

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

TÉCNICAS PARA MEJORAR EL TRANSPORTE DE CRUDOS
PESADOS POR OLEODUCTOS

CRISTIAN FERNANDO CORTÉS LLERENA

fercn_92@hotmail.com

DIRECTOR: MSC. JAIME OSWALDO GONZÁLEZ MAYA

jaime.gonzalez@epn.edu.ec

QUITO, OCTUBRE 2017

DECLARACIÓN

Yo, Cristian Fernando Cortés Llerena, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría, que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

CRISTIAN FERNANDO
CORTÉS LLERENA

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el Sr. Cristian Fernando Cortés Llerena, bajo mi supervisión.

Msc. JAIME GONZÁLEZ
DIRECTOR DEL TRABAJO

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por bendecir mi vida y guiar mi camino cada día.

A mis padres, Marcila y Dúval, que son el pilar importante en mi vida, dándome ánimos y apoyándome en todo momento.

A mis hermanas, Andrea y Mishel, por estar conmigo en todo momento, manteniendo una bonita relación que espero sea para toda la vida.

A los ingenieros: Jaime González y Luis Portero, por su amistad y por guiarme durante el desarrollo del presente trabajo.

A mis compañeros, por brindarme su apoyo, confianza y amistad sincera durante toda la carrera universitaria, son un excelente grupo de amigos, espero que esta amistad sea para toda la vida.

DEDICATORIA

A mi madre, una mujer fuerte, luchadora, perseverante, pero sobre todo una mujer con un corazón enorme, gracias por todo mamá, nunca te decepcionaré.

A mi padre y a mis hermanas, por ustedes lucharé para cumplir con todas mis metas.

A mis compañeros, con quienes compartí una de las etapas más importantes de mi vida, la vida universitaria, espero que todos cumplan sus metas.

CONTENIDO

CAPÍTULO 1.....	1
INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. INTRODUCCIÓN	1
1.2. OBJETIVOS	4
1.2.1. OBJETIVO GENERAL	4
1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	4
1.3. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA	5
CAPÍTULO 2.....	6
CONCEPTOS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS CRUDOS PESADOS	6
2.1. CLASIFICACIÓN DEL PETRÓLEO	6
2.1.1. POR EL TIPO DE HIDROCARBURO	6
2.1.1.1. Petróleos Parafínicos	6
2.1.1.2. Petróleos Nafténicos	7
2.1.1.3. Petróleos Asfálténicos	7
2.1.1.4. Petróleos de Base Mixta	7
2.1.2. POR EL CONTENIDO DE AZUFRE	7
2.1.2.1. Petróleo dulce	7
2.1.2.2. Petróleo medio	7
2.1.2.3. Petróleo agrio	8
2.1.3. SEGÚN LA GRAVEDAD API	8
2.1.4. SEGÚN EL FACTOR KUOP	9
2.1.5. TIPOS DE PETRÓLEO POR LUGAR DE ORIGEN O DE REFERENCIA	9
2.2. ORIGEN DE LOS CRUDOS PESADOS	10
2.3. COMPOSICIÓN DE LOS CRUDOS PESADOS	11
2.4. PANORAMA ACTUAL E IMPORTANCIA DE LOS CRUDOS PESADOS	14
2.4.1. RESERVAS PROBADAS, PROBABLES Y POSIBLES	16
2.4.1.1. Reservas de hidrocarburos	16
2.4.1.2. Reservas comprobadas	16
2.4.1.3. Reservas probables	17
2.4.1.4. Reservas posibles	17
2.4.2. SITUACIÓN ACTUAL DE LOS CRUDOS PESADOS EN EL MUNDO	17
2.4.3. SITUACIÓN ACTUAL DE LOS CRUDOS PESADOS EN ECUADOR	20
2.5. PROPIEDADES DE LOS CRUDOS PESADOS	22
2.5.1. PROPIEDADES FÍSICAS	22
2.5.1.1. Gravedad específica y densidad	22
2.5.1.2. Viscosidad	23
2.5.1.3. Color	23
2.5.1.4. Peso específico	24
2.5.1.5. Punto de fluidez o punto de congelación	24
2.5.1.6. Punto de inflamación	25
2.5.1.7. Punto de nube	25
2.5.1.8. Calor específico	25
2.5.1.9. Calor de combustión o poder calorífico	26

2.5.1.10	Índice de refracción.....	26
2.5.2.	QUÍMICA DE LOS CRUDOS PESADOS.....	26
2.5.3.	PRECIPITADOS DE LOS HIDROCARBUROS.....	27
2.5.3.1.	Asfaltenos.....	27
2.5.3.2.	Resinas.....	29
2.5.3.3.	Ceras.....	30
2.5.4.	PRECIPITACIÓN Y DEPOSITACIÓN.....	30
2.5.4.1.	Precipitación de asfaltenos.....	30
2.5.4.2.	Deposición de asfaltenos.....	31
2.5.4.3.	Precipitación de parafinas.....	32
2.5.4.4.	Deposición de parafinas.....	33
CAPÍTULO 3.....		34
MEDIOS Y MÉTODOS PARA EL TRANSPORTE DE CRUDOS PESADOS.....		34
3.1.	TRANSPORTE POR OLEODUCTOS.....	34
3.1.1.	MANEJO DE CRUDOS PESADOS POR OLEODUCTO.....	34
3.1.2.	MÉTODOS DE TRANSPORTE DE CRUDOS PESADOS POR OLEODUCTOS.....	35
3.1.2.1.	Dilución.....	36
3.1.2.2.	Calentamiento de crudo y tubería.....	41
3.1.2.3.	Formación de emulsiones.....	43
3.1.2.4.	Flujo núcleo-anular.....	48
3.1.2.5.	Mejoramiento in situ por craqueo térmico.....	52
Reducción de la viscosidad.....	53	
Coquización retardada.....	53	
Craqueo en fase de vapor.....	53	
3.1.3.	MÉTODOS QUÍMICOS.....	54
3.1.3.1.	Reductores punto de fluidez.....	54
Mecanismo de acción.....	55	
Principios de selección y tratamiento de reductores del punto de fluidez.....	57	
Método de aplicación: Inyección Continua.....	58	
3.1.3.2.	Aditivos reductores de arrastre.....	58
Mecanismo reductor de la fricción, DRA (Drag Reducing Additives).....	62	
Inyección de DRA.....	64	
Método de aplicación: Inyección continua.....	64	
CAPÍTULO 4.....		65
ANÁLISIS TÉCNICO - COMPARATIVO DE LOS MÉTODOS PARA MEJORAR EL		
TRANSPORTE DE CRUDOS PESADOS POR OLEODUCTOS.....		65
4.1.	SELECCIÓN DEL CAMPO.....	66
4.1.1.	UBICACIÓN.....	66
4.1.2.	PANORAMA DEL CAMPO.....	67
4.2.	EVALUACIÓN DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO REALIZADAS CON	
	CRUDO DEL ORIENTE ECUATORIANO.....	68
4.2.1.	PRUEBAS DE LABORATORIO CON W20 DE OILFLUX ECUADOR S. A.	68
4.2.1.1.	Pruebas de compatibilidad de W20 de Oilflux Ecuador S. A. y aditivos usados en	
	Petroamazonas EP.....	68
Pruebas de compatibilidad.....	68	

Desarrollo de las pruebas de compatibilidad	72
Observaciones	73
4.2.1.2. Pruebas de viscosidad con W20	73
Desarrollo de las pruebas de viscosidad.....	73
Pruebas de viscosidad dinámica.....	74
4.2.2. PRUEBAS DE LABORATORIO CON SOLVENTE ORGÁNICO CONCIENCE LABS ECUADOR	75
4.2.2.1. Desarrollo de la prueba	75
4.3. ANÁLISIS DE RESULTADOS DE PRUEBAS DE LABORATORIO REALIZADAS CON W20 DE OILFLUX ECUADOR S. A. Y ADITIVO ORGÁNICO DE CONCIENCE LABS ECUADOR	77
4.3.1. RESULTADOS DE PRUEBAS DE VISCOSIDAD CON W20 DE OILFLUX ECUADOR S.A.	77
4.3.1.1. Observaciones	79
4.3.2. RESULTADOS DE LABORATORIO CON ADITIVO DE CONCIENCE LABS ECUADOR	79
4.3.2.1. Observaciones	79
4.3.3. DISCUSIÓN.....	80
CAPÍTULO 5.....	82
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS.....	82
5.1. CONCLUSIONES	82
5.2. RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS.....	83
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	85
ANEXOS.....	91
ANEXO 1: COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD CINEMÁTICA Y DINÁMICA CON EL AUMENTO DE TEMPERATURA DEL CRUDO	92
ANEXO 2: INFRAESTRUCTURA DE PRODUCCIÓN TRANSPORTE DEL CRUDO DEL CAMPO.....	95
ANEXO 3: PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD W20 Y ADITIVOS USADOS EN PETROAMAZONAS EP	98
ANEXO 4: INFORME DE LABORATORIO DE ADITIVOS OILFLUX TM EN MUESTRAS DE CRUDO SUMINISTRADAS POR PETROAMAZONAS EP	111
ANEXO 5: REPORTE PRUEBAS SOLVENTE ORGÁNICO	119
CONCIENCE LABS ECUADOR.....	119
ANEXO 6: GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	123

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1. Consumo energético mundial (International Energy Agency, 2015)</i>	15
<i>Figura 2. Participación de la OPEP en reservas mundiales de petróleo, 2017, (Organization of the Petroleum Exporting Countries, 2017)</i>	18
<i>Figura 3. Total de reservas de petróleo del mundo (Schlumberger, 2006)</i>	19
<i>Figura 4. Total de reservas probadas en Ecuador, (BP, 2017)</i>	20
<i>Figura 5. Tasas proyectadas de producción de crudo pesado (Ivanhoe Energy, 2014)</i>	21
<i>Figura 6. Representación partículas de asfaltenos (Borges , 2012)</i>	28
<i>Figura 7. Estructuras hipotéticas de asfalteno (Priyanto, 2001)</i>	28
<i>Figura 8. Taponamiento de tubería por problemas ocasionados por asfaltenos (Shah Abdul Latif Health & Safety, 2017)</i>	29
<i>Figura 9. Tubería que ha sufrido un proceso de precipitación y depositación de parafina y asfaltenos (Oil Production.net, 2016)</i>	30
<i>Figura 10. Métodos para mejorar el flujo de petróleo crudo por oleoductos (Abarasi, 2013)</i>	36
<i>Figura 11. Transporte por dilución y recuperación del diluyente (Domínguez, 2008)</i>	37
<i>Figura 12. Respuesta de la viscosidad al aumento de temperatura (Raicar & Procter, 1984)</i>	41
<i>Figura 13. Emulsiones formadas durante la producción y transporte de petróleo (Martínez R. , Mosqueira, Zapata, Juárez, Huicochea, & Clavel, 2011)</i>	44
<i>Figura 14. Emulsión estabilizada con tensoactivo (Abarasi, 2013)</i>	46
<i>Figura 15. Ilustración de la configuración del inyector de flujo núcleo-anular (Abarasi, 2013)</i>	48
<i>Figura 16. Posición radial del núcleo de crudo</i>	50
<i>Figura 17. Mecanismo de acción de los aditivos reductores del punto de fluidez (Evonik Oil Aditives, 2015)</i>	56
<i>Figura 18. Efecto que ocasiona un Aditivo Reductor de Arrastre, flowchem-dra.com</i>	59
<i>Figura 19. Ingrediente activo DRA (QFLO, 2012)</i>	60
<i>Figura 20. Mecanismo de reducción de arrastre (PARTOW IDEH PARS, 2013)</i>	63
<i>Figura 21. Mecanismo de inyección del DRA (PARTOW IDEH PARS, 2013)</i>	64

<i>Figura 22. Ubicación Bloque 12, (Petroamazonas EP, 2016)</i>	66
<i>Figura 23. Acción de demulsificantes (Oil Flux Americas, 2015)</i>	69
<i>Figura 24. Acción del antiasfalteno (Oil Flux Americas, 2015)</i>	69
<i>Figura 25. Acción del antiespumante (Oil Flux Americas, 2015)</i>	70
<i>Figura 26. Tubería con incrustaciones (EMEC, The Egyptian Mud Engineering and Chemicals Company, s.f.)</i>	70
<i>Figura 27. Acción del inhibidor de corrosión (Oil Flux Americas, 2015)</i>	71
<i>Figura 28. Acción del secuestrador de H₂S (Oil Flux Americas, 2015)</i>	72
<i>Figura 29. Reducción de viscosidad dinámica (Petroamazonas EP, 2016)</i>	78
<i>Figura 30. Dosificación de aditivos químicos para pruebas de laboratorio en muestra de crudo del Bloque 43</i>	81

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1. Composición del petróleo</i>	6
<i>Tabla 2. Clasificación de los grados API para los crudos</i>	8
<i>Tabla 3. Composición de los crudos pesados</i>	13
<i>Tabla 4. Contenido de cera y análisis SARA de la muestra de fondo del pozo TPTC – 002 (Campo Tiputini, Plataforma C, pozo 002), Campo ITT, Ecuador</i>	14
<i>Tabla 5. Reservas de crudo pesado, hemisferio occidental</i>	19
<i>Tabla 6. Reservas de crudo pesado, varios países</i>	19
<i>Tabla 7. Total de reservas probadas en Ecuador, en miles de millones de barriles.</i>	20
<i>Tabla 8. Reservas y Producción de crudo pesado en el Ecuador</i>	21
<i>Tabla 9. Dosificación W20</i>	74
<i>Tabla 10. Dosificación del aditivo orgánico</i>	76
<i>Tabla 11. Resultados de pruebas de viscosidad con W20 a 40 °C</i>	77
<i>Tabla 12. Resultados de pruebas de viscosidad con W20 a 50 °C</i>	78
<i>Tabla 13. Resultados pruebas de viscosidad con aditivo de Conciencia Labs Ecuador</i>	79
<i>Tabla 14. Resultados de laboratorio de aditivos químicos con muestra de crudo del B-43 80</i>	

RESUMEN

En el presente trabajo se realizó un análisis de los datos obtenidos de pruebas desarrolladas en los laboratorios de Petroamazonas EP con aditivos químicos que buscan solucionar los problemas asociados al transporte de crudos pesados del Oriente Ecuatoriano a través de oleoductos. Además se hizo una descripción de cada uno de los métodos existentes que buscan reducir la viscosidad del crudo, así como también métodos que disminuyen la fricción que se produce entre el fluido circulante y la pared interna de la tubería debido a las elevadas viscosidades que puede presentar el crudo pesado por fenómenos como la precipitación y la deposición de resinas y asfaltenos, poniendo más énfasis en los métodos químicos que se tienen en la actualidad, siendo estos, agentes reductores del punto de fluidez (*Pour point depressants*) y aditivos reductores de arrastre (*Drag Reducing Additives*), los mismos que se estudiaron de manera minuciosa con el fin de detallar los parámetros más importantes en cuanto a su aplicación. Se pudo observar que las dos alternativas logran reducir la viscosidad del crudo en diferentes proporciones, el aditivo reductor del punto de fluidez registra una reducción máxima del 54.84%, mientras que el agente reductor de arrastre un 31.2%, sin embargo hay que tomar en cuenta la dosificación de estos productos, siendo este último aplicado en partes por millón (PPM) y no en porcentaje como el primer caso, de esta manera se pudo identificar cual sería la mejor alternativa para contrarrestar los problemas asociados a las elevadas viscosidades que presenta el crudo pesado al ser transportado.

ABSTRACT

In the present work an analysis was performed of the data obtained from tests developed in Petroamazonas EP laboratories with chemical additives that seek to solve the problems associated with heavy crude oil transportation from the East of Ecuador through pipelines. Also a description was made of each of the existing methods that seek to reduce the viscosity of crude oil, as well as methods that reduce the friction that occurs between the circulating fluid and the internal wall of the pipe due to the high viscosities that heavy oil can present due to phenomena such as the precipitation and the deposition of resins and asphaltenes, placing more emphasis on the chemical methods currently in use, these being, Pour point depressants and Drag Reducing Additives, which were studied in detail in order to detail the most important parameters in terms of their application. It was observed that the two alternatives are able to reduce the viscosity of the oil in different proportions, the Pour point depressant shows a maximum reduction of 54.84%, while the Drag Reducing Additive 31.2%, however, it is necessary to take into account the dosage of these products, the latter being applied in parts per million (PPM) and not in percentage as the first case, in this way it was possible to identify what would be the best alternative to counteract the problems associated with the high viscosities of heavy crude oil to be transported.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1. INTRODUCCIÓN

Las mayores reservas de petróleo del mundo corresponden a hidrocarburos viscosos y pesados, que son difíciles de producir, transportar y refinar. El total de reservas de petróleo a nivel mundial es de aproximadamente 9 a 13 x 10¹² (trillones) de barriles [1.4 a 2.1 trillones de m³]. El petróleo mediano y liviano representa sólo un 30% aproximadamente de ese total. El petróleo pesado, el petróleo extrapesado y el bitumen conforman aproximadamente un 70% de las reservas de petróleo totales del mundo. (Schlumberger, 2006)

Por lo general, mientras más pesado es el petróleo crudo, su valor económico es menor, además la extracción, manejo y transporte en la industria petrolera, presenta problemas operacionales por su alta viscosidad, por lo que durante mucho tiempo las compañías petroleras desistieron de explotar este recurso (Alianza Fiidem AC, 2011).

Para llevar a cabo la producción de crudo pesado, en promedio, es necesario el doble de capital de inversión y de energía intensiva que la producción de crudos convencionales. Esto se debe a su baja movilidad, sumada a la presencia de componentes como asfaltenos, metales pesados y sulfuros, siendo más complejos los procesos de producción, transporte y refinación; en este último exige más esfuerzos para la extracción de productos utilizables y la disposición final de los residuos (Pantigoso, 2006; Schlumberger, 2006).

A través del tiempo las reservas de crudo convencional presentan una declinación importante y ante el incremento de la demanda energética mundial, resulta oportuno identificar nuevos horizontes para satisfacer las necesidades energéticas, por lo que es necesario considerar como recursos energéticos a los crudos pesados (Pantigoso, 2006).

El crudo pesado se define como crudo con 22.3°API o menor densidad. Los crudos de 10°API y menor se conocen como extrapesados, ultrapesados o superpesados porque son más densos que el agua. Comparativamente, los crudos convencionales, tales como el crudo

Brent o West Texas Intermediate, poseen densidades que oscilan entre 38° y 40°API respectivamente (Schlumberger, 2006).

Si bien la densidad del petróleo es importante para evaluar el valor del recurso y estimar el rendimiento y los costos de refinación, la viscosidad es la propiedad del fluido que más afecta la producción y el transporte de este hidrocarburo, es decir, mientras más viscoso es el petróleo, más difícil resulta producirlo y transportarlo. No existe ninguna relación estándar entre densidad y viscosidad, pero los términos “pesado” y “viscoso” tienden a utilizarse en forma indistinta para describir los petróleos pesados, porque los petróleos pesados tienden a ser más viscosos que los petróleos livianos y medianos, sin embargo el crudo pesado desempeñará un rol importante en el futuro de la industria petrolera y muchos países están incrementando su producción.

La viscosidad que corresponde a los crudos convencionales (livianos y medianos) puede oscilar entre 1 centipoise (cP) [0.001 Pa.s], la viscosidad del agua, y aproximadamente 10 cP [0.01 Pa.s]. La viscosidad de los crudos pesados y extrapesados puede fluctuar entre menos de 20 cP [0.02 Pa.s] y más de 1,000,000 cP [1,000 Pa.s].

La producción de los crudos pesados va de la mano de soluciones tecnológicas que permitan mejorar su transporte. Estos procesos presentan alto grado de complejidad debido a la estructura química y molecular del crudo, lo que conlleva a tener altas viscosidades, requiriéndose un incremento de la movilidad para su transporte por oleoductos a los centros de procesos. De allí la necesidad de buscar e identificar diferentes alternativas de transporte de crudos pesados implementados en la actualidad (Oñate & Rodríguez, 2012).

El transporte de hidrocarburos de alta viscosidad en una red de oleoductos representa un gran reto técnico para la industria, ya que la movilización de crudos pesados por tuberías conlleva los siguientes problemas:

- Incremento de las operaciones y de la capacidad de bombeo requeridas.
- Incremento de los costos energéticos, ambientales y económicos.
- Incremento de los riesgos de rupturas y fallos a causa de las sobre-presiones (Palacio, Rodríguez & Guzmán, 2017).

A pesar de los riesgos y problemas potenciales, la manera conveniente de llevar a cabo el transporte de los hidrocarburos es a través de las tuberías. Sin embargo, transportar crudos pesados y extra pesados a través de oleoductos es desafiante, debido a la cantidad de energía requerida para vencer las caídas de presión en la tubería, consecuencia de la fricción con las paredes de la misma. Se requiere que la caída de presión en la tubería debe ser mínima, con el fin de disminuir la energía necesaria para empujar el crudo a lo largo de toda la línea. No obstante, es una tarea complicada porque la tecnología de transporte por oleoductos está aplicada generalmente para crudos ligeros e intermedios (Camacho & Cámara, 2014).

La capacidad de una tubería depende de la pérdida de presión entre estaciones de bombeo. La pérdida de presión es una función directa del diámetro de la tubería, longitud, rugosidad, velocidad del fluido y factor de fricción (Guerrero & Vaca, 2007).

En la actualidad se han implementado diferentes tecnologías que buscan resolver el problema de la movilidad del crudo pesado en el interior del yacimiento; mediante la aplicación de Sistemas Artificiales de Producción se ha logrado llevar este petróleo desde el pozo hacia la superficie. Sin embargo, las técnicas de transporte de crudo pesado desde la cabeza del pozo hacia los centros de proceso resulta desafiante ya que no han sido estudiados profundamente (Camacho & Cámara, 2014).

Varios han sido los autores y los estudios realizados para encontrar la solución a la problemática planteada, sin embargo optimizar el transporte de crudos pesados a través de tubería continúa siendo un reto. Emulsificación, dilución con solventes, tratamiento térmico y la técnica de flujo núcleo -anular, han sido las principales técnicas que se han desarrollado, pero aún no se puede evidenciar un manual o una guía que permita determinar cuál sería la mejor opción (Bensakhria, Peysson & Antonini, 2004; Ashrafizadeh & Kamran, 2010).

De entre las diferentes alternativas adoptadas en la industria petrolera para mejorar el transporte de crudos pesados (disminución de la viscosidad del crudo o disminución de la fricción con la tubería; algunas implementadas en campo y otras que están en proceso de desarrollo) no existe una que proporcione la solución definitiva al problema (Oñate & Rodríguez, 2012).

Un método optado por las compañías petroleras para transportar el crudo pesado por oleoductos es la reducción de la viscosidad; proceso que se realiza para obtener una mejor movilidad y reducir la resistencia del flujo del crudo en operaciones de producción y de transporte por tuberías, donde la temperatura es cambiante, y así evitar congelamiento, aumento de la resistencia de flujo y hasta un eventual taponamiento de las tuberías y líneas de flujo (Oñate & Rodríguez, 2012).

Otro método para solucionar el transporte de crudo pesado a través de tuberías son los agentes reductores de fricción. Estos agentes buscan disminuir la fricción que se genera cuando el fluido circulante entra en contacto con una superficie sólida, tal como la de la pared interna de la tubería de transporte (Oñate & Rodríguez, 2012).

En este trabajo de titulación se realiza una descripción de las diferentes técnicas para reducir la viscosidad; dilución con otras sustancias, formación de emulsiones, aumento y / o conservación de la temperatura, y reducción del punto de fluidez del crudo, así como técnicas que buscan reducir la fricción entre la tubería y el crudo; adición de sustancias que reducen el arrastre dentro de la tubería y el desarrollo de un tipo diferente de flujo; entre otras técnicas complementarias, con la finalidad de determinar la mejor opción para la problemática descrita, misma que sea viable y rentable para la empresa, además que sean aplicadas de una manera correcta y segura y así evitar accidentes laborales e impacto al ambiente. (Martínez et al., 2011; Kralova et al., 2011).

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. OBJETIVO GENERAL

Evaluar los métodos que buscan reducir la viscosidad del hidrocarburo y la fricción con la tubería para mejorar el transporte de crudos pesados a través de oleoductos.

1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Conocer la situación actual de los crudos pesados en el Ecuador.
- Describir las diferentes técnicas para transporte de crudos pesados por oleoductos.

- Analizar los métodos para disminuir la viscosidad de crudos pesados, sus problemas, parámetros operacionales y las condiciones que se deben tomar en cuenta para su aplicación.
- Analizar los métodos que buscan reducir la fricción del hidrocarburo con la pared interna de la tubería, sus problemas, parámetros operacionales y las condiciones que se deben tomar en cuenta para su aplicación.
- Analizar las ventajas, desventajas y problemas asociados con el transporte de crudos pesados por oleoductos y la aplicabilidad de los métodos que buscan reducir la viscosidad del crudo y la fricción con la tubería en un campo del Oriente Ecuatoriano.

1.3. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA

El desarrollo de este trabajo se justifica ante la necesidad de estudiar las propiedades y comportamiento de los crudos pesados como la viscosidad; propiedad que influye en el diseño de las líneas por lo que es indispensable analizar diferentes métodos para su disminución.

Además, el estudio es esencial en el área de transporte de hidrocarburos, visto que uno de los mayores inconvenientes en la industria es el transporte de crudos pesados; experiencias en el campo han evidenciado que el problema radica fundamentalmente en sus altas viscosidades, así como las caídas de presión por fricción o rozamiento con la pared interna de los oleoductos, requiriéndose altos diferenciales de presión para bombear el crudo, demandando alta energía de las bombas (Oñate & Rodríguez, 2012).

Por lo tanto, es pertinente establecer eficientemente las condiciones reológicas óptimas de transportar crudos pesados; objeto de este trabajo estudiando las técnicas para reducir la viscosidad del crudo y la fricción con la cara interna de la tubería.

CAPÍTULO 2

CONCEPTOS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS CRUDOS PESADOS

2.1. CLASIFICACIÓN DEL PETRÓLEO

El petróleo crudo es una mezcla compleja de hidrocarburos. Su composición incluye desde gases disueltos en el petróleo hasta compuestos semisólidos no volátiles que ebulen por encima de los 1000 °F. Ver tabla 1.

Tabla 1. Composición del petróleo

ELEMENTO	% EN PESO
Carbono	84.00 – 87.00
Hidrógeno	11.00 – 14.00
Azufre	0.00 – 5.00
Nitrógeno	0.00 – 0.20
Otros	0.00 – 0.01

Fuente: Educacion en ingeniería química, s.f.

La composición de los crudos varía dependiendo del lugar donde se han formado. Las diferencias entre unos y otros se deben, a las distintas proporciones de las diferentes fracciones de hidrocarburos, y a la variación en la concentración de azufre, nitrógeno y metales.

2.1.1. POR EL TIPO DE HIDROCARBURO

2.1.1.1. Petróleos Parafínicos

Este tipo de petróleo es fluido y de color claro y bajo peso específico (aprox. 0.85 gr/cc), está compuesto principalmente de parafina. Proporciona más cantidad de nafta que los otros tipos de petróleo en el proceso de refinación, además son útiles para obtener productos de lavado al seco, solventes de pintura, gasolinas y lubricantes. Por destilación producen abundante parafina y poco asfalto.

2.1.1.2. Petróleos Nafténicos

Su composición principal son naftenos y los hidrocarburos aromáticos. Es muy viscoso y de coloración oscura, el contenido de parafina es menor del 45% y generan una gran cantidad de residuos tras el proceso de refinación.

2.1.1.3. Petróleos Asfalténicos

Son negros, viscosos y de elevada densidad (0,95 gr/cc), alta viscosidad, además posee un alto contenido de azufre y metales. De éstos se extrae poca gasolina y aceite combustible (fuel oil). Queda residuo asfáltico.

2.1.1.4. Petróleos de Base Mixta

Están formados por toda clase de hidrocarburos: parafínicos, nafténicos, aromáticos y asfalténicos. La mayoría de los yacimientos mundiales son de este tipo, un ejemplo claro es el crudo ecuatoriano; Oriente y Napo.

2.1.2. POR EL CONTENIDO DE AZUFRE

2.1.2.1 Petróleo dulce

Este es un petróleo de alta calidad, contiene menos del 0.5% de azufre en su composición y es usado para ser procesado como gasolina.

2.1.2.2. Petróleo medio

Es un petróleo en donde el contenido de azufre varía entre 0.5 y 1 %.

2.1.2.3. Petróleo agrio

Este presenta más del 1% de azufre en su composición, lo que hace que su corte de refinado sea mayor. Es usado mayormente en productos destilados.

Los tres tipos generales de categorización antes sealados permiten establecer criterios básicos para determinar la calidad del petróleo, los cuales influyen finalmente en la determinación de los precios de cada uno de ellos. La industria petrolera clasifica los precios del petróleo crudo según su lugar de origen.

Algunas excepciones a esta regla son los crudos West Texas, que siempre se consideran "agrios", independientemente de su contenido de H₂S y crudos de alto azufre  rabes, que no se consideran "agrios" debido a que sus compuestos de azufre no son muy reactivos.

2.1.3. SEGÚN LA GRAVEDAD API

El petróleo crudo también se define en función de la gravedad API (American Petroleum Institute). Cuanto mayor es la gravedad API, más liviano será el crudo. Por ejemplo, los crudos ligeros (livianos) tienen gravedades API altos y pesos específicos bajos. Petróleo crudo con bajo contenido de carbono, alto de hidrógeno y con alta gravedad API, suelen ser ricos en parafinas y tienden a producir una mayor proporción de gasolina y productos livianos; crudos con alta gravedades API contenidos bajos de carbono y bajos de hidrógeno, suelen ser ricos en compuestos aromáticos; ver tabla 2.

Tabla 2. Clasificación de los grados API para los crudos

Tipo de crudo	Densidad [g/cm ³]	Densidad [API]
Superligero	< 0.83	> 39
Ligero	0.87 – 0.83	31.1 – 39
Mediano	0.92 – 0.87	22.3 – 31.1
Pesado	1 – 0.92	10 – 22.3
Extrapesado	> 1	< 10

2.1.4. SEGÚN EL FACTOR KUOP

El factor Kuop permite identificar o caracterizar el tipo de crudo respecto a su composición química (base parafínica, nafténica, aromática o mixta), desarrollado por la UOP (Universal Oil Product); según la ecuación 1.

$$\text{Kuop} = \frac{(\text{Temp.volumétrica media})^{1/3}}{\text{SPGR}(60\text{ }^{\circ}\text{F})} \quad \text{Ec. 1}$$

La temperatura volumétrica media representa la temperatura media de ebullición en R y SPGR, la densidad relativa (Quintana, 2011), siendo:

K= 13 BASE PARAFINICA

K= 12 BASE MIXTA

K= 11 BASE NAFTENICA

K = 10 BASE AROMATICA

2.1.5. TIPOS DE PETRÓLEO POR LUGAR DE ORIGEN O DE REFERENCIA

Los petróleos referenciales a nivel mundial son el West Texas Intermediate (WTI) y el Brent Blend (o Brent); el primero es producido en Norteamérica y el otro en el Mar del Norte.

- El West Texas Intermediate (WTI) es un promedio respecto a la calidad del petróleo producido en los campos occidentales de Texas (EE.UU.); es ligero (39.6° de gravedad API) y dulce (0.24% de contenido sulfurado). Su alta calidad lo hace ideal para la producción de gasolinas y es usado como valor de referencia en el mercado norteamericano (por ejemplo, mercados de New York).
- El Brent Blend (o Brent), calificado como petróleo dulce, es una combinación de crudos de 19 diferentes campos de explotación petrolera ubicados en el Mar del Norte; la producción se envía a la terminal de Sullom Voe (Escocia) para su comercialización. Su gravedad API es de 38.3° y contiene alrededor de

0.37% de contenido sulfurado, lo cual lo hace un petróleo ligero y dulce, pero en menor escala que el WTI, siendo ideal para la producción de gasolinas y destilados intermedios. Es usado como precio de referencia en los mercados de Europa (por ejemplo, en el International Petroleum Exchange – IPE – de Londres), en África y Oriente Medio.

Otros petróleos referenciales son: Dubái se usa como referencia para la producción del crudo de la región Asia-Pacífico; Tapis de Malasia, referencia para el crudo ligero del Lejano Oriente; Minas de Indonesia, referencia para el crudo pesado del Lejano Oriente; Arabia Ligero de Arabia Saudita; Bonny Ligero de Nigeria; Fateh de Dubái; Istmo de México (no-OPEP); Saharan Blend de Argelia; Merey de Venezuela (Tipos de Petróleo, 2012).

2.2. ORIGEN DE LOS CRUDOS PESADOS

El crudo pesado normalmente presenta una viscosidad superior a 0,01 Pa.s (10 cP) y un alto peso específico. El Congreso Mundial del Petróleo clasifica a los crudos pesados, como un crudo con una densidad menor a 22,3 °API. Otras de las características son las bajas relaciones hidrógeno-carbono y el alto contenido de asfaltenos, azufre, nitrógeno y metales pesados, además de su alta acidez.

El crudo pesado se origina de manera similar a los crudos livianos que migran en sentido ascendente en dirección de trampas más someras.

Originalmente, cuando la roca madre produce petróleo crudo, éste no es pesado. Varios expertos en geoquímica coinciden en que casi todos los crudos comienzan con densidades entre 30 y 40 °API. El crudo se vuelve pesado sólo luego de una degradación sustancial ocurrida durante la migración y luego del entrapamiento. La degradación se produce a través de varios procesos biológicos, químicos y físicos. La bacteria transportada por el agua superficial metaboliza los hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos en moléculas más pesadas.

Los hidrocarburos parafínicos presentan un contenido alto de cera, un alto punto de escurrimiento y no son reactivos. Los hidrocarburos nafténicos, por el contrario, presentan un bajo contenido de cera, un bajo punto de escurrimiento y no son reactivos. Los hidrocarburos aromáticos son reactivos y con mayor solvencia que los hidrocarburos parafínicos o nafténicos.

Esta biodegradación en sitio aumenta la densidad, la viscosidad, acidez y el contenido de azufre en el petróleo. El proceso se limita a yacimientos situados a una profundidad aproximada de 1,5 – 2 km al necesitar condiciones óptimas para la degradación microbiana; es decir, son yacimientos a temperaturas inferiores a 180 °F (80 °C).

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 con sellos poco efectivos, exponiéndolos a condiciones que conducen a la formación de petróleo pesado.

2.3. COMPOSICIÓN DE LOS CRUDOS PESADOS

Los crudos pesados son compuestos de hidrocarburos, resinas y asfaltos, las proporciones son diferentes respecto de los crudos livianos y medianos. Los crudos pesados contienen menos hidrocarburos, especialmente alcanos, compuestos aromáticos más azufrados, resinas y asfaltos. Esta diferencia condiciona las propiedades específicas, tanto químicas como físicas de los crudos pesados.

Los hidrocarburos saturados suelen ser inferiores al 25%, con un valor medio del 16%, en comparación con el 57% de los crudos convencionales: los crudos pesados están particularmente agotados en los n + isoalcanos que comúnmente son inferiores al 5%.

Los hidrocarburos aromáticos y los derivados de benzotiofeno con frecuencia representan entre el 25 y el 35% de los petróleos pesados, con un promedio del 30%: esta cifra es comparable al valor medio del 29% en los petróleos crudos convencionales; sin embargo, la proporción de derivados de benzotiofeno es comparativamente más importante en los petróleos pesados.

Resinas más asfaltenos oscilan entre el 25 y el 70%. Estas cifras deben compararse con un valor medio del 14% en crudos convencionales; Las resinas están frecuentemente en el rango 25 - 35%. Mientras que los asfaltenos pueden variar de 10 a 50% de los crudos pesados.

La relación H / C de las resinas y asfaltenos de los crudos pesados es comparable a la de los mismos constituyentes en crudos convencionales. Sin embargo, la gran abundancia de resinas y asfaltenos causa una deficiencia de hidrógeno de crudos pesados, en comparación con los crudos convencionales.

Los contenidos de azufre, nitrógeno y metal de los crudos pesados dependen no sólo de la composición en masa (hidrocarburos saturados y aromáticos, resinas y asfaltenos), que está controlada por el grado de degradación, sino también por la abundancia de los elementos (S, N, V, Ni) en el crudo original, no degradado.

El contenido de azufre de los crudos pesados es, en promedio, más alto que en los crudos normales relacionados, ya que los derivados de benzotiofeno, las fracciones de resina y asfalteno son más abundantes en crudos pesados y extrapesados.

El contenido de nitrógeno de los crudos pesados también depende de la resina más el contenido de asfalteno, y posiblemente más de la composición del crudo original.

La presencia de metales (V, Ni) también está relacionada con el contenido de resina y asfalteno, ya que estas fracciones contienen metales unidos a porfirina y no unidos a porfirina. Su abundancia, sin embargo, es influenciada por el tipo original de petróleo crudo que es probablemente un factor importante.

Lo descrito se observa en la tabla 3.

Tabla 3. Composición de los crudos pesados

Tipo de crudo Composición	CRUDOS CONVENCIONALES (Livianos y medianos)	CRUDOS NO CONVENCIONALES (Pesados)
Hidrocarburos saturados	57%	16%
Hidrocarburos aromáticos y derivados de benzotiofeno	29%	30%
Resinas más asfaltenos	14%	25 - 70 % { Resinas: 25-35% Asfaltenos: 10-50%
Contenido de S	Menor	Mayor
Contenido de N	Menor	Mayor
Presencia de V, Ni	Menor	Mayor

Fuente: (Welte & Tissot, 1984)

Respecto a la clasificación del petróleo crudo, los aceites pesados pertenecen a las clases aromático-nafténico y aromático-asfáltico: la distribución entre las dos clases depende del tipo de crudo original y de la naturaleza y extensión de la degradación.

Los crudos convencionales intermedios aromáticos, cuando se degradan, se convierten en crudos pesados aromáticos-asfálticos.

Los crudos convencionales parafínicos o parafínicos-nafténicos se convierten por biodegradación en crudos pesados aromáticos-nafténicos (Welte & Tissot, 1984).

La elevada viscosidad (10^3 a 10^6 cP) y la baja gravedad API (crudo pesado inferior a 22.3 °API, crudo extra pesado inferior a 10 °API) se deben a la alta presencia de asfaltenos, así como también a los altos contenidos de azufre, sales y metales como el níquel y el vanadio (Tabla 3), lo que ocasiona que la tubería de crudo pesado presente problemas como la inestabilidad de los asfaltenos, la precipitación de parafina y la alta viscosidad que causan el flujo multifásico, la obstrucción de las tuberías, las gotas a alta presión y las paradas de producción. En la tabla 4 se puede observar los resultados de un análisis SARA (saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos) de una muestra de crudo pesado del Oriente Ecuatoriano; realizada con el fin de conocer los componentes de dicho crudo.

Tabla 4. Contenido de cera y análisis SARA de la muestra de fondo del pozo TPTC – 002 (Pozo Tiputini 2, Plataforma C), Campo ITT, Ecuador

Contenido de cera Wt%	ANÁLISIS SARA			
	Saturados Wt%	Aromáticos Wt%	Resinas Wt%	Asfaltenos Wt%
3.08	33.42	30.19	23.89	12.32

Fuente: Petroamazonas EP, 2016

2.4. PANORAMA ACTUAL E IMPORTANCIA DE LOS CRUDOS PESADOS

Durante el siglo XX, el paradigma energético dominante se centró en producir energía, energía en cantidad abundante y de buena calidad, gran parte de los avances logrados internacionalmente en el cuidado de la salud, en la medicina, en las comunicaciones, en la producción de alimentos, entre otros beneficios, se deben al uso extensivo de las fuentes energéticas basadas principalmente en el uso de los llamados recursos fósiles: carbón, gas natural, petróleo y sus derivados. Dicho esto, el consumo energético mundial aumenta y continuará aumentando, impulsado tanto por el crecimiento socioeconómico de las naciones como por el aumento de la población mundial, las abundantes reservas mundiales de combustibles fósiles hacen suponer que este recurso seguirá siendo utilizado durante muchos años.

La estructura de consumo por fuentes energéticas es una de las claves para analizar los retos a los que se enfrentará la humanidad en el futuro. Esta estructura, en la que el petróleo y el resto de combustibles fósiles tienen un peso significativo, queda reflejada en la matriz energética de consumo mundial de energía primaria, como se observa en la figura 1.

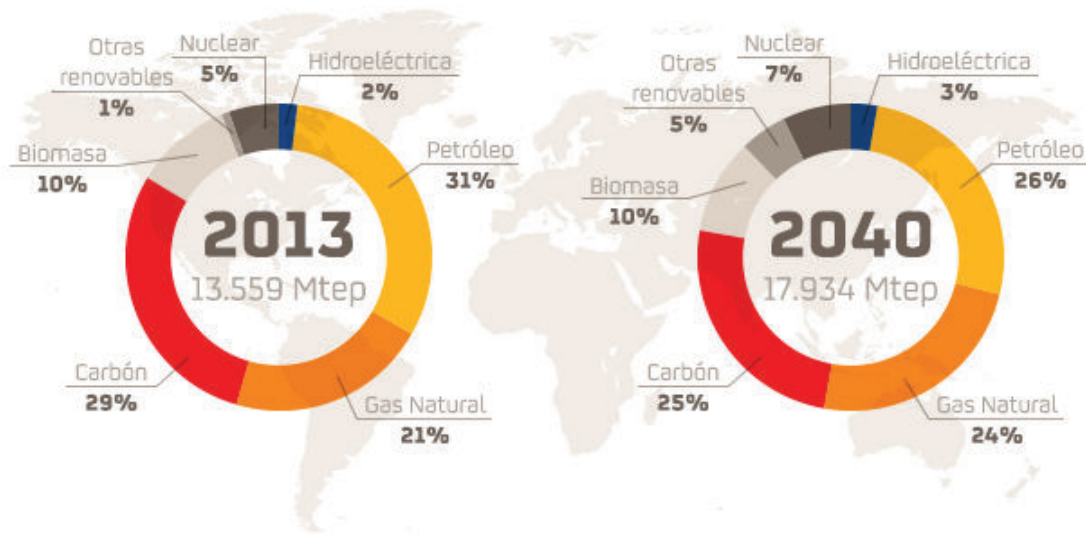


Figura 1. Consumo energético mundial (International Energy Agency, 2015)

A escala mundial, los hidrocarburos aportan más de la mitad de la energía primaria consumida. En particular, el 31% del consumo energético primario global proviene del petróleo, siendo así la fuente energética más utilizada.

Durante los próximos años no se esperan grandes cambios. Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), en su escenario base del World Energy Outlook de 2015, el petróleo registrará una contracción de 5 puntos porcentuales en la matriz energética de 2040 respecto a 2013, pero alcanzaría 103 millones de barriles diarios de petróleo (bdp). Por su parte, el gas natural alcanzará una participación del 24% sobre una demanda energética total.

Sin embargo, a medida que se incrementa el consumo energético a nivel mundial, impulsado por la creciente demanda de una población en aumento y el crecimiento económico de los países emergentes, los problemas relacionados con el suministro también se vuelven más apremiantes. Varios de los grandes campos de crudo convencional del planeta ya alcanzaron los niveles máximos de producción, y muchos de ellos se encuentran estancados o incluso registran declives. Además, es muy poco probable que haya nuevos hallazgos de campos de petróleo convencional, pues más del 95% del petróleo crudo producido actualmente fue descubierto antes del 2000, y cerca de un 75%, antes de 1980. Esto explica que se estén realizando esfuerzos por explotar yacimientos de crudo pesado

que antes se consideraban poco rentables debido al alto costo asociado a su extracción y producción.

Sin embargo, no será fácil aumentar el suministro, debido a un sinnúmero de problemas que podrían enfrentar las compañías interesadas, tales como incertidumbres políticas, financieras y económicas, sumadas a aspectos tecnológicos y propios de las reservas que podrían complicar la producción, además por las propiedades que presenta el crudo pesado generarán un importante reto técnico y económico en los procesos de transporte y refinación.

2.4.1. RESERVAS PROBADAS, PROBABLES Y POSIBLES

2.4.1.1. Reservas de hidrocarburos

Las reservas de hidrocarburos son los volúmenes de petróleo crudo, condensado, gas natural y líquidos del gas natural que se pueden recuperar comercialmente de acumulaciones conocidas.

Estas son uno de los pilares de las finanzas y la planeación de las compañías petroleras, y por ende de los países productores, por lo que son un indicador de gran importancia para el mercado del petróleo crudo.

Según el grado de certidumbre las reservas se clasifican en: Reservas Comprobadas, Probables y Posibles.

2.4.1.2. Reservas comprobadas

Las Reservas Comprobadas pueden ser definidas como aquellas cantidades de petróleo y/o gas que se estima pueden ser recuperadas en forma económica y con las técnicas disponibles, de acumulaciones conocidas (volúmenes in situ) a partir de los datos disponibles en el momento de la evaluación. Pueden a su vez dividirse en Comprobadas Desarrolladas, que se esperan recuperar mediante los pozos y las instalaciones de

producción existentes, y No Desarrolladas, que se esperan recuperar de pozos a perforar e instalaciones de producción futuras y de las cuales se tiene un alto grado de certidumbre.

2.4.1.3. Reservas probables

Son las reservas que no disponen de la suficiente información geológica y de reservorios como para asegurar el volumen de fluidos a recuperar, aunque estén identificados los volúmenes del yacimiento en general. Son atribuidas a acumulaciones conocidas y cuya estimación se basa en información similar a la que se requiere para las reservas comprobadas, pero la certidumbre de su existencia no es suficiente para clasificarlas como tales.

Las Reservas Probables pueden definirse como aquellas a las que tanto los datos geológicos como de ingeniería dan una razonable probabilidad de ser recuperadas de depósitos descubiertos, aunque no en grado tal como para estimar específicamente los volúmenes a recuperar en forma rentable y ser consideradas como comprobadas.

2.4.1.4. Reservas posibles

Están determinadas por la información elaborada disponible, pero no existe la seguridad ni de su volumen total, ni de las condiciones y cantidad de hidrocarburos que se pueden recobrar en forma económica.

2.4.2. SITUACIÓN ACTUAL DE LOS CRUDOS PESADOS EN EL MUNDO

De acuerdo con las estimaciones actuales, más del 80% de las reservas probadas de crudo del mundo se encuentra en los países miembros de la OPEP (Fig. 2), con la mayor parte de las reservas de petróleo de la OPEP en el Oriente Medio, que asciende al 65% del total.

En los últimos años, los países miembros de la OPEP han realizado significativas adiciones a sus reservas de petróleo, por ejemplo, mediante la adopción de las mejores prácticas en la

industria, la realización de exploraciones intensivas y recuperaciones mejoradas. Como resultado, las reservas probadas de petróleo de la OPEP se sitúan actualmente en 1,216.78 mil millones de barriles.

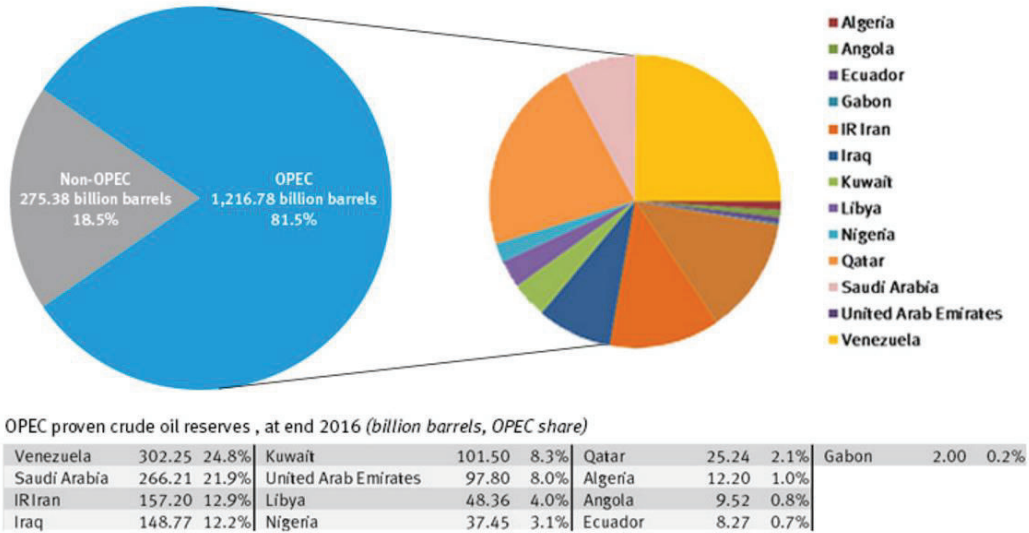


Figura 2. Participación de la OPEP en reservas mundiales de petróleo, 2017, (Organization of the Petroleum Exporting Countries, 2017)

La mayor parte del petróleo del que se conoce en reservas son de tipo medio y pesado. En la actualidad las compañías petroleras extraen crudos ligeros, medios y en menor cantidad pesados y extras pesados, pero estos tipos de crudo representa el futuro de la industria.

El petróleo pesado, el petróleo extrapesado y el bitumen conforman aproximadamente un 70% de los recursos de petróleo totales del mundo, que oscilan entre 9 y 13 trillones de barriles, mientras que el petróleo convencional (livianos y medianos) representa sólo un 30% aproximadamente de ese total, como se indica en la figura 3.

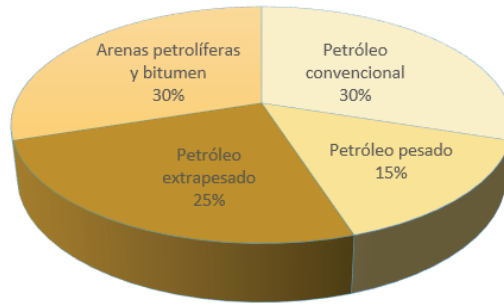


Figura 3. Total de reservas de petróleo del mundo (Schlumberger, 2006)

Según la consultora especializada IHS CERA, América Latina tiene un 45% de sus reservas catalogadas como crudo pesado, con lo cual es la región con la mayor proporción de hidrocarburos no convencionales en sus reservas totales. Países como Venezuela, Ecuador, México, Argentina, Colombia, Perú y Brasil tienen considerables reservas de crudo pesado y presentan un gran potencial para aumentar el suministro de dichos recursos. En las tablas 5 y 6 se muestran los principales países con recursos de crudo pesado en el mundo.

Tabla 5. Reservas de crudo pesado, hemisferio occidental

PAÍS	MILLONES DE BARRILES
Canadá	22.550.000
Venezuela	2.200.000
México	137.000
Estados Unidos	125.000
Brasil	16.000
Colombia	12.000

Fuente: Schlumberger, 2006

Tabla 6. Reservas de crudo pesado, varios países

PAÍS	MILLONES DE BARRILES
Nigeria	454.000
Irak	447.000
China	402.000
Rusia	264.000
Arabia Saudita	190.000
Irán	76.000

Fuente: Schlumberger, 2006

2.4.3. SITUACIÓN ACTUAL DE LOS CRUDOS PESADOS EN ECUADOR

BP menciona que las reservas probadas que podrían extraerse en el país eran de 8.000 millones de barriles en el 2015 y que el momento donde más altas fueron esas reservas es en el año 2012 cuando se acercaron a los 8.400 millones de barriles (Ver tabla 7 y figura 4).

Tabla 7. Total de reservas probadas en Ecuador, en miles de millones de barriles.

1995	2005	2012	2014	2015	2017
3.4	4.9	8.4	8.3	8.0	8.27

Fuente: BP, 2017

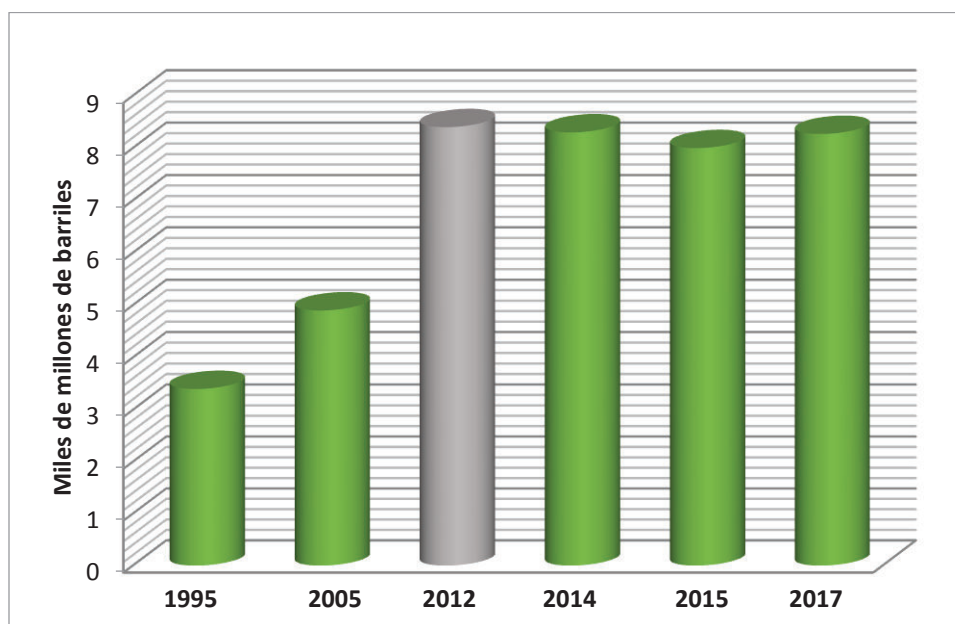


Figura 4. Total de reservas probadas en Ecuador, (BP, 2017)

Uno de los descubrimientos más importantes en cuanto a reservas es sin duda, las reservas petroleras del eje formado por los campos Ishpingo Tambococha Tiputini (ITT), bloque 43, que en un principio eran de 920 millones de barriles de crudo en 2014, sin embargo, estudios realizados con tecnología de punta afirman que estos campos pasaron de 920 millones de barriles a 1 672 millones en 2016, de un crudo de 14 grados API.

El petróleo que actualmente se extrae del Bloque 31 que tiene alrededor de 20 grados API servirá como diluyente para hacer más fácil el transporte del petróleo pesado que saldrá del

ITT que presenta 14 grados API hacia la Estación de Procesos Edén Yuturi, en el Bloque 12. En este lugar se hará la separación del petróleo, el agua y el gas.

Además de las reservas de crudo pesado que se tienen en bloque 43, en la tabla 8 se puede observar diferentes campos que aportan con una considerable cantidad de este tipo de crudo. De la misma manera en la figura 5 se muestra las tasas proyectadas de producción de crudo pesado en el Ecuador y en otros países.

Tabla 8. Reservas y Producción de crudo pesado en el Ecuador

EMPRESA OPERADORA/BLOQUE	TOTALES Bls.	CALIDAD DEL PETRÓLEO °API	PRODUCCIÓN ACUMULADA AL 31-12-2016 Bls.
Agip Oil Ecuador (Bloque 10)	39.388.435	19.6	139.326.399
Andes Petroleum Ecuador Ltd. (Bloque 62)	82.830.000	21.2	308.845.618
Consortio Pegasus (Bloque 45)	6.001.398	15.7	3.118.118
Consortio Petrosud-Petroriva (Bloque 65)	7.415.969	19.9	32.149.626
PetroOriental S.A.(Bloque 14)	9.942.000	18.9	33.975.760
PetroOriental S.A. (Bloque 17)	16.730.100	18.3	39.214.884
REPSOL Ecuador S.A. (Bloque 16)	26.086.785	15.6	307.553.845
REPSOL Ecuador S.A. (Bloque 67)	4.898.931	18.2	34.262.859
ITT (Bloque 43)	1.672.000.000	14
Pungarayacu (Bloque 20)	316.000.000	6 - 10.5
TOTAL	2.181.293.618		

Fuente: Secretaría de Hidrocarburos, 2017

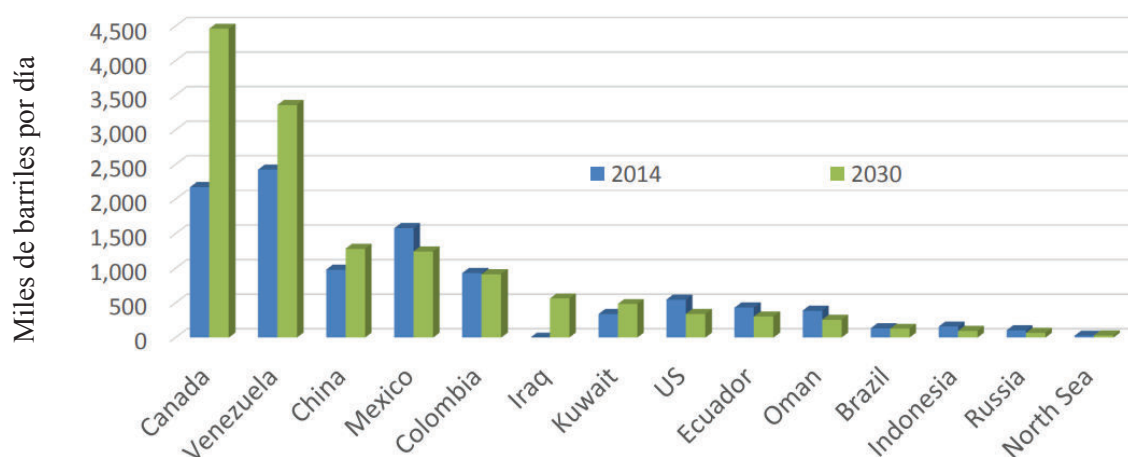


Figura 5. Tasas proyectadas de producción de crudo pesado (Ivanhoe Energy, 2014)

2.5. PROPIEDADES DE LOS CRUDOS PESADOS

El petróleo en su estado natural es una mezcla de compuestos orgánicos de estructura variada y de pesos moleculares diferentes, lo cual lleva al diseño de métodos de análisis y procesamiento acorde con la complejidad del crudo y considerando los productos que se desea obtener. En los últimos años se ha incrementado el estudio de la fracción pesada del crudo debido a los problemas que estos representan en los procesos producción, transporte y refinación.

Wauquier (2004) establece que el conocimiento de las características fisicoquímicas globales de los crudos va a condicionar su tratamiento inicial, su transporte, almacenamiento y, por supuesto, su precio.

2.5.1. PROPIEDADES FÍSICAS

Las propiedades físicas de los crudos pesados se controlan en gran medida por la abundancia y el estado físico de las resinas y asfaltenos.

2.5.1.1. Gravedad específica y densidad

La densidad se define usualmente en términos de grados API (Instituto Americano del Petróleo) y está relacionada con la gravedad específica; es decir, mientras más denso es el petróleo, más baja es la densidad API, la cual relaciona la densidad del crudo con el agua, a través de la gravedad específica del crudo; la ecuación que se utiliza para el cálculo es:

$$^{\circ} \text{API} = \frac{141.5}{\rho} - 131.5 \quad \text{Ec. 2}$$

Las densidades API del hidrocarburo van desde los 4 ° para bitumen rico en brea hasta los 70 ° para los condensados. El Departamento de Energía de los Estados Unidos de

Norteamérica (DOE, por sus siglas en inglés), define el petróleo pesado desde 10.0 °API hasta 22.3 ° API.

2.5.1.2. Viscosidad

La viscosidad o viscosidad dinámica, se la define como una medida de la resistencia interna al flujo, o a su vez como la oposición de un fluido a una deformación tangencial. El valor para la viscosidad de los diferentes aceites puede variar desde menos de 10 cP hasta varios miles de cP.

La viscosidad cinemática es la relación entre la viscosidad dinámica para la gravedad específica del fluido; las unidades de esta es el Stoke ($\text{cm}^2/\text{seg.}$).

La viscosidad es probablemente el parámetro físico más importante de los crudos pesados, en lo que respecta a la producción y el transporte. Al igual que la gravedad específica, la viscosidad está influenciada por la abundancia de resinas y asfaltenos. La viscosidad, sin embargo, también está influenciada por el estado físico de asfaltenos en petróleos crudos, es decir, el tamaño y estructura de las micelas (conjunto de moléculas) formadas por interacción con resinas y aromáticos (Welte & Tissot, 1984).

A diferencia de la densidad, los valores de viscosidad pueden variar mucho cuando se aplica cambio de temperatura; la viscosidad es altamente dependiente de la temperatura.

2.5.1.3. Color

Los compuestos que dan color pertenecen a la clase de los hidrocarburos aromáticos; el color depende de su estructura molecular. Los hidrocarburos puros son incoloros, pero a menudo presentan color ante procesos de oxidación, especialmente los no saturados.

El color del petróleo varía del amarillo al rojo pardo, siendo las clases más oscuras opacas. Por la luz reflejada, el petróleo crudo es usualmente verde, debido a la fluorescencia. Los aceites de bajo peso específico (0.777 a 0.789) son amarillos, los medianos (0.792 a 0.820) ámbar y los aceites más pesados son oscuros.

Por lo general, su tonalidad se oscurece con el aumento de su peso específico, que se incrementa al aumentar su porcentaje de asfalto.

2.5.1.4. Peso específico

El petróleo es más liviano que el agua. Su peso específico está influenciado por factores físicos y por la composición química del crudo; el peso específico aumenta con el porcentaje de asfalto.

2.5.1.5. Punto de fluidez o punto de congelación

El punto de fluidez se define como la temperatura más baja a la cual un aceite presentará movimiento, es decir, a la que todavía se comporta como un fluido. Primero aparece un aumento más o menos considerable de la viscosidad, después, si el descenso de temperatura es suficiente, deja de ser fluido y se aproxima al estado sólido espesándose. Esto debido a que los crudos de petróleo son mezclas complejas con una mayoría de componentes generalmente no cristalizables (Wauquier, 2004).

Según Speight y Ancheyta (2007) se debe tener especial cuidado cuando se involucran métodos de incremento de temperatura del crudo. Si se realiza un calentamiento del crudo antes de ser enviado por tubería, éste disminuirá su temperatura de fluidez ya que se eliminan cristales de parafinas.

Además, si la temperatura de precalentamiento es muy alta, se puede correr el riesgo de evaporar los ligeros, aumentando la densidad del crudo y aumentando su punto de fluidez.

También se debe considerar que el punto de fluidez es un indicador aproximado de la parafinidad y aromaticidad relativa del crudo. El punto de fluidez más bajo corresponde a un mínimo contenido en parafinas y a un máximo contenido de aromáticos (Camacho y Cámara, 2014).

2.5.1.6. Punto de inflamación

Es la temperatura a partir de la cual un vapor se inflama al ser expuesto a una fuente de ignición. Temperatura a la cual el crudo debe ser calentado bajo condiciones específicas para despedir suficiente vapor para formar una mezcla con aire que pueda ser encendida momentáneamente por una flama. (Camacho y Cámara, 2014).

El punto de inflamación se determina calentando en un recipiente adecuado la fracción de petróleo y acercando a la atmósfera que se encuentra sobre el líquido que se calienta, una llama de dimensiones prefijadas y verificando la temperatura de inflamación a intervalos de 1°C para derivados con punto de inflamación inferior a los 100°C y cada 2°C para derivados con punto de ebullición superior a los 100°C (OilandGas, 2009).

La medida del punto de inflamación permite estimar el contenido en hidrocarburos ligeros (Wauquier, 2004).

2.5.1.7. Punto de nube

También denominada como la temperatura de precipitación de ceras. Se define como la temperatura a la cual una cera parafínica u otras sustancias sólidas se empiezan a cristalizar y/o a separarse de la solución formando un aspecto turbio, cuando el aceite se enfría a ciertas condiciones (Wauquier, 2004).

Este parámetro es importante ya que permite establecer la temperatura a la cual iniciará la depositación, sin embargo no indica la cantidad de cera que será depositada.

2.5.1.8. Calor específico

Es la cantidad de calor que se requiere aplicar a la unidad de peso para aumentar su temperatura en un grado. Hay ligeras variaciones en el calor específico entre los distintos crudos.

El calor específico de los hidrocarburos en cada serie, disminuye cuando aumenta su peso molecular. El calor específico de las fracciones pesadas aumenta rápidamente con la temperatura y es casi una función lineal de la temperatura.

2.5.1.9. Calor de combustión o poder calorífico

Es la cantidad de calor que entrega un kilogramo, o un metro cúbico, de combustible al oxidarse en forma completa. Es decir cuando el carbono pase a anhídrido carbónico (Fernandez, 2012).

Esta propiedad física decrece a medida que aumenta el peso específico. En un petróleo crudo, a medida que se pasa de las fracciones inferiores a las superiores, disminuye el poder calorífico.

2.5.1.10. Índice de refracción

Speight y Ancheyta (2007), es la relación de la velocidad de la luz en el vacío a la velocidad de la luz en el aceite. Se usa como un parámetro de caracterización para las fracciones de los componentes del petróleo. Se considera un valor de 1.39 para aceites ligeros y de 1.49 para aceites pesados.

2.5.2. QUÍMICA DE LOS CRUDOS PESADOS

Los constituyentes del petróleo se pueden agrupar en cuatro grupos orgánicos definidos; a) Saturados, b) Aromáticos, c) Resinas y d) Asfaltenos; este conjunto es conocido como SARA. El estudio de la fracción pesada del crudo (asfaltenos) ha incrementado en los últimos años por los problemas que representan en los procesos producción, transporte y conversión.

El análisis SARA es un método de caracterización de petróleos pesados basado en fraccionamiento, por el cual se separa una muestra de petróleo pesado en cantidades más

pequeñas o fracciones, de modo que cada fracción tenga una composición diferente. El fraccionamiento se basa en la solubilidad de los componentes de hidrocarburos en diversos solventes utilizados en esta prueba. Cada fracción consta de una clase de solubilidad que contiene un rango de diferentes especies de peso molecular. En este método, se fracciona el petróleo crudo en cuatro clases de solubilidad, denominadas colectivamente "SARA": saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos. Los saturados son, en general, iso y ciclo parafinas, mientras que los aromáticos, las resinas y los asfaltenos forman un continuo de moléculas con peso molecular, aromaticidad y contenido de heteroátomos en aumento. Los asfaltenos también pueden contener metales como níquel y vanadio. Este método se denomina análisis de deposición de asfaleno/cera/hidrato. (Schlumberger, 2017)

2.5.3. PRECIPITADOS DE LOS HIDROCARBUROS

El petróleo crudo presenta una serie de fenómenos químicos que permiten mantener el equilibrio de las fracciones ligeras y pesadas de hidrocarburos; equilibrio que puede ser afectado por factores como cambios de la temperatura, efectos de las caídas de presión, entre otros, dando como resultado la precipitación de parafinas, ceras y asfaltenos, generando obstrucciones en la zona productora cercana al pozo, en la tubería de producción y líneas de superficie.

2.5.3.1. Asfaltenos

Los asfaltenos son compuestos aromáticos y nafténicos de alto peso molecular (1000 a 50000 kg/kgmol), que se encuentran en dispersión coloidal en algunos crudos.

Los asfaltenos son partículas sólidas semicristalinas de color café o negro que contienen anillos condensados de hidrocarburos aromáticos (Fig. 6). Los asfaltenos son una familia de compuestos que presentan sólo un comportamiento global característico; son de tipo polar, de estructura amorfa y de fórmula empírica promedio $C_{74}H_{87}NS_2O$. Bajo el término

“asfáltenos” se agrupa a los componentes que quedan como fracción insoluble luego de tratar una mezcla en determinadas condiciones (solventes, temperaturas, etc).

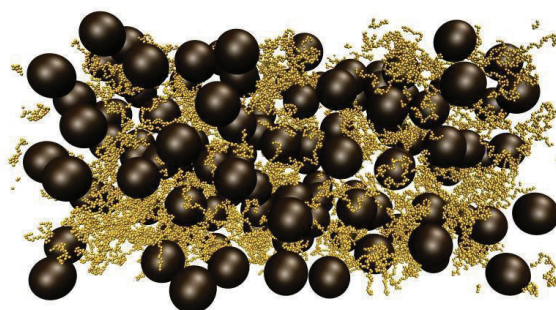


Figura 6. Representación partículas de asfaltenos (Borges , 2012)

Se dice que la estructura real del asfalteno es extremadamente compleja y todavía se considera hipotética. La composición elemental varía con los disolventes utilizados para provocar la precipitación, pero al menos la composición de la molécula es mayormente conocida. Los asfaltenos se componen de anillos aromáticos que contienen azufre, nitrógeno y cadenas laterales de alquilo hasta C30.

Los grupos funcionales como cetonas, fenoles y ácidos carboxílicos se observan a veces como grupos funcionales elementales de asfalteno, y también se observan inorgánicos, como vanadio y níquel, en crudo con alta concentración de asfaltenos. La Figura 7 contiene dos estructuras hipotéticas de moléculas de asfalteno.

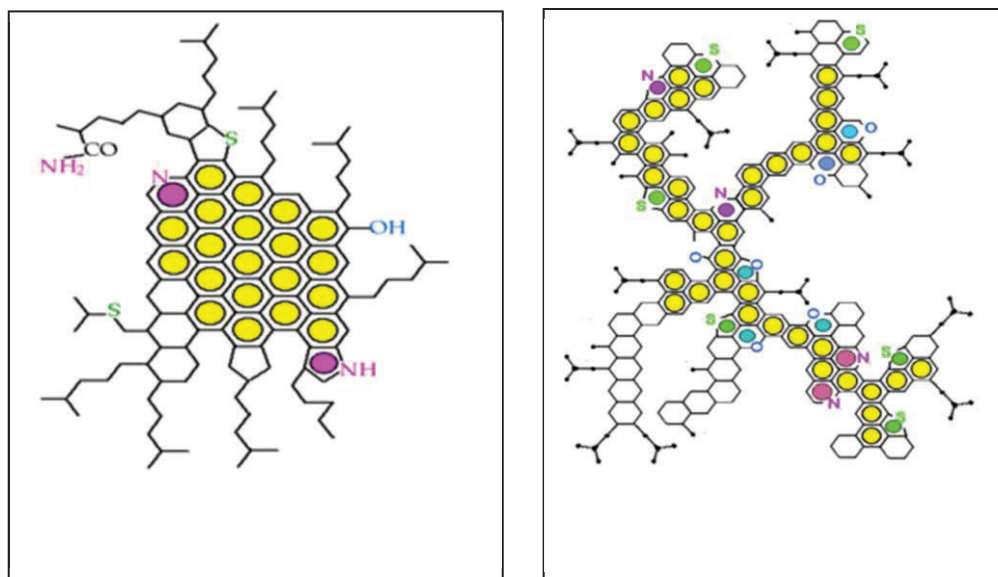


Figura 7. Estructuras hipotéticas de asfalteno (Priyanto, 2001)

La composición de esta fracción insoluble varía de petróleo en petróleo y la característica común, que los hace importantes en el estudio de los yacimientos, en la producción y transporte de petróleo, es que suelen originar precipitados (sólidos) al agruparse por sufrir alteración en su ambiente, dañando el medio poroso o bloqueando las tuberías de producción, evitando así el flujo de hidrocarburos en pozos petroleros, así como también en las facilidades de superficie (figura 8). La cantidad de asfaltenos en el petróleo varía según la fuente, profundidad, gravedad API del crudo y contenido de azufre.



Figura 8. Taponamiento de tubería por problemas ocasionados por asfaltenos (Shah Abdul Latif Health & Safety, 2017)

2.5.3.2. Resinas

Es una fracción del crudo constituida por agregados de anillos aromáticos fusionados entre sí. La estructura de las resinas es similar a los asfaltenos, pero son más pequeñas en peso molecular, en el rango de 250 a 1000 kg/kgmol; las resinas se transforman rápidamente en asfaltenos, de aquí que la estructura de ambos es similar.

La diferencia entre las resinas y los asfaltenos radica en que las resinas son solubles en algunas parafinas normales, como el n-pentano y n-heptano, mientras que los asfaltenos no lo son.

2.5.3.3.Ceras

Es una sustancia sólida cristalina y mezcla de cadenas consecutivas de hidrocarburos de relativamente alto peso molecular de rango C16 a C50 aproximadamente, compuesta en su mayor parte de parafinas, se encuentra presente de color amarillo a café oscuro, sus puntos de fusión varían de 60 °C a 90°C. Se distinguen por su estado sólido a temperaturas estándar y baja viscosidad.

2.5.4. PRECIPITACIÓN Y DEPOSITACIÓN

La precipitación y deposición de parafina y asfaltenos es un problema para las compañías petroleras que producen grandes cantidades de petróleo crudo. Estas parafinas y asfaltenos se precipitan y depositan en el interior de las tuberías y poros del depósito, reduciendo el caudal del producto deseado, (Makowsky et al., s.f.), como se muestra en la figura 9.



Figura 9. Tubería que ha sufrido un proceso de precipitación y depositación de parafina y asfaltenos (Oil Production.net, 2016)

2.5.4.1. Precipitación de asfaltenos

La precipitación de asfaltenos es el fenómeno en el que bajo ciertas condiciones de presión, temperatura, composición y régimen de flujo, se separa en una o dos fases fluidas de grandes proporciones (gas y/o líquido) y en una fase sólida insoluble de menor tamaño,

constituida principalmente por los asfaltenos. Los principales factores físicos que afectan la solubilidad de los asfaltenos en los crudos son los cambios de presión, temperatura, composición del crudo y cargas eléctricas que presentan los asfaltenos. Se pueden depositar en el yacimiento, en la tubería de producción o ser llevados a los equipos de superficie a través de las líneas de flujo.

Estudios han evidenciado que cualquier sólido suspendido en el crudo (finos de arcilla o minerales, limaduras de metales, sedimentos, grava, etc.) favorecen la precipitación de asfaltenos. Estas pequeñas partículas, suspendidas en el crudo, pueden servir de núcleos o “sitios de nucleación” que promueven la adhesión de las partículas de asfaltenos, formándose grandes cadenas de moléculas o partículas que tienden a precipitar más rápidamente de la solución de crudo.

Los parámetros que influyen en la precipitación de asfaltenos son:

- Cambios de Composición en los Fluidos del Yacimiento
- Temperatura
- Presión
- Efectos de la viscosidad
- Inyección de fluidos

2.5.4.2. Depositación de asfaltenos

Es la caída de partículas que se han transportado y/o precipitado; se estructuran de tal manera que siempre se depositan primero las partículas más pesadas y luego las más ligeras.

Se ha evidenciado que la deposición de ceras y asfaltenos presentan un problema en la producción de petróleo en varios yacimientos alrededor del mundo, presentando problemas serios en el proceso de transporte del crudo a través de las líneas de superficie.

Varios especialistas afirman que, para que un pozo produzca con alto contenido de asfaltenos, sin depositar el mismo en el yacimiento o en la vecindad del pozo, la presión de

fondo fluyente tiene que ser mayor que la presión crítica de floculación. Sin embargo, esto origina depósitos de asfaltenos en la tubería y/o en las facilidades de superficie.

El asfalteno se encuentra casi siempre asociado con cera de parafina cuando se recuperan de pozos, tanques de almacenamiento o tuberías. Los estudios muestran que la cantidad de precipitación de asfaltenos disminuye a medida que aumenta el número de carbonos que forman parafinas de cadena lineal (Ancheyta & Fernando, 2009). Es decir, el tratamiento de la cera de parafina podría intensificar la precipitación del compuesto de asfalteno más pesado y problemático. Entonces, a medida que el petróleo se hace más pesado, el contenido y la complejidad de los asfaltenos presentes en el mismo aumenta considerablemente también.

2.5.4.3. Precipitación de parafinas

La precipitación de parafinas se manifiesta en todas las etapas de producción de petróleo, en función de varios factores:

- Cambios de presión
- Temperatura
- Composición química del crudo
- Mezclas con diluyentes u otros aceites
- Durante la estimulación ácida.

La solubilidad de la parafina en el crudo es una variable importante, ya que disminuye en el momento de la precipitación a causa del cambio de las propiedades termodinámicas del crudo; se puede afirmar que la mayor causa de la disminución de la solubilidad de la parafina en el crudo es el descenso de la temperatura.

La pérdida de gas e hidrocarburos livianos del crudo también disminuyen la solubilidad de la parafina; este efecto contribuye a la depositación en líneas de superficie y tanques. Altas relaciones gas-aceite (GOR) evitan los problemas de depositación de parafina.

2.5.4.4. Depositación de parafinas

Las ceras parafínicas pueden llegar a depositarse en los distintos sitios del sistema de producción generando inconvenientes en la producción, transporte y almacenamiento de crudo; incide en el daño a la formación, reduce la permeabilidad de la roca y obstruye el paso del crudo en la cara de la formación.

El daño a la formación es probablemente el mayor problema causado por parafina en la industria del petróleo, además de ser casi irreversible.

En el pozo, genera daños al cabezal, al equipo de subsuelo y reduce el diámetro efectivo de las tuberías, disminuyendo la producción.

En las facilidades, impide una correcta separación aceite-agua en los separadores y se deposita en el fondo de los tanques de almacenamiento. En general, la acumulación de depósitos de parafina puede presentarse en cualquier lugar del sistema de producción aumentando los trabajos de remoción, deteniendo la producción por tiempos prolongados y por consiguiente incrementando el costo del petróleo extraído.

CAPÍTULO 3

MEDIOS Y MÉTODOS PARA EL TRANSPORTE DE CRUDOS PESADOS

3.1. TRANSPORTE POR OLEODUCTOS

Oleoducto es la tubería e instalaciones conexas utilizadas para el transporte de petróleo y sus derivados; es decir, son sistemas para transportar petróleo desde los campos petroleros hasta las refinerías y centros de comercialización.

Los oleoductos son la manera más económica de transportar grandes cantidades de petróleo en tierra; se construyen empleando tubos de acero o plástico con un diámetro interno de entre 30 y 120 centímetros. Donde sea posible, se construyen sobre la superficie, pero en áreas que sean más desarrolladas, urbanas o con flora sensible, se entierran a una profundidad típica de 1 metro. (Estupiñan et al., 2012)

En los oleoductos el petróleo se mantiene en movimiento por medio de un sistema de estaciones de bombeo implementadas a lo largo del sistema del oleoducto y normalmente fluye a una velocidad de entre 1 y 6 m/s. Sin embargo, el petróleo crudo contiene cantidades variables de cera o parafina la cual se puede acumular dentro de la tubería. Para limpiarla se envían indicadores de inspección de oleoductos, también conocido como pigs por su nombre en inglés.

3.1.1. MANEJO DE CRUDOS PESADOS POR OLEODUCTO

Por varios años la industria petrolera ha tenido que ingeniárselas para transportar los crudos más viscosos a través de oleoductos, los cuales representan aproximadamente el 14% de todo el crudo que se extrae en el mundo (unos 13 millones de barriles por día). El reto está en conseguir que los crudos pesados y extra pesados tengan una menor viscosidad para su

transporte, y esto se logra con diferentes técnicas que aseguran que el petróleo llegue a los centros de procesamiento en las mejores condiciones para ser tratado.

Los crudos livianos y medianos tiene una gravedad API de entre 20 y 45 °API , el petróleo pesado y extra pesado que se extrae en países de América tiene una gravedad que oscila entre los 6 y los 21,9 °API. Aunque suelen fluir bien hacia la superficie desde un yacimiento caliente, los crudos pesados, dependiendo de su calidad, a medida que se enfrían a la temperatura y presión ambiente se convierten en fluidos viscosos difíciles de transportar por un oleoducto.

El objetivo primordial es garantizar las condiciones operativas que permitan obtener bajas viscosidades, es decir menores a 500 cPs. De esa forma, la viscosidad del crudo es la adecuada para su transporte. Por lo que se han estudiado y desarrollado varias técnicas para lograrlo.

3.1.2. MÉTODOS DE TRANSPORTE DE CRUDOS PESADOS POR OLEODUCTOS

Las tuberías son el medio más conveniente para el transporte continuo y económico de crudos y sus productos. Sin embargo, el petróleo crudo pesado contiene una alta proporción de hidrocarburos de alto peso molecular, tales como saturados, resinas, aromáticos y asfaltenos.

El mejoramiento del transporte de crudo pesado por tuberías se puede lograr mediante el precalentamiento del crudo pesado junto con el calentamiento de la tubería, la mezcla o dilución con fluidos de hidrocarburos ligeros, así como la emulsificación de crudo pesado en agua, la mejora parcial (mejoramiento in – situ), el flujo núcleo anular o mediante el uso de aditivos químicos. Cada una de estas técnicas está dirigida a reducir la viscosidad, así como la energía requerida para el bombeo, para mejorar la fluidez del aceite a través de tuberías.

En la figura 10 se esquematizan los métodos para mejorar el flujo de petróleo crudo por oleoductos.

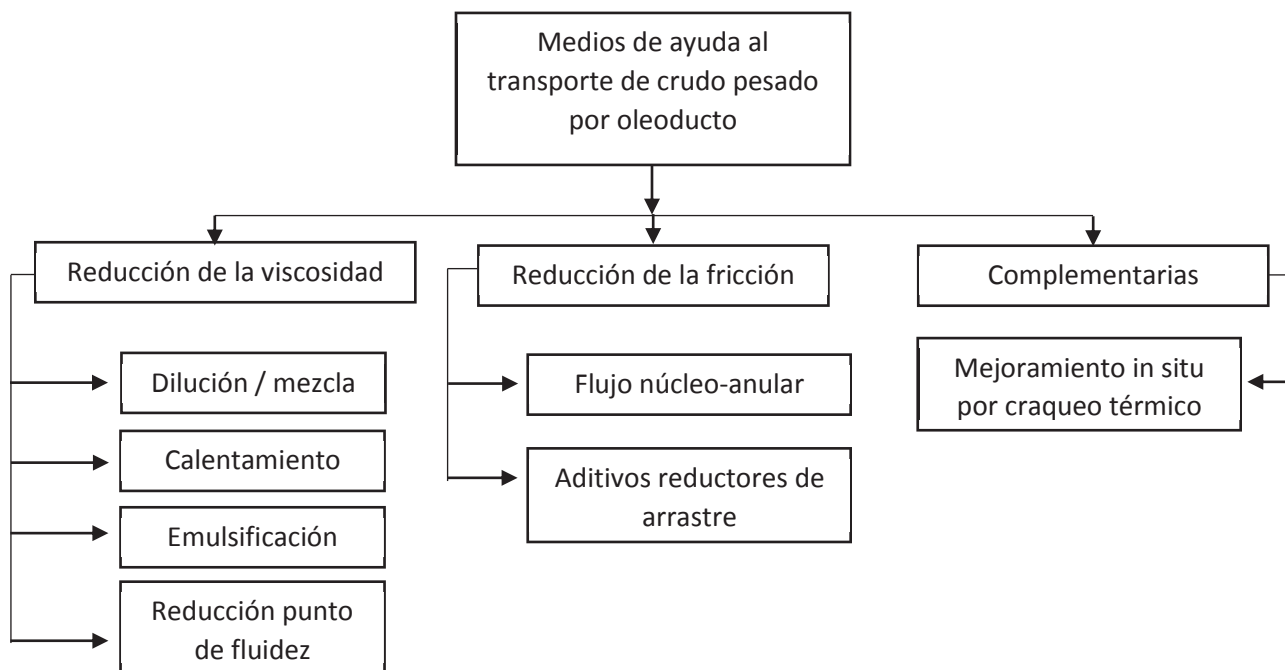


Figura 10. Métodos para mejorar el flujo de petróleo crudo por oleoductos (Abarasi, 2013)

3.1.2.1. Dilución

Desde el año 1930 es el método más usado para reducir la viscosidad de los crudos pesados. La dilución consiste en la adición de crudo más ligero al crudo pesado; típicamente son condensados de la producción de gas natural, también se utilizan petróleos crudos más ligeros.

Opción efectiva para reducir la viscosidad del crudo y facilitar su movilidad en la tubería, adicionando una proporción de 20-30% de disolvente para evitar caídas a alta presión o la necesidad de altas temperaturas. Además, la dilución del crudo puede facilitar ciertas operaciones tales como deshidratación y desalación.

Pero esta tecnología puede requerir inversiones importantes en bombeo y tuberías debido al aumento del volumen de transporte y la necesidad de separar el solvente en algún punto, procesarlo y posteriormente regresarlo.

En la figura 12 se detalla la técnica de transporte por dilución.

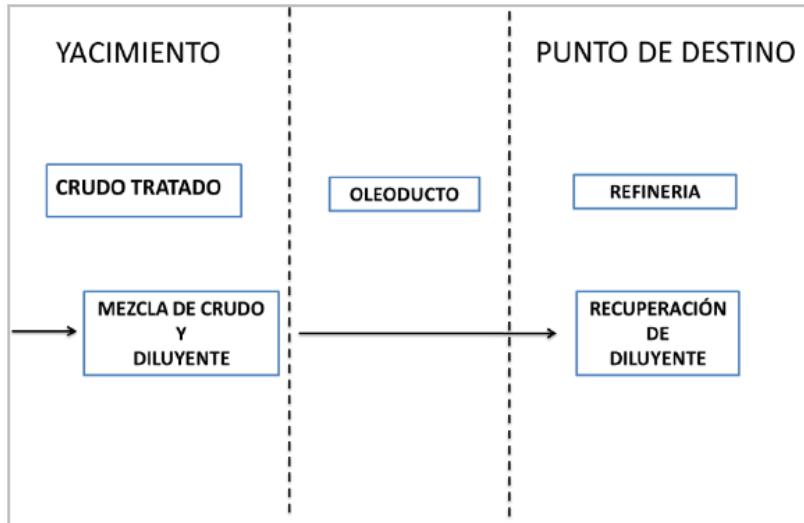


Figura 11. Transporte por dilución y recuperación del diluyente (Domínguez, 2008)

El método de dilución presenta algunos inconvenientes, ya que los cambios en la composición del crudo pueden afectar a la relación de aceite / solvente requerida; es necesario determinar la proporción de solvente a crudo pesado ya que las reglas simples de mezcla no se aplican directamente y se debe prestar atención a la medición fiable del petróleo crudo y la viscosidad y compatibilidad de las mezclas. La experiencia ha demostrado que para cumplir con las especificaciones de viscosidad de la tubería, se usa más diluyente de lo necesario para cumplir con la especificación de gravedad API.

Se debe controlar la estabilidad de asfaltenos y parafinas ya que la adición de condensado o crudo ligero puede generar precipitación y obstrucción de la tubería (Zahan, Bjorndalen, & Islam, 2004).

Yaghi y Al-Bemani (2002) encontraron que una mezcla de crudos extra pesados y ligeros (7: 3) presenta una viscosidad de 1000 y 300 cP a 303 o 323 K, respectivamente, en comparación con el petróleo pesado sin dilución (15000 cP a 293 K). La dilución con crudo ligero (29 °API) y calentamiento a 323 K puede encarecer. La dilución de crudo pesado reduce la viscosidad, pero se evidencian problemas sin resolver como los asfaltenos y la deposición de parafina.

Van den Bosch y Schrijvers (2006) presentan un método combinado de mejora de la dilución basado en la producción in situ del disolvente por separación, destilación y craqueo térmico de una parte de la alimentación de petróleo pesado para producir una o más fracciones ligeras y uno o más fracciones pesadas. La alimentación de crudo pesado se divide en dos, una parte se envía al proceso mencionado y la otra se diluye con la mezcla de todas las fracciones ligeras del petróleo pesado procesado mientras que las fracciones pesadas obtenidas se utilizan para generar calor y / o potencia.

Iqbal, Anshumali y Floyd (2006) presentan una variedad de esquemas que pueden permitir el transporte y procesamiento de crudos pesados con diferentes contenidos de sal y agua, acidez y gravedad API menor de 15. Los autores proponen un enfoque integrado para el proceso de dilución-mejoramiento-transporte, los requerimientos de capital y los costos operativos. En primer lugar, la dilución del crudo pesado se hace con un hidrocarburo líquido ligero en relación 1:10; la mezcla se transporta por tubería a una unidad de desasfaltado con disolvente que puede estar en una ubicación remota. El proceso de desasfaltado produce una fracción de asfalto, una fracción de aceite desasfaltada esencialmente libre de asfaltenos que está lista para refinado adicional y la fracción de disolvente que puede ser recuperada y reciclada como solvente de extracción o devuelta para dilución de aceite pesado.

También se ha considerado el uso de crudo ligero, pero es menos eficiente en la reducción de la viscosidad del petróleo crudo pesado frente al uso de condensado (Urquhart, 1986). En consecuencia, la compatibilidad con crudos ligeros, así como la disponibilidad frente a la disminución de las reservas de crudo ligero convencional, ha limitado su uso como diluyentes para el petróleo crudo pesado. Además, se ha descubierto que el hidrocarburo ligero, tal como el queroseno, es eficaz para mejorar el transporte de crudo pesado a través de tuberías.

Lederer (1933) desarrolló una correlación modificada similar a la expresión de Arrhenius para estimar la viscosidad resultante de la mezcla de crudo pesado y diluyentes. La viscosidad de la mezcla resultante es:

$$\log\mu = \left(\frac{\alpha V_o}{\alpha V_o + V_d}\right) \log\mu_o + \left(1 - \frac{\alpha V_o}{\alpha V_o + V_d}\right) \log\mu_d \quad \text{Ec. 3}$$

Donde V_o y V_d son las fracciones volumétricas del petróleo crudo pesado y diluyentes, μ_o y μ_d son la viscosidad del petróleo crudo pesado o bitumen y los diluyentes, respectivamente, y α es una constante empírica que oscila de 0 a 1.

Shu (1984), propuso una fórmula empírica para determinar la constante α para la mezcla de petróleo crudo pesado o betún diluido con diluyentes hidrocarbonados ligeros. La relación depende de la relación de viscosidad del crudo a los diluyentes (es decir, hidrocarburos ligeros) y sus densidades, respectivamente (Abarasi, 2013):

$$\alpha = \frac{17.04(\rho_o - \rho_d)^{0.5237} \rho_o^{3.2745} \rho_d^{1.6316}}{\ln\left(\frac{\mu_o}{\mu_d}\right)} \quad \text{Ec. 4}$$

Los hidrocarburos ligeros de uso general para la dilución de petróleo crudo pesado y extra pesado son costosos y no están fácilmente disponibles en grandes cantidades. Por lo tanto, es esencial reciclar los diluyentes para su reutilización. Sin embargo, la separación de los diluyentes del crudo requiere la instalación de tuberías adicionales que posteriormente agregan al costo de operación. Además, para transportar convenientemente crudo pesado y extra pesado por oleoducto, la viscosidad del aceite diluido o mezclado debe ser menor que para la tubería máxima clásica, es decir, 200 mPa.s (Kessick, 1982). Sin embargo, para lograr esta especificación de viscosidad de tubería se requiere el uso de un gran volumen de diluyentes, sabiendo que el petróleo crudo pesado y el betún pueden tener una viscosidad de más de 105 mPa.s.

Otro diluyente común es la nafta, una fracción de petróleo. La nafta tiene alta gravedad API y muestra buena compatibilidad con asfaltenos.

Gateau et al. (2004) propusieron que una mezcla de nafta y disolvente orgánico reduciría la cantidad de diluyentes necesaria para reducir la viscosidad de las especificaciones de

transporte de petróleo pesado por tubería. Se encontró que la viscosidad relativa de la mezcla de crudo pesado diluido con mezclas de nafta y disolvente orgánico se reduce.

Hénaut et al. (2007) propusieron el uso de éter dimetílico (DME) bajo presión como disolvente 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 disolventes, es mucho más fácil. Otros disolventes que se están investigando son los alcoholes. Por ejemplo el pentanol es doblemente efectivo en la reducción de la viscosidad del crudo pesado en comparación con el queroseno, debido a interacciones de enlaces de hidrógeno con los grupos hidróxilo que presentan algunos de los asfaltenos. Cuanto mayor sea la polaridad o el parámetro de enlace de hidrógeno del disolvente, mayor será la reducción relativa de la viscosidad del petróleo crudo diluido. Sin embargo, el disolvente con enlaces de hidrógeno elevados es generalmente más viscoso que los hidrocarburos. Solamente los disolventes polares con poco enlace de hidrógeno dan una reducción significativa de la viscosidad del petróleo crudo diluido (Gateau et al., 2004).

Desde un punto de vista económico, cualquier mejora en la eficacia de la dilución será beneficiosa para el proceso y reducirá la cantidad de disolvente necesaria para obtener una viscosidad aceptable que permita el transporte de grandes cantidades de crudo pesado. Esa es la razón por la que se realizan investigaciones con el objetivo de encontrar otros solventes más eficientes.

En la actualidad, la nafta o crudos livianos son una alternativa interesante al uso de condensados de gas natural, debido a su alta gravedad API y eficiencia en la dilución de crudo pesado. Sin embargo, la mezcla puede alterar la estabilidad del asfalteno provocando su floculación y precipitación lo que puede causar el bloqueo de las tuberías. Debido a esto, se necesitan más estudios para comprender la agregación de asfaltenos y la floculación, así como la cristalización y deposición de parafina. Por lo tanto, también se debe considerar que la mezcla de crudo puede alcanzar un precio de venta más bajo que las fracciones más ligeras usadas como disolvente, ya que la calidad inferior del crudo pesado o extrapesado y una evaluación económica son necesarias para evaluar la viabilidad financiera del proceso.

3.1.2.2. Calentamiento de crudo y tubería

Segundo método más utilizado para transportar petróleo pesado por tubería con el fin de reducir la alta viscosidad del petróleo crudo pesado y mejorar la fluidez. El principio es conservar la temperatura elevada ($< 373.15 \text{ K}$); el calentamiento externo del crudo pesado es necesario ante las pérdidas de calor que siempre ocurren como resultado del bajo caudal o la capacidad no utilizada de la tubería.

El calentamiento de la tubería provoca una reducción rápida de la viscosidad para disminuir la resistencia del crudo al flujo, ver anexo 1. La respuesta de la viscosidad a los cambios de temperatura para algunos crudos pesados y betunes se ilustra en la figura 12.

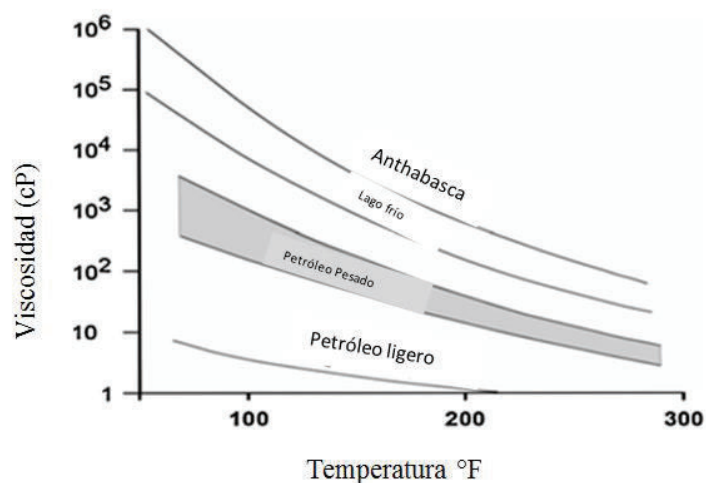


Figura 12. Respuesta de la viscosidad al aumento de temperatura (Raicar & Procter, 1984)

El calentamiento es un medio alternativo para mejorar las propiedades de flujo de crudo pesado; la viscosidad de los crudos pesados se reduce en varios órdenes de magnitud con el aumento de la temperatura. Esto implica el precalentamiento del petróleo crudo pesado seguido de calentamiento posterior de la tubería para mejorar su flujo. Las opciones de aislamiento incluyen el enterramiento de la tubería para conservar el calor.

Pero el calentamiento para aumentar la temperatura del fluido implica una cantidad considerable de energía y costos de operación, así como problemas internos de corrosión, por el aumento de la temperatura. Además, el calentamiento de la tubería puede inducir

posibles cambios en las propiedades reológicas del petróleo crudo dando lugar a inestabilidad en el flujo.

Operativamente se requiere de un gran número de estaciones de calentamiento que se suman al costo de operación, además de las pérdidas de calor que se producen a lo largo de la tubería como resultado del bajo flujo del crudo. Por lo tanto, la tubería se la aísla para mantener la temperatura elevada y reducir las pérdidas de calor a los alrededores. Considerando, además, que la expansión repentina y la contracción de largo de la tubería pueden inducir problemas difíciles (Chang, Nguyen, & Ronningsen, 1999).

Perry en 2007 describe una nueva aproximación que elimina la necesidad de calentamiento directo a lo largo de las estaciones de bombeo donde la temperatura del crudo puede ser controlada variando las opciones de diseño del diámetro de la línea, espaciamiento de la estación, rango de presión de funcionamiento y especificación de viscosidad del crudo transportado en temperatura ambiente. El método se aplica al diseñar una nueva tubería de al menos 250 kilómetros de longitud, preferentemente 500 km con una especificación de alta presión y, por supuesto, un alto costo de inversión. El fluido a transportar debe ser crudo pesado diluido con un hidrocarburo líquido que tiene cinco o menos átomos de carbono que tiene una presión de vapor alta ($>$ atmosférica).

El costoso sistema de tubería puede generar una caída de presión de 1250 psia (86 bar) entre estaciones, suficiente para inducir un efecto de calentamiento por cizallamiento. La temperatura aumenta a través de la fricción en la bomba a medida que aumenta la presión y del calor generado por la fricción por cizallamiento interno del flujo turbulento dentro del crudo pesado a medida que fluye a altas velocidades a lo largo de la tubería. Algunos diseños de tuberías pueden alcanzar incrementos de temperatura de aproximadamente medio grado Celsius por cada 15-30 km de distancia, con una temperatura de equilibrio de 338,7 K. En lugar de esperar a que este efecto caliente lentamente el petróleo a medida que se desplaza por la tubería, se propone un calentador en el extremo delantero de la tubería, de modo que la temperatura de equilibrio del crudo pesado diluido se mantiene en todo el sistema de tubería. Cuanto mayor sea la viscosidad del crudo, mayor será la fricción interna por cizallamiento y se generará más calor, pero como el sistema tiene que ser diseñado considerando condiciones de parada, se recomienda el uso de crudo pesado diluido. Este

efecto de cizallamiento no se ve con claridad en los crudos de alta y media gravedad, ya que la viscosidad dentro del sistema de transporte es demasiado baja.

Por lo dicho anteriormente, la viabilidad o no de su aplicación está relacionada directamente con la disponibilidad de energía térmica para su funcionamiento, así como también relacionada con los costos de operación. Este método podría no ser viable para el transporte de crudo cuando se trata de oleoductos submarinos; el efecto de enfriamiento del agua circundante, así como la tierra, disminuye la eficiencia de la técnica.

3.1.2.3. Formación de emulsiones

Una emulsión es una mezcla de dos o más fases líquidas inmiscibles. Generalmente los fluidos no se encuentran en la misma proporción, normalmente uno de ellos se encuentra en mayor proporción y el otro se encuentra disperso en forma de gotas.

En una emulsión existen dos fases:

- **Continua:** hace referencia al fluido que se encuentra en mayor proporción dentro de la emulsión.
- **Dispersa:** se refiere al fluido distribuido en forma de gotas dentro de la fase continua.

Las emulsiones se generan durante en la producción de petróleo y en el transporte por oleoductos, principalmente las de agua en aceite (W/O) y las más complejas como las emulsiones de agua en aceite en agua (W/O/W); ver figura 13.

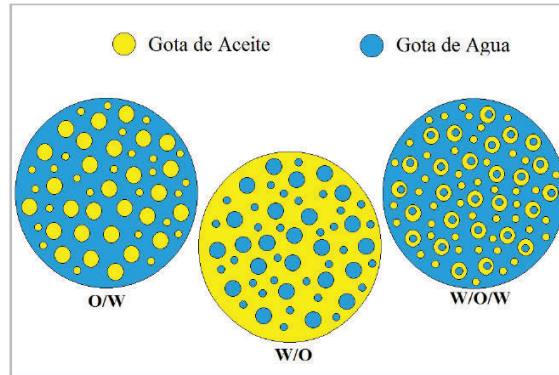


Figura 13. Emulsiones formadas durante la producción y transporte de petróleo (Martínez et al, 2011)

Estas emulsiones son perjudiciales para la producción de petróleo ya que su viscosidad aumenta, incrementan los problemas de corrosión y son difíciles de romper en las unidades de desalación y deshidratación antes del refinado. Sin embargo, las emulsiones o dispersiones de petróleo crudo pesado o extrapesado en agua (O/W) o en salmuera son una alternativa al transporte por tubería de crudos de alta viscosidad ante la reducción de esta propiedad (Pilehvari et al., 1988, Ashrafizadeh y Kamran, 2010)

La formación de emulsión de crudo en agua se constituyen en una técnica alternativa para mejorar la fluidez del petróleo crudo a través de tuberías. Esta tecnología es uno de los novedosos medios de transporte de petróleo crudo pesado vía oleoducto en emulsión de aceite en agua (O/W), agua en aceite (W/O) o en una emulsión doble como aceite en agua, en aceite (O/W/O) y agua en aceite agua (W/O/W), con los tamaños de gota en la gama de micrones.

En esta tecnología, el petróleo crudo pesado se emulsiona en agua y se estabiliza con la ayuda de tensoactivos. El crudo se dispersa en agua en forma de gotitas con la ayuda de tensoactivos y se produce una emulsión estable de aceite en agua con viscosidad reducida (Saniere et al., 2004).

En algunos lugares, los diluyentes de hidrocarburos o crudos más ligeros pueden no estar disponibles o limitados mientras que el agua dulce, el agua de mar o incluso el agua de formación pueden estar disponibles para la emulsión. A menudo se generan de forma

deliberada emulsiones O/W para reducir la viscosidad de crudos altamente viscosos, de manera que pueden transportar fácilmente a través de la tubería (Zaki, 1997).

Por lo tanto, la emulsión O / W reduce la viscosidad de los crudos pesados y puede proporcionar una alternativa al uso de diluyentes o calor para reducir la viscosidad en las tuberías (Langevin et al., 2004).

Con el fin de asegurar la estabilidad de la emulsión durante la canalización, es necesario añadir tensoactivos (bajo peso molecular) para reducir la tensión interfacial del crudo y en algunos casos sustancias adicionales como agentes estabilizadores (alto peso molecular) para evitar la separación de fases. En general, los tensoactivos no iónicos representan una buena opción porque no se ven afectados por la salinidad del agua, son relativamente baratos y no producen residuos orgánicos indeseables que afecten las propiedades del petróleo (Rivas et al., 1998).

El uso de tensoactivos puede aumentar significativamente el coste de una emulsión O/W, pero la activación de tensoactivos naturales que se producen en crudos pesados y extra pesados es una opción fiable.

La canalización del petróleo crudo debe transportar tanto petróleo como sea posible y tan poca agua como sea posible por razones económicas. Sin embargo, la viscosidad requerida para el transporte, típicamente alrededor de 400 cP a temperatura ambiente, puede alcanzarse solamente con un contenido de agua de 25-30% en peso. Por encima del 70% de petróleo en emulsión, la viscosidad puede llegar a ser demasiado alta o volverse una emulsión inversa, de agua en petróleo W / O.

Los tensoactivos deben permitir al mismo tiempo una ruptura simple pero eficiente de la emulsión O / W antes de refinar el crudo y el agua separada deben ser tratadas para cumplir con las regulaciones ambientales e industriales para la descarga o reciclado. Entonces, es necesario desarrollar tensoactivos que puedan formar una emulsión meta-estable y fácil de romper que requiera la cantidad mínima de tensoactivo y otros aditivos.

Este tensoactivo actúa en la interface del aceite y el agua para prevenir el crecimiento de las gotas y la separación de las fases. Una capa del surfactante, conocida como cabeza polar o

zona hidrofílica se encuentra en contacto con el agua; mientras que la otra capa llamada cola no polar o zona hidrofóbica está en contacto con el aceite. Ver figura 14.

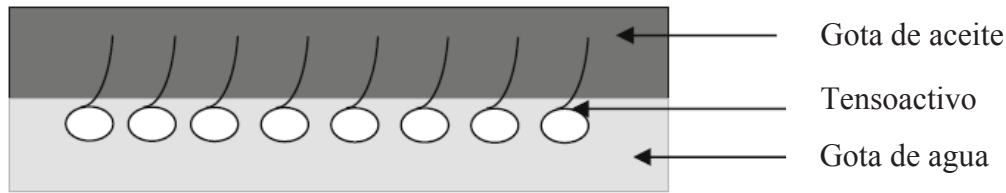


Figura 14. Emulsión estabilizada con tensoactivo (Abarasi, 2013)

Las emulsiones O/W no se forman espontáneamente y necesitan una entrada de energía para su formación, que tradicionalmente se consigue empleando agitación o algún otro tipo de proceso intensivo de mezcla dinámica y / o estática.

Los métodos utilizados para generar las gotitas de aceite para crear las emulsiones incluyen el uso de dispositivos tales como máquinas de dispersión, mezcla con rotor-estator, molinos coloidales, homogeneizadores de alta presión que aplican tensiones de corte elevadas, emulsificación por ondas de membrana y ultrasonidos (Hasan et al., 2010; Ashrafizadeh & Kamran, 2010; Lin & Chen, 2006).

La estabilidad de las emulsiones depende de varios parámetros: composición del aceite en términos de moléculas tensoactivas, salinidad y pH del agua, volumen de agua, tamaño de las gotitas y su polidispersidad, temperatura, tipo de tensoactivos y su concentración, energía en la mezcla, etc.

Sin embargo, el petróleo crudo pesado es una mezcla compleja de cientos de miles de compuestos. Los asfaltenos actúan como emulsionantes naturales. Otros componentes activos de la superficie del aceite crudo incluyen ácidos nafténicos, resinas, porfirinas, etc. (Langevin et al., 2004).

La presencia de estos componentes aumenta la complejidad de la emulsión de crudo, ya que las moléculas pueden interactuar y reorganizarse en la interfase petróleo-agua. En este caso, para transportar crudo pesado usando tecnología de emulsión se requieren tres etapas, como: la producción de la emulsión O / W, el transporte de la emulsión formada y la

separación de la fase oleosa de la fase acuosa. Sin embargo, la recuperación del petróleo crudo implica romper la emulsión de aceite en agua.

Para lograr la etapa de separación se han desarrollado técnicas que incluyen demulsificación térmica, electro-demulsificación, demulsificación química, método de congelación-descongelación, modificación del pH, adición de disolvente y desmoldeo por membranas (Ashrafizadeh & Kamran, 2010)

El uso de surfactantes y agua para generar una emulsión estable de petróleo en agua con petróleo crudo pesado para mejorar su transportabilidad por tubería ha sido tema de varias investigaciones con una serie de patentes. El potencial de esta tecnología para mejorar el transporte de crudos pesados se demostró en Indonesia en 1963, así como en un ducto de 13 millas con tubería de 8 pulgadas de diámetro en California (Ahmed et al., 1999).

Se puede decir que los principales retos asociados con esta tecnología de transporte de petróleo pesado son el coste y la selección del tensoactivo, la capacidad del tensoactivo para mantener la estabilidad de la emulsión durante el transporte por tubería, la facilidad de separación del tensoactivo del petróleo crudo en el destino final, ya que la densidad del crudo pesado es próxima a la del agua, las propiedades de la emulsión tales como las características reológicas y la estabilidad que dependen de muchos parámetros como la distribución del tamaño de las gotas, la temperatura, la salinidad y el pH del agua, el petróleo crudo, la energía de mezcla y la proporción de volumen de agua / petróleo (Hasan et al., 2010).

Como no es fácil generar emulsiones O/W pesadas estables, es necesario controlar y mejorar el proceso en cada etapa. En algunos casos, especialmente con crudos extra-pesados, no se producirá la formación de una emulsión de petróleo en agua. Sin embargo, se han propiciado varios avances científicos en los últimos 40 años, lo que permite una mejor comprensión de estos sistemas complejos.

No obstante, aún quedan varias situaciones pendientes relacionadas con el comportamiento peculiar de estas emulsiones. Su complejidad proviene de la composición molecular del petróleo, que abarca una amplia gama de estructuras químicas, pesos moleculares; a los valores HLB (balance hidrófilo-lipófilo) de los tensoactivos, a las múltiples interacciones

aceite-agua-tensoactivo y los posibles reordenamientos moleculares en la interfase aceite / agua.

3.1.2.4. Flujo núcleo-anular

La alta viscosidad del crudo pesado genera una alta o considerable caída de presión durante el transporte a través de tuberías, lo que dificulta bombear el crudo en un flujo monofásico. Otro método para reducir la caída de presión en las tuberías generada por la fricción con el fin de transportar el petróleo pesado es el desarrollo del flujo núcleo-anular (CAF, por las siglas en inglés de Core Annular Flow).

La idea principal de la técnica es rodear el núcleo del petróleo pesado a medida que fluye a través de la tubería con una capa de película de agua o disolvente cerca de la pared del tubo, la misma que actúa como lubricante, manteniendo la presión de la bomba similar a la necesaria para bombear el agua o disolvente. Es decir, el agua o disolvente fluye como el anillo mientras que el petróleo pesado es el núcleo en el flujo a través de la tubería, como se ilustra en la figura 15.

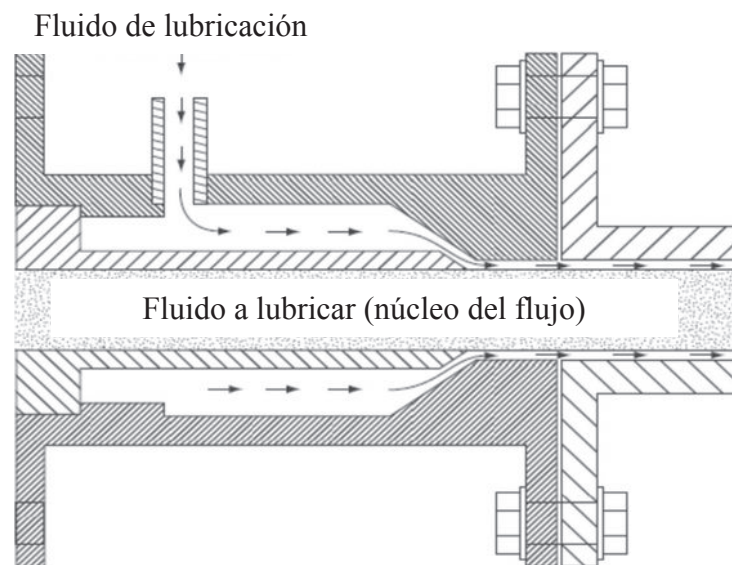


Figura 15. Ilustración de la configuración del inyector de flujo núcleo-anular (Abarasi, 2013)

El agua o disolvente requerido está en el intervalo del 10 al 30% (Saniere et al., 2004; Wylde et al., 2012). Esto implica que la caída de presión a lo largo de la tubería depende débilmente de la viscosidad del crudo pesado, pero muy cerca de la del agua. Además, Bensakhria et al. (2004) encontró que con el crudo pesado como centro de la tubería y el agua que fluye cerca de la superficie de la pared de la misma, la reducción de la caída de presión fue de más del 90% en comparación del transporte sin agua.

La técnica ha sido considerada durante mucho tiempo, Isaacs y Speed (1904), mencionaron la posibilidad de canalizar fluidos viscosos a través de la lubricación con agua. Sin embargo, una tubería comercial dedicada al transporte de petróleo pesado a través del flujo anular no estaba en operación hasta los años setenta (Peysson et al., 2007; Bensakhria et al., 2004).

Además, el flujo núcleo-anular es uno de los regímenes de flujo observados en el flujo de dos fases a través de tuberías. En este régimen de flujo, el disolvente está en la superficie de la pared de la tubería y lubrica el crudo pesado en el núcleo. En vista de esto, el núcleo de crudo pesado está aproximadamente en un flujo de tapón. Sin embargo, durante el flujo de agua y petróleo de dos fases en la tubería, varios regímenes de flujo son posibles dependiendo de las propiedades del crudo tales como densidad, tensión superficial, velocidad de cizallamiento del flujo y caudal de inyección de fluido.

El flujo anular es un tipo de régimen presente cuando en la tubería coexisten dos fases de fluidos, sin embargo, una de las limitaciones es que un CAF perfecto y estable es raro y solo cuando los fluidos tienen densidades.

Si la diferencia de densidad entre el petróleo y el agua es grande, una fuerza de flotación producirá un movimiento radial del núcleo de aceite. Este efecto, por lo tanto, empujará el núcleo a la pared superior de la tubería, como se ilustra en la figura 16.

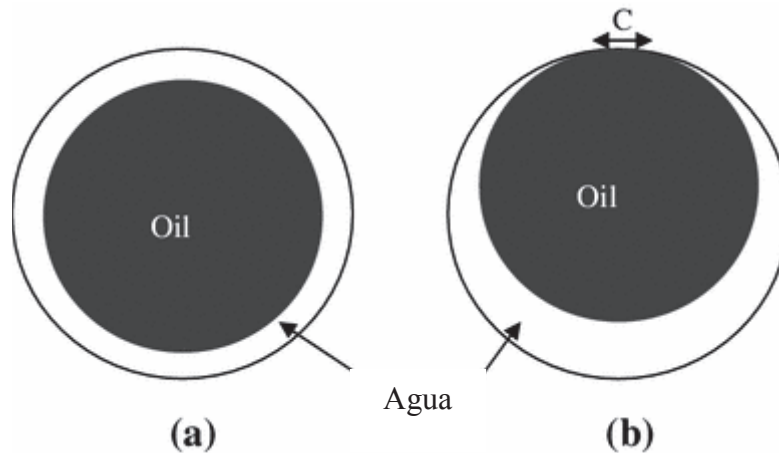


Figura 16. Posición radial del núcleo de crudo.

- a) Un flujo núcleo-anular perfecto y b) con diferencia de densidad; C es el perímetro de contacto entre la fase oleosa (núcleo) y la pared del tubo (Abarasi, 2013).

La estabilidad del sistema de flujo aún es objeto de investigación (Bai et al., 1992; Joseph et al., 1999). La velocidad de flujo y la inestabilidad capilar que surgen de la tensión superficial rompen el núcleo. Sin embargo, el aumento de la velocidad aumenta la estabilidad del núcleo.

Si se supone que el flujo núcleo-anular es perfecto y bien centrado, entonces la caída de presión se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$\frac{\Delta P}{L} = \frac{Q}{\frac{\pi}{8} \left[\frac{R^4}{\mu_w} + R_s^4 \left(\frac{1}{\mu_o} - \frac{1}{\mu_w} \right) \right]} \quad \text{Ec. 5}$$

Donde $\Delta P / L$ es la caída de presión del flujo núcleo-anular centrado (Pa / m), Q es el caudal total (m^3 / s), R es el radio de la tubería (m), R_s es el radio del núcleo (m), μ_w y μ_o son la viscosidad dinámica de agua y aceite, respectivamente, (Pa s).

Poettmann (1975) sugiere la aplicación de un anillo anular de solución micelar relativamente barata para reducir el arrastre, formando una película temporal sobre el interior de la tubería. Este sistema micelar que contiene tensoactivos, hidrocarburos y agua se puede mantener en la pared de la tubería mediante inyecciones repetidas o se puede

absorber gradualmente en los líquidos que se transportan. Esto es útil en tuberías comerciales donde el transporte de fluidos altamente viscosos requiere de películas reductoras de arrastre y es seguido por líquidos fluidos que no requieren de estas películas.

La solución micelar puede ser agua o soluciones micelares externas de petróleo. Las tuberías más viejas que han estado expuestas a petróleos crudos son generalmente húmedas con petróleo, por lo que las soluciones micelares externas de petróleo se adherirán tenazmente a la superficie de la tubería y presentarán una superficie lisa al fluido que se está transportando. Sin embargo, el agua puede combinarse con el petróleo empleando una bomba, formando una emulsión W / O de alta viscosidad.

Chilton y Handley (1958) proponen un sistema de tuberías con unidades de inyección y extracción de agua con la finalidad de minimizar el uso de agua utilizada, la inyección se realiza en varios puntos alrededor de la circunferencia de la tubería. Además, mencionaron que la adición de productos químicos tales como hexametáfosfato de sodio al agua incrementa la capacidad del agua para adherirse a la tubería y desplazar las películas de petróleo sin formar una emulsión.

Aunque se han desarrollado extensos estudios experimentales y analíticos para demostrar que el flujo núcleo-anular es un método factible para el transporte de crudos pesados y extrapesados a temperaturas ambiente, no se ha prestado atención a la forma en que este patrón de flujo se establecerá en una línea comercial. La eficacia del uso comercial del flujo está relacionada con su adaptabilidad a los sistemas de tuberías existentes.

Establecer el flujo anular implica, además de aspectos técnicos, también metodologías operativas para aumentar la flexibilidad del método, en particular, la capacidad de compartir la tubería con otros tipos de fluidos que no están en el régimen de flujo de núcleo (base).

El establecimiento del flujo anular para el transporte de petróleo pesado implica problemas significativos para la aplicación comercial como dedicación exclusiva del oleoducto al régimen de flujo anular, mantenimiento de la estabilidad a largas distancias, incrustaciones y corrosión de las paredes de la tubería y en particular las dificultades de reiniciar el flujo en caso de ocurrir un tiempo de inactividad no programado.

Cuando se emplea flujo anular para transportar crudo pesado a través de una tubería, las interrupciones en la operación, incluso durante periodos de tiempo relativamente cortos, pueden conducir a la estratificación de las dos fases.

El intento de restaurar el flujo anular bombeando simultáneamente un sistema multifásico con diferentes viscosidades genera picos en la presión de descarga de las bombas o a lo largo de la tubería. Estos grandes picos de presión pueden causar grandes fallos en la tubería, ya que pueden exceder la presión máxima admisible.

Un proceso básico para reiniciar el flujo del núcleo (base) con crudos pesados después de un período de parada prolongado fue propuesto por Zagustin et al. (1988).

En primer lugar, se bombea un flujo de un fluido de baja viscosidad tal como agua a una porción de entrada de la tubería; gradualmente este flujo aumenta hasta alcanzar la velocidad crítica requerida para desarrollar el flujo anular en una condición de estado estacionario.

A continuación, el flujo de crudo pesado se inicia en la parte de entrada de la tubería y se aumenta gradualmente, bien ajustando un motor de velocidad variable a la bomba o ajustando una válvula de control en una línea de bypass de aceite viscoso.

El aumento de presión debido al bombeo de aceite pesado es mucho menor que los picos de presión observados durante la etapa de acumulación de fluido de baja viscosidad.

3.1.2.5. Mejoramiento in situ por craqueo térmico

Este método consiste en modificar la composición de los crudos pesados para hacerlos menos viscosos. Para esta aplicación se pueden considerar tecnologías de mejora como los procesos de hidrot ratamiento tradicionalmente utilizados en las refinerías (Saniere, Hénaut, & Argillier, 2004).

La mejora se debe a que las moléculas pesadas se dividen térmicamente en moléculas más pequeñas. Estas reacciones de craqueo térmico in situ reducen la viscosidad del crudo pesado y bitumen a un alto orden de magnitud, mejorando así el flujo, la producción y por

ende el transporte; entre estas técnicas tenemos: ruptura de la viscosidad, el craqueo en fase de vapor y la coquización. Sin embargo, estos métodos resultan ser costosos por varias razones, incluyendo el costo de las infraestructuras, los costos operacionales y ambientales.

Reducción de la viscosidad

Es un procedimiento en el cual con una temperatura de 400°C se lleva a cabo la desintegración térmica y se obtienen los hidrocarburos de bajo peso molecular (Espinoza & Navia, 2014), es decir, es una forma suave de craqueo térmico que reduce considerablemente la viscosidad de la carga sin afectar a su límite de ebullición (Kraus, 2014).

Coquización retardada

Este se desarrolló con el fin de obtener por craqueo térmico un coque de alta pureza. Si un crudo pesado es sometido a altas temperaturas sufre un craqueo que lo termina descomponiendo en coque, gases y productos intermedios, en otras palabras desde un punto de vista de reacción química la coquización puede considerarse como un proceso de craqueo térmico enérgico en el cual uno de los productos finales es coque (que también es denominado carbón residual de petróleo), formándose como productos secundarios gas oil, nafta y gases (Cátedra de Procesos Industriales, 2011).

Craqueo en fase de vapor

Este método produce olefinas mediante craqueo térmico de materiales con moléculas de hidrocarburos grandes, a presiones ligeramente superiores a la presión atmosférica y a temperaturas muy altas. El residuo del craqueo se mezcla para obtener combustibles pesados. Normalmente, la nafta producida por este método contiene benceno, que se extrae antes del hidrotatamiento (Kraus, 2014).

3.1.3. MÉTODOS QUÍMICOS

3.1.3.1.Reductores punto de fluidez

La precipitación de parafinas (ceras) y asfaltenos, que son componentes naturales de petróleo crudo, puede conducir a problemas durante la producción, el transporte o el almacenamiento, como altas viscosidades y densidades, resultando en su alta resistencia al flujo en tuberías.

Sobre la base del párrafo anterior, la viscosidad es la propiedad más importante para el transporte de crudos pesados a través de oleoductos, ya que la fricción generada por el flujo depende directamente de ella; cuanto mayor es la viscosidad del crudo, mayores serán las pérdidas de carga por fricción. Además, por su composición química la viscosidad del petróleo puede llegar a exhibir un comportamiento complejo.

Suprimir este efecto mediante el uso de depresores del punto de fluidez (PPD, pour point depressants) ayudará a mejorar las propiedades del flujo del crudo. El punto de fluidez del crudo, es la temperatura más baja a la que deja de fluir y pierde sus propiedades de flujo.

El PPD, conocido alternativamente como modificadores de cristal formados por precipitación de asfaltenos y ceras, son aditivos químicos que afectan a la nucleación, adsorción o solubilidad de estos sólidos. La cristalización depende del clima, composición del crudo, temperatura y presión durante el transporte.

La modificación de la cristalización de la cera y de asfaltenos puede ayudar a disminuir apreciablemente el punto de fluidez del crudo, la viscosidad y el límite de elasticidad, lo que facilita el transporte de crudos cerosos (Chanda et al., 1998).

Existen varios métodos para minimizar la causa de la deposición de cera y asfaltenos; el uso de inhibidor polimérico se considera una alternativa atractiva.

Machado et al. (2001) encontraron que la adición de copolímeros, tales como poliacrilatos, polimetacrilato, poli (etileno-co-acetato de vinilo), metacrilato, etc., inhibe el fenómeno de deposición y estabiliza el transporte; de las mediciones de viscosidad, por debajo de la

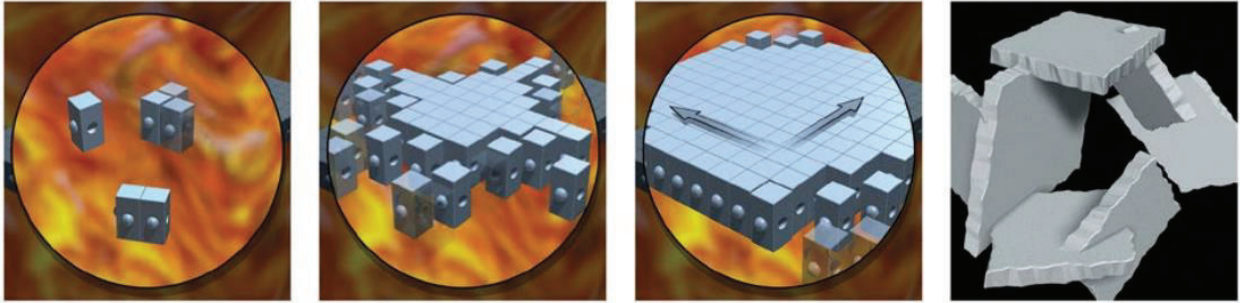
temperatura a la que comienzan a formarse cristales de cera, el copolímero presenta una fuerte influencia en la reducción de la viscosidad.

De los experimentos realizados con diferentes porcentajes de agua (Machado et al. 2001), una menor proporción de producto químico respecto a la proporción de agua total, resultará en un mayor efecto reductor de viscosidad; lo que implica que existe un valor preciso de porcentaje de producto químico que se debe mezclar para que este actúe de forma efectiva. Por lo que se llegó a la conclusión de que una mayor concentración de producto químico, no necesariamente resultará en una mayor reducción de viscosidad.

La naturaleza compleja del crudo pesado genera varios desafíos durante su transporte, especialmente por tuberías. Para superar este problema de formación de cristales de cera como una red de bloqueo de finas láminas que bloquean las mismas, se emplean depresores de punto de fluidez (PPD), que contiene un grupo alquilo de cadena larga soluble en aceite y un resto polar en la estructura molecular. El grupo alquilo de cadena larga se inserta en el cristal de cera y el resto polar existe en la superficie de cera y reduce el tamaño del cristal de cera (Deshmukh & Bharambe, 2008). El PPD en la mayoría de los casos posee grupos funcionales altamente polares.

Mecanismo de acción

Los depresores del punto de fluidez no afectan a la temperatura a la que la cera o los asfaltenos cristalizan a partir de la solución o la cantidad que precipitan. Al contrario, cuando se forman cristales, los depresores del punto de vertido co-cristalizan junto con las especies de cera o asfaltenos presentes en el crudo y modifican el patrón de crecimiento de las estructuras de cristal. Además, los cristales se mantienen separados entre sí por el esqueleto PPD, y como resultado de este impedimento estérico, los cristales de cera ya no son capaces de formar estructuras tridimensionales que inhiben el flujo. Figuras 16.



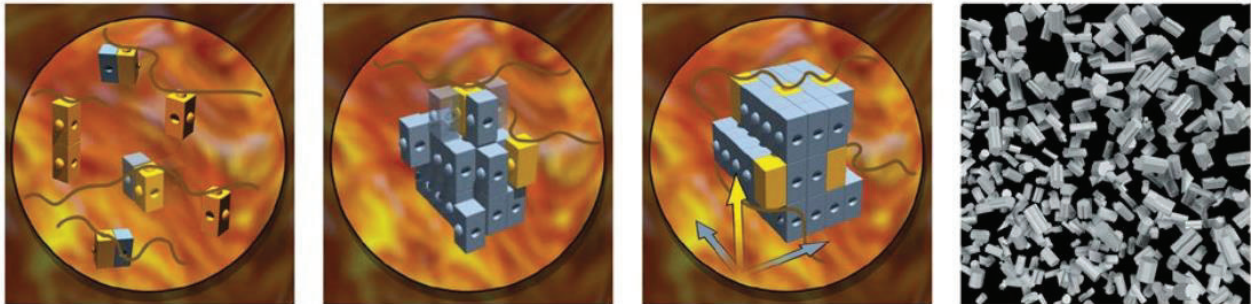
a) Sin adición de reductores del punto de fluidez

Cristalización de las moléculas de asfaltenos por debajo de la temperatura del punto de enturbiamiento

Principalmente el crecimiento lateral forma agujas o placas

La estructura cristalina de cera continúa creciendo

Formación de red de cristal 3D grande y estructurado, tamaño de cristal > 100µm, el aceite deja de fluir.




b) Con adición de reductor del punto de fluidez

La co-cristalización ocurre entre las moléculas de cera o asfaltenos y las unidades cristalinas de PPD.

PPD modifica el crecimiento de los cristales.

Se impide el enclavamiento de cristales de cera, lo que conduce a una estructura más pequeña y más aleatoria.

Sin agregación de la red de cera tipo gel, el aceite continúa fluyendo sin tensión elástica.

 Unidad cristalina formada por n-parafinas;

 Unidad cristalina formada por PPD;

 Espina dorsal del polímero

Figura 17. Mecanismo de acción de los aditivos reductores del punto de fluidez (Evonik Oil Aditives, 2015)

La prevención de la gelificación está dirigida a asegurar la capacidad de bombeo del crudo (desde una perspectiva global), se puede esperar que el crudo presente todavía una amplia gama de comportamiento, desde fluidez completa hasta la gelificación límite.

Se espera que la fluidez sea total, pero sólo se la puede lograr si la estructura depresora del punto de fluidez asegura una interacción óptima, de tal manera que la cera y el asfalteno existen sólo como una dispersión estable de cristales diminutos.

Un hecho importante a considerar es que a medida que disminuye la temperatura, todos los fluidos eventualmente se "solidifican" o, más exactamente, se vuelven inmóviles, independientemente de los problemas de cera. Esto es simplemente una cuestión de la viscosidad que llega a ser tan alta que el crudo no fluirá bajo influencia de la gravedad. Aspecto denominado "punto viscoso".

Se considera generalmente que la viscosidad a la que se alcanza el punto de fluidez viscoso es superior a 100.000 cP. Reconocer este tipo de comportamiento es importante ya que los depresores del punto de vertido (fluidez) ocasionalmente son acusados de no ser eficaces en altas concentraciones o perder efectividad a bajas temperaturas. Es importante tener en cuenta las limitaciones de viscosidad del punto de vertido para saber si la modificación de cera puede ser de algún beneficio.

Principios de selección y tratamiento de reductores del punto de fluidez

Cuando se diseñan nuevos depresores del punto de vertido o se utilizan los existentes, es importante reconocer que estos aditivos son materiales cerosos.

Por lo tanto, en el proceso de adición de un depresor del punto de fluidez a un aceite, se está añadiendo cera al sistema. Por lo tanto, la dosificación debe seleccionarse cuidadosamente para obtener una respuesta óptima, y se debe evitar el sobretratamiento de PPD para evitar la reversión de propiedades a baja temperatura.

Un depresor del punto de fluidez correctamente seleccionado proporcionará una considerable mejora del rendimiento a baja temperatura, incluso a bajas concentraciones.

El aumento de la concentración puede ofrecer una mejora adicional y mínima. Una vez que los problemas de cera están bajo control, el depresor del punto de fluidez adicional no ofrece beneficio adicional.

Los incrementos adicionales en la concentración del aditivo son, añadir más cera al sistema, llevando eventualmente a una inversión de rendimiento de éste. En el extremo, un crudo sobre-tratado presenta peores propiedades de baja temperatura que el crudo no tratado.

Método de aplicación: Inyección Continua

Aplicable por inyección directa periódica con bomba de alto volumen o inyección continua directa con bombas dosificadoras. Se recomienda la inyección continua en las líneas de flujo a 65 °C, 200 a 800 ppm de acuerdo con la gravedad del crudo o de los combustibles residuales. El volumen real requerido depende del tipo de aceite base, la concentración del polímero en el aceite, el tipo de polímero y el grado de corrección del punto de pulverización deseado (infoBioTech Resources, 2009).

3.1.3.2. Aditivos reductores de arrastre

Cuando los fluidos se transportan por tubería, la fuerza que debe superarse para impulsar el fluido a través de la misma se define como la fuerza de arrastre o simplemente arrastre. Esta resistencia es el resultado de tensiones en la pared (debido al corte del fluido) que genera una caída en la presión del fluido. Ante a esta caída de presión, el fluido debe ser transportado con suficiente presión para conseguir el caudal deseado.

Cuando se necesitan caudales más elevados, la deformación del fluido es mayor y las tensiones de corte aumentan, por lo que se debe aplicar más presión para mantener el flujo a la misma velocidad media. Sin embargo, las especificaciones del diseño de la tubería pueden limitar la cantidad de presión que se puede emplear o aumentar sustancialmente los costos de inversión. Una de las claves de la problemática es reducir el consumo de energía; el ahorro de costes es una de las preocupaciones esenciales en la industria.

El transporte de fluidos en tuberías consume cargas de energía por el movimiento del fluido; energía se disipa debido al arrastre por fricción. La reducción por arrastre es un fenómeno de flujo en el que se produce una reducción de la fricción turbulenta.

Una de las técnicas modernas en la reducción de arrastre es la adición de diferentes cantidades de aditivos químicos (tales como polímero, surfactante o fibra) a líquidos transportados en tuberías. Es así que los agentes reductores de arrastre (‘‘DRA’’, Drag Reducing Additives) desempeñan un papel importante en busca de la solución a la problemática.

El papel de estos aditivos reductores de arrastre es el de reducir la fricción en la pared de la tubería y suprimir el crecimiento de remolinos turbulentos por la absorción de la energía liberada por la descomposición de las capas laminares; dando como resultado un caudal más alto a una presión de bombeo constante. Fig. 18.

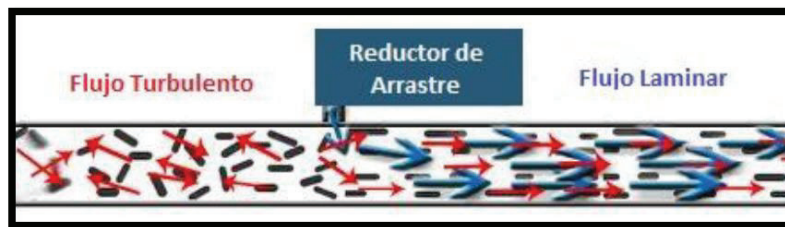


Figura 18. Efecto que ocasiona un Aditivo Reductor de Arrastre, flowchem-dra.com

Para calificar como candidato reductor de arrastre para oleoductos un polímero debe:

- Ser eficaz a bajas concentraciones
- Ser relativamente estable durante el flujo
- No causan problemas de refinación aguas abajo

El ingrediente activo DRA es una poli-alfa-olefina lineal de peso molecular ultra-alto. La fórmula química general para el polímero se muestra en la figura 19. El R en la fórmula indica cadenas de carbono de varias longitudes, mientras que el N especifica cuantas veces se repite la unidad entre paréntesis.

N puede tener un valor de alrededor de 100.000 en agentes reductores de resistencia a la calidad que dan como resultado pesos moleculares en decenas de millones.

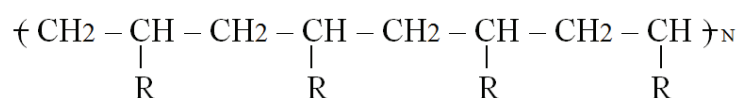


Figura 19. Ingrediente activo DRA (QFLO, 2012)

Los agentes reductores de arrastre se pueden dividir en tres grupos principales: tensoactivos, fibras y polímeros. Los tensoactivos pueden reducir la tensión superficial de un líquido, mientras que las fibras y los polímeros se orientan en la dirección principal del flujo, limitando el aspecto de los remolinos, lo que resulta en una reducción de la resistencia al arrastre. Un estudio sugiere la formación de películas de polímero dentro de la matriz del petróleo crudo que la lubrica y permite una reducción eficaz de la resistencia al arrastre (Storm, et al., 1999).

El requisito más importante es que el aditivo reductor de la resistencia al arrastre sea soluble en el petróleo crudo y, para el caso de los polímeros, las propiedades que influyen en su rendimiento son: alto peso molecular, solubilidad rápida en el fluido y estabilidad frente a agentes térmicos, ligeros, químicos y biológicos.

Por lo tanto, es un requisito clave la solubilidad de los aditivos reductores de arrastre en el petróleo crudo pesado. Además, debe haber resistencia a la degradación y estabilidad contra el calor y el agente químico. Las dificultades comunes encontradas en el uso de aditivos reductores de arrastre incluyen la tendencia del aditivo a separarse cuando se almacena, dificultad en la disolución de los aditivos en el petróleo crudo pesado y el problema de degradación por cizallamiento cuando se disuelve en petróleo crudo pesado. Además, se constituye en un reto la determinación de la dosificación requerida para mantener una caída de presión constante.

En la actualidad, un tipo de generación de aditivos reductores de arrastre para hidrocarburos líquidos es de polímeros de peso molecular ultra alto, compuestos por hidrocarburos de

cadena larga, que actúan como capa intermedia entre el fluido y la pared interior del tubo para reducir la pérdida de energía causada por la turbulencia. Sin embargo, los reductores de arrastre poliméricos comerciales, típicamente homopolímeros o copolímeros de alfa-olefinas, no funcionan bien con crudos pesados que tienen baja gravedad API y / o alto contenido de asfalteno.

Milligan et al. (2008) proponen el uso de polímeros a base de acrilato de alto peso molecular para la reducción de la resistencia al arrastre; que consiste en suspensiones de látex producto de una reacción de polimerización en emulsión. El porcentaje de reducción de arrastre indicado para aceites pesados está en el intervalo de 28-36%, lo cual es una mejora significativa cuando se compara con productos comerciales que no alcanzaron una reducción de resistencia con aceites pesados.

Aquí, el reductor de arrastre es soluble en la fase de petróleo crudo y parece formar películas o capas dentro de la matriz del crudo que le permite deslizarse y da como resultado un caudal más alto a una presión de bombeo constante. Este fenómeno se ha observado con el uso de mezclas reductor / pentanol en crudos extra-pesados (10 API, Storm, et al., 1999) y conocido como flujo lubricado. Aquí, se debe diferenciar este último caso del flujo núcleo-anular, donde el anillo lubricante se forma con agua y un aditivo polimérico.

El problema relevante en el uso de aditivos de látex que reducen la resistencia al arrastre es la dificultad encontrada al disolver el material polimérico contenido en la emulsión de látex en la corriente de hidrocarburos. Las suspensiones poliméricas preparadas para inyección tienden a separarse cuando se almacenan en los lugares de campo y se necesita equipo especial.

Los tensoactivos muestran algo menos capacidad de reducción de la resistencia al arrastre que los polímeros, pero su ventaja es que la reducción de la resistencia a las velocidades del fluido sobre el "esfuerzo de cizallamiento crítico", tensión de cizallamiento en la que desaparecen las micelas del tensoactivo, está menos afectada que en presencia de polímeros. Los tensoactivos tienen la capacidad de reestructurar sus microestructuras de tipo barra y re-asumen su propia capacidad de reducción de arrastre cuando la tensión de cizallamiento en el flujo disminuye hasta cierto nivel.

Cálculo de reducción de arrastre

El rendimiento relativo de un reductor de arrastre se puede expresar en términos de porcentaje de reducción de arrastre. A un caudal constante, el porcentaje de reducción de la fricción se define como (Darabi & Soleymanzadeh, 2010):

$$DR\% = \frac{\Delta P - \Delta P^\circ}{\Delta P} \times 100 \quad \text{Ec. 6}$$

Donde:

ΔP : caída de presión del fluido no tratado.

ΔP° : caída de presión del fluido que contiene el reductor de arrastre.

Pero, con una caída de presión constante, el porcentaje de reducción de la fricción se define como:

$$DR\% = \frac{Q - Q^\circ}{Q} \times 100 \quad \text{Ec. 7}$$

Donde:

Q : caudal del fluido no tratado

Q° : caudal del fluido que contiene el reductor de arrastre

Mecanismo reductor de la fricción, DRA (Drag Reducing Additives)

La reducción por arrastre se produce por la interacción de las moléculas de cadena larga del polímero reductor de arrastre con la formación de turbulencia del fluido, es decir, estos polímeros inhiben la formación de ráfagas turbulentas, evitando así que se forme la turbulencia o al menos reduciendo el grado de la misma y, a su vez reduciendo el arrastre o las pérdidas de presión en la tubería.

Cuando la DRA se disuelve en el fluido de la tubería, las moléculas de polímero empiezan a desenrollarse y expandirse a medida que interactúan con el flujo de la tubería. Esta interacción es compleja; Las moléculas de cadena larga amortiguan ráfagas turbulentas

cerca de la pared del tubo como si estuvieran actuando como pequeños amortiguadores de choque, como se ilustra en las figura 20.

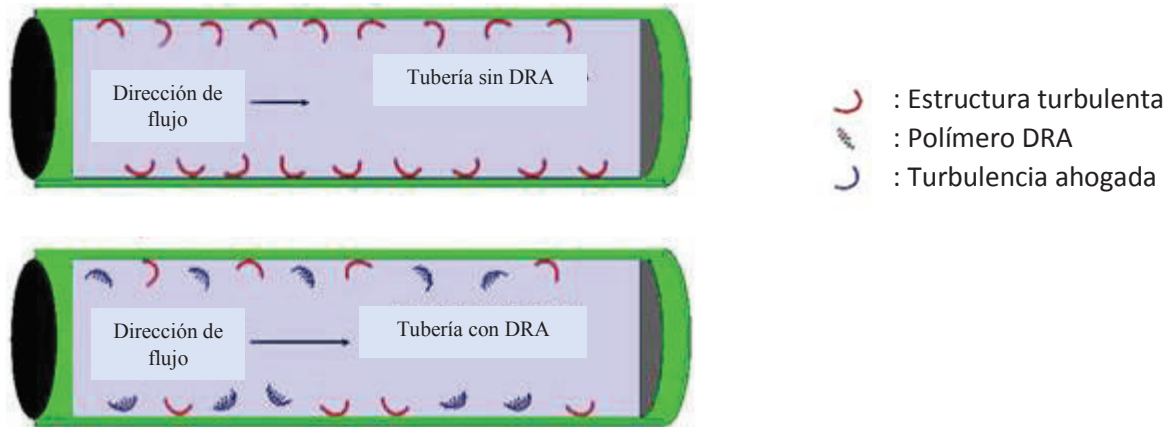


Figura 20. Mecanismo de reducción de arrastre (PARTOW IDEH PARS, 2013)

De esta manera los agentes reductores de arrastre pueden ofrecer algunos beneficios a la industria como:

- Reducir la presión de funcionamiento de la tubería (manteniendo el rendimiento)
- Reducir los tiempos de transferencia de petróleo
- Reducir las demandas de potencia de la bomba principal y el costo de consumo
- Evitar costos de construcción de nuevas estaciones de bombeo y tuberías

Sin embargo, el reductor de arrastre podría funcionar sólo en régimen de flujo turbulento, por lo que debe tener un número de Reynolds de más de 5000. Cuanto más alto es el grado de turbulencia del fluido que circula en la tubería, mayor es el rendimiento de reducción de la fricción, es decir, mientras mayor sea el número de Reynolds, mayor será la resistencia al arrastre (Darabi & Soleymanzadeh, 2010). El número de Reynolds es un número adimensional que se utiliza para determinar el tipo de flujo (laminar, crítico o turbulento) en una tubería y expresado en una fórmula como a continuación:

$$R_e = \frac{\rho V D}{\mu} \quad \text{Ec. 8}$$

Inyección de DRA

Los DRA de alto peso molecular son sensibles al cizallamiento y el rendimiento de reducción de la fricción se puede afectar al pasar la región de alta fuerza de corte en el sistema de tuberías, tales como: T, curvas, válvulas parcialmente abiertas y bombas especialmente. La regla general de la inyección del reductor de arrastre es siempre inyectar el reductor de arrastre en el lado de descarga de la bomba (vea la figura 21). Se emplea una bomba de desplazamiento positivo capaz de sobrepasar la presión de la línea para inyectar DRA en la tubería. Y, si se requiere una reducción de la resistencia a la tracción a lo largo de un sistema de tuberías con estación de bombeo N, el reductor de arrastre debe inyectarse en N puntos o en cada estación de bombeo, a menos que la estación de bombeo sea desviada (Darabi & Soleymanzadeh, 2010).

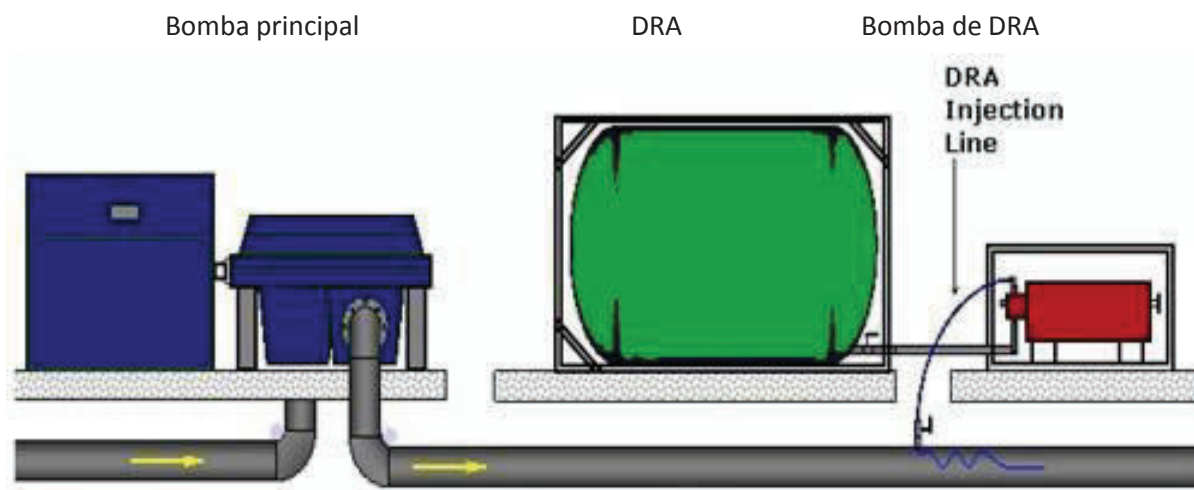


Figura 21. Mecanismo de inyección del DRA (PARTOW IDEH PARS, 2013)

Método de aplicación: Inyección continua

El volumen real requerido depende del caudal, el volumen de la tubería, la viscosidad del aceite crudo, el contenido de cera, el contenido de agua y la rugosidad de la superficie interna del tubo.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS TÉCNICO - COMPARATIVO DE LOS MÉTODOS PARA MEJORAR EL TRANSPORTE DE CRUDOS PESADOS POR OLEODUCTOS

Algunos crudos pesados se caracterizan por alta viscosidad, alto contenido de asfaltenos, baja cantidad de componentes de parafina y cantidades apreciables de azufre, que al momento de transportarlos por tuberías pueden formar cristales, dificultando su bombeo.

Además, el arrastre se es una razón principal de la pérdida de energía en la transmisión de fluidos por tuberías. El principal factor que contribuye a esta resistencia es la viscosidad, así como la fricción contra las paredes de la tubería, generando un mayor consumo de energía de bombeo. Por lo tanto, es necesario minimizar la viscosidad del crudo pesado.

Un método para reducir el problema es el tratamiento químico. Por lo tanto, se selecciona el producto que entregue mejores ventajas para mantener las partículas en solución, evitando así los inconvenientes generados por la deposición de asfaltenos o problemas ocasionados por la fricción.

Hay varias opciones disponibles incluyendo aditivos químicos tales como mejoradores de flujo, reductor de viscosidad y depresores de punto de vertido (congelación) (PPD, *Pour Point Depressants*, por sus siglas en inglés). Los aditivos reductores de arrastre o *Drag Reducing Additives* ("DRA") son efectivos porque reducen la fricción turbulenta de una solución. Estos resultados disminuirán la caída de presión a lo largo de una longitud de conducto y reducirán la energía requerida para transportar el fluido.

Para el transporte de crudos pesados en el país, Petroamazonas EP realizó pruebas de laboratorio de aditivos químicos con crudo pesado del Oriente Ecuatoriano; estos aditivos son:

- **W20 (OILFLUX) Oil Flux Americas**

Fluidificador y reductor de arrastre para casos difíciles donde la viscosidad cinemática muy alta y los componentes del petróleo crudo son muy pesados. Separa el agua emulsionada en la masa de crudo.

- **Solvente Orgánico (CONCIENCE LABS ECUADOR)**

Aditivo de aceite de Conscience Labs, es una solución tanto para el transporte como para la reducción del contenido de azufre, además es una solución para aumentar la gravedad API.

4.1. SELECCIÓN DEL CAMPO

4.1.1. UBICACIÓN

La Estación de Facilidades Petroleras (EPF) del bloque 12, operado por Petroamazonas EP se ubica en la parroquia Edén del cantón Orellana, en la zona norte de la Amazonía ecuatoriana, entre las provincias Sucumbíos y Orellana. Fig. 22.

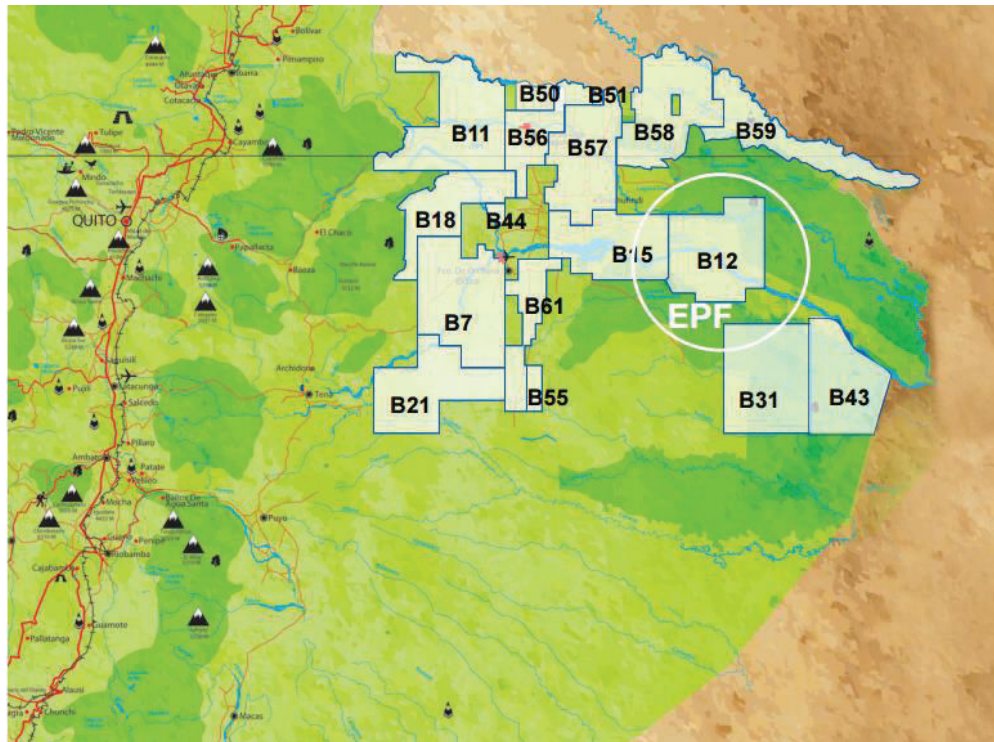


Figura 22. Ubicación Bloque 12, (Petroamazonas EP, 2016)

4.1.2. PANORAMA DEL CAMPO

La Estación de Facilidades Petroleras (EPF), Bloque 12, constituye un ejemplo de alta tecnología, prácticas y seguridad en la industria petrolera nacional.

El EPF procesa, de acuerdo a las mejores prácticas internacionales, el crudo (petróleo, agua y gas) producidos en los campos cercanos; producción que llega hasta el EPF bombeando el fluido mediante bombas multifásicas. Por ejemplo, el crudo de Pañacocha y Edén es bombeado hasta EPF, donde es separado. El agua es reinyectada y el gas se aprovecha para generar electricidad, a través del proyecto OGE&EE.

Además, EPF dispone de pozos reinyectores de agua. Antes de ser reinyectada, el agua de formación es procesada, separando las bacterias y residuos de crudo, y es reinyectada a 7 mil pies de profundidad sin afectar los acuíferos naturales que se encuentran a 300 o 2000 pies de profundidad.

El EPF procesa diariamente 45.000 barriles de petróleo procedentes de los campos Edén y Pañacocha, en el Bloque 12 y 5000 barriles del campo Apaika del Bloque 31.

La estación utiliza 4 millones de pies cúbicos de gas asociado para la generación de 45 MW de potencia, la capacidad instalada es de 60 MW.

Actualmente EPF es el punto de tratamiento de los fluidos procedentes de los campos del Bloque 43, además, este será el centro de generación eléctrica para su funcionamiento. Para el funcionamiento de Pañacocha, el cable eléctrico y fibra óptica son enviados desde EPF mediante una tubería enterrada.

EPF, cuyo oleoducto transporta crudo a la estación de Lago Agrio, dispone de medidas de seguridad como tuberías revestidas con un material epóxico, enterradas y monitoreadas en tiempo real bajo un sistema de prevención de derrames denominado SCADA. En el Anexo 2 se puede observar el diagrama de las Facilidades de Superficie.

Los campos Edén comenzaron su producción en 2002, Pañacocha en 2010 y Apaika el 10 de octubre de 2013. En las plataformas C y K de Edén se han implementado 30 pozos cada una mediante la técnica de perforación en racimo. En Edén se ha perforado 179 pozos, 39 en Pañacocha y 10 en Apaika.

4.2. EVALUACIÓN DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO REALIZADAS CON CRUDO DEL ORIENTE ECUATORIANO

4.2.1. PRUEBAS DE LABORATORIO CON W20 DE OILFLUX ECUADOR S. A.

4.2.1.1. Pruebas de compatibilidad de W20 de Oilflux Ecuador S. A. y aditivos usados en Petroamazonas EP

Se realizaron pruebas para analizar la compatibilidad química entre el producto W20 de Oilflux Ecuador S.A. con cada uno de los aditivos de use programado en el proceso de transporte de crudo de Petroamazonas EP en el Bloque 43.

Pruebas de compatibilidad

Los aditivos proporcionados por Petroamazonas EP y evaluados para este trabajo son:

Productos usados en Bloque 43

- **Demulsificante de Nalco Champion - Emulsotron X 8500**

Los desmulsificantes son productos químicos especiales diseñados para romper emulsiones. Se utilizan para separar el agua del aceite, por ejemplo. Los desmulsificantes se usan comúnmente en el procesamiento de petróleo crudo, donde el agua y la sal se eliminan del petróleo crudo antes del refinado, para evitar problemas de corrosión; figura 23. (EMEC, The Egyptian Mud Engineering and Chemicals Company, s.f.)

Los desmulsificantes aceleran la coalescencia de las gotas de agua mediante:

- Disminución y cancelación de las fuerzas electrostáticas de repulsión entre las gotitas de agua
- Aproximación de gotas de agua bien dispersadas mediante floculación
- Disminución de la tensión superficial entre las gotitas de agua, acelerando la coalescencia y la formación de gotitas más grandes, aumentando así la velocidad de separación.

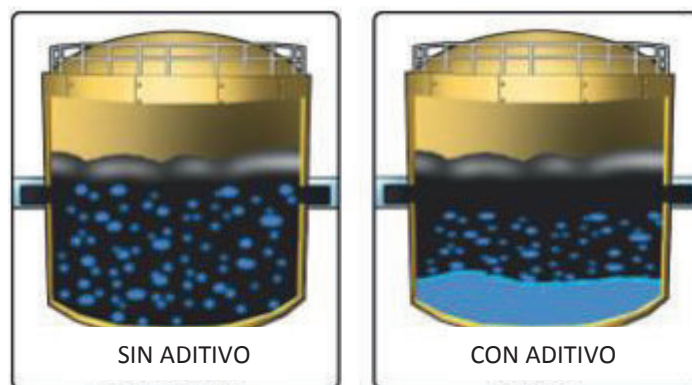


Figura 23. Acción de demulsificantes (Oil Flux Americas, 2015)

- **Antiasfalteno Nalco Champion - Flotron JM 216**

Reduce la precipitación de asfaltenos del petróleo crudo. Preserva la integridad de los activos y la fiabilidad de los pozos submarinos y las líneas de flujo; maximiza el potencial de producción evitando la deposición / restricción en líneas de flujo y tubulares. Figura 24.

Este aditivo absorbe asfalteno coloidal desestabilizado, que es sólido y lo dispersa en estado de aceite. Esto evita la formación de depósitos orgánicos en superficies de tuberías o equipos de seguridad, optimizando el rendimiento, manteniendo el rendimiento y minimizando el tiempo de inactividad.

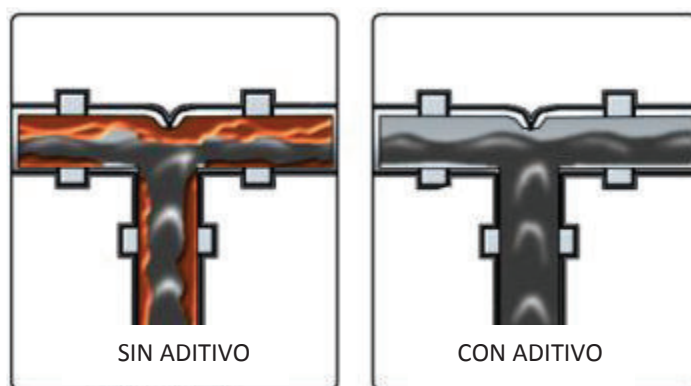


Figura 24. Acción del antiasfalteno (Oil Flux Americas, 2015)

- **Antiespumante Nalco Champion - Defoamer AF 173**

Los antiespumantes son aditivos químicos que reducen y dificultan la formación de espuma en líquidos de procesos industriales; figura 25.

Comúnmente la espuma se forma cuando el crudo se despresuriza y los gases disueltos se liberan de la solución. La espuma también puede ser creada por contaminantes como lodo de perforación, cera, arena y asfalteno, así como también puede resultar en la separación incompleta de líquido y gas.

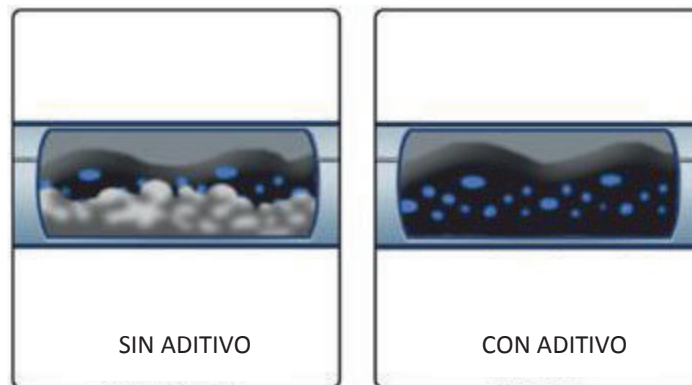


Figura 25. Acción del antiespumante (Oil Flux Americas, 2015)

Productos usados en corriente desde Bloque 31

- **Antiescala Nalco Champion DC SCAL 210**

Los antiescala mitigan y previenen la formación de incrustaciones en pozos, tuberías y equipos asociados, mejorando el flujo de petróleo y gas; figura 26.



Figura 26. Tubería con incrustaciones (EMEC, The Egyptian Mud Engineering and Chemicals Company, s.f.)

- **Inhibidor de Corrosion Nalco Champion - DC CORR 121**

Los inhibidores de la corrosión protegen las líneas de flujo y tuberías de ambientes corrosivos, tales como agua de producción y agua de mar; figura 27.

La corrosión puede definirse como degradación del material como resultado de una reacción química con su entorno.

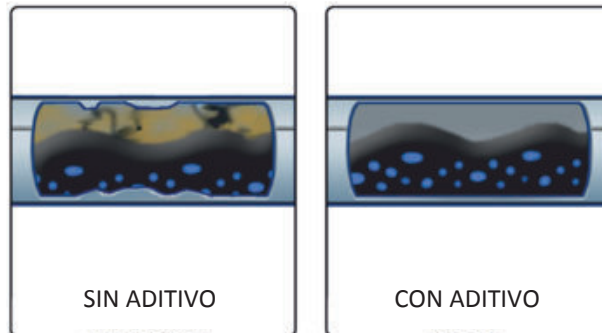


Figura 27. Acción del inhibidor de corrosión (Oil Flux Americas, 2015)

Productos usados en corriente llegada a EPF

- **Biocida amonio cuaternario Dichem - DC BAC 306**

Los biocidas son compuestos utilizados para desinfectar, descontaminar y esterilizar materiales (superficies, objetos) para eliminar los procesos de degradación microbiológica (Turkiewicz, Brzecz & Kapusta, 2013).

- **Secuestrador de H₂S - THPS Nalco Champion**

El aditivo químico secuestrante disminuye la formación de H₂SO₄ resultante de la reacción de H₂S con petróleo crudo "húmedo" en tuberías y tanques / tanqueros de almacenamiento. Figura 28.

El azufre en el H₂S unido molecularmente y encapsulado en el petróleo crudo "húmedo" puede resistir la eliminación. El azufre puede estar presente en el petróleo crudo como azufre elemental o como compuestos H₂S (por ejemplo, mercaptanos, sulfuros, disulfuros, tiofenos, etc.). El azufre en el petróleo crudo puede variar de 0,2%

a 2,3% en volumen para el API 24 a 40 producido comúnmente en la actualidad. El H₂S puede oscilar entre menos de 10 ppm, lo que es aceptable por encima de 20 ppm, lo que constituye un grave peligro para la seguridad (Oil Flux Americas, 2015).

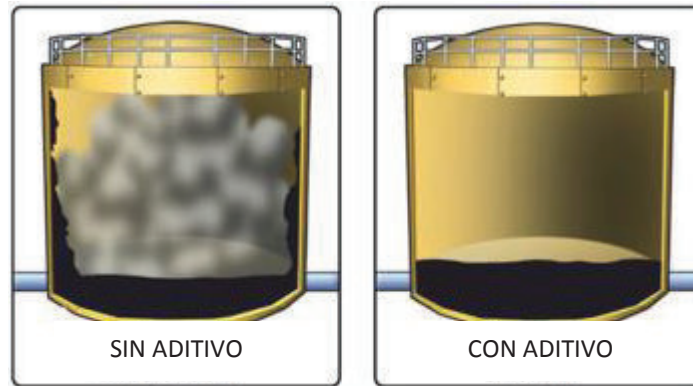


Figura 28. Acción del secuestrador de H₂S (Oil Flux Americas, 2015)

Desarrollo de las pruebas de compatibilidad

El protocolo de las pruebas de compatibilidad de los aditivos usados por Petroamazonas EP empieza con una fase de evaluación de compatibilidad puntual de cada uno de los aditivos con el W20 a diferentes temperaturas. La segunda fase es la prueba de compatibilidad puntual reversa que evalúa el factor del orden de aditivación entre W20 y cada uno de los reactivos. Finalmente, la tercera fase de la evaluación es la compatibilidad colectiva con fluidos de producción, misma que se diseñó con intención de emular las condiciones de operación al tomar en cuenta las corrientes, orden de aplicación y dosis de aplicación de los aditivos en el sistema de flujo, intentando simular el fluido total desde Bloque 43 hasta Bloque 12. Ver Anexo 3.

Posibles signos de incompatibilidad son: formación de espumas o grumos, formación de gases, formación de depósitos sólidos o precipitados, presencia de fases adicionales, cambios aparentes en el aspecto visual.

Observaciones

Se probó que W20 es ampliamente compatible con los aditivos que Petroamazonas EP utiliza en la actualidad, independientemente de la temperatura del sistema hasta 80°C, clase de aditivo utilizado, concentración de aditivo, concentración de W20 y orden de aditivación de la mezcla.

En ninguna de las pruebas realizadas se pudieron observar signos de incompatibilidad entre el producto W20 y los aditivos utilizados o por utilizar por Petroamazonas EP en los Bloques 43 y 31.

Además se observaron indicios de una leve acción demulsificante del W20 ya que el desprendimiento del crudo de las paredes del recipiente mejora utilizando W20, dando los mejores resultados con 200 ppm de W20 a 40°C. La presencia en cualquier concentración de W20 no afecta la calidad de la interfase orgánico-acuosa. La presencia de W20 aumenta la turbidez del agua ya que el W20 emulsiona en agua, lo cual era de esperarse por sus características químicas.

4.2.1.2. Pruebas de viscosidad con W20

Estas pruebas de laboratorio se realizaron para evaluar la efectividad del producto W20 de Oilflux Ecuador S.A. en la viscosidad de una muestra de crudo del bloque 43 en los Laboratorios de la Operadora Petroamazonas EP.

Aditivo utilizado:

- Fluidificante W20 — Fluidificante Reductor de Viscosidad ITT

Desarrollo de las pruebas de viscosidad

El Laboratorio de Petroamazonas EP en Lago Agrio dispone de un reómetro digital, CANNON Digital Paddle Viscometer, de tipo abierto, así como de baños de temperatura controlada y capilares de vidrio CANON FENSKE OPAQUE que permiten realizar

ensayos de viscosidad dinámica y cinemática, respectivamente y que fueron utilizados para realizar los ensayos que se reportan a continuación.

El protocolo de las pruebas de viscosidad es de dos fases paralelas. Se prepararon 4 muestras formando un gradiente de concentración de W20 en crudo del Bloque 43. Estas muestras fueron analizadas por dos métodos de viscosimetría, validando cada método al otro. Se midió viscosidad dinámica con el viscosímetro de paleta (reómetro) y viscosidad cinemática con los viscosímetros capilares. Por medio de la densidad obtenida de los valores de caracterización del crudo, proporcionada por Petroamazonas, se pueden comparar los valores obtenidos por ambos métodos realizando la conversión matemática de unidades. Ver Anexo 4.

Pruebas de viscosidad dinámica

Para crear un gradiente de concentración de W20 y así determinar el efecto de este producto con respecto a su concentración y a la temperatura se prepararon 4 muestras de crudo B43 en botellas BOECO de 250 mL. La muestra total de crudo B43 (caneca) se calentó por 20 minutos en un baño maría a 80°C y se agitó posteriormente en agitador mecánico tomándose una muestra de un litro. Luego se colocaron 200 mL de crudo B43 en cada botella y se agregó W20 en las concentraciones y volúmenes descritas en la tabla 9:

Tabla 9. Dosificación W20

DOSIFICACIÓN W20	
DOSIS PPM	VOLUMEN μ L
0	0
500	100
1000	200
1500	300

Fuente: Petroamazonas EP, 2016

Las muestras se agitaron por 15 minutos en un agitador mecánico. Luego se calentaron en baño maría a 40°C por 4 minutos. Se tomaron 140 mL de muestra homogénea en el vaso de

medición del viscosímetro. Se coloca el vaso en el equipo, se comprueba que la temperatura de la muestra esté por debajo de los 35°C y se procede al programa de medición.

Las aditivaciones de W20 fueron realizadas con una micropipeta FISHER FINNPIPETTE II de 100 a 1000 µl. Las 4 muestras fueron analizadas en 2 temperaturas, 40°C y 50°C.

4.2.2. PRUEBAS DE LABORATORIO CON SOLVENTE ORGÁNICO CONCIENCE LABS ECUADOR

Los aditivos de aceite de Conscience Labs son soluciones, tanto para problemas de transporte como para la reducción del contenido de azufre. En comparación con lo que se está utilizando actualmente, representan mejores soluciones para aumentar la API y reducir el contenido de azufre. El aditivo de Conscience Labs favorece a que el petróleo ecuatoriano sea económicamente factible y más rentable.

Sobre esta base, la empresa CONCIENCE LABS ECUADOR solicitó a través de Gerencia General de Petroamazonas EP realizar pruebas en muestras de crudo de Petroamazonas EP, referente al uso de un aditivo orgánico con el que, de acuerdo a estudios y pruebas anteriores, han logrado incrementar el grado API en crudos de otras operadoras.

CONCIENCE LABS ECUADOR realiza las pruebas solicitadas empleando las siguientes muestras:

- Crudo Bloque 43
- Crudo Pañacocha
- Crudo Residual DTU Bloque 15

4.2.2.1. Desarrollo de la prueba

Se procede así:

- Caracterización de gravedad API @ 60 ° F. Se realizó la lectura de la gravedad API de la muestra del crudo del Bloque 43 y crudo residual de la DTU. El dato inicial de la muestra de Pañacocha se tomó el de la caracterización en campo.
- Caracterización de viscosidad, Se realizó la medición de viscosidad del crudo del bloque 43. De la misma manera se realizaron las mediciones de viscosidad de las muestras de Pañacocha y crudo residual DTU Bloque 15.

En la tabla 10 se presenta la dosificación del aditivo utilizado.

Tabla 10. Dosificación del aditivo orgánico

IDENTIFICACIÓN DE MUESTRA	Volumen de muestra (ml)	Volumen de aditivo (ml)
BLOQUE 43	400	35
PAÑACOCHA	700	80
RESIDUO DTU-B15	750	85

Fuente: Petroamazonas EP, 2016

- Posterior a la dosificación se realizó la homogenización del producto en las muestras con ayuda de un agitador magnético y agitación mecánica con varilla de vidrio.
- Se realizó la lectura de API de las muestras tratadas. Ver Anexo 5.
- Se realizaron las lecturas de viscosidad de las muestras tratadas, la lectura de viscosidad de la muestra dosificada del crudo del bloque 43, la lectura de viscosidad de las muestras de Pañacocha y DTU Bloque 15.

4.3. ANÁLISIS DE RESULTADOS DE PRUEBAS DE LABORATORIO REALIZADAS CON W20 DE OILFLUX ECUADOR S. A. Y ADITIVO ORGÁNICO DE CONCIENCE LABS ECUADOR

4.3.1. RESULTADOS DE PRUEBAS DE VISCOSIDAD CON W20 DE OILFLUX ECUADOR S.A.

En las tablas 11 y 12 se presentan los resultados de las pruebas realizadas con W20 a 40 °C y 50 °C, respectivamente. Además en la figura se muestra el resultado de la viscosidad obtenida.

Tabla 11. Resultados de pruebas de viscosidad con W20 a 40 °C

EFFECTIVIDAD DEL W20 CON CRUDO BLOQUEE 43 (MULTIPLE)			
ADITIVACION CON 500 PPM DE W20, a 40 °C - 104 °F			
VISCOSIDAD (Centipoises) SIN ADITIVO	VISCOSIDAD (Centipoises) CON W20	REDUCCIÓN DE VISCOSIDAD (Centipoises)	% DE REDUCCIÓN
3299	2555	744	▼ 22.6%
ADITIVACION CON 1000 PPM DE W20, a 40 °C - 104 °F			
VISCOSIDAD (Centipoises) SIN ADITIVO	VISCOSIDAD (Centipoises) CON W20	REDUCCIÓN DE VISCOSIDAD (Centipoises)	% DE REDUCCIÓN
3299	2426	873	▼ 26.4%
ADITIVACION CON 1500 PPM DE W20, a 40 °C - 104 °F			
VISCOSIDAD (Centipoises) SIN ADITIVO	VISCOSIDAD (Centipoises) CON W20	REDUCCIÓN DE VISCOSIDAD (Centipoises)	% DE REDUCCIÓN
3299	2380	919	▼ 27.9%

Fuente: Petroamazonas EP, 2016

Tabla 12. Resultados de pruebas de viscosidad con W20 a 50 °C

EFECTIVIDAD DEL W20 CON CRUDO BLOQUEE 43 (MULTIPLE)			
ADITIVACION CON 500 PPM DE W20, a 50 °C - 122 °F			
VISCOSIDAD (Centipoises) SIN ADITIVO	VISCOSIDAD (Centipoises) CON W20	REDUCCIÓN DE VISCOSIDAD (Centipoises)	% DE REDUCCIÓN
1528	1097	431	▼ 28.20%
ADITIVACION CON 1000 PPM DE W20, a 50 °C - 122 °F			
VISCOSIDAD (Centipoises) SIN ADITIVO	VISCOSIDAD (Centipoises) CON W20	REDUCCIÓN DE VISCOSIDAD (Centipoises)	% DE REDUCCIÓN
1528	1086	442	▼ 28.9%
ADITIVACION CON 1500 PPM DE W20, a 50 °C - 122 °F			
VISCOSIDAD (Centipoises) SIN ADITIVO	VISCOSIDAD (Centipoises) CON W20	REDUCCIÓN DE VISCOSIDAD (Centipoises)	% DE REDUCCIÓN
1528	1051	477	▼ 31.2%

Fuente: Petroamazonas EP, 2016

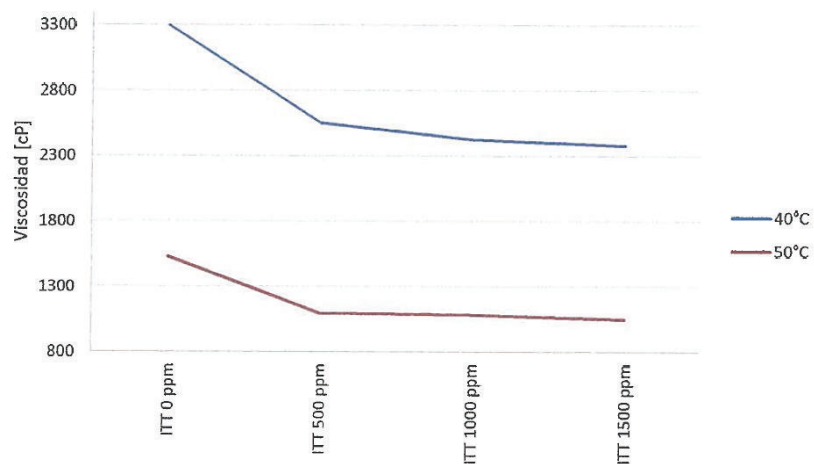


Figura 29. Reducción de viscosidad dinámica (Petroamazonas EP, 2016)

4.3.1.1. Observaciones

Se observa una reducción constante en la viscosidad dinámica, que aumenta gradualmente con la concentración de W20, con un promedio de 27.54% de reducción. También se observa un mayor impacto proporcional en la reducción de viscosidad a menor temperatura, pero por efecto total de fluidez la mayor reducción de viscosidad se encuentra a mayor concentración de W20 y mayor temperatura con un 31.22%.

4.3.2. RESULTADOS DE LABORATORIO CON ADITIVO DE CONCIENCE LABS ECUADOR

En la tabla 13 se presentan los resultados obtenidos con el aditivo de Concience Labs Ecuador.

Tabla 13. Resultados pruebas de viscosidad con aditivo de Concience Labs Ecuador

MUESTRA	LECTURA INICIAL				LECTURA FINAL		DIFERENCIA		% REDUCCION VISCOSIDAD
	BS&W (%)	API @ 60 ° F	VISCOSIDAD @ 104 °F (cst)	CONCENTRACION DOSIFICADA POCENTAJE (%)*	API @ 60 ° F	VISCOSIDAD @ 104 °F (cst)	API	VISCOSIDAD	
BLOQUE 43	16	14.5	2126	8.8	15.7	960.44	1.2	1166	▼ 54.84
PAÑACOGCHA	6	12.8	12585	11.4	14.1	2206	1.3	10379	▼ 82.47
RESIDUO DTU-B15	0	9.9	19875	11.3	14.5	1744	4.6	18131	▼ 91.22

Fuente: Petroamazonas EP, 2016

4.3.2.1. Observaciones

De los valores reportados en la tabla 12, se puede observar que:

- En la muestra de crudo residual de DTU del Bloque 15 que presenta el más bajo BS&W, se observa el mayor incremento de API y mayor disminución de viscosidad.
- En la muestra del Bloque 43 que presenta el más alto BS&W, se observa el menor incremento de API y menor disminución de viscosidad.

- Las concentraciones utilizadas por CONCIENCE LABS ECUADOR para las pruebas están en función de porcentaje.

4.3.3. DISCUSIÓN

A simple vista se puede observar que los resultados del aditivo orgánico de CONCIENCE LABS ECUADOR presenta una mayor reducción de viscosidad (54.84%) del crudo del Bloque 43 en comparación con la reducción de viscosidad registrada por el aditivo W20 de OILFLUX ECUADOR S. A. (31.22% máxima), con muestras del mismo bloque, ver tabla 14.

Tabla 14. Resultados de laboratorio de aditivos químicos con muestra de crudo del B-43

W20 OILFLUX ECUADOR S. A.			ADITIVO DE CONCIENCE LABS ECUADOR	
Dosificación (PPM)	% Reducción μ @ 104 °F	% Reducción μ @ 122 °F	Dosificación (PPM)	% Reducción μ @ 104 °F
500	▼ 22.6	▼ 28.20	88000	▼ 54.84
1000	▼ 26.4	▼ 28.9
1500	▼ 27.9	▼ 31.2

Fuente: Petroamazonas EP, 2016

Sin embargo se debe tener presente la forma de dosificación de estos aditivos al momento de realizar las pruebas de laboratorio, ya que éste es un factor importante para elegir la mejor opción para la aplicación en campo; la que debe ser factible y rentable para la empresa. Figura 30.

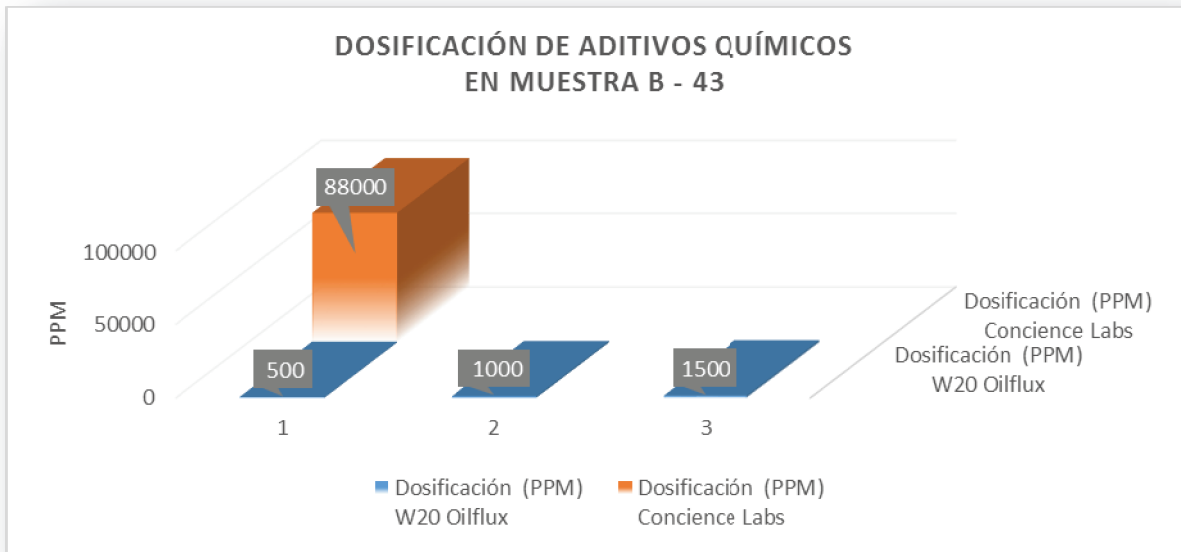


Figura 30. Dosificación de aditivos químicos para pruebas de laboratorio en muestra de crudo del Bloque 43

Sobre la base del párrafo anterior y observando el gráfico comparativo entre las dosificaciones de los dos aditivos químicos, se establece que la dosificación adecuada se realiza con el aditivo W20 de OILFLUX ECUADOR S. A., ya que se lo aplica en menos PPM en comparación con el aditivo de CONCIENCE LABS ECUADOR. Adicionalmente el aditivo W20 presenta una importante disminución de la viscosidad del crudo, y se lo puede aplicar en bajas concentraciones. Demostrando la viabilidad para su aplicación en el campo con el resultado de mejorar el transporte de crudo pesado por oleoducto.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

5.1. CONCLUSIONES

- Debido a que nuestro país posee una cantidad importante de crudo pesado para ser explotado es importante analizar y resolver los problemas de precipitación y deposición de asfaltenos y resinas con el fin de reducir los problemas ocasionados por las altas viscosidades del crudo, evitando así las pérdidas de presión y por ende un aumento de energía de bombeo para transportarlo.
- Aunque el tratamiento con aditivos químicos no es la única solución, sigue siendo el método más empleado frente a otras opciones como dilución, emulsión, calefacción y tratamientos biológicos, debido a los elevados costos de infraestructura y operación.
- En la búsqueda de aditivos químicos eficaces para mejorar las propiedades de flujo del petróleo crudo, se realizaron pruebas de laboratorio con dos compuestos que buscan solucionar los problemas al transporte de crudo pesado por oleoducto y se investigaron sus efectos sobre la viscosidad de muestras de petróleo pesado del Oriente Ecuatoriano, en las cuales se logró determinar que; W20 de Oilflux Ecuador S. A. cumple con los requisitos para actuar como un reductor de arrastre y mejorador del flujo, debido a que tiene un efecto significativo sobre la viscosidad del petróleo crudo a diferentes concentraciones, resultando la mayor reducción de viscosidad a mayores concentraciones (1500 PPM) de este aditivo y a mayor temperatura (50 °C - 122 °F) con un 31.22% de reducción. De igual forma el producto de CONCIENCE LABS ECUADOR presenta resultados favorables en cuanto a la reducción de la viscosidad, además se observa un incremento de la

gravedad API, por lo que sería una opción para solucionar los inconvenientes asociados con el transporte de crudos pesados por oleoductos.

- De acuerdo a los resultados obtenidos en las pruebas de laboratorio realizadas por Petroamazonas EP y las compañías que ofrecen una solución química para reducir las pérdidas de presión por fricción causadas por las altas viscosidades del crudo, se puede observar en los dos casos una disminución considerable de la viscosidad del petróleo, sin embargo hay que tener en cuenta la dosificación de los químicos. La dosificación de W20 de Oilflux Ecuador S. A. se realiza en bajas PPM observando resultados positivos a diferentes concentraciones y temperaturas. El aditivo orgánico de CONCIENCE LABS ECUADOR además de presentar una reducción de la viscosidad, muestra también un incremento API, sin embargo la dosificación de este producto se lo realiza en porcentaje lo que hace que su concentración en PPM sea alta y por ende no sea rentable para la empresa, por lo que se deberá seguir estudiando este producto para lograr los mismos o mejores resultados reduciendo la dosificación del mismo.
- El presente estudio realizado constituye la base para futuras investigaciones con el fin de proponer el desarrollo de un prototipo de aditivo químico que cumpla con los requerimientos para lograr disminuir las pérdidas de presión debido a las altas viscosidades que presentan ciertos crudos pesados del Oriente Ecuatoriano, logrando así resolver problemas asociados con el transporte de dicho crudo por oleoductos.

5.2. RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

- De acuerdo al análisis realizado se recomienda utilizar el aditivo W20 de Oilflux Ecuador S.A. ya que se presenta como la mejor alternativa para solucionar los problemas asociados al transporte de crudos pesados por oleoductos.

- Se recomienda realizar las pruebas de campo con el aditivo químico seleccionado, mismo que muestra los mejores resultados en las pruebas realizadas en los Laboratorios de Petroamazonas EP con el propósito de corroborarlos.
- Es recomendable realizar un análisis económico, que incluya costos por inversión y de operación con el fin de verificar su rentabilidad.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abarasi, H. (2013). A review of technologies for transporting heavy crude oil and bitumen via pipelines. *J Petrol Explor Prod Technol* (2014).
- Ahmed, N., Nassar, A., Zaki, N., & Gharieb, K. (1999). Formation of fluid heavy oil-in-water emulsions for pipeline transportation.
- Alianza Fiidem AC. (2011). Informe de alternativas tecnológicas sobre aseguramiento de flujo para crudo pesado y extra pesado. Obtenido de <https://es.scribd.com/doc/76230596/Informe-Final-Crudo-Pesado-16dic11>
- Ancheyta, J., & Fernando, T. (2009). *Asphaltenes: chemical transformation during hydro-processing of heavy oils*. New York, USA: CRC Press Taylor & Francis Group.
- Ashrafizadeh, S., & Kamran, M. (2010). Emulsification of heavy crude oil in water for pipeline transportation.
- Bai, R., Chen, K., & Joseph, D. (1992). Lubricated pipelining: stability of core-annular flow.
- Bensakhria, A., Peysson, Y., & Antonini, G. (2004). *Experimental Study of the Pipeline Lubrication for Heavy Oil Transport*. Institut français du pétrole.
- Borges, O. (2012). Portal del petróleo . Obtenido de <http://www.portaldelpetroleo.com/2013/04/los-asfaltenos-y-sus-efectos-en-la.html>
- BP. (2017). British Petroleum. Obtenido de <http://www.bp.com/>
- Camacho, C., & Cámara, J. (2014). Evaluación de las tecnologías aplicadas al transporte de crudo pesado en tuberías. México, D. F., México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Cátedra de Procesos Industriales. (2011). *Coquización retardada*. Universidad Tecnológica Nacional.
- Chanda, D., Sarmah, A., Borthakur, A., Rao, K., Subrahmanyam, B., & Das, H. (1998). Combined effect of asphaltenes and flow improvers on the rheological behaviour of Indian waxy crude oil.
- Chang, C., Nguyen, Q. D., & Ronningsen, H. (1999). Isothermal start-up of pipeline transporting waxy crude oil.
- Chilton, E., & Handley, L. (1958). *Method and Apparatus for Lubricating Pipelines*.
- Darabi, A., & Soleymanzadeh, A. (2010). Evaluation of Drag Reduction by Cationic Surfactant in Crude Oil.

- Darabi, A., & Soleymanzadeh, A. (2010). Evaluation of Drag Reduction by Cationic Surfactant in Crude Oil .
- Deshmukh, S., & Bharambe, D. (2008). Synthesis of polymeric pour point depressants for Nada crude oil (Gujarat, India) and its impact on oil rheology.
- Domínguez, J. (2008). Transporte de crudo pesado a través de oleoducto, Evaluación de diferentes tecnologías.
- Educacion en ingeniería química. (s.f.). Obtenido de <http://www.ssecoconsulting.com/propiedades-del-petroacuteteleo-crudo.html>
- EMEC, The Egyptian Mud Engineering and Chemicals Company. (s.f.). EMEC. Obtenido de <http://www.emec.com.eg/>
- Espinoza, I., & Navia, R. (2014). Refinería del Petróleo. Universidad Técnica Federico Santa María.
- Estupiñan, A., Jimenez, E., Pineda, E., & Prieto, O. (2012). Transporte por Ductos. Colombia: Universidad Pedagógica Y Tecnológica de Colombia.
- Evonik Oil Aditives. (2015). Pour Point Depressants.
- Fergestad, I. (2016). Petróleo Pesado. Canadá.
- Fernandez, J. (2012). Poder Calorífico. Universidad Tecnológica Nacional.
- Gateau, P., Henaut, I., Barre, L., & Argillier, J. (2004). Heavy oil dilution. Oil Gas Sci Technol Rev IFP.
- Ghannam, M., & Smail, N. (2006). Flow enhancement of medium-viscosity crude oil.
- Guerrero, A., & Vaca, L. (2007). Mejoramiento (Upgrading) de crudos pesados por inyección de vapor sobrecalentado y catalizadores en oleoductos (tubería). Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander.
- Hasan, S., Ghannam, M., & Esmail, N. (2010). Heavy crude oil viscosity reduction and rheology for pipeline transportation.
- Hénaut, I., Forestiere, A., Heraud, J., & Argillier, J. (2007). Method of Optimizing Heavy Crude Transportation by Incorporation under Pressure of Dimethyl Ether.
- infoBioTech Resources. (2009). Obtenido de <http://www.infobiotech.com.my/ppd.html>
- International Energy Agency. (2015). World Energy Outlook 2016. France: IEA Publications.

- Iqbal, R., Anshumali, N., & Floyd, R. (2006). Bitumen Production-upgrade with Common or Different Solvents.
- Isaacs, J., & Speed, J. (1904). Method of piping fluids.
- Ivanhoe Energy. (2014). Proprietary Heavy Oil Upgrading Process Heavy-to-Light (HTL®).
- Joseph, D., Bai, R., Mata, C., Sury, K., & Grant, C. (1999). Self-lubricated transport of bitumen froth.
- Kessick, M. A. (1982). Pipeline transportation of heavy crude oil.
- Kralova, I., Sjöblom, J., Øye, G., Simon, S., Grimes, B., & Paso, K. (2011). Heavy Crude Oils/Particle Stabilized Emulsions.
- Kraus, R. (2014). Petróleo y Gas Natural. Obtenido de <http://www.insht.es/InshtWeb/Contenidos/Documentacion/TextosOnline/EnciclopediaOIT/tomo3/78.pdf>
- Langevin, D., Poteau, S., Henaut, I., & Argillier, J. F. (2004). Crude oil emulsion properties and their application to heavy oil transportation.
- Lederer, E. (1933). Viscosity of mixtures with and without diluents. Proc World Pet Congr Lond.
- Lin, C., & Chen, L. (2006). Emulsification characteristics of three and two phase emulsions prepared by ultrasonic emulsification method.
- Machado, A., Lucas, E., & González, G. (2001). Poly(ethylene-co-vinyl acetate) (EVA) as wax inhibitor of a Brazilian crude oil: oil viscosity, pour point and phase behavior of organic solutions.
- Makowsky, L., Chen, J., Subero, D., Yu, K., & Mcintosh, N. (s.f.). Paraffin Wax Deposition and Control.
- Martínez, R., Mosqueira, M., Zapata, B., Mar, E., Bernal, C., Clavel, J., y otros. (2010). Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: A review. Mexico.
- Milligan, S., Johnston, R., Burden, T., Dreher, W., Smith, K., & Harris, W. (2008). Drag Reduction of Asphaltenic Crude Oils.
- OilandGas. (2009). Obtenido de <http://oilworld2008.blogspot.com/2009/06/punto-de-inflamacion-y-calor-de.html>
- Oil Flux Americas. (2015). Obtenido de <http://www.oilfluxamericas.com/products-anti-embedment.php>

- Oil Production.net. (2016). Obtenido de <http://oilproduction.net/reservorios/caracterizaciondefluidos/item/1645-las-parafinas-y-los-asfaltenos-parte-n-1-que-son-y-cuales-son-sus-propiedades-mas-importantes>
- Oñate, J., & Rodríguez, R. (2012). Evaluación de las alternativas de transporte de crudo pesado por tubería: Caso aplicado al Campo Ruales. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander.
- Organization of the Petroleum Exporting Countries. (2017). Obtenido de http://www.opec.org/opec_web/en/
- Palacio, A., Rodríguez, A., & Guzmán, E. (2017). Transporte de Crudos Pesados y Extra-Pesados en Conductos. Mexico: UNAM.
- Pantigoso, C. (2006). Alternativas para la Explotación de crudo pesado en la Selva Norte del Perú – Propuestas para un desarrollo integral Estado/Contratista. Lima, Perú: Universidad Nacional de Ingeniería.
- PARTOW IDEH PARS. (2013). PARTOW IDEH PARS. Obtenido de <http://www.pipars.com/Drag%20Reducer%20Agent.html>
- Perry, G. (2007). Method of Shear Heating of Heavy Oil Transmission Pipelines. Canadá.
- Petroamazonas EP. (2016).
- Peysson, Y., Bensakhria, A., Antonini, G., & Argillier, J. (2007). Pipeline lubrication of heavy oil: experimental investigation of flow and restart problems.
- Pilehvari, A., Saadevandi, B., Halvaci, M., & Clark, D. (1988). Pipeline transportation of heavy crudes as emulsions. In: Roco, M.C. (Ed.), Proc. 3rd Int. Symp.
- Poettmann, F. (1975). Micellar Systems Aid in Pipelining Viscous Fluids.
- Priyanto, S. M. (2001). Structure & properties of micelles and micelle coacervates of asphaltene macromolecule.
- QFLO. (2012). QFLO DRA - Flow Improvers - Drag Reduction Agents — Anti-Turbulent Additives. Obtenido de <https://vimeo.com/56409868>
- Quintana, G. (2011). Clasificación y Propiedades del Petróleo.
- Raicar, J., & Procter, R. (1984). Economic considerations and potential of heavy oil supply from Lloydminster–Alberta, Canada. In: Meyer RF, Wynn JC, Olson JC (eds) The future of heavy oil and tar sands, second internal conference. New York.

- Rivas, H., Gutierrez, X., Cardenas, A., & Morales, A. (1998). Natural Surfactant with Amines and Ethoxylated Alcohol.
- Saniere, A., Henaut, I., & Argillier, J. (2004). Pipeline transportation of heavy oils, a strategic, economic and technological challenge.
- Saniere, A., Hénaut, I., & Argillier, J. (2004). Pipeline Transportation of Heavy Oils, a Strategic, Economic and Technological Challenge. Institut français du pétrole.
- Saniere, A., Henaut, I., & Argillier, J. F. (2004). Pipeline transportation of heavy oils, a strategic, economic and technological challenge.
- Schlumberger. (2006). La importancia del petróleo pesado. Obtenido de file:///D:/Descargas/heavy_oil.pdf
- Schlumberger. (2017). Oilfield Glossary. Obtenido de http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/sara_analysis.aspx
- Secretaría de Hidrocarburos. (2017). CIFRAS ESTIMADAS DE RESERVAS DE PETRÓLEO POR CATEGORIA. Ecuador.
- Shah Abdul Latif Health & Safety. (2017). Irán.
- Shu, W. R. (1984). A viscosity correlation for mixtures of heavy oil, bitumen and petroleum fractions, SPE 11280.
- Speight, J., & Ancheyta, J. (2007). Hydroprocessing of Heavy Oils and Residua. U.S.A.
- Storm, D. M., Mxkinzie, H., & Redus, C. (1999). Drag reduction in heavy oil. J. Energy Resour.
- Turkiewicz, A., Brzeszcz, J., & Kapusta, P. (2013). The application of biocides in the oil and gas industry. Oil & Gas Institute, Krakow.
- Urquhart, R. (1986). Heavy oil transportation: present and future. J Can Pet Technol.
- Van den Bosch, P., & Schrijvers, F. (2006). Process to Produce Pipeline-transportable Crude Oil from Feed Stocks containing Heavy Hydrocarbons.
- Wauquier, J. (2004). El Refino del petróleo. París,: Editions Technip, Paris, France.
- Welte, D., & Tissot, B. (1984). Petroleum Formation and Occurrence. Berlín: Springer-Verlag.
- Wylde, J., Leinweber, D., Low, D., Bothhof, G., Oliveira, A., & Royle, C. (2012). Heavy oil transportation: advances in watercontinuous emulsion methods. In: Proceedings of the world heavy oil congress, Aberdeen.

- Yaghi, B., & Al-Bemani, A. (2002). Heavy crude oil viscosity reduction for pipeline.
- Zagustin, K., Guevara, E., & Nunez, G. (1988b). Process for Restarting Core Flow with Very Viscous Oils after a Long Standstill Period.
- Zahan, M., Bjorndalen, N., & Islam, M. (2004). Detection of precipitation in pipelines. *Petrol. Sci. Technol.* 22.
- Zaki, N. (1997). Surfactant stabilized crude oil-in-water emulsions for pipeline transportation of viscous crude oils.

ANEXOS

**ANEXO 1: COMPORTAMIENTO DE LA VISCOSIDAD CINEMÁTICA Y
DINÁMICA CON EL AUMENTO DE TEMPERATURA DEL CRUDO**

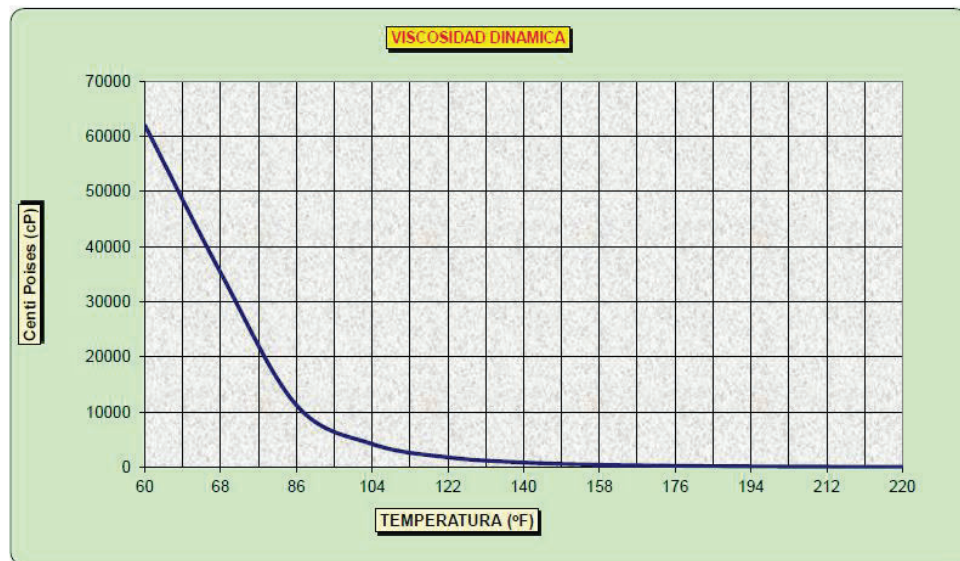
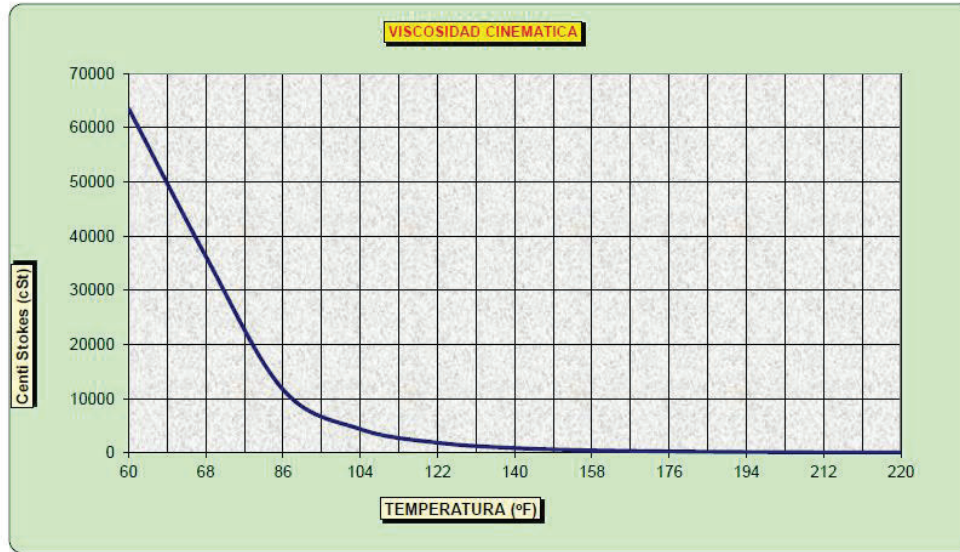
BLOQUE - 43 ITT

VISCOSIDAD TPTC – 002M1 (Pozo Tiputini 2, de la Plataforma C, de la zona productiva M1)

API @ 60 °F: 13.4

TEMPERATURA °C	16	20	30	40	50	60	70	80	90	100	104
TEMPERATURA °F	60	68	86	104	122	140	158	176	194	212	220
Viscosidad cinemática (cSt)	63506	36238	11659	4373	1866	887	462	261	157	100	83
Viscosidad dinámica (cP)	62016	35291	11277	4204	1781	841	436	244	146	92	77

°F	°API
60	13.4
68	13.8
86	14.8
104	15.7
122	16.7
140	17.7
158	18.7
176	19.8
194	20.8
212	21.9
220	22.4



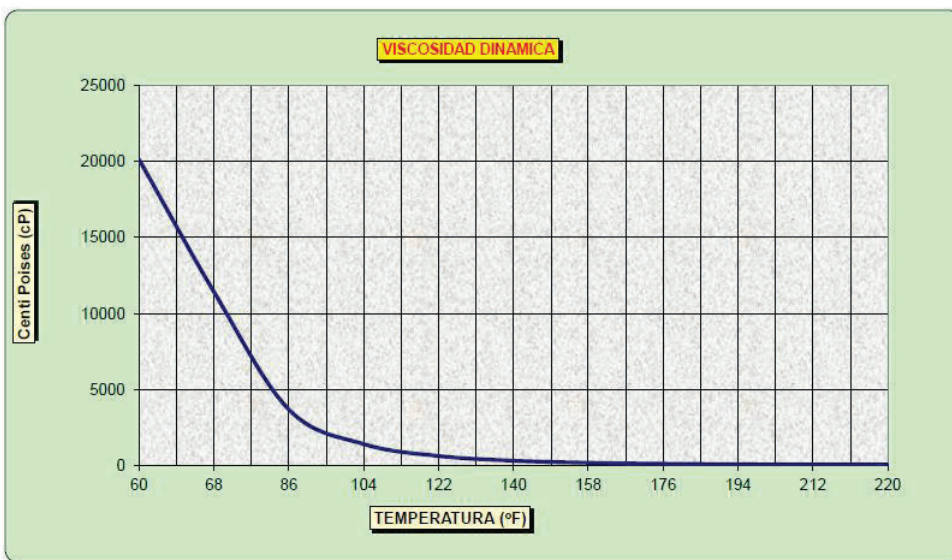
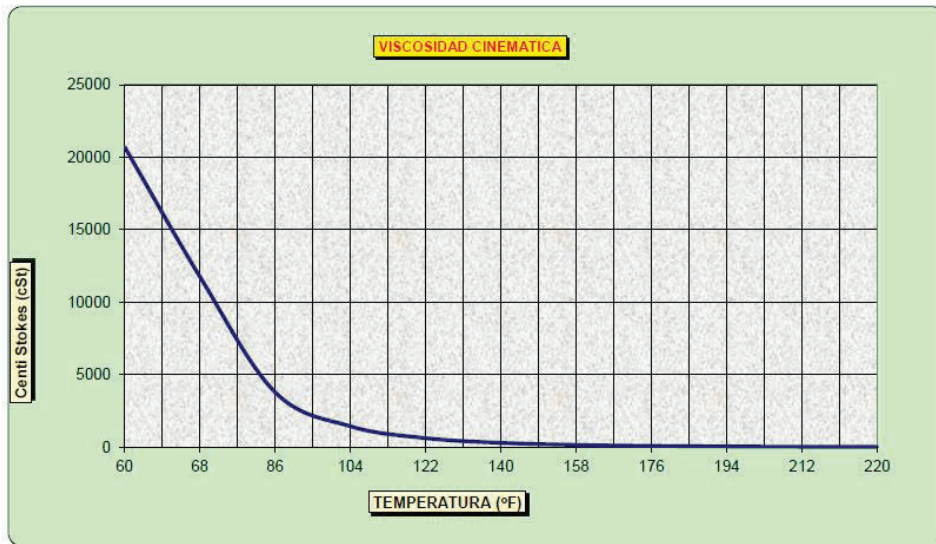
BLOQUE - 43 ITT

VISCOSIDAD TPTC – 007M1 (Pozo Tiputini 7, de la Plataforma C, de la zona productiva M1)

API @ 60 °F: 14.2

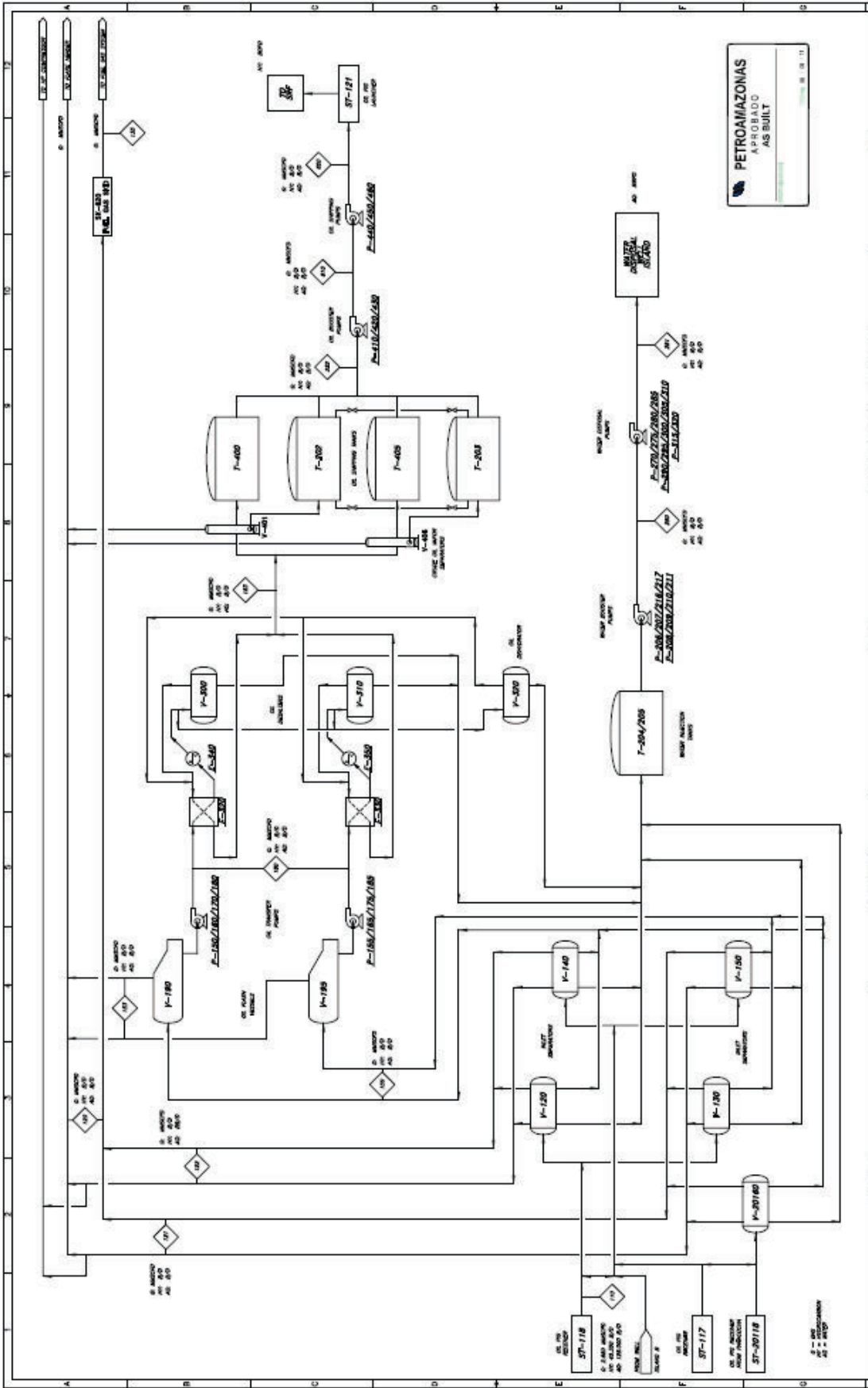
TEMPERATURA °C	16	20	30	40	50	60	70	80	90	100	104
TEMPERATURA °F	60	68	86	104	122	140	158	176	194	212	220
Viscosidad cinemática (cSt)	33821	19984	6896	2746	1234	614	332	194	120	79	66
Viscosidad dinámica (cP)	32846	19355	6633	2624	1171	578	311	180	111	72	60

°F	°API
60	14.2
68	14.6
86	15.6
104	16.6
122	17.6
140	18.6
158	19.6
176	20.7
194	21.7
212	22.8
220	23.3



**ANEXO 2: INFRAESTRUCTURA DE PRODUCCIÓN TRANSPORTE DEL
CRUDO DEL CAMPO**

Diagrama de Flujo de Procesos del Bloque 12



SIMBOLOGÍA

- Pig receptor de petróleo: **ST – 117/118/**
- Pig receptor de petróleo de Pañacocha: **ST - 20118**
- Separadores de entrada: **V – 120/140/130/150/20160**
- Recipientes de petróleo: **V -190/195**
- Bombas de transferencia de petróleo: **P – 150/160/170/180**
 - **P – 155/165/175/185**
- Tanques de inyección de agua: **T -204/205**
- Desaladores de petróleo: **V – 300/310**
- Deshidratador de petróleo: **V – 320**
- Bombas booster de agua: **P – 206/207/216/217**
 - **P – 208/209/210/211**
- Separadores de vapor de petróleo crudo: **V – 401/406**
- Tanques de transporte de petróleo: **T – 400/202/405/203**
- Bombas de eliminación de agua: **P – 270/275/280/285**
 - **P – 290/295/300/305/310**
 - **P – 315/320**
- Bombas booster de petróleo: **P – 410/420/430**
- Bombas de envío de petróleo: **P – 440/450/460**
- Oil pig launcher: **ST – 121**

**ANEXO 3: PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD W20 Y ADITIVOS USADOS EN
PETROAMAZONAS EP**

PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD CON W20

Se realizaron pruebas para determinar la compatibilidad química entre el producto W20 de Oilflux Ecuador S.A. y algunos aditivos utilizados por Petroamazonas EP en crudo ecuatoriano. Se probó que W20 es ampliamente compatible con los aditivos que Petroamazonas EP utiliza en la actualidad, independientemente de la temperatura del sistema hasta 80°C, clase de aditivo utilizado, concentración de aditivo, concentración de W20 y orden de aditivación de la mezcla.

OBJETIVO

Las pruebas descritas en este documento se realizaron con dos objetivos primordiales:

- Analizar la compatibilidad del aditivo W20 de OilfluxT" con cada uno de los aditivos de use programado en el proceso de transporte de crudo de Petroamazonas EP en el Bloque 43.
- Analizar la efectividad del aditivo W20 en una muestra de crudo del Bloque 43.

ANTECEDENTES

Petroamazonas EP ha manifestado interés en este producto, habiendo suplido anteriormente una muestra de crudo del pozo 005 de Tiputini, en la cual se investigó la variación de la viscosidad cinemática en función de la adición del aditivo W20. Los resultados obtenidos durante dichas pruebas han conducido a la propuesta de OILFLUX ECUADOR de realizar una prueba de campo.

Sin embargo antes de presentar la propuesta formal a Petroamazonas EP se acordó que personal de OILFLUX viajase al laboratorio de Petroamazonas EP a realizar las pruebas pertinentes con los aditivos que Petroamazonas EP ha programado usar en sus instalaciones, a fin de detectar cualquier posible incompatibilidad y también a realizar pruebas de efectividad de su producto W20 con la producción actual del crudo del Bloque

43, ya que se habían incorporado varios pozos productores a la producción original del Pozo 005.

Para ello, Petroamazonas EP envió muestras de los aditivos a utilizar para la prueba y una muestra de crudo del Bloque 43 a su laboratorio de Lago Agrio.

PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD

Los aditivos suplidos por Petroamazonas EP y evaluados en esta oportunidad se listan seguidamente:

Productos usados en Bloque 43

- Demulsificante de Nalco Champion - Emulsotron X 8500
- Antiasfalteno Nalco Champion - Flotron JM 216
- Antiespumante Nalco Champion - Defoamer AF 173

Productos usados en corriente desde Bloque 31

- Antiescala Nalco Champion DC SCAL 210
- Inhibidor de Corrosion Nalco Champion - DC CORR 121

Productos usados en corriente llegada a EPF

- Biocida amonio cuaternario Dichem - DC BAC 306
- Secuestrador de H₂S - THPS Nalco Champion

DESARROLLO DE LAS PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD

El protocolo de las pruebas de compatibilidad de los aditivos usados por Petroamazonas EP empieza con una fase de evaluación de compatibilidad puntual de cada uno de los aditivos con el W20 a diferentes temperaturas. La segunda fase es la prueba de compatibilidad puntual reversa que evalúa el factor del orden de aditivación entre W20 y

cada uno de los reactivos. Finalmente la tercera fase de la evaluación es la compatibilidad colectiva con fluidos de producción que intenta simular el fluido total desde Bloque 43 hasta Bloque 12.

PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD PUNTUAL

Para determinar cuál aditivo podría representar un problema dentro del sistema de aditivación utilizado en operaciones, se utilizó un sistema cruzado para probar diferentes variables, aditivo, concentración de W20 y temperatura, ordenadamente.

Se prepararon 4 juegos de 8 muestras de botellas de 100 mililitros (mL) de crudo cada una, más 2 botellas extra de 100 mililitros (mL) de crudo B43 cada una. Los dos primeros juegos de 8 muestras se colocaron en baño maría de temperatura constante a 40°C. Luego de calentar se procedió a colocar en un juego de 8 botellas 200 ppm de W20 y en el segundo juego de 8 botellas se colocaron 2000 ppm de W20.

Las botellas se agitaron en un agitador mecánico durante 4 minutos a 120 strokes por minuto. Posteriormente se colocó en cada una de las 7 botellas de cada juego uno de los aditivos a evaluar, 7 en total, en la misma dosis utilizada en el campo (ver Tabla 4.1, Aditivos a ser evaluados). La octava botella de cada juego se utilizó como referencia de la acción del W20 sin contacto con aditivos. Las botellas se agitaron en un agitador mecánico durante 4 minutos a 120 strokes por minuto, se colocaron en el baño maría a 40°C y se dio comienzo a la prueba.

El tercer y cuarto juego de 8 muestras, más la segunda botella adicional se prepararon y utilizaron exactamente de la misma manera, pero se usó un baño maría de temperatura constante a 80°C. En cada baño de maría se incluyó la botella extra con 100 mililitros (mL) de crudo sin W20 ni aditivos para usar como blanco absoluto.

Las aditivaciones fueron realizadas con micropipetas FISHER FINNPIPETTE II de 10 a 100 microlitros (μ L) y 100 a 1000 μ L. Las dosis utilizadas de los 7 aditivos fueron las

dosis usadas, o a ser usadas, en el campo según información suministrada por los representantes de Petroamazonas EP y se listan en la siguiente tabla:

ADITIVOS A SER EVALUADOS					
ID.	TIPO	FABRICANTE	NOMBRE	DOSIS PPM	REFERENCIA
A	DEMULSIFICANTE	CHAMPION	-	20	CRUDO
B	ANTIASFALTENO	CHAMPION	FLOTRON	100	CRUDO
C	ANTIESPUMANTE	CHAMPION	AF 173	20*	CRUDO
D	ANTIESCALA	DICHEM	DC SCAL 210	30	FLUIDO
E	ANTICORROSIVO	DICHEM	DC CORR 121	30	FLUIDO
F	BIOCIDA	DICHEM	DC BAC 306	200	FLUIDO
G	SECUESTRANTE H2S	DICHEM	DC THPS	200	FLUIDO

* Este aditivo es silicona en solución al 10%.

Los 4 juegos de muestras fueron sometidos a observación durante un periodo de 24 horas en busca de señales que indicasen incompatibilidad entre los aditivos analizados.

Posibles signos de incompatibilidad son: formación de espumas o grumos, formación de gases, formación de depósitos sólidos o precipitados, presencia de fases adicionales, cambios aparentes en el aspecto visual. Las anotaciones tomadas durante las observaciones se resumen en las siguientes tablas:

Compatibilidad puntual con W30 a 40°C

ADITIVO	CONCENTRACIÓN W20		
	0 PPM	200 PPM	2000 PPM
BLANCO	NA	●	●
DEMULSIFICANTE	NA	●	●
ANTIASFALTENO	NA	●	●
ANTIESPUMANTE	NA	●	●
ANTIESCALA	NA	●	●
ANTICORROSIVO	NA	●	●
BIOCIDA	NA	●	●
SECUESTRANTE H2S	NA	●	●

Leyenda: NA – No Aplica, ● Compatible, ● No Compatible

Compatibilidad puntual con W20 a 80°C

ADITIVO	CONCENTRACIÓN W20		
	0 PPM	200 PPM	2000 PPM
BLANCO	NA	●	●
DEMULSIFICANTE	NA	●	●
ANTIASFALTENO	NA	●	●
ANTIESPUMANTE	NA	●	●
ANTI ESCALA	NA	●	●
ANTICORROSIVO	NA	●	●
BIOCIDA	NA	●	●
SECUESTRANTE H2S	NA	●	●

Leyenda: NA – No Aplica, ● Compatible, ● No Compatible

En ningún momento se observaron las señales indicadas en el párrafo anterior; por lo que se concluye que existe compatibilidad química entre W20 y los aditivos utilizados por Petroamazonas EP independientemente de la temperatura.

DOCUMENTACIÓN GRÁFICA DE COMPATIBILIDAD PUNTUAL



Foto 1: Botellas con 200 y 2000 ppm W20 a 40°C



Foto 2: Agitador Mecánico

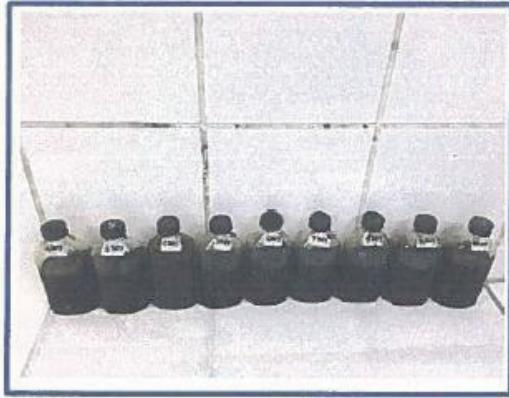


Foto 3: Botellas con 2000 ppm a 80°C



Foto 4: Botellas con 2000 ppm a 40 °C mas el blanco

PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD PUNTUAL REVERSA

Para descartar que el orden de aditivación represente un factor problemático para la compatibilidad química entre los aditivos utilizados por Petroamazonas EP y W20, se realizaron siete pruebas a microescala. Se colocaron 10 mL de crudo B43 en tubos de ensayo no graduados, aproximadamente de 15 mL. Luego se agregaron 10 μ L (1000 ppm) de W20, se agitó el tubo y se agregaron 10 μ L (1000 ppm) de uno de los aditivos a probar.

Los tubos fueron agitados manualmente durante varios minutos y colocados dentro de un vaso de precipitación de 250 mL parcialmente lleno de agua en el baño maría a 40°C. Las dosis de aditivos excedían con creces las concentraciones de campo para aumentar la posibilidad de apreciar cambios.

Las 7 muestras fueron sometidas a observación por un periodo de 6 horas en busca de las mismas señales que en la prueba de compatibilidad puntual, las cuales pudiesen indicar incompatibilidad entre los aditivos analizados. Posibles signos de incompatibilidad son: formación de espumas o grumos, formación de gases, formación de depósitos sólidos o precipitados, presencia de fases adicionales, cambios aparentes en el aspecto visual. Las anotaciones tomadas durante las observaciones se resumen en la tabla:

Compatibilidad puntual reversa con W20

ADITIVO 1000 ppm	VOLUMEN W20
	10 µL (1000 ppm)
BLANCO	●
DEMULSIFICANTE	●

ANTIASFALTENO	●
ANTIESPUMANTE	●
ANTI ESCALA	●
ANTICORROSIVO	●
BIOCIDA	●
SECUESTRANTE H ₂ S	●

Leyenda: NA - No Aplica, ● Compatible, ● No Compatible

En ningún momento se observaron los casos anteriormente presentados. Dando como conclusión la compatibilidad química entre W20 y los aditivos utilizados por Petroamazonas, independientemente del orden en que sean colocados los reactivos.

DOCUMENTACIÓN GRÁFICA DE COMPATIBILIDAD PUNTUAL



Foto 5: Prueba A (Desemulsificante 1000 ppm con W20 1000 ppm)



Foto 6: Prueba B (Antiasfáltico 1000 ppm con W20 1000 ppm)



Foto 7: Prueba C (Antiespumante 1000 ppm con W20 1000 ppm)



Foto 8: Prueba D (Antiescala 1000 ppm con W20 1000 ppm)



Foto 9: Prueba E (Anticorrosivo 1000 ppm con W20 1000 ppm)



Foto 10: Prueba F (Biocida 1000 ppm con W20 1000 ppm)



Foto 11: Prueba G (Secuestrante 1000 ppm con W20 1000 ppm)



Foto 12: Todas las pruebas a las 06:00 h, se hizo una observación adicional a las 21:30 horas.

PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD COLECTIVA (CON FLUIDOS DE PRODUCCION)

La prueba de compatibilidad colectiva con fluidos de producción se diseñó con intención de emular las condiciones de operación al tomar en cuenta las corrientes, orden de aplicación y dosis de aplicación de los aditivos en el sistema de flujo.

Se preparó un juego de dos muestras en vasos de precipitados replicando la situación actual, sin W20, identificado como blanco. Cada aditivo se agregó en las proporciones usadas o a ser usadas en el campo, se agitó la mezcla y se agregó el siguiente aditivo.

Se comenzó con 100 mL de crudo del bloque 43 al cual se agregaron el antiasfalteno, desemulsionante y el antiespumante. Luego se agregaron 332 mL de agua de producción y

68 mL de crudo del bloque 31 (previamente separado de una mezcla de fluido de producción del bloque 31) simulando el fluido producido en Apaika Nenke, se aditivó esta porción de fluido con el antiescala y el biocida respectivamente y luego se agregaron el anticorrosivo y el THPS.

Adicionalmente a este juego de muestras se prepararon cuatro juegos de muestras similares en los cuales se siguió el mismo orden de agregación de aditivos a excepción del W20; dos de los cuatro juegos se aditivaron con 200 ppm de W20 y los otros dos juegos se aditivaron con 2000 ppm de W20. La adición de W20 se realizó entre la adición del desemulsionante y del antiespumante ya que sería el lugar de inyección en la prueba de campo.

Un juego de tres muestras: blanco, fluido con 200 ppm de W20 y fluido con 2000 ppm de W20 se colocaron en una plancha de calentamiento a 40 °C y otro juego similar en un baño de temperatura controlada a 80 °C, es de notar que las muestras comienzan la separación de agua inmediatamente que se agrega el fluido que simula la producción del bloque 31.

Los 2 juegos de muestras fueron sometidos a observación durante un periodo de 22 horas en busca de señales que indicasen incompatibilidad entre los aditivos analizados. No se observaron: formación de espumas o grumos, formación de gases, formación de depósitos sólidos o precipitados, presencia de fases adicionales, cambios aparentes en el aspecto visual. Se incluyó la calidad de la interface aceite - agua, del agua separada y el grado de ensuciamiento por el crudo adherido a las paredes del envase de vidrio en la zona del agua.

La conclusión de estas pruebas es que el W20 es compatible con los fluidos de formación y los aditivos analizados, tanto del bloque 43 como del bloque 31, como se indica en la tabla:

Conclusión prueba compatibilidad colectiva

COMPATIBILIDAD COLECTIVA CON W20 a 40°C

	CONCENTRACIÓN W20		
	0 PPM	200 PPM	2000 PPM
MUESTRA	NA	●	●

COMPATIBILIDAD COLECTIVA CON W20 A 80°C

	CONCENTRACIÓN W20		
	0 PPM	200 PPM	2000 PPM
MUESTRA	NA	●	●

Leyenda: NA – No Aplica, ● Compatible, ● No Compatible

Además se observaron indicios de una leve acción demulsificante del W20 ya que el desprendimiento del crudo de las paredes del recipiente mejora utilizando W20, dando los mejores resultados con 200 ppm de W20 a 40°C. La presencia en cualquier concentración de W20 no afecta la calidad de la interfase orgánico-acuosa. La presencia de W20 aumenta la turbidez del agua ya que el W20 emulsiona en agua, lo cual era de esperarse por sus características químicas.

DOCUMENTACIÓN GRÁFICA DE COMPATIBILIDAD COLECTIVA

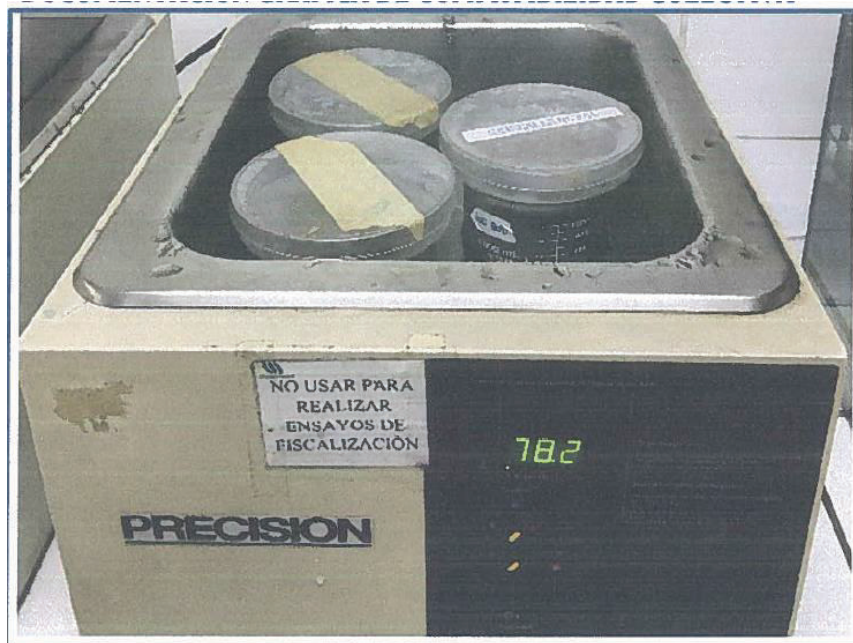


Foto 13: Prueba de compatibilidad con fluido de producción a 80 °C



Foto 14: Prueba de compatibilidad con fluido de producción a 40 °C



Foto 15: Prueba de compatibilidad con fluido de producción a 40 °C después de 24 horas, el vaso pequeño muestra agua con 3 gotas de w20



Foto 16: Prueba de compatibilidad con fluido de producción a 80 °C después de 24 horas

CONCLUSIONES DE LAS PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD

En ninguna de las pruebas realizadas se pudieron observar signos de incompatibilidad entre el producto W20 y los aditivos utilizados o por utilizar por Petroamazonas EP en los Bloques 43 y 31.

CIERRE DEL DESARROLLO DE LAS PRUEBAS

El día lunes 7 por la noche se dieron por finalizadas las pruebas de compatibilidad. Los miembros del equipo OILFLUX dejaron las instalaciones del laboratorio de Petroamazonas EP en Lago Agrio.

Deseamos resaltar las sugerencias y la colaboración prestada durante todo el periodo de pruebas, no solo por los Ingenieros Rojas y Pacheco sino por todo el personal del Laboratorio de Petroamazonas EP en Lago Agrio.

**ANEXO 4: INFORME DE LABORATORIO DE ADITIVOS OILFLUX TM EN
MUESTRAS DE CRUDO SUMINISTRADAS POR PETROAMAZONAS EP**

PRUEBAS DE VISCOSIDAD CON W20

Se realizaron pruebas para determinar el efecto del producto W20 de Oilflux Ecuador S.A. en la viscosidad de crudo del bloque 43 en los Laboratorios de la operadora Petroamazonas Ep.

OBJETIVOS

- Evaluar la efectividad de los aditivos de OilFlux TM W20 sobre una muestra de crudo del Bloque 43 proveniente del multiple del Pad C.

ADITIVO UTILIZADO

- Fluidificante W20 — Fluidificante Reductor de Viscosidad ITT

PREPARACIÓN PARA EL DESARROLLO DE LAS PRUEBAS

El día viernes 4 de noviembre de 2016, en horas de la tarde, los miembros del equipo OILFLUX visitaron las instalaciones del laboratorio de Petroamazonas en Lago Agrio y se reunieron con los Ingenieros Richard Rojas y Jenny Pacheco, con los cuales compartieron la información sobre las actividades a realizar, el plan de Oilflux al respecto e información técnica como MSDS del W20. Se acordó comenzar las actividades en el laboratorio a las 8 am del siguiente día, sábado 5.

DESARROLLO DE LAS PRUEBAS DE VISCOSIDAD

El laboratorio de Petroamazonas Ep en Lago Agrio dispone de un reómetro digital, CANNON Digital Paddle Viscometer, de tipo abierto así como de baños de temperatura controlada y capilares de vidrio CANON FENSKE OPAQUE que permiten realizar

ensayos de viscosidad dinámica y cinemática, respectivamente y que fueron utilizados para realizar los ensayos que se reportan seguidamente.

El protocolo de las pruebas de viscosidad es de dos fases paralelas. Se prepararon 4 muestras formando un gradiente de concentración de W20 en crudo del Bloque 43. Estas muestras fueron analizadas por dos métodos de viscosimetría, validando cada método al otro. Se midió viscosidad dinámica con el viscosímetro de paleta (reómetro) y viscosidad cinemática con los viscosímetros capilares. Por medio de la densidad obtenida de los valores de caracterización del crudo, proporcionada por Petroamazonas, se pueden comparar los valores obtenidos por ambos métodos realizando la conversión matemática de unidades.

PRUEBAS DE VISCOSIDAD DINÁMICA

Para crear un gradiente de concentración de W20 y así determinar el efecto de este producto con respecto a su concentración y a la temperatura se prepararon 4 muestras de crudo B43 en botellas BOECO de 250 mL. La muestra total de crudo B43 (caneca) se calentó por 20 minutos en un baño maría a 80°C y se agitó posteriormente en agitador mecánico tomándose una muestra de un litro. Luego se colocaron 200 mL de crudo B43 en cada botella y se agregó W20 en las concentraciones y volúmenes descritas en la siguiente tabla

DOSIFICACIÓN W20	
DOSIS PPM	VOLUMEN μ L
0	0
500	100
1000	200
1500	300

Las muestras se agitaron por 15 minutos en un agitador mecánico. Luego se calentaron en baño maría a 40°C por 4 minutos. Se tomaron 140 mL de muestra homogénea en el vaso de

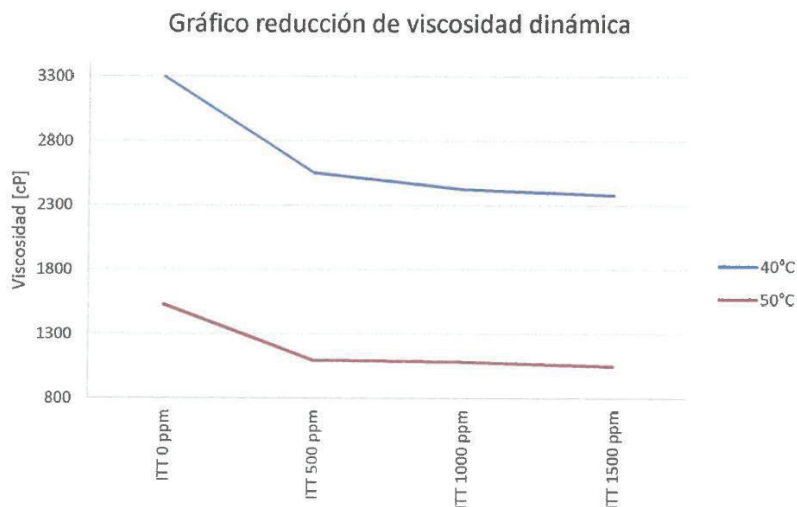
medición del viscosímetro. Se coloca el vaso en el equipo, se comprueba que la temperatura de la muestra esté por debajo de los 35°C y se procede al programa de medición.

Las aditivaciones de W20 fueron realizadas con una micropipeta FISHER FINNPIPETTE II de 100 a 1000 µl. Las 4 muestras fueron analizadas en 2 temperaturas, 40°C y 50°C.

Las 4 muestras fueron analizadas en 2 temperaturas, 40°C y 50°C. A continuación se presentan los valores tomados durante las mediciones y que se resumen en el siguiente gráfico:

EFFECTIVIDAD DEL W20 CON CRUDO BLOQUEE 43 (MULTIPLE)			
ADITIVACION CON 500 PPM DE W20, a 40 °C - 104 °F			
VISCOSIDAD (Centipoises) SIN ADITIVO	VISCOSIDAD (Centipoises) CON W20	REDUCCION DE VISCOSIDAD (Centipoises)	% DE REDUCCION
3299	2555	744	▼ 22,6%
ADITIVACION CON 1000 PPM DE W20, a 40 °C - 104 °F			
VISCOSIDAD (Centipoises) SIN ADITIVO	VISCOSIDAD (Centipoises) CON W20	REDUCCION DE VISCOSIDAD (Centipoises)	% DE REDUCCION
3299	2426	873	▼ 26,4%
ADITIVACION CON 1500 PPM DE W20, a 40 °C - 104 °F			
VISCOSIDAD (Centipoises) SIN ADITIVO	VISCOSIDAD (Centipoises) CON W20	REDUCCION DE VISCOSIDAD (Centipoises)	% DE REDUCCION
3299	2380	919	▼ 27,9%

EFFECTIVIDAD DEL W20 CON CRUDO BLOQUEE 43 (MULTIPLE)			
ADITIVACION CON 500 PPM DE W20, a 50°C - 122 °F			
VISCOSIDAD (Centipoises) SIN ADITIVO	VISCOSIDAD (Centipoises) CON W20	REDUCCION DE VISCOSIDAD (Centipoises)	% DE REDUCCION
1528	1097	431	▼ 28,20%
ADITIVACION CON 1000 PPM DE W20, a 50°C - 122 °F			
VISCOSIDAD (Centipoises) SIN ADITIVO	VISCOSIDAD (Centipoises) CON W20	REDUCCION DE VISCOSIDAD (Centipoises)	% DE REDUCCION
1528	1086	442	▼ 28,9%
ADITIVACION CON 1500 PPM DE W20, a 50°C - 122 °F			
VISCOSIDAD (Centipoises) SIN ADITIVO	VISCOSIDAD (Centipoises) CON W20	REDUCCION DE VISCOSIDAD (Centipoises)	% DE REDUCCION
1528	1051	477	▼ 31,2%



Se observa una reducción constante en la viscosidad dinámica, que aumenta gradualmente con la concentración de W20, con un promedio de 27.54% de reducción. También se observa un mayor impacto proporcional en la reducción de viscosidad a menor temperatura, pero por efecto total de fluidez la mayor reducción de viscosidad se encuentra a mayor concentración de W20 y mayor temperatura con un 31.22%.

DOCUMENTACIÓN GRÁFICA DE VISCOSIDAD DINÁMICA





El día lunes en la tarde ocurrió una falla eléctrica general durante media hora que interrumpió las labores en la zona incluyendo el Laboratorio. Luego de la falla se quiso continuar con el análisis de las muestras de crudo 005 Tiputini pero los resultados del reómetro mostraron inconsistencia en pruebas sucesivas por lo que se suspendieron.

Los únicos resultados obtenidos del análisis del crudo 005 Tiputini previo al apagón fueron realizados a una muestra sin aditivo y son:

Viscosidad (cp) a 40 °C 1564

Viscosidad (cp) a 50 °C 732.3

Se decidió realizar estas pruebas posteriormente.

PRUEBAS DE VISCOSIDAD CINEMATICA

Se realizaron mediciones de viscosidad cinemática del crudo del Bloque 43 con 2 viscosímetros capilares Cannon Fenske de flujo reverso, a 40°C. Se utilizaron las mismas muestras preparadas para viscosimetría dinámica. Se tomaron 50 mL de muestra homogénea en un vaso de precipitación. Con una bomba de vacío se secó el viscosímetro y se absorbió el volumen indicado de muestra. Se asegura e introduce el viscosímetro en un baño maría a 40°C y se procede al programa de medición.

Los valores obtenidos durante la medición de viscosidad sin aditivo son 2445 cSt, a 500 ppm de aditivo se reduce la viscosidad a 2353 cSt y a 1000 ppm se reduce la viscosidad a 2417 cSt. Esta última determinación se decidió repetirla por inconsistencia en los resultados.

También se comenzó el análisis de las muestras de crudo 005 Tiputini pero solo logró analizarse una muestra de dicho crudo sin aditivo, obteniendo el siguiente resultado:

Viscosidad cinemática a 40 °C 2183 cSt

El mayor inconveniente presentado en el uso de los capilares es su limpieza para posterior reutilización pues el proceso toma hasta 8 horas.

La ocurrencia del apagón incidió en las pruebas que se realizaban por lo que se consideró realizar los análisis restantes en un laboratorio externo especializado en estos análisis.

DOCUMENTACION GRAFICA DE VISCOSIDAD CINEMATICA



VALIDACION DE MÉTODOS

Los resultados de ambos métodos de viscosimetría fueron comparados entre sí para determinar la validez de los resultados obtenidos. La viscosimetría dinámica por paleta presenta una desviación intrínseca del 5%, mientras que la viscosimetría cinemática por capilar presenta con la calibración adecuada una incertidumbre estándar relativa del 0.06% por 1° de desviación por verticalidad. Dado que el método de viscosimetría cinemática en Petroamazonas es un procedimiento acreditado y certificado, podemos asumir este valor como máximo error técnico posible durante las mediciones.

CONCLUSIONES DE LAS PRUEBAS DE VISCOSIDAD

Se observa una reducción constante en la viscosidad dinámica, que aumenta gradualmente con la concentración de W20, con un promedio de 27.54% de reducción. También se observa un mayor impacto proporcional en la reducción de viscosidad a menor temperatura, pero por efecto total de fluidez la mayor reducción de viscosidad se encuentra a mayor concentración de W20 y mayor temperatura con un 31.22%.

Debe analizarse en mayor detalle los resultados de reducción de viscosidad obtenidos con el crudo del Bloque 43 versus los resultados obtenidos en la muestra de crudo 005 Tiputini analizada a principios de Septiembre en Intertek Lago Agrio pues aunque se mantienen en los resultados promedios con crudos ecuatorianos se esperaba una mayor similitud entre ambos.

Deben realizarse las pruebas de viscosidad cinemática para comparar directamente los resultados del crudo 005 Tiputini con los resultados del Bloque 43.

**ANEXO 5: REPORTE PRUEBAS SOLVENTE ORGÁNICO
CONCIENCE LABS ECUADOR**

ANTECEDENTES

Con fecha 20 de mayo de 2016 la empresa CONCIENCE LABS ECUADOR solicitó a través de Gerencia General de Petroamazonas EP realizar pruebas en muestras de crudo de Petroamazonas EP, referente al uso de un aditivo orgánico con el que de acuerdo a estudios y pruebas anteriores han logrado incrementar el grado API en crudos de otras operadoras.

El 19 de julio de 2016 en las instalaciones del Laboratorio de Tratamiento Químico del Bloque 56 Lago Agrio personal de la empresa CONCIENCE LABS ECUADOR realiza las pruebas solicitadas empleando las siguientes muestras:

- Crudo Bloque 43
- Crudo Pañacocha
- Crudo Residual DTU Bloque 15

DESARROLLO DE LA PRUEBA

MATERIALES

Los materiales empleados en las pruebas son:

- Probeta de 500 ml.
- Termómetro digital Control Company SN 140119679
- Hidrómetros escala 9 – 21 ° API. SN 14569207, 14569231, 14569212.
- Viscosímetro digital de paletas SN. 1081-A4912
- Agitador magnético

DESARROLLO

- Caracterización de gravedad API @ 60 ° F. La lectura de la gravedad API de la muestra del crudo del Bloque 43 y crudo residual de la DTU se realizó por el representante de Petroamazonas en presencia del personal de la empresa CONCIENCE LABS ECUADOR. El dato inicial de la muestra de Pañacocha se tomó el de la caracterización en campo.

- Caracterización de viscosidad, la medición de viscosidad del crudo del bloque 43 se realizó por el representante de Petroamazonas EP en presencia de los técnicos de CONCIENCE LAB. La medición de viscosidad de las muestras de Pañacocha y crudo residual DTU Bloque 15 fueron medidos por el representante de Petroamazonas EP.
- Dosificación del aditivo organico. La dosificación del aditivo orgánico fue realizada por el Técnico de empresa CONCIENCE LABS ECUADOR en la siguiente proporción:

IDENTIFICACION DE MUESTRA	Volumen de muestra (ml)	Volumen de aditivo (ml)
BLOQUE 43	400	35
PAÑACOCHA	700	80
RESIDUO DTU-B15	750	85

- Posterior a la dosificación el técnico de CNCIENCE LABS realizó la homogenización del producto en las muestras con ayuda de un agitador magnético y agitación mecánica con varilla de vidrio.
- Lectura de API de las muestras tratadas, la lectura de API de las tres muestras dosificadas se realizaron por el representante de Petroamazonas EP en conjunto con el personal CONCIENCE LABS ECUADOR.
- Lectura de viscosidad de las muestras tratadas, la lectura de viscosidad de la muestra dosificada del crudo del bloque 43 se realizó por el representante de Petroamazonas EP en presencia del personal de CONCIENCE LABS ECUADOR. La lectura de viscosidad de las muestras de Pañacocha y DTU Bloque 15 fueron realizadas por el representante de Petroamazonas EP.

En la Tabla 1 se presentan los resultados obtenidos

TABLA 1

IDENTIFICACION DE MUESTRA	BS&W (%)	LECTURA INICIAL			LECTURA FINAL		DIFERENCIA	
		API @ 60 ° F	VISCOSIDAD @ 104 °F (cSt)	CONCENTRACION DOSIFICADA POCENTAJE (%)*	API @ 60 ° F	VISCOSIDAD @ 104 °F (cSt)	API	VISCOSIDAD
BLOQUE 43	16	14.5	2126	8.8	15.7	960.44	1.2	1166
PAÑACOCHA	6	12.8	12585	11.4	14.1	2206	1.3	10379
RESIDUO DTU-B15	0	9.9	19875	11.3	14.5	1744	4.6	18131

OBSERVACIONES

- En la muestra de crudo residual de DTU del Bloque 15 que presenta el más bajo BS&W, se observa el mayor incremento de API y mayor disminución de viscosidad.
- En la muestra del bloque 43 que presenta el más alto BS&W, se observa el menor incremento de API y menor disminución de viscosidad.
- Las concentraciones utilizadas por CONCIENCE LABS ECUADOR para las pruebas están en función de porcentaje.

ANEXO 6: GLOSARIO DE TÉRMINOS

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Alcanos: compuestos formados por carbono e hidrógeno que sólo contienen enlaces simples carbono – carbono.

Alcoholes: compuestos orgánicos que contienen el grupo hidroxilo (-OH).

Asfalto: Mezcla sólida y compacta de hidrocarburos y de minerales.

Benzotiofeno: Compuesto orgánico aromático cuya fórmula molecular es C_8H_6S y tiene un olor similar al naftaleno. Estructuralmente se trata de un benceno fusionado a un anillo de tiofeno.

Biodegradación: Descomposición natural y no contaminante de una sustancia o producto por la acción de agentes biológicos.

Bitumen: Designación para un hidrocarburo fluido con una gravedad de 10 grados API o menos.

Cizallamiento: Deformación lateral que se produce por una fuerza externa.

Constricción: Encogimiento.

Copolímeros: Macromolécula compuesta por dos o más monómeros o unidades repetitivas distintas, que se pueden unir de diferentes formas por medio de enlaces químicos.

Coque: Sobrante de un combustible líquido o sólido, una vez separados sus componentes volátiles.

Corrosión: Pérdida de metal debida a reacciones químicas o electroquímicas, la cual, a la larga, podría destruir una estructura.

Craqueo térmico: proceso químico por el cual se rompen moléculas de un compuesto produciendo así compuestos más simples.

Cuencas de antepaís: Cuencas compresionales sobre corteza continental.

Deformación tangencial: Deformación lateral de un cuerpo causada por un esfuerzo cortante (deformación por cizallamiento).

Demulsificación: Acción que se realiza para romper una emulsión.

Desalación: Remoción de la sal del crudo.

Deshidratación: Proceso mediante el cual se separa el agua asociada con el crudo

Destilación: Proceso por el que la sustancia volátil de una mezcla se separa de otra que no lo es mediante evaporación y posterior condensación de la misma.

Dispersión coloidal: Son sistemas heterogéneos, que se caracterizan por la presencia de partículas mayores que las moléculas ordinarias pero no lo suficientemente grandes como para ser visibles al microscopio.

Éter dimetilico: Es un gas incoloro pero con fuerte olor característico, está formado por dos grupos metilo unidos por un oxígeno.

Floculación: Agregado de partículas pequeñas en partículas más grandes.

Gas natural: Una mezcla natural de hidrocarburos gaseosos, que es altamente compresible y expansible.

Gelificación: El proceso por el que un lodo "se gelifica" o desarrolla una alta resistencia de gel.

Grava: se denomina grava a las rocas formadas por clastos de tamaño comprendido entre 2 y 64 milímetros.

Heteroátomos: Se los denomina así al resto de los átomos que no son carbono o hidrógeno. Los más comunes son: oxígeno, nitrógeno, halógenos, azufre, fósforo y nitrógeno (aunque pueden contener otros).

Hidrocarburos aromáticos: Son hidrocarburos cíclicos, llamados así debido al fuerte aroma que caracteriza a la mayoría de ellos.

Hidrocarburos convencionales: Hidrocarburo que tiene características físicas comunes (en términos de viscosidad, densidad, etc.) y puede ser extraído en condiciones simples desde un punto de vista técnico y rentables desde un punto de vista económico.

Hidrocarburos no convencionales: Hidrocarburo que es difícil y costoso producirlo (petróleo crudo pesado o extrapesado, o petróleo extraído de grandes profundidades).

Hidrocarburos saturados: Son compuestos químicos que se encuentran formados en exclusiva por átomos de carbono y de hidrógeno. Dichos compuestos se obtienen por destilación fraccionada, a partir del petróleo o el gas natural.

Hidróxilo: Es un grupo funcional formado por un átomo de oxígeno y otro de hidrógeno, característico de los alcoholes, fenoles y ácidos carboxílicos entre otros compuestos orgánicos.

Homopolímeros: Son macromoléculas formadas por la repetición de unidades monómeras idénticas, es decir no contiene heteroátomos.

Impedimento estérico: El efecto se produce cuando el volumen ocupado por parte de una molécula impide que otra parte de la misma reaccione.

Material epóxico: Material muy resistente, presentan alta resistencia química y a los solventes. No son tóxicos una vez endurecidos.

Micelas: Es una formación geométrica de moléculas que tienen una "cabeza" polar y una "cola" de naturaleza no polar adheridas a una partícula o glóbulo de una sustancias que se encuentra en un medio en el cual no es soluble.

Monómeros: son compuestos de bajo peso molecular que pueden unirse a otras moléculas pequeñas (ya sea iguales o diferentes) para formar macromoléculas de cadenas largas comúnmente conocidas como polímeros.

Parafina: es el nombre común de un grupo de hidrocarburos alcanos de fórmula general C_nH_{2n+2} , donde n es el número de átomos de carbono.

Pentanol: Son compuestos orgánicos incoloros con la fórmula $C_5H_{11}OH$, estos compuestos son conocido por tener ocho estructuras moleculares diferentes.

Polidispersidad: Indica el grado de variación, o amplitud de una campana gaussiana que representa los pesos moleculares de un polímero.

Polímero: Son macromoléculas que están formados por la unión de moléculas llamadas monómeros.

Punto de escurrimiento: Temperatura a la cual un fluido deja de escurrir (deslizarse).

Reología: Estudio de la manera en que se deforma y fluye la materia; incluye su elasticidad, plasticidad y viscosidad.

Salmuera: Agua que contiene sales en solución, como sodio, calcio o bromuros.

Sedimentos carbonatados: Son materiales compuestos principalmente por minerales de carbonato cálcico (CO_3Ca) o de otros carbonatos.

Sedimentos clásticos: Sedimentos consistentes en fragmentos disgregados, derivados de rocas preexistentes, transportados a otro lugar y redepositados antes de formar otra roca.

Sedimentos: Material sólido acumulado sobre la superficie terrestre (litósfera)

Sulfuros: Combinación del azufre con un elemento químico o con un radical.

Tensoactivos: Son sustancias que influyen por medio de la tensión superficial en la superficie de contacto entre dos fases.

Zona hidrofílica: Zona que presenta afinidad por el agua.

Zona hidrofóbica: Zona que no es miscible con el agua.