

Existen varios tipos de emulsión dependiendo de la distribución de las fases: Las emulsiones de agua en crudo, en las cuales el aceite se encuentra como fase continua y el agua en forma de gotas dispersas en el crudo se conoce como emulsión directa o normal, o contrario son las emulsiones inversas en las que el agua se presenta como fase

continua y el crudo distribuido en ella en forma de gotas. Además de estas existen las llamadas emulsiones duales en las cuales existen pequeñas gotas de agua dispersas en grandes gotas de crudo, que a su vez se encuentran dispersas en una fase continua de agua. Fig. 7.

Una emulsión se produce debido a la turbulencia que genera la energía de agitación de los fluidos que viajan desde el yacimiento hasta superficie, esta energía debe ser lo suficientemente alta para lograr dispersar uno de los fluidos en el otro; sin embargo estas emulsiones son susceptibles al rompimiento al término de la reducción o suspensión de la tasa de suministro de energía; debido a esto existe aditivos para dar un tratamiento especial y mantener estabilizada la emulsión evitando su rompimiento.

Figura 7. Emulsiones que se encuentran en la producción y transporte de petróleo



Fuente: MARTINEZ, R.; MOSQUEIRA, M.; ZAPATA, B.; JUÁREZ, E.; HUICOCHEA, C.; CLAVEL, J. and ARBURTO, J. "Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: A review". Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol. 75 (2011); p 274-282.

Las emulsiones que no se rompen sin algún tratamiento especial son denominadas emulsiones estables.

Para que una emulsión estable se forme son necesarias tres condiciones:

- 1) Los fluidos deben ser inmiscibles
- 2) Debe haber suficiente agitación para lograr dispersar un fluido en el otro.

- 3) Debe estar presente un agente emulsificador como un surfactante, estabilizador, etc.; el cual facilita la formación de gotas, formando una membrana sobre estas para evitar o retardar su unión al haber coalescencia entre ella.

4.2.1. Antecedentes de la tecnología de Emulsión

Diversos autores se han referido al sistema de transporte de crudo pesado por tuberías y muestran como alternativa la emulsificación del crudo en agua o salmuera para reducir la viscosidad de este y permitir con ello que pueda ser transportado; *Langevin* (2004) hizo un estudio en el cual explico que la emulsión de aceite en agua reduce la viscosidad de los crudos pesados y bitúmenes y puede proporcionar una alternativa al uso de diluyentes o calor para reducir la viscosidad en las tuberías.

Se han realizado varias aplicaciones de emulsiones para transportar el crudo pesado, como muestra está el proceso de Orimulsión® desarrollado por la estatal petrolera de Venezuela PDVSA en los años ochenta y comercializados por la filial Bitúmenes del Orinoco SA (Bitor), esta consiste en una emulsión de bitumen en agua. La tecnología se desarrolló con el objetivo de facilitar el transporte de este, debido a que la dilución con gasoil convencional estaba dejando de ser atractivo económicamente. La Orimulsión era más fácil de transportar al tiempo que podía ser utilizada directamente como materia prima para la generación de calor en centrales termoeléctricas.

En los principios de la tecnología la estructura de precios tuvo un buen comportamiento con respecto a los precios del carbón, y claramente fue exitoso hasta fines de los años noventa cuando el petróleo se convirtió en una mejora de la realidad. Este producto estaba orientado a la producción de electricidad y ofrecía una oportunidad para los países en desarrollo con limitado carbón, reservas de gas y capacidad de refinación.

Una manera efectiva para reducir la viscosidad del aceite pesado es la formación de emulsiones de aceite en agua con la ayuda de agentes tensoactivos; de esta forma el crudo es transportado en forma de finas gotas en una fase continua que principalmente consiste en agua u otro tipo de solución acuosa.

En cuanto a los surfactantes *Rivas et al.* (1998) aseguro que los surfactantes no iónicos representan una buena opción, ya que no se ven afectados por la salinidad del agua, los cuales son relativamente baratos y no producen los residuos orgánicos deseables que afectan a las propiedades del aceite. Además menciono que el uso de estos tensoactivos puede incrementar significativamente el costo de las emulsiones; sin embargo, la activación de los tensoactivos naturales de los crudos pesados es una opción viable.

Rivas et al. (2004) y *Langevin et al.* (1998) propusieron el uso de las moléculas naturales presentes en el bitumen, que cuando actúan con aminos sirven como tensoactivos naturales para formar una emulsión de bitumen en agua. Algunos de estos trabajos se refieren al uso de tensoactivos naturales que están presentes en el crudo como las partículas tales como la sílice, arcilla, óxidos de hierro entre otras.

Langevin et al. (2004) aseguraron que se pueden obtener emulsiones más estables si la superficie de la partícula está saturada por asfaltenos. El transporte del crudo por tubería debe llevar la menor cantidad de agua como sea posible por razones económicas. No obstante, la viscosidad que se necesita para el transporte, que es alrededor de 400cP a temperatura ambiente, solo puede ser obtenida con alrededor del 25-30% en peso de contenido de agua; por encima del 70% de crudo en emulsión hace que la viscosidad sea demasiado alta, lo cual puede provocar que se invierta la emulsión. Los tensoactivos además deben permitir una ruptura sencilla pero eficaz de la emulsión antes del proceso de refinado del petróleo y tratamiento del agua, con el fin de poder cumplir con las normas ambientales y de calidad. Todo esto implica el desarrollo de agentes tensoactivos que pueden formar una emulsión metaestable y fácil de romper que requiera la mínima cantidad de este agente y otros aditivos.

Gregoli et al. (1990, 1991, 1992, 1994) desarrollaron un proceso para preparar una emulsión estable de aceite en agua usando un mezclador estático que consta de elementos deflectores que permiten la dispersión del aceite en agua.

Recientemente fue propuesta una tecnología de emulsificación de crudo en agua para reducir la viscosidad de aceite usando un mezclador de cilindro excéntrico que permite un flujo laminar de baja energía. La geometría del mezclador permite la existencia de flujos turbulentos que son capaces de mezclar fluidos de alta viscosidad, así como los crudos de Zuata y Athabasca (*Fournant et al.*, 2008).

Zaki et al. (1997) estudiaron la estabilidad y la viscosidad de una emulsión estabilizada con un surfactante para el transporte por tubería; este estudio reveló que la viscosidad y la estabilidad de la emulsión con los incrementos en la concentración de un tensoactivo aniónico reducen la tensión interfacial entre el aceite y el agua y el tamaño de las gotas dispersas, debido a una mayor cobertura de las moléculas en la interfase aceite/agua. Resultados similares arrojó un estudio que hicieron *Yaghi y Al Bemani* (2002) en una emulsión estabilizada con un surfactante no iónico.

Ahmed et al. (1999) concluyeron que al utilizar tensoactivos aniónico y no iónicos se produce un efecto sinérgico que permite una menor viscosidad y una emulsión más estable. En este caso el uso de agua de formación en lugar de agua dulce, da como resultado una tensión interfacial menor entre el agua de formación y el crudo, así como una emulsión más viscosa debido a la formación de pequeñas gotas de petróleo. Esta menor tensión interfacial permite una fracción mayor en volumen de la fase dispersa con un aumento de las gotas de interacción que conlleva a un aumento de la viscosidad de la emulsión y su estabilidad.

La estabilidad de una emulsión depende de parámetros como: la composición de crudo, la salinidad y pH del agua, volumen agua, tamaño de las gotas y su polidispersidad, la temperatura, el tipo de tensoactivos y su concentración, la energía de mezcla entre otras. *Hayes et al.* (1988) con el objetivo de reducir esas incertidumbres propusieron el uso de unos llamados “paquetes” de tensoactivos que contienen un tensoactivo químico que es soluble en el agua o una combinación química y/o biológica soluble en agua junto a un bioemulsionante; que es un surfactante de origen biológico el cual se une a las interfaces petróleo/agua. Estos autores afirman que es posible transportar hidrocarburos viscosos por tuberías de una formación estabilizada de biosurfactante-aceite-en agua. En estas gotas de crudo dispersas en la fase acuosa continua están estabilizadas por la presencia del biosurfactante y los compuestos biotensoactivos microbianos. Los microorganismos predominantes residen en la interfase agua/petróleo que cubren la superficie de las gotas de crudo, evitando así la coalescencia y mantener la viscosidad reducida en el tiempo.

Algunos crudos pesados no se emulsionan con éxito con los paquetes de tensoactivos revisados anteriormente. *Gutnick et al.* (1983) y *Gutnick y Back* (2003) han estudiado ampliamente los bioemulsionantes polisacáridos microbianos extracelulares producidos

por diferentes cepas de la bacteria *Acinetobacter*. Estos son emulsionantes muy eficientes de aceite en agua que poseen un alto grado de especificidad tanto en agua dulce como en agua salada, para emulsionar sustratos de hidrocarburos tanto alifáticos como los aromáticos y cíclicos.

4.2.1.1. Emulsiones en ambientes fríos

El crudo pesado en ambientes fríos puede ser transportado eficientemente a través de tuberías de gran diámetro con aislamientos a temperaturas inferiores de 273.15K. La emulsión se forma en una proporción de aproximadamente 40-70% w/w de crudo en salmuera, con contenido tal de sales disueltas que evitan la congelación. Estas condiciones permiten que la tubería pueda ser enterrada en el subsuelo sin causar daños tanto al medio ambiente como a la tubería.

Marsden y Rose (1972) sugieren que el gas natural sea transportado disuelto en la emulsión de aceite pesado en frío con una ventaja económica considerable. Es bien sabido que la solubilidad del gas natural en el crudo disminuye al aumentar la temperatura y por el contrario esta aumenta al disminuir la temperatura. La emulsión que viaja a través de la tubería en ambientes fríos, puede ser utilizada como un medio de transporte de cantidades significativas de gas natural disuelto. En la que se sugiere una cantidad de 0.1- 5 % en peso, de un tensoactivo convencional para facilitar la formación y preservación de la emulsión. El gas natural en algunas zonas remotas se quema, pero con la llegada al mercado del gas natural licuado (GNL), ahora es posible establecer contratos a largo plazo de suministro, que harían de esta opción, la tecnología económicamente viable. Si el gas natural contiene cantidades significativas de gases como el sulfuro de hidrogeno o dióxido de carbono, estos gases deben ser eliminados. Las emulsiones son difíciles de manejar por la fase de estabilización, el punto de congelación y la viscosidad la cual aumenta a un nivel demasiado alto para el transporte por tubería.

Gregoli y Olah (1992) proponen el uso de mezclas de tensoactivos comunes para formar una emulsión y complementado por el uso del biopolímero Xanthan para mejorar la estabilidad de la emulsión. La solución acuosa se sugiere hacer con salmuera de alto

contenido de sal y el uso de depresores del punto de congelación como glicol de etileno, en concentración suficiente para mantener la emulsión de aceite en salmuera en tubería a 253,15 K o menos, pero insuficiente para causar una permanente pérdida de la emulsión. En este caso, será necesario considerar los costos asociados a la ruptura de la emulsión y posterior tratamiento de agua producida al vertido o reutilización.

4.2.2. Desarrollo de tecnología de transporte por Emulsiones

Las emulsiones se producen de forma natural en la producción del crudo y en el transporte de este, principalmente las de agua en aceite y otras un poco más complejas que son aceite-en agua-en aceite. Estas son perjudiciales para el sistema de producción debido a que incrementa los problemas de corrosión y a la dificultad de romper en las unidades de tratamiento y refinación. No obstante, han sido utilizadas por diferentes compañías para lograr disminuir la viscosidad del crudo y permitir con esto que un fluido de baja viscosidad entre en contacto con las paredes del tubo.

No es fácil generar emulsiones estables de crudo pesado, es por ello que se hace necesario revisar y mejorar el proceso en cada etapa, avances científicos han permitido tener una mejor comprensión de estos sistemas complejos. Sin embargo, hay todavía varias cuestiones sin resolver relacionados con el comportamiento típico y característico de estas emulsiones. La complejidad está basada en la composición del aceite, lo que abarca las distintas estructuras químicas, el balance hidrófilo - lipófilo, las interacciones de los tensoactivos y el ordenamiento molecular de las interfaces.

Se pueden formar emulsiones de crudo en agua con alto contenido de hidrocarburos, en las cuales la viscosidad de la emulsión disminuye significativamente al compararla con la viscosidad del crudo. Esta respuesta es independiente del tipo de crudo manejado. Teniendo en cuenta que el agua es un fluido de bajo costo y fácil disposición. En la actualidad esta alternativa se encuentra en desarrollo, por lo tanto no se han establecido criterios de diseño universales.

4.2.2.1. Composición de la emulsión

Las cantidades relativas de fase dispersa y de fase continua influyen notablemente sobre las propiedades de la emulsión. Inferior al 20% de fase dispersa, se puede considerar que hay poca interacción de las gotas entre sí. Entre el 60% y 70% de fase dispersa, el comportamiento de las emulsiones es gobernado por la interacción entre las gotas. Superior al 75%, las gotas están literalmente en contacto y la emulsión se torna muy viscosa.

Además, es necesaria la adición de un surfactante. La concentración del surfactante es variable, pero en la práctica existen dos límites; inferior al 0,1% no hay suficiente surfactante para estabilizar la emulsión y superior al 5% no se gana nada aumentando la concentración del surfactante.

El proceso de la emulsificación consiste en agitar una mezcla agua/aceite/surfactante, con un objeto mecánico que genere turbulencia. El resultado depende de la naturaleza del surfactante, las proporciones de las fases y de la forma según la cual esta ocurrió.

4.2.2.2. Formación de las emulsiones

El crudo y el agua son inmiscibles, al verterlos en un mismo recipiente rápidamente se separan. La agitación necesaria para formar una emulsión resulta de la combinación de varias fuentes:

- Bomba de fondo de pozo.
- Flujo a través de la tubería o la línea.
- Bomba de superficie.
- Caída de presión a través de bobinas, válvulas, u otros equipos de superficie.

4.2.2.3. Emulsiones para el transporte de crudo pesado.

Debido a la dificultad que existe para transportar crudo pesado, se han desarrollado técnicas con la finalidad de reducir los requerimientos de presión, calor y diámetro de tubería.

El transporte por emulsificación puede ser económicamente viable. Las bajas viscosidades obtenidas reflejan mayor capacidad de transporte de crudo. Este proceso ha logrado reducir la viscosidad del crudo hasta en un 99%. Además, la viscosidad de las emulsiones es menos sensible a la temperatura que la del crudo pesado. Por razones económicas, las operadoras tratan de transportar tanto crudo como sea posible con la menor cantidad de agua.

Una emulsión adecuada para el transporte de crudo pesado, se caracteriza por:

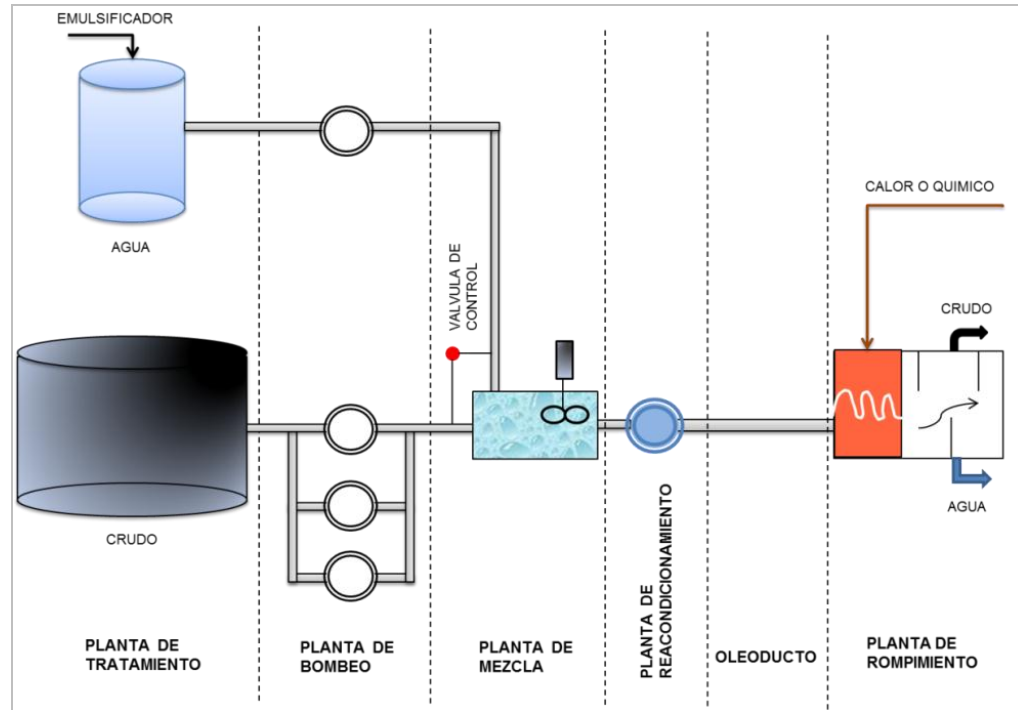
- Viscosidad en el rango de operatividad de los oleoductos.
- Estabilidad para superar las condiciones de transporte (presión, temperatura).
- Mayor cantidad de crudo.
- Fácil rompimiento de la emulsión después del transporte.
- Menor cantidad de surfactante y desemulsificante.

4.2.2.4. Sistema para la implementación de la tecnología de Emulsiones

El acondicionamiento de un oleoducto para el transporte por emulsificación se compone de las siguientes etapas:

- Planta de tratamiento: Acondiciona el crudo y el agua de forma que se encuentren en el estado más favorable para formar la emulsión.
- Planta de bombeo.
- Planta de mezcla: Se prepara la emulsión. Es preferible tener un movimiento turbulento de los fluidos, para que exista mayor contacto entre ellos y se evite la formación de gotas pequeñas de la fase dispersa, lo cual dificulta el rompimiento de la emulsión.
- Planta de reacondicionamiento: Asegura que la emulsión llegue al oleoducto en las condiciones más favorables.
- Planta de rompimiento de la emulsión: Se encarga de separar el crudo del agua y del recobro del surfactante empleado.

Figura 8. Acondicionamiento para el transporte de crudo pesado a través de Emulsiones



Fuente: CUBIDES L., PEÑA P.; “Sensibilidad de las variables operacionales en el transporte de crudo pesado” [Tesis de Pregrado] Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga 2009. Pág. 51

4.2.2.5. Tratamiento de emulsiones de crudo pesado.

La cantidad de agua que emulsiona con el crudo en la mayoría de los sistemas de producción puede variar desde 1% - 60% en casos excepcionales. El rango más común de agua emulsionada del crudo es entre 5% - 35% volumen. Se requieren tres pasos básicos para separar una emulsión O/W en dos fases:

- Desestabilización: Necesaria para neutralizar el efecto del surfactante. La película que rodea las gotas de la fase dispersa debe ser debilitada, con la finalidad de lograr la ruptura. Generalmente el proceso consiste en adicionar calor a la emulsión.

- **Coalescencia:** Después de la ruptura de la película que rodea las gotas se debe buscar la ruptura de estas. Las gotas de la fase dispersa deben coalescer y formar grandes gotas. Proceso logrado por agitación moderada o exposición a un campo eléctrico alterno, incrementando la tasa de contacto entre las gotas dispersas.
- **Separación gravitacional:** Finalmente el proceso de separación se lleva a cabo por diferencia de densidades entre el agua y el crudo. Se necesita un tiempo de residencia suficiente y un patrón de flujo favorable en el tanque.

4.3. Calentamiento de crudo y tuberías

Este es el segundo método más utilizado para el transporte de crudo pesado por tuberías. El principio es el de conservar la Temperatura elevada ($<373.15K$). No obstante, el calentamiento externo, es necesario, debido a las pérdidas de calor que se producen por el bajo flujo. El método solo funciona cuando el petróleo se vuelve a calentar en las estaciones de bombeo a través de calentadores de fuego directo.

Figura 9. Efecto del Calentamiento y la Dilución en un crudo pesado.



Fuente: [http://www.bcrp.gob.pe/docs/Proyeccion-Institucional/ EncuentrosRegionales/ 2009/ Loreto/ EER-Loreto-Luis-Suarez.pdf](http://www.bcrp.gob.pe/docs/Proyeccion-Institucional/EncuentrosRegionales/2009/Loreto/EER-Loreto-Luis-Suarez.pdf)

Opciones de aislamiento, incluyen enterrar la tubería para conservar el calor. Además las tuberías tradicionales operan con una restricción baja de presión de vapor y cerca de la presión ambiente a fin de maximizar su capacidad.

El diseño de un calentamiento de tubería no es fácil, ya que implica muchas consideraciones: la expansión de la tubería, número de estaciones de bombeo, calentamiento y pérdidas de calor, etc.

4.3.1. Antecedentes de la tecnología de Calentamiento

Ghannam y Esmail (2006), estudiaron la mejora del flujo térmico de un crudo mediano canadiense (densidad (ρ)=0.929, μ =1375cP at 393.15 K). La viscosidad a velocidad de cizallamiento de 10 s^{-1} se redujo desde aproximadamente 700 a 300 cp, calentando el crudo mediano de 283 a 303 K. El efecto de la temperatura sobre la viscosidad del crudo ensayado era muy importante puesto este no era muy viscoso en comparación con los de Athabasca (Canadá), arenas petrolíferas de Venezuela, Ku-Maloob-Zaap (mexicano) y crudo Ayatsil - Tekel. Sin embargo, los autores concluyeron que el precalentamiento de este tipo de crudo mediano, es poco práctico, ya que se requiere de calentamiento posterior para mantener el flujo.

Perry (2007) describe una aproximación novedosa que elimina la necesidad de calentamiento directo a lo largo de las estaciones de bombeo, donde puede controlarse la temperatura del crudo variando las opciones de diseño de diámetro de la línea, el espaciamiento de estación, rango de funcionamiento de presión y la especificación de viscosidad del aceite transportado a temperatura ambiente.

El método se aplica en el diseño de un nuevo oleoducto que es por lo menos 250 kilómetros (km) de largo, preferiblemente de 500 km con una especificación de alta presión y, por supuesto, el costo de inversión es alto. El fluido a transportar debe ser aceite pesado diluido con un hidrocarburo líquido que tiene cinco o menos átomos de carbono, el cual posee una alta (>atmosférica) presión de vapor. El costoso sistema resultante de tubería puede tener una caída de presión de 1250 psia (86 bar) entre estaciones, suficiente para generar un efecto de calentamiento por cizalla. Aquí, la

temperatura aumenta a través de la fricción en la bomba, al aumentar la presión la fricción genera un calor al fluido transportado en la tubería.

Algunos diseños de tubería pueden llegar a incrementar la temperatura alrededor de medio grado centígrado por cada 15-30 km de distancia, con una temperatura de equilibrio a 338.7 K. En lugar de esperar a que el crudo se caliente poco a poco mientras viaja por la tubería. Un calentador se propone en el extremo delantero de la línea, de modo que la temperatura de equilibrio del crudo diluido se mantenga durante todo el sistema. Cuanto mayor sea la viscosidad del aceite, mayor será la fricción interna cortante y por ende se genera más calor, pero como el sistema tiene que ser diseñado teniendo en cuenta las condiciones de cierre, se recomienda un crudo pesado diluido. Este efecto de calentamiento por cizalla no se ve con claridad en los crudos de alta y media gravedad API, ya que la viscosidad en el sistema es demasiado baja.

La viabilidad de su aplicación está directamente relacionada con los costos operativos y a la disponibilidad de energía térmica. A medida que se requiera de etapas de calentamiento, para reducir el coste de bombeo, el costo por calentamiento se verá incrementado. Así pues, la aplicación de esta técnica la define generalmente el análisis económico. Uno de los ejercicios de mitigación de pérdidas de energía térmica que se realiza por “default” es el uso de diferentes tipos de aislantes de tuberías hasta alcanzar el punto de quiebre entre lo técnico y/o lo económico¹¹.

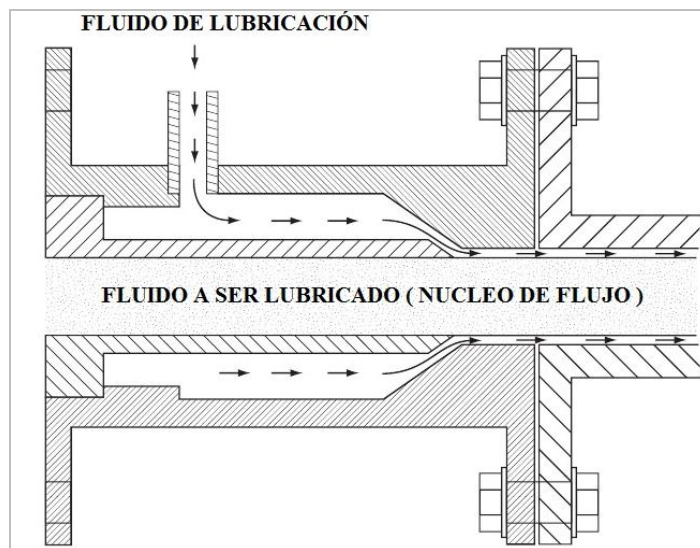
4.4. Flujo anular-corazón

Otra tecnología de transporte de crudo pesado por tubería se basa en el desarrollo de un flujo anular central (CAF) para reducir la caída de presión en la tubería a causa de la fricción. Este es basado en una película delgada de agua o solución acuosa que está situada adyacente a la pared interior de la tubería, el fluido núcleo interno es el crudo pesado, lo que conlleva a un gradiente de presión longitudinal reducido y una caída de presión total similar al del agua en movimiento. (Fig. 10)

¹¹ DOMÍNGUEZ, J.C.; “Transporte de crudo pesado a través de oleoducto, Evaluación de diferentes tecnologías” Ingeniería Química No.465 (2008) p. 54-65.

Este flujo es uno de los regímenes presentados por un flujo de dos fases, pero un completo y estable CAF es muy raro, es probable que esté presente en el líquido del núcleo un flujo ondulado. Esta técnica ha sido estudiada y considerada durante mucho tiempo, *Isaacs y Speed* (1904) mencionan la posibilidad de transportar fluidos viscosos por tuberías a través de lubricación por agua; sin embargo una tubería comercial dedicada al transporte de crudo pesado usando esta tecnología no estaba disponible sino hasta la década del 1970.

Figura 10. Esquema de Diseño de un flujo anular-corazón



Fuente: A. Bensakhria, Y. Peysson and G. Antonini. "Experimental Study of the Pipeline Lubrication for Heavy Oil Transport". Oil & Gas Science and Technology.

4.4.1. Antecedente de la tecnología de Flujo Anular-Corazón

Desde que se inició la investigación de esta tecnología, le fueron dedicados varios trabajos y se han escrito diferentes revisiones acerca de esta. Joseph et al. (1997); *Oliemans y Ooms* (1986) concluyeron que la inestabilidad capilar rompe el núcleo interno en lingotes a baja velocidad y se produce la estratificación. *Poettmann* (1975) sugiere la aplicación de un anillo anular de solución micelar relativamente barata para reducir la resistencia formando una película temporal sobre el interior de la tubería. Este sistema micelar con surfactantes, hidrocarburos y el agua pueden ser mantenidos en la pared de

la tubería por medio de inyecciones repetidas o permitido a ser gradualmente absorbido en los líquidos transportados.

Chilton y Handley (1958) propusieron un sistema de tuberías con inyección de agua y unidades de extracción con el objetivo de minimizar el agua a utilizar. La inyección se lleva a cabo en varios puntos alrededor de la circunferencia de la tubería. Mencionaron también que la adición de productos químicos como el hexametáfosfato de sodio aumenta la capacidad al agua de adherirse a la tubería y desplazar las películas de crudo sin formar emulsión.

La efectividad de la utilización comercial de la circulación del núcleo se relaciona con su capacidad de adaptación a los sistemas de tuberías existentes. El establecimiento de flujo anular implica no solo cuestiones técnicas sino también las metodologías operacionales para incrementar la flexibilidad del método. En particular, la capacidad de compartir la tubería con otro fluido que no está en el régimen de flujo básico.

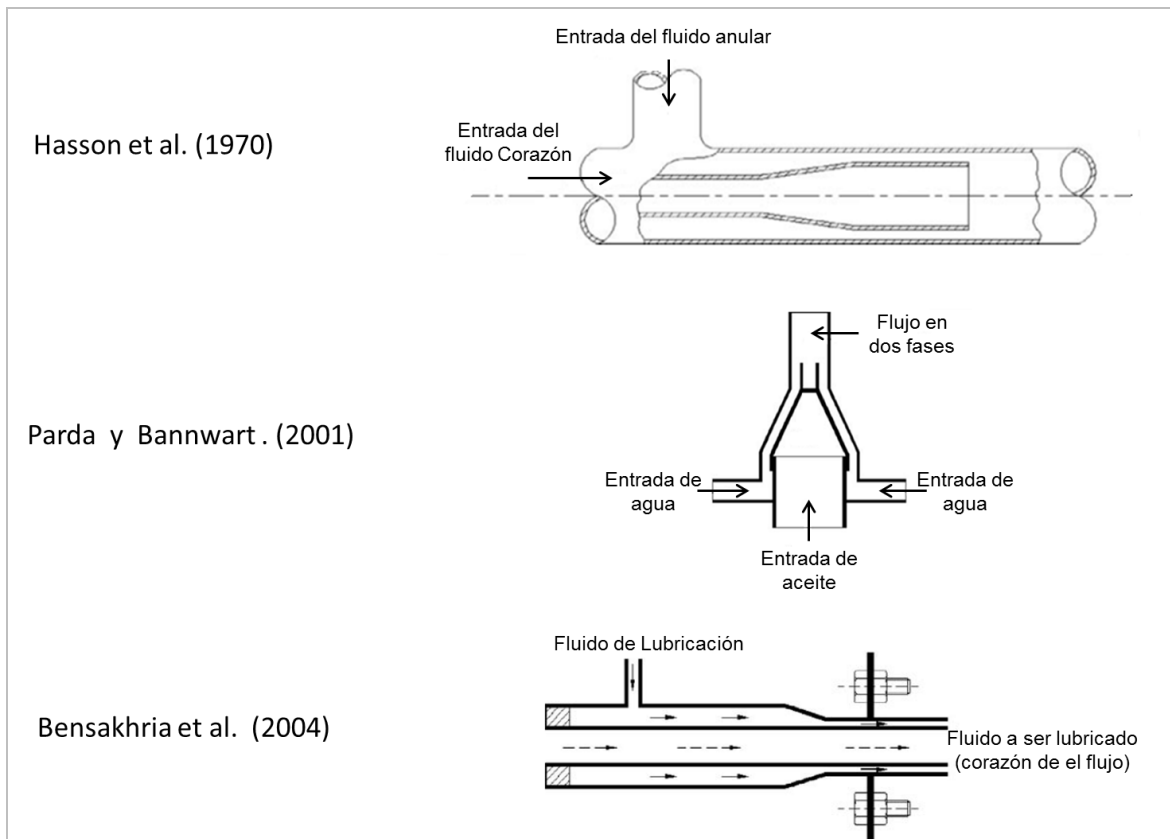
El establecimiento de flujo anular para el transporte de crudo pesado implica importantes problemas para su aplicación comercial; como la dedicación exclusiva del oleoducto con el régimen del flujo anular, el mantenimiento de la estabilidad a grandes distancias, las incrustaciones, corrosión de las paredes de la tubería, y en particular, las dificultades de reiniciar el flujo en el caso de presentarse un tiempo de inactividad no programado. Cuando se presentan casos de inactividad o interrupciones en el funcionamiento puede dar lugar a la estratificación de las dos fases; el intento de restablecer el flujo anular mediante el bombeo simultáneo de un sistema multifásico con diferentes viscosidades crea picos en la presión de descarga de las bombas y a lo largo de la tubería. Estos pueden causar fallas importantes en la tubería ya que pueden sobrepasar la presión máxima permitida.

Zagustin et al. (1988) formularon un proceso básico para reiniciar el flujo de base con los crudos pesados después de una larga inactividad. En primer lugar, un flujo de fluidos de baja viscosidad tal como el agua se bombea en una porción de entrada de la tubería, gradualmente este flujo aumenta hasta alcanzar la velocidad crítica requerida para desarrollar flujo anular en una condición de estado estacionario. Seguidamente, el flujo de aceite pesado se inicia en la porción de entrada de la tubería y se incrementa gradualmente ya sea mediante el ajuste de un motor de velocidad variable a la bomba o

mediante el ajuste de una válvula de control en una línea de derivación. El aumento de presión debido al bombeo de aceite pesado es mucho menor que los picos de presión observados durante la acumulación de fluido de baja viscosidad en las etapas.

4.4.1.1. Montajes efectuados para establecer el flujo anular-corazón

Figura 11. Montajes efectuados para flujo anular - corazón



Fuente: GHOSH, S. MANDAL, T.K. DAS, G. DAS, P.K. "Review of oil water core annular flow" Renewable and Sustainable Energy Reviews Vol. 13. (2009); p 1957–1965

Es esencial un diseño adecuado de las boquillas para establecer el flujo principal. A continuación se presenta una breve reseña sobre los principales aspectos de diseño y tipo y diseño de las boquillas:

La boquilla utilizada por Hasson et al., fue diseñada de manera que la trayectoria del flujo del líquido de la pared se reduce gradualmente. Se observó además que este tipo de configuración reduce las perturbaciones de entrada y también se encontró que la posición simétrica de la boquilla es más eficaz.

Parda y Bannwart, utilizó un inyector cónico en su trabajo de levantamiento de crudo pesado de pozos verticales. El diámetro de entrada de la boquilla se reduce gradualmente hasta coincidir con el diámetro del tubo, finalmente, se inyecta el agua lateralmente para colocar el aceite en el centro de la tubería.

Bensakhria et al., utiliza un inyector que introduce agua en el anillo, mientras que el aceite pesado pasa a través de la región central.

En la Figura X se presenta una vista esquemática de los montajes antes mencionado.

4.5. Parcial Upgrading

Una de las posibilidades del negocio de crudos pesados es la migración a procesos de mejoramiento (Upgrading) de estos tipos de crudo. Para ello se deben caracterizar los rendimientos y contaminantes de un módulo de mejoramiento. La ruta de mejoramiento de crudos pesados y residuos se realiza por dos vías: una es a través de procesos de conversión mediante reacciones catalíticas, y la otra es por conversiones mediante craqueo térmico.

4.5.1. Procesos de conversión por craqueo térmico

Los procesos de conversión por craqueo térmico son los conocidos masivamente como tecnologías de rechazo de carbón basándose en temperatura y presión. Uno de los productos que se obtiene es el gasóleo de fracción media procedente de la destilación realizada mediante este tipo de proceso. (Viscorreducción, Coquización retardada y Desasfaltado por disolventes).

Normalmente, la alimentación a este proceso se obtiene de una mezcla de productos pesados, basados en los residuos procedentes de los procesos de destilación. Los fuelóleos pesados son mezclas complejas de compuestos que presentan un peso molecular alto cuyo rango de temperaturas de ebullición se encuentra entre 350-650°C. Los componentes de la mezcla son principalmente hidrocarburos aromáticos y nafténicos, con un número de carbonos entre C20-C50, junto con asfaltenos y cantidades más pequeñas de compuestos heterocíclicos que contienen azufre, nitrógeno y oxígeno. A continuación se describen las tecnologías más comúnmente aplicada al mejoramiento de crudo:

4.5.1.1. Viscorreducción

Esta tecnología de mejoramiento del crudo se realiza básicamente en una torre de fraccionamiento atmosférica (craqueo no catalítico), de la cual se obtienen tres cortes principalmente: por cabeza se obtiene gas y una fracción de nafta, un corte medio correspondiente a un gasoil ligero y por cola un residuo pesado (Fig. 11).

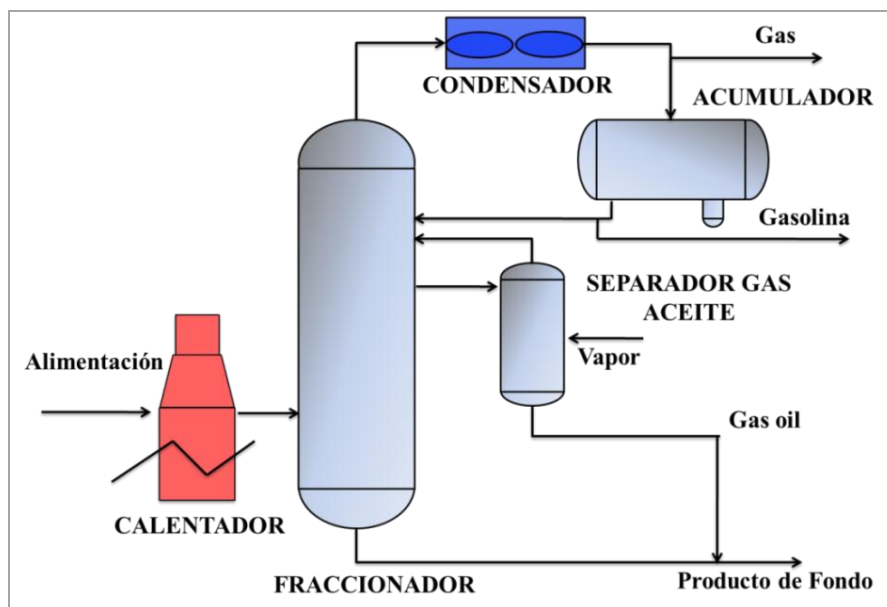
Tal como se muestra en la figura 11., el corte de ligero se mezcla con el de cola para obtener un producto mejorado (crudo sintético) con reducida viscosidad, principal objetivo del proceso. La ventaja de este esquema es su bajo coste comparativo para reducir la viscosidad de fuelóleos. Sin embargo, la mejora en la calidad es limitada.

Dependiendo del grado de conversión, el crudo sintético producido (SCO) puede ser inestable durante el almacenamiento y envío por ser una mezcla de materia craqueada y materia no craqueada. Normalmente, la alimentación a los procesos de viscorreducción son los residuos provenientes de las torres atmosféricas o de vacío. Estos residuos típicamente alcanzan una conversión a gas, gasolina y gasóleo del orden de 10 a 50 por ciento, dependiendo de la severidad del craqueo y de las características de la alimentación.

La conversión de residuos en destilados y en productos ligeros se usa comúnmente como una medida del grado de severidad en la operación del proceso. Es importante conocer

que la conversión se ve limitada por las características de la alimentación en cuanto al contenido de asfaltenos, sodio, y el contenido de carbón Conradson. Esto significa que, para un elevado contenido de asfaltenos, resultará un bajo porcentaje de conversión. De igual manera, para altos contenidos de sodio y también elevados niveles de carbón Conradson, se puede incrementar la velocidad de coquización en los tubos del horno. El proceso es sensible a las variaciones de la calidad de alimentación, lo cual se ve reflejado en los niveles de conversión obtenidos bajo especificación.

Figura 12. Esquema de proceso de viscorreducción.



Fuente: DOMÍNGUEZ, J.C.; "Transporte de crudo pesado a través de oleoducto, Evaluación de diferentes tecnologías" Ingeniería Química No.465 (2008) p. 54-65.

Típicamente, el contenido de sulfuro del residuo viscorreducido es un 0,5% en peso mayor que el contenido en la alimentación. De tal manera que esto puede ser una dificultad para encontrar las especificaciones comerciales de los productos residuales (fuelóleo) en refinerías, pudiendo requerir, en consecuencia, de mezclas con otros productos con bajo contenido de azufre.

Finalmente, otro punto de atención es el contenido de asfaltenos presente en la alimentación del proceso, debido a que un incremento en la severidad de conversión causará craqueo de los destilados pesados en componentes ligeros. Estos destilados

pesados solubilizan los componentes asfaltenos, y en la ausencia de estos destilados, los componentes asfaltenos tenderán a separarse o a precipitarse y depositarse en los tubos de los hornos.

Son puntos de atención para el diseño del mejorador viscorreductor:

- Composición de los crudos pesados del yacimiento: de acuerdo con las composiciones disponibles, los crudos del yacimiento contienen alto contenido de asfaltenos (peso 20%), carbón Conradson (peso 14%) y de C5 insolubles (peso 30%). En consecuencia, la combinación de estos tres componentes críticos limitarían el grado de conversión de este proceso a menos del 25% en volumen. deberán realizarse ensayos de planta piloto para determinar el rendimiento de estas mezclas en el proceso viscorreductor.
- Contenido de azufre: el crudo mezcla del yacimiento alcanza una concentración del 2% de azufre. debido a que en los procesos de refinación la concentración de sulfuros se hace presente en los productos de cola; el producto craqueado de cola se estima que aumente su concentración a más del 2,5%.
- Productos de cabeza del viscorreductor: los vapores de cabeza son parcialmente condensados y enviados al acumulador. El gas bajo control de presión fluye hacia las plantas de gas. Para ello debe cuantificarse y evaluarse la cantidad de sulfuro de hidrógeno que pueda contener. dependiendo de las cantidades de gas ácido, se debe evaluar la viabilidad de contar con una planta recuperadora de azufre o la inyección del gas.

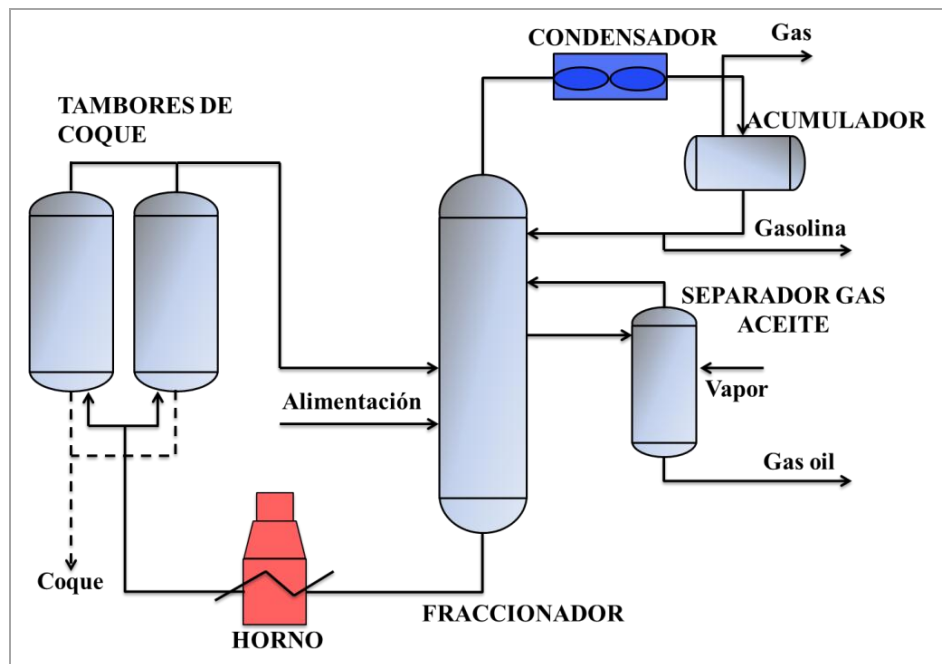
4.5.1.2. Coquización retardada

En la coquización retardada, la carga de alimentación (típicamente residuo de torres atmosféricas de destilación) es transferida a grandes tambores que proporcionan el tiempo de residencia necesario para permitir que las reacciones de craqueo sean alcanzadas (Fig. 12). Inicialmente, el pesado es alimentado a un horno, que calienta el residuo a altas temperaturas de 900-950°F (482-510°C) a presiones bajas de 25-30 psi

(172– 207 kpa), y es diseñado y controlado para prevenir el coquizado prematuro en los tubos del calentador.

La mezcla se pasa del horno a uno o más tambores de coquizador, donde la materia caliente se retiene aproximadamente 24 horas (demoradas) a presiones de 25-75 psi (172 – 517 kpa), hasta que se craquee en productos más ligeros. Los vapores de los tambores son enviados a un fraccionador donde se separan el gas, nafta y los gasóleos.

Figura 13. Esquema del proceso de coquización retardada



Fuente: DOMÍNGUEZ, J.C.; “Transporte de crudo pesado a través de oleoducto, Evaluación de diferentes tecnologías” Ingeniería Química No.465 (2008) p. 54-65.

El hidrocarburo más pesado producido en el fraccionador se recicla hacia el horno. Después de que el coque alcanza un nivel predeterminado en un tambor, el flujo se desvía a otro tambor para mantener la operación continua. El proceso de conversión a través de coquización retardada tiene algunas consideraciones dependientes de las características de la alimentación, como, por ejemplo:

- Residuos de carbono: el objetivo de una coquización retardada es maximizar la producción de líquidos limpios y minimizar la producción de coque. Sin embargo, la producción de coque está relacionada con el contenido de carbón Conradson

residual, CCR, de tal manera que a mayor CCR en la alimentación mayor dificultad en alcanzar el objetivo.

- Concentración de azufre: el azufre representa una impureza en la alimentación y tiende a concentrarse en el coque y en los líquidos pesados producidos.
- Concentración de metales: los metales como el níquel y el vanadio son impurezas indeseadas en la alimentación del coquizador. Estos metales se concentran casi en su totalidad en el coque.

Para combatir estas impurezas y lograr obtener un coque de calidad premium de alta pureza, se implementan muchas veces procesos de hidrotreatmento (con catalizador) aguas arriba de las unidades de coquización retardada. El hidro-tratamiento se utiliza en las refinerías para producir fuelóleo de bajo contenido de azufre y como preparación previa para otras operaciones tal como viscorreducción o coquización retardada.

4.5.1.3. Desasfaltado por disolventes

El proceso de desasfaltado se fundamenta básicamente en la separación (no-conversión) del asfalto a través del lavado con disolvente, retirando de esta manera la parte más pesada de crudo y obteniendo, en consecuencia, la mejora de su calidad.

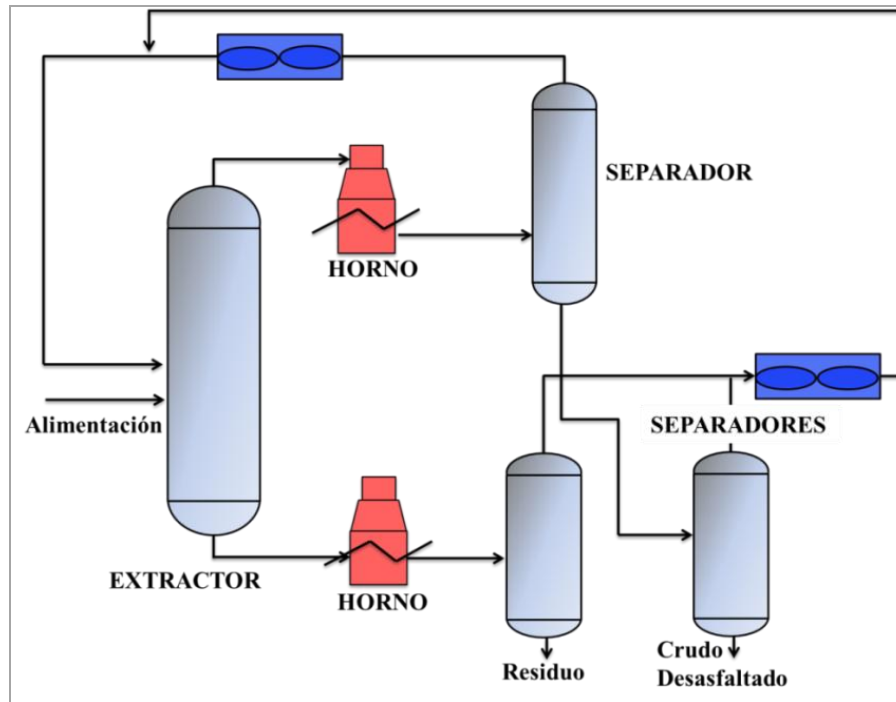
Este proceso de separación de asfalto se instala normalmente aguas abajo de los procesos de fraccionamiento atmosférico o de vacío para el mejoramiento del producto de cola (Fig. 13).

El esquema general del proceso se mantiene para cualquier corriente de crudo de cola proveniente de las torres atmosféricas o de vacío. La variante radica en las características del crudo de alimentación, lo cual influye en la selectividad de mezclas de di-solventes y el correspondiente ajuste de las condiciones operacionales

Los servicios básicos requeridos para el proceso son principalmente vapor de agua (stripper), energía eléctrica y combustible (hornos), y se generan tres productos

principales: obviamente crudo desasfaltado para la venta, asfalto y el agua agria (sulfurada).

Figura 14. Proceso de desasfaltado por disolventes. Foster Wheeler



Fuente: DOMÍNGUEZ, J.C.; "Transporte de crudo pesado a través de oleoducto, Evaluación de diferentes tecnologías" Ingeniería Química No.465 (2008) p. 54-65.

Los disolventes generalmente utilizados son propano o una mezcla de propano/butano. El residuo del proceso (asfalto) contiene la mayor parte de los contaminantes presentes en la alimentación, siendo un producto muy viscoso y de escaso valor comercial. Es por este motivo que las refinerías deben buscar normalmente alguna forma de disponer el residuo final, ya que las posibilidades de venta son muy limitadas.

Dependiendo de las cantidades de asfalto retirado por este proceso, su manejo se complica; por lo cual existirá la posibilidad de combinar este residuo con una planta de coquización retardada, para de esta manera incrementar los rendimientos de barril en el proceso de mejoramiento.

Para el caso del manejo del agua agria, dependiendo de las concentraciones y de los volúmenes de la planta, se deberá realizar un tratamiento para su disposición final, o en su defecto se podrá diluir con la corriente principal de agua hacia inyección.

4.5.2. Coquización retardada

El craqueo catalítico rompe las moléculas complejas de hidrocarburos en moléculas más sencillas para aumentar la calidad y la cantidad de productos más ligeros, más deseables, y disminuir la cantidad de residuos. Este proceso vuelve a arreglar la estructura molecular de los hidrocarburos para convertir la alimentación de pesado en fracciones más ligeras, tal como queroseno, gasolina, GLP, aceite para calentamiento y productos de alimentación a la petroquímica.

El craqueo catalítico es semejante al craqueo térmico excepto que en éste los catalizadores facilitan la conversión de las moléculas más pesadas en productos más ligeros. El uso de un catalizador en la reacción de craqueo aumenta el rendimiento de productos de calidad mejorada bajo muchas condiciones operacionales menos severas que en el craqueo térmico. Las temperaturas típicas son de 850°-950°F (454 - 510°C) a mucho más bajas presiones (10-20 psi/69–138 kpa). Los catalizadores usados en unidades de craqueo de refinería son materias típicamente sólidas (zeolita, hidrosilicato de aluminio, arcilla tratada de bentonita, bauxita y aluminio de sílice) que vienen en forma de polvos, de cuentas o pastillas de moldeo.

La instalación de una unidad de craqueo catalítico (CCU) para realizar el mejoramiento del crudo requiere personal especializado en operaciones de refinería y el manejo de importantes cantidades de catalizador, lo cual complicaría sobremanera la operación de la planta dentro del yacimiento.

4.6. Tecnologías complementarias al transporte de crudo pesado por tuberías

La viscosidad de un líquido es una medida de la fricción interna o de la resistencia al flujo, es decir, es la disposición a fluir cuando actúe sobre él una fuerza externa. Un

líquido con una alta viscosidad fluye lentamente, como melaza fría; si este tiene una baja viscosidad fluirá más rápido, como el agua.

La viscosidad es una propiedad muy importante de los crudos como también de los productos del petróleo. Esta tiene influencia en el diseño de las líneas y bombas para el transporte de crudo.

La caída de presión por fricción o rozamiento es el resultado de la resistencia que encuentra el fluido circulante cuando entra en contacto con una superficie sólida, tal como la de la pared interna del conducto de transporte.

Básicamente existen dos tipos de flujo: laminar y turbulento. El rozamiento por fricción presente en condiciones de flujo laminar no se puede cambiar a menos que se alteren las propiedades físicas del fluido circulante. Los agentes reductores de fricción que existen hoy en el mercado, no cambian las propiedades del fluido y consecuentemente sólo actúan eficientemente en condiciones de flujo turbulento. En la gran mayoría de los oleoductos, el flujo es de tipo turbulento. Por ello, los agentes reductores de fricción (mejoradores de flujo) pueden dar muy buenos resultados en la mayoría de los oleoductos.

4.6.1. Aditivos reductores de arrastre

Cuando los fluidos son transportados por tubería, la fuerza que se debe superar para conducir el fluido a través de la tubería, se define como la fuerza de arrastre o simplemente arrastre. Esta resistencia es el resultado de tensiones en la pared (debido a la cizalladura del fluido), provocando una caída de presión en el fluido. Debido a esta caída de presión, el fluido debe ser transportado con presión suficiente para conseguir el rendimiento deseado.

La función de los aditivos es suprimir el crecimiento de los remolinos turbulentos, generados por la absorción de la energía liberada en la descomposición de las capas laminares. Por lo cual, resulta un mayor caudal a una presión constante de bombeo. El crudo se puede diluir o calentar para asegurar, al menos, el flujo de transición, donde el

uso de reductores de arrastre puede ser importante para retrasar la aparición de remolinos turbulentos. (*Johnston et al.*, 2008).

Los agentes reductores de arrastre se dividen en tres grupos principales: tensoactivos, fibras y polímeros. (1) Los tensoactivos pueden reducir la tensión superficial de un líquido, mientras que las (2) fibras y (3) polímeros se orientan en la dirección principal del flujo, lo que limita la aparición de remolinos, que se traduce en reducción de arrastre.

Un estudio sugiere la formación de películas de polímero dentro de la matriz del crudo, que lubrica y permite una reducción de la resistencia efectiva (*Storm, et al.*, 1999), pero no debe ser confundido con otro tipo de lubricación de flujo, el flujo anular central (discusión; *Peysson, et al*, 2007).

El agente reductor de arrastre, debe ser soluble en el crudo y en el caso de los polímeros, las siguientes propiedades influyen en su rendimiento: ($M > 1,000,000$ g/mol), resistencia a la degradación por cizalla, solubilidad rápida en el fluido y estabilidad frente a agentes como: calor, luz, agentes químicos y biológicos.

Un tipo de generación actual de reductores de arrastre para hidrocarburos líquidos, consiste de ultra-polímeros de alto peso molecular compuestos de hidrocarburos de cadena larga. Estos reductores actúan como una capa intermedia entre el fluido y la pared interior del tubo, los cuales reducen la pérdida de energía causada por la turbulencia.

Sin embargo, los reductores de arrastre comerciales poliméricos, típicamente homopolímeros o copolímeros de alfa-oleofina, no funcionan bien con crudos pesados que tienen gravedad API bajo y/o contenido de asfaltenos.

Milligan et al. (2008), propusieron el uso de polímeros a base de acrilato de alto peso molecular, para la reducción de arrastre que consta de productos en suspensión de látex, en una reacción de polimerización en emulsión. El porcentaje de reducción reportado para aceites pesados está en el rango de 28-36%, la cual se obtiene una mejora significativa, cuando se compara con los productos comerciales que no alcanzan ninguna reducción de la fricción en los aceites pesados. Aquí el reductor de arrastre es soluble en la fase de crudo y forma películas o capas dentro de la matriz del petróleo, lo cual le permite deslizarse, resultando un mayor caudal a una presión constante de bombeo.

Este fenómeno también se ha observado con el uso de reductores de arrastre, como las mezclas de pentanol en aceites pesados (10 API; Storm, et al., 1999), conocidos como lubricadores de flujo.

El problema relevante en el uso de aditivos reductores de arrastre de látex, es la dificultad cuando se disuelve material polimérico en la emulsión de látex, que a su vez se encuentra en la corriente de hidrocarburos. Las suspensiones poliméricas preparados para inyección, tienen una tendencia a separarse cuando se almacena en locaciones del campo, por ende, se necesitan equipos especiales. Para preparar, almacenar y disolver polímeros reductores de arrastre, se ha abordado mediante la formación de una suspensión de látex inicial, luego, se modifica mediante la adición de agentes tensoactivos de bajo HLB (Balance hidrofílico-Lipofílico) y solventes que mejoran la velocidad de disolución en una corriente de hidrocarburos, como sugiere *Harris et al.* (2006).

Una consideración adicional cuando se utilizan estos aditivos, es que son susceptibles a la degradación por cizalla, cuando se disuelven en hidrocarburo. Así, al paso a través de una bomba o restricciones en la línea, el polímero se desgasta reduciendo su eficacia, y en algunos casos de manera dramática. En consecuencia es importante que estos polímeros se envíen en la corriente de hidrocarburos, la cual se incorpora de manera fácil para conseguir las características de flujo necesarios.

4.6.2. Depresores del punto de nube

Otra alternativa para reducir los problemas asociados con la fluidez del crudo pesado y extrapesado, principalmente de costa afuera a las instalaciones en tierra, es la utilización de depresores del punto de fluidez (*Pour point depressants*). Los PDD alternativamente conocidos como modificadores de cristales de parafinas, son aditivos químicos que afectan a la nucleación, la adsorción o la solubilidad de las parafinas. La modificación de la cristalización de la parafina puede ayudar a deprimir el punto de fluidez del crudo, viscosidad y tensión de fluencia apreciable, que facilitan el transporte de los crudos parafínicos (*Chanda et al.*, 1998).

Muchos compuestos de polímeros han sido descritos como depresores del punto de fluidez, los más ampliamente utilizados para crudos pesados parafinicos están muy ramificados poli-alfa-olefina (*Morduchowitz y Bialy, 1977*), ésteres de alquilo de ácido carboxílico insaturados-olefinas alfa-copolimeros (*Van der Meijy Bloembergen, 1973*), etileno-viniléster de ácido graso (*Qian et al, 1994; Elgamal et al, 1994;.. Jordan et al, 1978*), acetato de vinilo-alfa-olefina copolímeros de estireno anhídrido maleico (*Abu el-Naga et al, 1985*), amidas de cadena larga de ácidos grasos y poli-n-alquila crilatos (*Machado et al, 2001*) y copolímeros de metacrilato (*Pedersen y Ronningsen, 2003;.. Da Silva et al, 2004; Song et al. , 2005*). La aplicación de depresores del punto de congelación ha sido descrito en varias patentes (*Ahlers et al., 2007; Bloch y Martella, 2002*).

Un estudio sistemático de la viscosidad, punto de fluidez y temperatura aparente de cristalización del crudo parafinico del mar del norte, se realizó con 12 diferentes depresores de punto de fluidez comerciales (*Pedersen y Ronningsen, 2003*). Estas son sustancias capaces de construirse dentro de los cristales de parafina, alterando las características de crecimiento y superficie de estos, lo que reduce la tendencia a formar cristales más grandes. Permitiendo así la disminución de su adherencia en superficies metálicas, tales como paredes de la tubería.

En el estudio se observó una gran reducción de la viscosidad (de 1000 a 10 cp) del crudo para temperaturas entre 283 y 293 K para todos los aditivos mejoradores de flujo. El efecto de la viscosidad se modela con éxito, mediante la asignación de una temperatura de fusión inferior a las moléculas de parafina, en el intervalo C₂₁-C₄₅, en presencia de un aditivo mejorador de flujo.

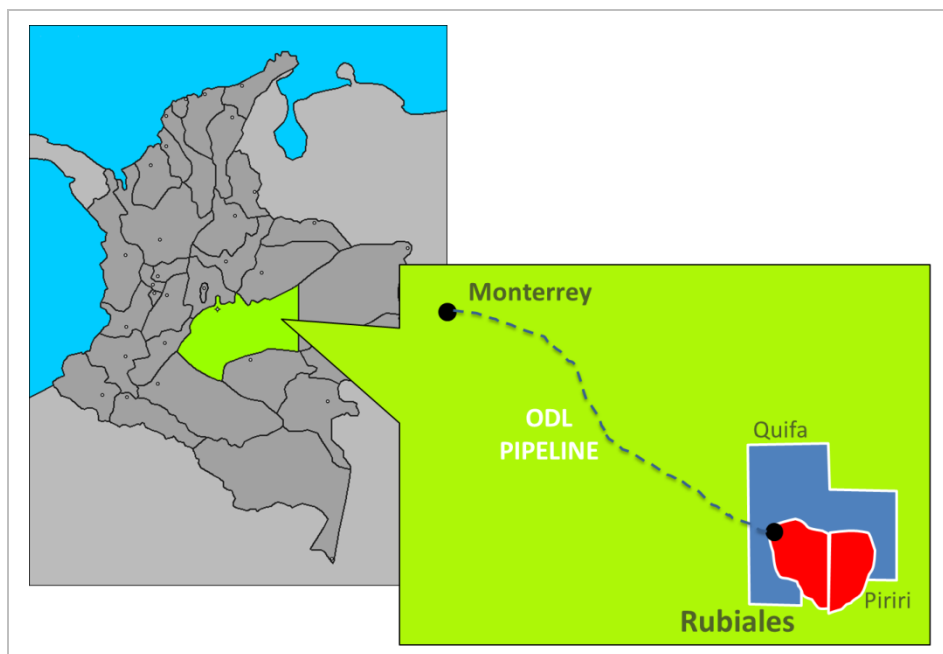
Recientemente, el rendimiento de los depresores del punto de fluidez, sobre las propiedades reológicas de los crudos ligeros y pesados mexicanos, fue probado con diversos copolímeros, basados en diferentes combinaciones de acetato de vinilo, estireno y n-butilo, entre 298 y 323 K. El punto de fluidez en los crudos ligeros o pesados disminuyo aproximadamente entre 20 y 10 °C, con un estireno o copolímeros de acetato de vinilo, respectivamente. La viscosidad del crudo ligero se redujo solamente a 313 K, mientras que para el crudo pesado, el efecto del PPD en la reducción de viscosidad, era perceptible a 298 K.

5. GENERALIDADES DEL CAMPO RUBIALES

5.1. Ubicación

El campo Rubiales es la zona petrolera localizada en el sureste de la Cuenca de los Llanos Orientales Colombianos. Se encuentra a ciento setenta (170) km al Sureste del municipio de Puerto Gaitán en el Departamento del Meta, y a cuatrocientos sesenta y cinco (465) km al sureste de Bogotá.

Figura 15. Ubicación del campo Rubiales



Fuente: Autores del proyecto

Hace parte del contrato de asociación Rubiales/Pirirí, establecida con Metapetroleum Corp. y Ecopetrol, se encuentra en la zona alta de los caños Ivoto, Budar y Arrabo, afluentes del río Tillavá y del caño Masififeriana. Cuenta con unas reservas probadas de 341,3 millones de barriles, una extensión de 59.600 hectáreas (área contratada) y un área exploratoria (Bloque Quifa) de aproximadamente 153.000 Kms.

5.2. Características del Yacimiento

El yacimiento de campo Rubiales lo constituyen las areniscas del tercio inferior de la formación Carbonera, de edad Eoceno Tardío-Oligoceno temprano, llamadas informalmente Arenas Basales, las cuales fueron depositadas en un ambiente predominantemente fluvial y reposan discordantemente sobre rocas Paleozoicas.

El yacimiento se encuentra entre los 2400 y los 3000 pies de profundidad, con muy baja sobrecarga, razón por la cual las rocas tienden a ser relativamente inconsolidadas. En general se presentan porosidades entre 25 y 32% y permeabilidades en el rango de 5 a 50 Darcys, propiedades que indican una muy buena calidad de roca reservorio

El tipo de ambiente en el que se depositaron las Areniscas Basales es de tipo Fluvial, la geometría del yacimiento lo califica como complejo porque es una combinación entre canales entrecruzados, canales con sinuosidad alta y canales tipo meandro; los cuales migraron y operaron de forma lateral sobre una llanura aluvial estable (es decir de baja subsidencia), generando una variedad de sub-ambientes entre los que se encuentran: barras, intracanales, islas, entre otros.

Las interpretaciones de los corazones y soportado por registros muestran un dominio fluvial desarrollado por un sistema estuarino. La dirección del sistema fluvial es noroeste, en cualquier punto ubicado en la secuencia del canal, pero la dirección local del flujo puede variar por el carácter sinuoso de algunos canales específicos.

Gran parte de los corazones muestran características de comportamiento el cual consiste en la posición del canal hacia arriba generando una pérdida de la calidad del yacimiento en esa dirección. La base de algunos canales aislados muestra impregnaciones bajas de hidrocarburos e intercalaciones de arcillas. No todo el intervalo del canal son arenas en el yacimiento, en la secuencia total deposicional de la roca yacimiento hay combinaciones de canales relacionados al yacimiento como barras de puntos, barras longitudinales, diques, barras de hendidura y barras transversales.

En las arenas de mayor calidad, se identificaron porosidades superiores al 24%, la facies del canal de hendidura representa por lo general porosidades variables entre 17 al 27%.

Los depósitos sobrebancarios son definidos con un volumen de arcilla mayor al 25% del total de los elementos del yacimiento.

Las características de la roca que controla la calidad del yacimiento es el contenido de arcilla-lutita, el contenido de estas dentro de la unidad Areniscas Basales ocurre como nódulos, laminaciones y crecimientos excesivos de granos antigénicos. Esta distribución se observa en la inspección de los corazones de Rubiales-46 y Rubiales-51.

Análisis realizados a los corazones de los pozos Rubiales-46 y Rubiales-51 determinaron que la porosidad es de tipo intergranular. La unidad de Areniscas Basales tiene un espesor de 140 a 280 pies de espesor y recubre el paleozoico y su interés económico. Es caracterizado por poseer un grano grueso a grano fino con intercalaciones de lutitas y carbones menores. La proporción Arena-lutita es de 70% aproximadamente.

5.3. Características de los fluidos del campo Rubiales

Los factores del yacimiento y de los fluidos del Campo Rubiales (Tabla 1.), presenta una profundidad promedio de la Unidad Arenisca Basales de 2.700 Pies TVD. Este campo produce crudo pesado (12.3 °API @ 60 °F), de base parafínica y con alto corte de agua (entre 80 – 95 % volumen) en estado de emulsión. El flujo es bifásico porque es compuesto por crudo pesado y agua de producción.

De acuerdo al comportamiento de la presión la cual medida a una profundidad promedio de la Unidad Areniscas Basales es de 1170 psig y a vez a una temperatura de yacimiento de 145 °F la presión de burbuja es de 80 psia, condiciones bajo las cuales la solubilidad del gas es de 5 SCF/STB, el factor volumétrico inicial fue de 1013 Bbl/STB y la viscosidad del petróleo es 730.98 cP. En cuanto a la salinidad promedio del agua de formación es de 300-1000 ppm de sólidos disueltos totales.

Tabla 1: Propiedades del crudo de campo Rubiales

Profundidad promedio	2700 ft TVD
Espesor Neto de Arenas	140-280 ft
Porosidad	18-30
Permeabilidad	3-20 Darcies
Presión del Yacimiento	1700 Psig @ 2700 ft
Temperatura del Yacimiento	145°F @ 2700 ft
FVF	1.013 Bbl/STB
GOR	5 SCF/STB
Relación Agua-Petróleo	4.2
°API	12.8
Gravedad específica @ 60 °F	0,9843
Presión de Burbuja @ Ty	80 Psia
Presión de Vapor @ 60 °F	0,89 psi
Viscosidad @ Pb	731 cP
Compresibilidad del Fluido @ Ty	9.84e10-6 Psi-1
Punto de inflamación	180,86 °F
Punto de autoignicion	761 °F
Punto de fluencia	450 °F
Saturación de Agua	25-58%
Salinidad del Agua de Formación	300-1000 ppm
H2S	3 ppm wt
Factor de Recobro	16%

Fuente: Pacific Rubiales Energy

El campo Rubiales actualmente es el principal activo de la Compañía Pacific Rubiales Energy y el campo con mayor crecimiento de producción en Colombia. El campo Rubiales tiene una producción neta por encima de 97,047 bbl/d

5.4. Panorama del campo Rubiales

El Campo Rubiales fue descubierto en el año de mil novecientos ochenta y uno (1.981), por la compañía Intercol una subsidiaria en Colombia de la compañía Exxon, donde perforó el pozo Rubiales-1. En el año de mil novecientos ochenta y ocho (1.988), la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL), y las compañías Tethys Petroleum,

Tumsector y Astralstake (Las Asociadas), firman los contratos de Participación de Riesgo Rubiales y Asociación Pirirí. En el año de mil novecientos noventa y cinco (1.995), Las Asociadas inician la explotación bajo la modalidad de Solo Riesgo, es decir, de manera autónoma.

En el año de mil novecientos noventa y siete (1.997), el Campo Rubiales, por problemas de orden público se cierra en el mes de Agosto. En el año dos mil (2.000), se reinician operaciones en el Campo Rubiales. En el año dos mil dos (2.002), los grupos Elliot y Synergy, entran a participar en calidad de inversionistas y fiscalizadores de Las Asociadas dejando a Tethys Petroleum la función de compañía operadora del Campo.

En el año dos mil tres (2.003), se lleva a cabo la Primera Campaña de Perforación con 14 pozos verticales de desarrollo con éxito; se fusionan las compañías Coplex, Rubiales y Tumsector y pasan a ser absorbidas por Meta Petroleum Corp., compañía que a partir entonces comienza a actuar como operador del Campo con el 80% y le concede a Tethys Petroleum el porcentaje restante. En el año dos mil cinco (2.005), se sigue con la Segunda Campaña de Perforación en 15 pozos (tres horizontales, un monitor, un inyector, dos exploratorios-QUIFA-, tres de avanzada y cinco en desarrollo).

A comienzos del dos mil seis (2.006), se cumple el objetivo del Proyecto de los 12K o doce mil barriles de petróleo por día (12.000 bpd petróleo); además se comienza la Tercera Campaña de Perforación de pozos horizontales de desarrollo, y en el mes de Abril se inicia la Operación Conjunta y finaliza la etapa de explotación Solo Riesgo, lo que redundará en el inicio de la participación de Ecopetrol en la operación del campo.

En el año dos mil siete (2.007), en el mes de julio, PetroRubiales Energy adquiere la totalidad de la participación del grupo Elliot y parte de la participación del grupo Synergy, a cuatro meses antes de la fecha prevista se logra el objetivo de los 17K o (17.000 bpd petróleo); en el mes de octubre se comienza el proyecto de perforación Pozos de Avanzada.

En el año dos mil ocho (2.008), la fusión de PetroRubiales Energy con Pacific Stratus Energy da origen a Pacific Rubiales Energy Corporation (Pacific Rubiales Energy Corp.),

una matriz de Meta Petroleum, Quifa Petroleum y Tethys Petroleum, y a principios del mes de Febrero se alcanza la producción record de 29.543 bpd petróleo; en el mes de abril entra en funcionamiento el PF-2 (Production Facility), en el Campo Guaduas, con la finalidad de diluir y transportar 26.000 bpd de crudos pesados provenientes del Campo Rubiales.

Actualmente la parte sur de la cuenca de los Llanos es el área más importante en el portafolio de exploración y producción de Pacific Rubiales. Allí se encuentran los campos Rubiales y Quifa, en donde la compañía tiene una capacidad de producción cercana a los 225,000 bpd a boca de pozo, con la posibilidad de incrementarla aún más con actividades de desarrollo. Los bloques en esta área también representan la mayoría de las reservas probadas y probables de la compañía. También, se cree que esta área está localizada dentro de lo que se conoce como el cinturón de crudos pesados en Colombia, un corredor de crudo pesado que se extiende desde Venezuela y pasa por la cuenca de los Llanos a la cuenca del Caguán-Putumayo en Colombia, y continúa a Ecuador.

El campo Rubiales produce crudo pesado (aproximadamente 12.5 grados API) y tuvo una producción neta de 68,958 bpd durante el tercer trimestre de 2011 (167,343 bpd brutos). El Petróleo Original en Sitio (POES) del campo Rubiales fue certificado en 4,383 millones de barriles de petróleo en diciembre de 2010.

El campo Rubiales se encuentra incluido dentro de los contratos Rubiales y Pirirí con Ecopetrol, con una participación del 40% y 50% respectivamente, y que expiran en junio de 2016.

5.5. Infraestructura de transporte del crudo de campo Rubiales

El petróleo extraído de los campos Rubiales y Quifa (y también las propiedades adyacentes) es crudo pesado de 12.5 a 13.4 grados API y por lo tanto requiere ser diluido con crudo más liviano (más de 42 grados API) o nafta (82 grados API) para disminuir la viscosidad y pueda fluir por los oleoductos, a una proporción de mezcla del 20%. Esta mezcla debe tener una gravedad de mínimo 18 grados API para cumplir con las

especificaciones del oleoducto, y se vende por un precio más alto que el crudo pesado sin mezclar. La producción mezclada es transportada por medio del oleoducto ODL a la estación Monterrey, donde luego es enviado por el oleoducto de Orensa a la terminal de Coveñas en la costa Caribe.

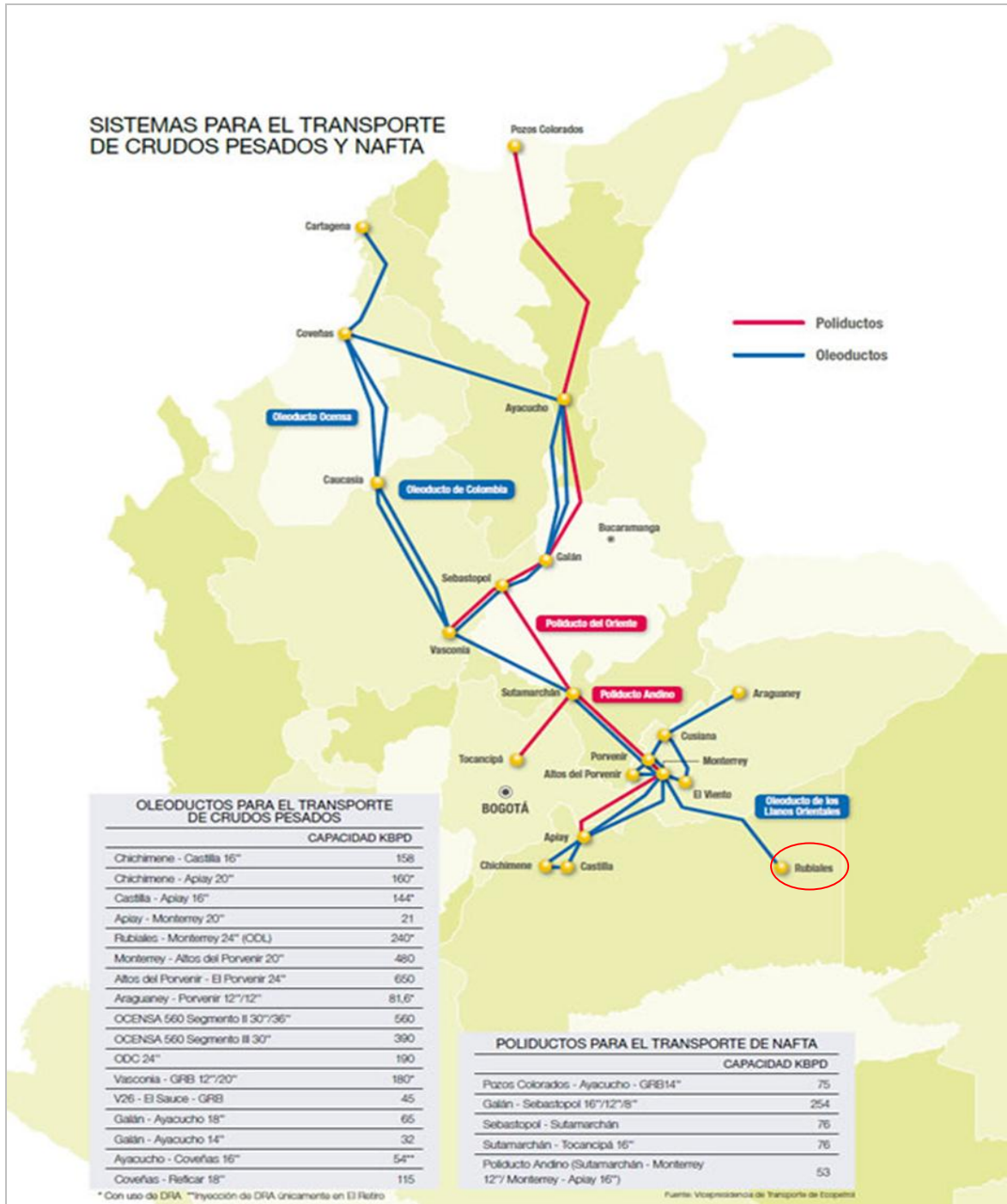
Actualmente, el 86% (y con una tendencia al alza) de la producción neta después de regalías de Pacific Rubiales está compuesta por crudo pesado (petróleo con una gravedad inferior a los 20 grados API), lo cual supone varios retos en términos de producción, transporte, comercialización y refinación debido a su mayor viscosidad y acidez, y una composición molecular más pesada.

Este tipo de crudo es diferente del crudo liviano convencional como el que se vende bajo las referencias West Texas Intermediate (WTI) o Brent (cerca de 39 grados API), los cuales tienen un mayor valor económico porque son más fáciles de transportar y convertir a productos más valiosos (por ejemplo, gasolina).

Sin embargo, los crecientes requerimientos de nafta o crudo liviano (como resultado del incremento en la producción de crudo pesado) generan varios cuestionamientos, especialmente relacionados con la disponibilidad de estos diluentes en Colombia dado el incremento en la participación de los crudos pesados en el total de la producción del país, no sólo por Pacific Rubiales sino también por Ecopetrol y otros actores. Además de la limitada infraestructura de transporte para estos productos, aún si son adquiridos en el exterior. Adicionalmente, las compras de diluyentes (y el costo de transportarlos del puerto o la refinería a los campos productores) se traducen en mayores costos por barril vendido, situación que se empeora cuando la capacidad de transporte no es suficiente o se necesitan más carrotanques, poniendo presión a los retornos por barril de la compañía.

La compañía posee 35% de participación en el Oleoducto ODL y el restante 65% pertenece a Ecopetrol. Este oleoducto va del campo Rubiales en la cuenca de los Llanos hasta la estación Monterrey, donde se conecta con el oleoducto de Orensa. El oleoducto ODL tiene una capacidad cercana a los 340,000 bpd.

Figura 16. Sistema para el transporte de crudo pesado y nafta en Colombia



Fuente: ECOPEPETROL. Carta Petrolera. Este viaje se puso pesado. Disponible: <http://www.ecopetrol.com.co/documentos/carta126/transporte.htm> [citado N° 126 junio - agosto 2011].

El Oleoducto Bicentenario (OBC) es un proyecto liderado por Ecopetrol para construir un oleoducto de 960 km desde la cuenca de los Llanos (Araguaney) hasta el puerto de Coveñas, con una capacidad final de 450,000 bpd al 2014 y diseñado para transportar tipos de crudo pesado (mezcla Llanos de 24.5 grados API y mezcla pesada de 18 grados API). El proyecto requiere una inversión total de US\$4,200 millones y será desarrollado en tres fases. La fase 1, que se espera esté operacional a finales del 2 trimestre del 2012, incluye la construcción de un oleoducto entre Araguaey y Banadía con una capacidad de 120,000 bpd que eventualmente convergería en el oleoducto Caño Limón-Coveñas y usar su capacidad ociosa. Las fases 2 y 3, entre Banadía-Ayacucho-Coveñas, llevarán la capacidad total del oleoducto a 450,000 bpd en 2014. En agosto de 2010 se constituyó la compañía Oleoducto Bicentenario de Colombia con la participación de siete accionistas: Ecopetrol (55%), Pacific Rubiales Energy (32.9%), Petrominerales (9.65%), Hocol (0.96%), Canacol Energy (0.50%), C&C Energía (0.50%) y Vetra Exploración y Producción (0.50%).

Ocensa es un oleoducto que va de la estación de descargue de Monterrey a la terminal de exportación de Coveñas en la costa norte de Colombia. En 2009, Pacific Rubiales firmó dos acuerdos con Ocensa para: 1) asegurar una capacidad de transporte hasta por 160 millones de barriles de petróleo desde la estación de Cusiana a Coveñas durante un periodo de 10 años comenzando en febrero de 2010, con un máximo de 50,000 bpd durante 2010, 60,000 bpd entre enero de 2011 y enero de 2017, y 20,000 bpd entre febrero de 2017 y enero de 2020; y 2) descargar hasta 10,000 bpd de diluyentes en la estación de Cusiana durante un periodo de cinco años comenzando en abril de 2010.

6. METODOLOGIA DE SELECCION

La metodología que se utilizó como posible método para escoger la tecnología más adecuada para el transporte de crudo pesado por oleoducto aplicado al campo Rubiales, fue de tipo comparativa y basada en la técnica de Matriz de decisión. Esta metodología comprendió las siguientes etapas:

- Etapa 1: Estado del arte de las tecnologías de transporte de crudo pesado por Oleoducto que se encuentran en la literatura.
- Etapa 2: Definición de las propiedades de los fluidos y del yacimiento así como la infraestructura actual de transporte de crudo del campo Rubiales.
- Etapa 3: Determinación de las variables distintivas de cada una de las tecnologías disponibles en la literatura.
- Etapa 4: Construcción de una matriz de decisión para el transporte de crudo pesado por tuberías.
- Etapa 5: Análisis de la matriz de decisión y conclusiones.

6.1. Etapa 1: Estado del Arte

Esta primera etapa tuvo como objetivo recopilar las experiencias que se han tenido en pruebas e investigaciones sobre el transporte de crudo pesado por tuberías, lo cual permitió definir posteriormente las propiedades y requerimiento para implementar una u otra tecnología.

6.2. Etapa 2: Investigación Rubiales

En esta etapa se realizó una investigación y consulta de las propiedades del crudo del campo rubiales, además de las condiciones e infraestructura actual de transporte del crudo de este campo, así como la posibilidad de implementar otras tecnologías.

6.3. Etapa 3: Variables distintivas de las tecnologías de transporte de crudo pesado por tuberías.

Teniendo en cuenta diversos artículos disponibles en la literatura, patentes y tesis expuestas a cerca del transporte de crudo pesado por tuberías. Se determinaron las variables distintivas de cada una de las tecnologías que hasta el momento se han investigado e implementado, con el fin de evaluar la aplicabilidad de cada una.

Los crudos pesados, en general, poseen muy alta viscosidad, contienen altos porcentajes de metales y de azufre, y son difíciles de transportar. La viscosidad es una propiedad de los fluidos que determina la resistencia del mismo a permanecer en movimiento. En consecuencia, para elevadas viscosidades, como el caso de crudos pesados, la demanda de energía que se requiere para ponerlos y mantenerlos en movimiento es extremadamente alta. Lo cual implica elevados costos, que, sumado a su valor comercial moderado, repercute directamente en la rentabilidad de este tipo de negocio.

Para transportar crudo pesado se le puede calentar para mantenerlo con baja viscosidad, mezclarlo con agua y un tensoactivo para estabilizarlo como una dispersión o como una emulsión, o mezclarlo con un diluyente más ligero como crudo liviano, gasóleo o naftas.

Dependiendo de la situación, estas elecciones pueden ser convenientes y aceptables o demasiado costosas y poco prácticas. Sin embargo, debido a las gigantescas reservas de crudo pesado a nivel mundial, se han implementado técnicas alternativas para transportar estos petróleos, cuya función principal es llevarlos hasta las plantas de mejoramiento (upgraders) para su mejora.

En la tabla 2 se muestran las variables distintivas de cada una de las tecnologías desarrolladas para el transporte de crudos pesados. Estas variables son de suma importancia al momento de emplear el método de matriz de decisión, con el fin de determinar cuál es la mejor alternativa de transporte para un determinado proyecto.

Tabla 2: Variables distintivas de las tecnologías de transporte de crudo pesado por tubería.

Efecto sobre la viscosidad del crudo	Reduce viscosidad y fricción	Reduce viscosidad	Reduce viscosidad	Reduce fricción con la tubería	Reduce viscosidad
Efectos en la Composición del crudo	Se modifica debido al diluyente	No se modifica	No se modifica	No se modifica	Es modificada en el proceso
Inversión en infraestructura Adicional	Sistema de diluyente y tratamiento.	Calentadores eléctricos, estaciones de calefacción y aislamiento de tuberías	Suministro de Agua, aditivos químicos	Necesidad de material especial de tubería Aplicación del sistema de flujo, agua, aditivos	Procesos de Refinería, Requerimiento de catalizadores
Requerimientos de energía	Energía eléctrica en mezcladores y agitadores	Energía eléctrica, corriente alterna	Agitación, intensidad dinámica y/o procesos de mezcla estática	Altas presiones de bombeo	Energía eléctrica, térmica y combustibles
Capacidad de flujo	Se reduce debido al diluyente.	No se reduce	Se reduce debido al agua, 25-30% en peso	Se reduce por el espacio que ocupa el agua	No se reduce
Diámetro de tubería	Grande	Normal	Grande	Normal	Normal
Condiciones e Impacto ambiental	No especificado.	Fuente de electricidad y calor al ambiente.	Tratamiento y separación del agua y aditivos.	Tratamiento del agua utilizada.	Emisión de productos residuales del proceso de destilación atmosférica.
Seguridad y confiabilidad del proceso	Se puede presentar floculación de asfaltenos y taponamiento de la tubería.	Corrosión.	No ocasiona problemas importantes al reinicio del oleoducto luego de un cierre, Corrosión, inversión de la emulsión y dificultad de separación.	Puede presentar inestabilidad en el flujo y dificultad para el reinicio en caso de parada, Corrosión, rompimiento de la estabilidad del sistema y estratificación del crudo.	Alto rendimiento de líquido, y de contaminantes.
CAPEX	Alto/Medio	Medio	Alto	Bajo	Muy Alto
OPEX	Alto	Medio	Medio	Bajo	Alto
Estado de la tecnología	Implementada a nivel comercial	Implementada a nivel comercial.	Implementada a nivel comercial.	Desarrollo de prueba piloto, actualmente en investigación.	Implementada a nivel comercial.

6.4. Etapa 4: Diseño de la Matriz de decisión

Luego de haber determinado las variables distintivas de cada tecnología y las características del crudo y la tubería que se tienen en cuenta en el proceso de transporte de crudo pesado. Se elaboró una matriz de decisión para definir la mejor alternativa de transporte para el crudo del campo Rubiales, en función de dichas variables (ya descritas en la tabla 2). Para construir la matriz de decisión, se usó un procedimiento propuesto por González (1996), el cual se describe a continuación:

- Definir las propiedades que van a ser tenidas en cuenta.
- Definir la jerarquización de las propiedades.
- Definir la escala o grado en el que se va a evaluar la propiedad.
- Definir el peso o ponderación de cada una de las propiedades de acuerdo con su importancia en la decisión.
- Construir la matriz.
- Valorar cada dato presente en el crudo con cada escala o grado en el que está definida la propiedad.
- Sumar todos los valores ponderados.

La ponderación para cada una de estas propiedades se asignó de acuerdo a su influencia en el proceso de transporte de crudo pesado por tuberías. Para cada propiedad se elaboró una escala que va de menor a mayor a medida que las condiciones son más cercanas o similares a las que se recomiendan para la aplicabilidad del método; de modo que la mayor calificación la tendrá la tecnología que tenga las propiedades más cercanas a las recomendadas para la aplicación.

La tabla 3 muestra la matriz de decisión construida con el fin de definir la tecnología de transporte de crudo pesado por tuberías, que mejor aplica a al campo Rubiales.

Tabla 3: Matriz de selección para las tecnologías de transporte de crudo pesado por tubería aplicada al campo Rubiales

FACTOR (PARAMETRO A EVALUAR)	CARACTERISTICAS Y/O REQUERIMIENTOS DEL SISTEMA	PONDERACION DE FACTORES	PUNTAJE MAXIMO DE FACTOR	PUNTAJE DEL CRITERIO			PUNTAJE DE REFERENCIA	TECNOLOGIAS A EVALUAR				
				¿Cumple condiciones de operación y requerimientos?				DILUCION	EMULSIONES	CALENTAMIENTO	FLUJO ANULAR- CORAZON	UP GRADING
				SI	No, pero se puede adaptar y/o cumple pero no idealmente	NO						
Efectos sobre la viscosidad	Reduce	0,20	200	200	100	0	100	200	200	200	100	200
Estado de la tecnología	Implementada	0,20	200	200	100	0	100	200	200	200	0	200
Posibilidad de implementación en campo Rubiales teniendo en cuenta requerimientos de las tecnologías.	Posible	0,15	150	150	75	0	75	150	150	75	75	0
Seguridad y confiabilidad del proceso	Necesidad de un proceso seguro y confiable	0,15	150	150	75	0	75	150	75	75	0	150
Inversión en infraestructura adicional	Mínimo requerimiento de aditivos, procesos y tratamiento adicional	0,10	100	100	50	0	100	50	50	0	50	0
Requerimientos de energía	Mínima	0,10	100	100	50	0	100	50	50	0	100	0
Capacidad del flujo	Mínima reducción	0,05	50	50	25	0	50	25	25	50	25	50
Condiciones e impacto ambiental	Mínimo impacto ambiental	0,05	50	50	25	0	50	25	0	25	0	0
TOTAL		1,00	1000				650	850	750	625	350	600

7. RESULTADOS Y ANALISIS

Se asumió que un valor total ponderado mayor a 650 da la posibilidad de aplicar la tecnología (puntaje de referencia). Para asumir este valor ponderado se tuvo en cuenta las variables que más efectos tienen en el proceso de transporte como lo son la viscosidad del crudo, el estado de la tecnología (experimental o implementada), la posibilidad de ejecución en el campo Rubiales y la seguridad y confiabilidad del proceso. Se asumieron como valores de referencia de estas variables los grados de factor intermedios, ya que estos definen un rango manejable de aplicabilidad del método. Para las demás variables que se tienen en cuenta en el proceso, se establecieron los grados de factor óptimos para cada parámetro como los valores de referencia, ya que estos parámetros no afectan en gran medida el proceso de transporte de crudo pesado por tuberías.

Esta matriz se organizó teniendo en cuenta las características de las diferentes tecnologías de transporte crudo pesado, reflejando las ventajas y desventajas de cada una, las cuales son descritas a continuación:

- La tecnología de flujo anular-corazón produce la caída de presión más baja para las mismas condiciones de flujo, lo que implica menor necesidad de energía, sin embargo, la estabilidad de flujo es muy débil, debido a que el patrón de flujo pueden ser fácilmente destruido si no se toman cuidados especiales para mantener estable la velocidad de flujo.
- En las emulsiones la estabilidad juega un papel importante en el flujo. Si la concentración del tensoactivo es tal que el tiempo de vida de la emulsión es corto en comparación con el tiempo de viaje a lo largo de la tubería, se puede producir taponamiento.
- En la tecnología de calentamiento la estabilidad es alta, siempre y cuando se brinden las garantías adecuadas para evitar la interrupción del suministro de calor.

- Con respecto a las operaciones de parada y puesta en marcha, las tecnologías de dilución y la emulsión son las más flexibles, siempre y cuando se garantice la estabilidad de la emulsión durante largos períodos de tiempo. Una desventaja importante de estas tecnologías es el diámetro de la tubería, ya que se requiere uno mayor para manejar los volúmenes adicionales de agua más tensoactivo y disolvente, respectivamente, que por consiguiente implica una mayor inversión.
- La presencia de agua en las tecnologías de transporte de emulsión y flujo anular-corazón implica un problema potencial de corrosión de las tuberías. Por lo cual puede ser necesario un programa de prevención de la corrosión dependiendo de la composición del agua.
- Las Tecnologías de dilución y Up grading requieren la mayor inversión adicional para instalaciones. Se hace necesario un sistema de reciclado paralelo de diluyente en el caso de la dilución, a menos que el aceite y el condensado se entreguen juntos al cliente. El Up grading parcial o total del crudo a nivel de campo implica inversiones muy elevadas y altos costos de producción.
- Para las tecnologías de calentamiento, dilución y Up grading existen modelos de predicción convencionales. Sin embargo para las emulsiones, debe llevarse a cabo una investigación previa en el laboratorio con el fin de caracterizar las propiedades de la emulsión y el comportamiento reológico bajo diferentes condiciones.
- Para la tecnología de flujo anular-corazón sólo se encuentran disponibles correlaciones empíricas y estudios de pruebas piloto es por ello que no se considera un proceso seguro y confiable.

8. CONCLUSIONES

- El principal problema que se presenta en el transporte de crudo pesado por tuberías es debido a su alta viscosidad y por ende a su alta resistencia al flujo. Disminuir el factor de fricción implica disminuir la viscosidad del crudo, lo que permite minimizar el problema de manera tal que se pueda obtener la tasa de flujo óptima para el oleoducto.
- La evaluación de las alternativas de transporte de crudo pesado por tuberías (dilución, emulsiones, calentamiento, flujo anular-corazón y Up grading) mediante la metodología de matriz de selección aplicada al campo rubiales, permitió determinar que las tecnologías más adecuadas para implementar en dicho campo son las tecnologías de dilución y emulsiones.
- Una de las principales características de la matriz de selección diseñada es contar con una metodología de selección, la cual es aplicada a las condiciones del campo Rubiales. Se tiene en cuenta la infraestructura actual de transporte y las características de cada tecnología, permitiendo así tener una visión comparativa de lo que ofrece cada una de las tecnologías y sus ventajas respecto a las condiciones que se tienen en dicho campo.
- La determinación de la tecnología más adecuada para el transporte de crudos pesados por oleoductos depende de un gran número de factores, pero el más significativo es el económico. Algunos de los factores más importantes son: Longitud y diámetro de Tubería, las instalaciones existentes, la disponibilidad de diluyente, el tratamiento del agua, suministro de electricidad, el perfil topográfico, el tipo de crudo, las condiciones ambientales y el mercado al cual se distribuye el crudo.
- La dilución resulta ser el método más ventajoso para el transporte de crudos pesados por oleoductos, ya que este método no conlleva procesos de redestilación, deshidratación o suministro de calor para lograr que el crudo llegue con las especificaciones dadas en la refinería. Además, existe disponibilidad

cercana de crudos livianos y la realización de la mezcla no implica altos costos con relación a las demás tecnologías. Si el área de producción es remota o el medio ambiente es hostil, el reciclado del diluyente puede ser un esquema muy útil.

- Para una tubería muy larga en un país frío, la dilución o emulsión podrían ser las mejores opciones, mientras que el calentamiento puede requerir mayores inversiones en calentadores y tuberías aisladas. Las emulsiones utilizadas para largas distancias deben ser muy estables durante largos períodos de tiempo.
- La tecnología de calentamiento puede ser factible en regiones cálidas del mundo, debido a que el requerimiento de potencia es bajo y el uso de tubos sin aislamiento puede reducir al mínimo la inversión inicial y los costos de operación.
- Con el calentamiento se obtiene un crudo con baja viscosidad a una temperatura superior al punto de fluidez. La temperatura del crudo calentado debe ser tal que evite la gasificación, cavitación de las bombas y el deterioro del aislamiento si este es utilizado.
- Cuando un crudo pesado se calienta, se hace necesario calcular el perfil de temperatura a lo largo de la línea para que junto con la información del comportamiento hidráulico del sistema se puedan localizar las estaciones intermedias para el recalentamiento, basado en la temperatura mínima a la que la viscosidad del crudo se pueda manejar en la línea del oleoducto. Se debe tener en cuenta que el transporte provisto de un adecuado aislante reduce considerablemente en número de estaciones de recalentamiento.
- La reducción drástica de la viscosidad que se presenta al implementar la tecnología de emulsiones da muestra de ser un método razonable para el transporte de crudo pesado, sin embargo, se debe tener en cuenta que para la aplicación práctica cada emulsiones debe ser tratada de manera diferente.

- En la tecnología de emulsiones debe tenerse en cuenta los costos operacionales que acarrearán los aditivos necesarios para estabilizar la emulsión y disminuir el punto de inversión de la emulsión.
- La tecnología de flujo anular-corazón reduce la energía requerida para el transporte por tuberías así como los gradientes de presión, esto dependiendo del porcentaje de agua adicionado.
- Cuando se adiciona agua al crudo para su transporte, existen parámetros importantes que gobiernan la estabilidad del flujo anular, el mecanismo de fraccionamiento y los siguientes patrones de flujo. Estos están relacionados con la velocidad de flujo, la razón volumétrica entre los dos líquidos, las propiedades de mojabilidad de los líquidos referidas a la pared del crudo, la tensión interfacial y la diferencia de densidad.
- En general, la metodología desarrollada, constituye una herramienta y un consejero de gran utilidad para la selección de las alternativas de transporte de crudo pesado que hasta el momento han sido implementadas, más no un sustituto de la experiencia de campo y el sentido común de los ingenieros. Los resultados proporcionados por la herramienta no deben ser apreciados como definitivos para la implementación de un tratamiento en un campo, sino antes deben ser analizados para verificar su coherencia y veracidad, identificando los puntos claves y criterios a tener en cuenta ante una eventual aplicación de una u otra alternativa, además de la realización de un estudio de viabilidad financiera.
- Cualquier tecnología debe ser estudiada y analizada para cada caso específico de crudo a transportar, el comportamiento de un determinado crudo no se puede generalizar para todo. Una combinación de cualquier tecnología con una estrategia de marketing puede cambiar el panorama y hacer que algunas de las tecnologías de transporte sean más atractivas que otras. Un análisis económico es determinante en la elección y aplicabilidad de una u otra tecnología.

9. RECOMENDACIONES

- La metodología diseñada constituye la base de un conveniente y promisorio estudio de las tecnologías de transporte de crudo pesado frente a las condiciones operativas de los campos. Es por ello que se debe seguir trabajando en esta área no muy desarrollada hasta el momento, con el fin de aprovechar las ventajas de esta herramienta y producir mejores resultados que contribuyan a mejorar la operación de transporte y por lo tanto, satisfacer las necesidades energéticas del sector hidrocarburos, que crecen a un ritmo acelerado en la actualidad.
- Si bien es cierto que la herramienta fue desarrollada con base en tecnologías modernas, es conveniente realizar estudios posteriores de tecnologías que aún se encuentran en desarrollo con el fin obtener resultados cada vez más favorables, incluso para las condiciones de operación más exigentes.
- Para el manejo de la alternativa de dilución en el transporte de crudo pesado por oleoducto, es aconsejable estudiar la caracterización de mezclas con diluyentes diferentes a la Nafta, debido a los altos costos y a la volatilidad que la caracterizan.
- Es muy importante para darle seguimiento a esta herramienta, desarrollar un módulo de diseño completo de un sistema de transporte de crudo pesado por oleoductos. El cual debe contar con el cálculo de volúmenes, presiones, viscosidades y diámetros de tubería entre otras, con el fin de generar un módulo dedicado a la simulación en el que se recree dicho sistema y verificar los posibles inconvenientes que puedan presentarse en el proceso, entre una gran variedad de posibilidades.
- La tecnología que está siendo implementada actualmente en el campo Rubiales es la dilución. Sin embargo se debe tener en cuenta la alternativa de emulsiones y realizar un análisis técnico financiero para establecer la viabilidad de esta tecnología en el campo. Se deben determinar los costos iniciales de inversión y de funcionamiento en cada caso particular, a fin de tomar una decisión basada en un análisis económico. En el caso de la sustitución de una tecnología por otra en las

instalaciones ya existentes, se debe determinar los ahorros en los costos de operación con respecto a la tecnología actual de transporte y si estos ahorros pagan los costos de capital necesarios para construir las nuevas instalaciones que se requieren.

- En la alternativa de emulsificación se debe hacer un estudio previo del comportamiento reológico, con el fin de reconocer el tipo de fluido que caracteriza la emulsión. De esta manera se podrá realizar un modelamiento hidráulico que permita modelarla.
- Se hace necesaria una mayor investigación y pruebas de campo de la tecnología de flujo anular-corazón, ya que tiene la menor inversión inicial y costos de operación según las pruebas que se han realizado.
- Es importante realizar estudios prácticos sobre transferencia de calor y establecer perfiles de temperatura a lo largo de las líneas de oleoducto que transportan crudo pesado, con el propósito de encontrar los mecanismos necesarios y apropiados para mantener el crudo a la temperatura mínima para ser bombeado, reponiendo o evitando pérdidas de calor
- Hacer un análisis completo de los diferentes aditivos que reduzcan la viscosidad del crudo, y la fricción con la tubería cuyos resultados podrían conllevar a una solución viable al problema del transporte de crudo pesado, siempre y cuando sea justificable económicamente.
- Para implementar cualquier alternativa de transporte de crudo pesado por oleoducto, la metodología de selección debe ir de la mano un análisis económico que incluya los costos operacionales, la inversión de capital en equipos y las ganancias generadas por venta del crudo.

BIBLIOGRAFIA

- DOMÍNGUEZ, J.C. "Transporte de crudo pesado a través de oleoducto, Evaluación de diferentes tecnologías" Ingeniería Química No.465 (2008) p. 54-65.
- GUEVARA E. GONZALEZ, J. NUÑEZ, G. "Highly viscous oil transportation methods in the Venezuela oil industry". Proceedings of the 15th World Petroleum Congress, John Wiley and Sons, London, (1998) p.495-501.
- SANIERE, A. HENAUT, I. ARGILLIER, J.F. "Pipeline Transportation of Heavy Oils, a Strategic, Economic and Technological Challenge". Oil and Gas Science and Technology. Vol. 59. (2004); p 455-466.
- MARTINEZ, R. MOSQUEIRA, M. ZAPATA, B. JUAREZ, E.; HUICOCHEA, C.; CLAVEL, J. ARBURTO, J. "Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: A review". Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol. 75 (2011); p 274-282.
- RIMMER, D. GREGOLI, A. HAMSHAR, J. YILDIVIM, E. "Pipeline emulsion transportation for heavy oils". Emulsions in the Petroleum Industry, American Chemical Society, 8, p295-312.
- CHANDA, D. SARMAH, A. BORTHAKUR, A. RAO, K.V. SUBRAHMANYAM, B. DAS, H.C. "Combined effect of asphaltenes and flow improvers on the rheological behavior of Indian waxy crude oil" Fuel. Vol. 77. (1998); p 1163–1167.
- CHARLOS, J.C. COURDEC, J.L. PAGE, J.F. "Heavy oil processing, a synthesis of the ASVAHL results" E.C. 3rd European community symposium on new technologies for the exploration and exploitation of oil and gas resources, Proceeding, Luxembourg, (1988), March 22-24, 2.
- JOHNSTON, R. LAUZON, P. PIERCE, J. "Enhance the flow and reduce the drag" Hydrocarbon Engineering. (2008); p 89–92.

- JOSEPH, D.D. BAI, R. CHEN, K.P. RENARDY, Y.Y. “Core annular flows” Annual Review Fluid Mechanics. Vol. 29. (1997); p 65–90.
- GHOSH, S. MANDAL, T.K. DAS, G. DAS, P.K. “Review of oil water core annular flow” Renewable and Sustainable Energy Reviews Vol. 13. (2009); p 1957–1965
- HEWITT, G.F. DELHAYE, J.M. ZUBER, N. “Multiphase Science and Technology”. (1986), Hemisphere, Washington.
- GATEAU, P. HENAUT, I. BARRE, L. ARGILLIER, J.F. “Heavy oil dilution” Oil and Gas Science and Technology. Vol. 59. (2004); p 503–509.
- LANGEVIN, D. POSTEAU, S. HENAUT, I. ARGILLIER, JF. “Crude Oil Emulsion Properties and their Application to Heavy Oil Transportation” Oil and Gas Science and Technology. Vol. 59. (2004) No.5; p 511-521
- BENSAXHRIA, A. PEYSSON, Y. ANTONINI, G. “Experimental Study of the Pipeline Lubrication for Heavy Oil Transport” Oil and Gas Science and Technology. Vol. 59. (2004) No.5; p 523-533
- RANA, M. SAMANO, V. ANCHEYTA, J. “A review of recent advances on process technologies for upgrading of heavy oils and residua” Science Direct Vol. 86 (2007); p 1216-1231
- ARCE G. HERNÁNDEZ L. “Estudio y análisis de las principales técnicas utilizadas para el transporte de crudo pesado por oleoducto”. Tesis de Pregrado de la escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 1985.

- ESCOGIDO, D. URRIBARI, O. GONZALEZ, J. "Transportation of heavy crude oil and natural bitumen", 13th World Petroleum Congress, Buenos Aires, Octubre 20 - 25, 1991; p 15-22.
- GONZALEZ L, "Principios sobre la formulación y evaluación de proyectos económicos", Ediciones UIS. Bucaramanga. 1996.
- EL ESPECTADOR. El crudo pesado ahora sí es apetecido. Disponible:<http://www.elespectador.com/impreso/negocios/articulo-290410-el-crudo-pesado-ahora-si-apetecido> [citado 8 de Agosto de 2011].
- ECOPETROL. Carta Petrolera. Este viaje se puso pesado. Disponible: <http://www.ecopetrol.com.co/documentos/carta126/transporte.htm> [citado N° 126 junio - agosto 2011].
- PORTAFOLIO. Brújula/Crece crudo pesado. Disponible: <http://www.portafolio.co/opinion/brujula-crece-crudo-pesado> [citado 3 de Agosto de 2011].
- INTERBOLSA. Pacific Rubiales Energy. Un líder en una industria en auge. Disponible: http://www.interbolsa.com/c/document_library/get_file?uuid=7acc5e4a-dac6-4519-84f14d476e69fddf&groupID=81085 [citado 31 de Enero de 2012].
- PETROPERU. Transporte de crudos pesados de la cuenca del Maraón por el oleoducto Norperuano. Disponible: http://www2.petroperu.com.pe/ptcp/archivos/BasesIB_ok.doc [citado en 2008]

ANEXOS

ANEXO A: METODO DE MATRIZ DE DECISION

MATRIZ DE DECISIÓN

La Matriz de Decisión es una técnica aplicable a distintos campos, dentro y fuera de la ingeniería, para la toma de decisiones racionales, entre distintas alternativas aparentemente posibles. Mejora la objetividad del proceso de selección por ser estructurado, de metodología sistemática, repetible y con resultados en idioma universal (números).

Consiste en la ponderación (numérica) del grado de cumplimiento que cada idea de diseño alcanza respecto de cada uno de los criterios a cumplir por la máquina que se procura proyectar. Para luego integrar estas ponderaciones en una única calificación global (puntuación) de la idea de diseño.

La comparación de las calificaciones globales es un criterio racional para la selección, evidentemente se elige la (o las) ideas de mayor puntaje.

Se pueden aplicar la matriz de decisión según dos enfoques:

- A. El de Ponderación Relativa
- B. El de Ponderación Absoluta

En los dos casos se utiliza como herramienta de cálculo numérico una matriz plana de dos dimensiones, de ahí el nombre del método. Ambos casos se respetan los siguientes aspectos comunes:

- Las ideas deben estar definidas con igual grado de desarrollo al comienzo del proceso de selección, para facilitar la ecuanimidad en la comparación. Esta norma es general para cualquier método de selección (no solo Matriz de Decisión) y es más importante cuanto más estructurado sea el método de selección, (el caso de Matriz de Decisión en que la ponderación es numérica y responde a procedimientos previamente definidos).
- En el caso en que el método sea cumplido por una alternativa u opción, lo cual es deseable, la integración del mismo deberá responder a lo expresado en el punto 1 de las recomendaciones genéricas para todos los métodos.

- La elección de criterios responde a los conceptos explicados en el párrafo correspondiente. Es el paso menos estructurado y el más riesgoso de esta técnica.
- Para el caso de contarse con un número muy alto de ideas disponibles para la selección, si bien puede aplicarse en forma directa la Matriz de Decisión, suele aplicarse un método alternativo más simple para reducir el número de ideas, en general a no más de 10. Se busca ahorrar trabajo de selección por la eliminación rápida de las ideas menos viables. El método de votación múltiple resulta una alternativa útil para esta etapa.

PONDERACIÓN RELATIVA

El método puede desarrollarse en uno o dos pasos.

En el procedimiento de paso único, luego de un rápido descarte de ideas menos viables (Ej.: Método de Votación Múltiple) se procede a la

- Calificación Final de la Idea

El procedimiento general que se aplica en la situación de contar con varias Ideas complejas se cumple en dos pasos:

- 1) Proyección o Visualización de las Ideas.
- 2) Calificación Final de las Ideas.

1) Proyección o Visualización de las Ideas

En este paso se pondera el grado de cumplimiento que cada idea tiene respecto de cada criterio, relativo al cumplimiento que tiene una idea considerada de referencia respecto a ese criterio.

La idea de referencia puede ser: un producto existente en el mercado y considerada la mejor, un estándar industrial o puede ser una de las ideas en curso que sobresale en las evaluaciones previas. El caso de usar una idea en curso como referencia, corresponde al proyecto de máquinas de tipo muy novedoso.

Se construye la matriz correspondiente fijando los criterios por líneas y las Ideas por columnas y en las celdas intersección se coloca la que corresponda de las siguientes tres posibilidades “mejor que” representada por un signo +, “igual que” representada por un 0 o “menor que” representada por un signo -.

Esas expresiones informan la calificación del cumplimiento de cada criterio por parte de la idea considerada (celda intersección), con respecto al cumplimiento de ese criterio por parte de la idea referencia.

La suma de signos + menos la suma de signos – de cada columna determina una calificación de la idea correspondiente a cada columna (siempre en forma relativa a la idea referencia) y la comparación de estas calificaciones permite decidir si la idea continua, si se descarta o si debe combinarse con otra idea para continuar siendo tenida en cuenta.

- **Evaluación:**

Del análisis de la matriz, además de la calificación y la correspondiente selección de Ideas, se pueden obtener observaciones adicionales.

Puede ser que uno (o dos) de los criterios considerados sean los que diferencian las Ideas (los demás tienen cumplimiento similar en todas), prueban ser los criterios decisivos de diseño. Su identificación permite enfocar con mayor preedición, tanto el trabajo en la matriz, como las etapas siguientes de diseño (Proyecto Detallado).

Puede ser que dos o más Ideas tengan calificaciones globales bajas (insuficientes para continuar) por su desempeño ante criterios distintos. Son Ideas complementarias (cada una de ellas califica bien en los criterios en que la otra es deficitaria) que podrían combinarse en una nueva idea. Previo análisis de factibilidad de la combinación, se genera la Idea combinada que seguirá al siguiente paso. (Signos + y – facilitan visión).

Todos los miembros del equipo de selección deberán estar en razonable acuerdo con los resultados. La insatisfacción de alguno de los miembros expertos del equipo suele responder a una selección deficiente de los criterios de selección. Debe apreciarse esta situación (la insatisfacción expresada) como una oportunidad para replantear los criterios antes de continuar la evaluación.

2) Calificación Final de las Ideas

En este paso se pondera el cumplimiento que cada idea considerada (proveniente del 1er. paso) tiene de cada criterio. Puede calificarse en forma relativa a una Idea de Referencia, con igual criterio que en el caso anterior. Se utiliza un sistema de puntuación más detallado que el del paso 1, que califica de 1 a 5 puntos (puede calificarse con más detalle de 1 a 10) el grado de cumplimiento respecto de la referencia:

- Mucho peor que (la referencia) 1
- Peor que 2
- Igual que 3
- Mejor que 4
- Mucho mejor que 5

La puntuación de igual separación entre valores resulta suficientemente significativa para ponderar valores relativos a una referencia.

PONDERACIÓN ABSOLUTA

Consiste en calificar con carácter absoluto sin idea de referencia. En caso de haberse aplicado una primera aproximación por Calificación Relativa se acostumbra (en la Ponderación Absoluta) incluir la Idea Referencia en la Matriz de Calificación Final, para evaluar la calidad de las Ideas logradas respecto de la Referencia como elemento adicional de juicio.

Este Método se desarrolla en general en dos etapas:

- Matriz de Evaluación de Criterios
- Matriz de Evaluación final

Mediante la Matriz de Evaluación de Criterios se hace una evaluación del peso relativo de los criterios de selección para el proyecto. Se pondera porcentualmente la importancia que tiene cada criterio para la máquina en desarrollo en su conjunto, respecto de los otros criterios.

En este caso se presenta otra escala de puntuación posible:

➤ Mucho menos Importante	0,1
➤ Menos Importante	0,2
➤ Igualmente importante	1
➤ Más Importante	5
➤ Mucho más importante	10

Se busca, con una mayor separación numérica entre los valores del puntaje, mejorar la diferenciación de los porcentuales que califican la importancia de los distintos criterios.

Además se observa que:

- Los valores correspondientes a “Mucho menos...”y “Menos...”, están bien separados de “Igual que” y muy próximos entre sí, con lo cual se reduce notablemente la ponderación del peso de todos los criterios de menor importancia.
- Los valores correspondientes a criterios de “mayor importancia” también están separados de “Igual que”, pero en forma progresiva de manera de discriminar el grado en que influyen los criterios de “mayor importancia”.

El detalle del concepto de puntuación aplicado tiene por objeto hacer notar que la escala de puntuación permite, según su organización que es elástica, lograr diferentes observaciones o no ser adecuada para la situación. Depende de quien la organiza.

PROCEDIMIENTOS DE SELECCIÓN - MATRIZ DE DECISION

Finalmente se construye la Matriz de Evaluación Final en la que se “mide” el grado de cumplimiento que cada Idea tiene de cada criterio, con un modelo de matriz de criterios por líneas e Ideas por columnas. Se utiliza una escala de puntuación lineal de 10 puntos (se muestra el grado de cumplimiento).

Adicionalmente cada criterio tiene un peso porcentual antes determinado (Matriz de Evaluación de Criterio), que multiplicado por cada calificación de grado de cumplimiento genera la matriz definitiva. La calificación numérica final de las Ideas permite seleccionar la o las Ideas que serán objeto del Proyecto Detallado y las restantes etapas del proyecto.