

Factibilidad del uso de soluciones a base de surfactantes como mejoradores de flujo en el transporte de crudos extrapesados por tuberías de acero al carbono de norma API 5L

Julián Camilo Ayala Peña, Angélica María Godoy Rodríguez

Trabajo de Grado para Optar el título de Ingeniero Metalúrgico e Ingeniero de Petróleos

Director

Darío Yesid Peña Ballesteros

Ph.D. en Corrosión

Codirector

Franklin Ivan Archer Martínez

MSc. Ingeniería de Petróleo

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería Metalúrgica y Petróleos

Bucaramanga

2020

Dedicatoria

El presente trabajo es de la honra y gracia de Dios, que me lleno de bendiciones y me permitió formarme como profesional.

Especialmente dedicado a mis padres y hermanas con mucho cariño por su apoyo durante este proceso de formación.

A todos aquellos docentes que me permitieron formarme como un profesional integral y ético.

A mí, como muestra de esfuerzo, dedicación y trabajo en equipo.

Julian Camilo Ayala Peña

Dedicatoria

Este proyecto lo dedico a Dios por todas sus bendiciones, por darme sabiduría y fuerzas día a día para lograr todo lo que me propongo.

A mis padres por todo su apoyo, amor y sacrificio para que yo pueda cumplir todos mis sueños, porque sé que a pesar de cualquier circunstancia siempre podré contar con ellos en todo lo que necesite y estarán ahí para animarme y darme fuerzas para lograr todo lo que me proponga.

A mi abuelita por ser la mejor abuela que Dios me pudo regalar, por sus consejos, su cariño, sus apapaches y por preocuparse por mi bienestar.

A toda mi familia por su cariño, por compartir tantos momentos conmigo, porque sé que puedo contar con ellos.

A Julián por su compañía, incondicionalidad, cariño y apoyo desde el momento en que lo conocí.

A mí, por mi esfuerzo, dedicación y compromiso para alcanzar esta meta.

Angélica María Godoy Rodríguez

Agradecimientos

Primero a Dios, padre todo poderoso.

A mi compañera Angélica, ya que fue un trabajo en equipo y del cual nos sentimos muy orgullosos.

A mis padres y hermanas por apoyarme en el proceso de mi formación profesional y más importante como persona ética y moral, para ellos con mucho cariño.

Agradecerle a Darío Yesid Peña Ballesteros por su guía en el proceso de llevar a cabo el proyecto, por aceptar ser nuestro mentor en la propuesta y la dedicación que como docente realiza para enseñar.

Por confiar en un principio en la visión del proyecto, por el tiempo y conocimiento a Franklin Archer, quien supo cómo guiarnos a lo largo de este proceso de investigación.

Así mismo agradecer a aquellos compañeros de universidad quienes estuvieron a mi lado en el proceso de formación, especialmente a las “minions”.

También agradecerles a mis compañeros de promoción del Caldas quienes han sabido convertirse en unos hermanos y me han deseado lo mejor.

Julian Camilo Ayala Peña

Agradecimientos

Primero quiero agradecerle a Dios por permitirme desarrollar este proyecto y culminar esta etapa de la mejor manera.

A mi compañero Julián por compartir conmigo este proyecto, por su compromiso y dedicación.

A nuestro director Darío Yesid Peña Ballesteros por su confianza, tiempo, apoyo y disposición para llevar a cabo nuestro proyecto.

A nuestro codirector Franklin Archer por su tiempo, ayuda y facilitarnos los materiales necesarios para el desarrollo experimental.

Al técnico de laboratorio Ambrosio por su amable colaboración y ayuda en todo lo que necesitamos para el proyecto.

A los profesores que fueron parte de mi formación profesional por todos los conocimientos compartidos.

A la Universidad Industrial de Santander, mi alma máter, por ser mi segundo hogar, por todas las enseñanzas, gratos momentos que me brindo y por la oportunidad de ahora ser egresada UIS.

A mis amigos, compañeros y cada una de las personas que me dio su apoyo, cariño y ayuda a lo largo de mi vida universitaria.

A todos, muchas gracias.

Angélica María Godoy Rodríguez

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción.....	17
1.Objetivos	18
1.1.Objetivo general.....	18
1.2.Objetivos específicos	18
2.Antecedentes.....	19
3.Metodología.....	27
3.1.Materiales	27
3.2.Casos de estudio.....	28
3.3.Nomenclatura de las muestras	28
3.4.Limpieza y secado.....	29
3.5.Ángulo de contacto	29
3.6.Micrografías.....	29
3.7.Pruebas de comportamiento entre tubería-crudo-surfactante	30
3.8.Análisis del fenómeno de adsorción	30
4.Resultados y discusión	30

4.1.Adsorción de crudo extra pesado en tuberías	30
4.2.Adsorción de la solución a base de surfactantes y sus efectos sobre el flujo	34
4.3.Ángulo de contacto y mojabilidad	37
5.Conclusiones.....	42
6.Recomendaciones	43
Referencias bibliográficas	44
Apéndices	49

Lista de Tablas

Tabla 1. <i>Composición química para residuos obtenidos a 250 – 300 °C.</i>	20
Tabla 2. <i>Descripción de la designación de cada muestra.</i>	28
Tabla 3. <i>Promedio de las mediciones de ángulo de contacto para cada una de las.</i>	37
Tabla 4. <i>Características del hidrocarburo del pozo Remanso 1.</i>	49
Tabla 5. <i>Composición química de la tubería.</i>	50
Tabla 6. <i>Cálculos correspondientes a la medición del ángulo de contacto para cada</i>	56
Tabla 7. <i>Cálculos correspondientes a determinar la energía superficial.</i>	57

Lista de figuras

Figura 1. Clasificación de los hidrocarburos según la gravedad API.	19
Figura 2. Variación de las propiedades físicas del surfactante al alcanzar la.....	22
Figura 3. Perfil de distribución de esfuerzo cortante y velocidad.....	24
Figura 4. Ilustración de los ángulos de contacto formados entre gotas líquidas sobre una.....	26
Figura 5. Arreglo cristalino en la parte superior donde se presenta los enlaces libres.....	31
Figura 7. Vista lateral de las moléculas de un surfactante.....	34
Figura 8. a) Tubería impregnada de la formulación en solución de crudo-surfactante.....	37
Figura 9. Angulo de contacto promedio para cada una de las muestras..	38
Figura 10. Datos de la energía superficial para cada muestra determinado según la.....	41
Figura 11. Medición ángulo de contacto para la muestra 1 a temperatura ambiente.....	50
Figura 12. Medición ángulo de contacto para la muestra 1 temperatura de 65°C.	51
Figura 13. Medición ángulo de contacto para la muestra 2 a temperatura ambiente.....	51
Figura 14. Medición ángulo de contacto para la muestra 2 temperatura de 65°C.	51
Figura 15. Medición ángulo de contacto para la muestra 3 a temperatura ambiente.....	51
Figura 16. Medición ángulo de contacto para la muestra 3 temperatura de 65°C.	52
Figura 17. Medición ángulo de contacto para la muestra 4 a temperatura ambiente.....	52
Figura 18. Medición ángulo de contacto para la muestra 4 temperatura de 65°C.	52
Figura 19. Medición ángulo de contacto para la muestra 5 a temperatura ambiente.....	53
Figura 20. Medición ángulo de contacto para la muestra 5 temperatura de 65°C.	53
Figura 21. Medición ángulo de contacto para la muestra 6 a temperatura ambiente.....	53
Figura 22. Medición ángulo de contacto para la muestra 6 temperatura de 65°C.	54
Figura 23. Medición ángulo de contacto para la muestra 7 a temperatura ambiente.....	54

Figura 24. Medición ángulo de contacto para la muestra 7 temperatura de 65°C.	54
Figura 25. Medición ángulo de contacto para la muestra 8 a temperatura ambiente.....	55
Figura 26. Medición ángulo de contacto para la muestra 8 temperatura de 65°C.	55
Figura 27. Medición ángulo de contacto para la muestra 9 a temperatura ambiente.....	55
Figura 28. Medición ángulo de contacto para la muestra 9 temperatura de 65°C.	56
Figura 30. Microestructura del acero API 5L.	58
Figura 31. Muestras de tubería sumergidas por 30 días	59

Lista de Apéndices

	Pág.
Apéndice A. Caracterización del hidrocarburo.....	49
Apéndice B. Composición química de la tubería.....	50
Apéndice C. Fotografías de ángulo de contacto para los tres casos evaluados.	50
Apéndice D. Fotografía del ángulo de contacto para la muestra blanco.....	56
Apéndice E. Cálculo de las mediciones del ángulo de contacto y la energía superficial.....	56
Apéndice F. Microestructura del acero al carbón de norma API 5L	57
Apéndice G. Comparativa de comportamientos en sistemas abiertos y cerrados.....	58

RESUMEN

TÍTULO: FACTIBILIDAD DEL USO DE SOLUCIONES A BASE DE SURFACTANTES COMO MEJORADORES DE FLUJO EN EL TRANSPORTE DE CRUDOS EXTRA PESADOS POR TUBERÍAS DE ACERO AL CARBONO DE NORMA API 5L *

AUTORES: JULIÁN CAMILO AYALA PEÑA**, ANGÉLICA MARÍA GODOY RODRÍGUEZ***

PALABRAS CLAVE: ADSORCIÓN, TRANSPORTE, CRUDO EXTRAPESADO, SURFACTANTE NO IÓNICO

DESCRIPCIÓN: El transporte de crudo pesado y extra pesado es uno de los principales desafíos que actualmente tiene la industria de hidrocarburos. Por ello se hace necesario la implementación de nafta y formulaciones químicas, que favorecen la disminución del factor de fuerza de fricción, esfuerzo de corte y fuerzas de cizallamiento. Con el fin de aumentar su capacidad de transporte hacia centros de almacenamiento y/o refinería. Aunque la implementación de la nafta contribuye para facilitar la movilidad de dichos crudos, también implica un aumento de costos operacionales y disminución de la capacidad total de transporte. Ya que esta ocupa un volumen dentro de la tubería reduciendo el volumen de crudo que se puede transportar por la tubería. Por tal motivo, el uso de surfactantes es un escenario atractivo para el transporte de crudo pesado y extrapesado, ya que este permite la reducción de las fuerzas de fricción entre en crudo y la tubería. En la presente investigación se analiza el factor de fricción existente entre la tubería y el fluido transportado, encontrando que el uso de surfactantes de carácter no iónicos presenta cambios en la interfaz metal crudo permitiendo mejoras en su movilidad. Adicionalmente se logró caracterizar el tipo de adsorción presente en la tubería por la interacción con el fluido.

* Trabajo de grado

** Facultad De Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería Metalúrgica y de los Materiales. Director: Darío Yesid Peña Ballesteros, Ph.D. en Corrosión.

*** Facultad De Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Darío Yesid Peña Ballesteros, Ph.D. en Corrosión.

ABSTRACT

TITLE: FACTIBILITY OF USE SURFACTANT AS FLOW IMPROVER TO TRANSPORT EXTRA HEAVY PETROLEUM BY API 5L CARBON STEEL PIPES*

AUTHOR: JULIÁN CAMILO AYALA PEÑA**, ANGÉLICA MARÍA GODOY RODRÍGUEZ***

KEYWORDS: ADSORPTION, TRANSPORT, EXTRA HEAVY CRUDE, NONIONIC SURFACTANTS.

DESCRPTION: Actually the transport of heavy and extra heavy oil is one of the main challenges to the hydrocarbon industry. For this reason, it is necessary to implement naphtha and chemical formulations, which decrease the friction force factor, shear stress and shear forces. Reduce this factors has the purpose to increase the transport capacity by pipelines to storage centers or to refinery. Although, the implementation of naphtha contributes to facilitate the mobility of these oils, but it also implies an increase of operational costs and a decrease the total nominal transport capacity. When it is used, it fill an important volumetric part inside the pipe, reducing the volume of oil that can be transported through the pipe. For this reason, the use of surfactants is attractive for the transport of heavy and extra-heavy crude, since this allows the reduction of the friction forces between oil and the pipeline, them the amount needed is less, so it takes up less volumetric space decreasing less the capacity but increasing the flow. In the present investigation, the friction factor existing between the pipeline and the fluid is analyzed, finding that the use of nonionic surfactants changes the behavior in the oil-metal interface, allowing improvements in its mobility. Additionally, the type of adsorption present in the pipeline was characterized by the interaction with the fluid.

* Bachelor Thesis

** Facultad De Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería Metalúrgica y de los Materiales. Director: Darío Yesid Peña Ballesteros, Ph.D. en Corrosión.

*** Facultad De Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Darío Yesid Peña Ballesteros, Ph.D. en Corrosión.

Introducción

En la actualidad Colombia, ha incrementado la producción de crudo pesado y extrapesado en forma importante, representando un 55% de la producción total y se espera que en los próximos años esta cifra siga en aumento, tomando como referencia la cantidad y el tipo de reservas existentes (“El 55% del petróleo”, 2015). Por lo anterior el desarrollo de metodologías y tecnologías relacionadas en la optimización de los procesos de extracción, transporte y refinación son necesarias.

El transporte de crudos viscosos representa un reto para la industria mundial debido a la dificultad en la fluidez del hidrocarburo a través del sistema de tuberías requiriendo muchas veces la inyección de diluyentes para facilitar su movilidad (Peralta, Blanco, Reina y Mantilla, 2017). De manera convencional el diluyente más usado en las operaciones de transporte de este tipo de crudo es la nafta, que impacta considerablemente en los costos finales de producción de los campos. Adicionalmente, este volumen adicional de diluyente limita volumétricamente la capacidad de transporte del hidrocarburo a los centros de almacenamiento y/o refinación (Asociación Colombiana del Petróleo [ACP], 2017).

Para disminuir el costo operativo del transporte de crudo de alta viscosidad, se debe tener en cuenta que la restricción a la fluidez del hidrocarburo se relaciona con la interacción metal – fluido y su coeficiente de fricción, por lo cual el estudio de la interfase en relación con el factor mencionado es de gran interés con el objetivo de optimizar el proceso de transporte del hidrocarburo (García, Cáceres, Hernández, Afanador, Rodríguez, Casallas y Cruz, 2010). El transporte de crudo extra pesado implica energía extra necesaria para su bombeo a lo largo de la tubería, lo cual genera costos adicionales de operación.

1. Objetivos

1.1. Objetivo General

Evaluar la factibilidad del uso de soluciones a base de surfactantes como mejoradores de flujo en el transporte de crudos extra pesados por tuberías de acero al carbono de norma API 5L.

1.2. Objetivos Específicos

Caracterizar la adsorción de crudo extra pesado en tuberías de acero al carbono de norma API 5L.

Evaluar la adsorción de la solución a base de surfactantes a condiciones de campo y qué efectos tiene sobre el flujo en la tubería.

Determinar a través de mediciones del ángulo de contacto la alteración de la mojabilidad de una tubería de acero al carbono de norma API 5L.

2. Antecedentes

Crudos pesados y extra pesados

El petróleo es una mezcla de componentes puros (hidrocarburos, orgánicos de heteroátomos y organometálicos) y componentes indefinidos químicamente (resinas y asfáltenos), su principal clasificación se da a partir de la gravedad API (*American Petroleum Institute*), dividiéndolos en crudos livianos, medios, pesados, extrapesados y bitumen, como se puede observar en la figura 1. Los costos relacionados con la exploración, producción y transporte son inversamente proporcionales a los grados API que tenga el hidrocarburo, es por ello que los crudos livianos han sido en su gran mayoría explotados y son los más apetecidos en la industria (Borrero, 2014).

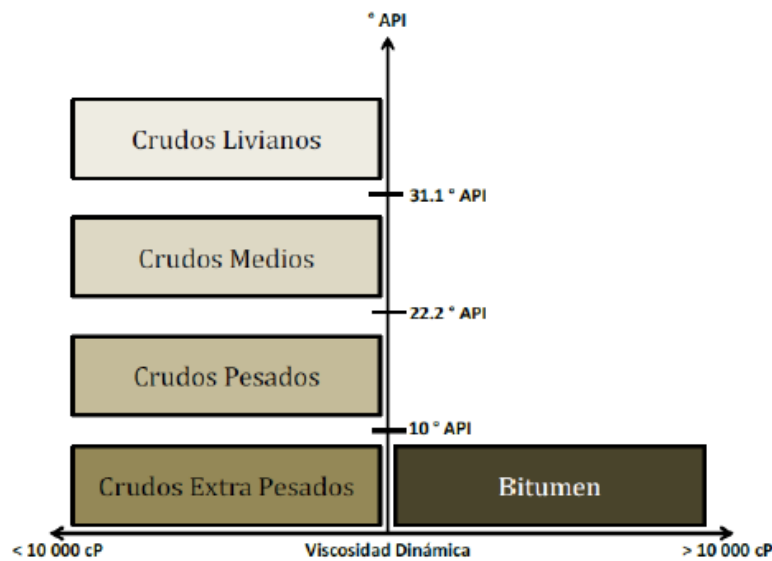


Figura 1. Clasificación de los hidrocarburos según la gravedad API. Adaptado de Borrero (2004).

Otra clasificación es según la composición química, en este tipo de clasificación se toma en cuenta el porcentaje de parafinas, naftenos, aromáticos, ceras y asfáltenos que contiene el hidrocarburo (Borrero, 2004). Dicha clasificación se puede observar en la siguiente tabla 1.

Tabla 1. *Composición química para residuos obtenidos a 250 – 300 °C.*

Parafinas %	Naftenos %	Aromáticos %	Ceras %	Asfáltenos %	Clasificación del crudo
>46 <61	>22 <32	>12 <25	<10	<6	Parafínico
>42 <45	>38 <39	>16 <20	<6	<6	Parafínico- Nafténico
>15 <26	>61 <76	>8 <13	0	<6	Nafténico
>27 <35	>36 <47	>26 <33	<1	<10	Parafínico- Nafténico - Aromático
<8	>57 <78	>20 <25	<0.5	<20	Aromático

Nota: Adaptado de Borrero, 2014.

Los crudos pesados y extrapesados han sido explotados en menor cantidad debido a las dificultades, retos y costos en su producción y transporte, otras propiedades importantes que se deben considerar en este tipo de crudos son los altos valores de punto de fluidez, contenido de metales pesados, azufre, nitrógeno y el porcentaje de salinidad que pueden contener. Actualmente a pesar de los desafíos que representa la explotación de este tipo de hidrocarburos, esta se ha incrementado en gran medida, ya que son de estos tipos de crudos que existen mayores reservas en el mundo no explotadas.

Surfactantes

Los surfactantes son estructuras anfifílicas que se forman a partir de una sección hidrofóbica y otra hidrofílica. La primera sección es considerada la cola del surfactante con componentes apolares e insolubles en agua, la segunda es la cabeza de este y tiene componentes polares que permiten la solubilidad en agua (Calvo, 2018). Una característica importante de las moléculas del surfactante es que la parte hidrofóbica se centra en el interior reuniéndose unas con otras y disminuyendo la relación área-volumen, por el contrario, la sección hidrofílica se organiza en la parte exterior con el fin de repelerse y aumentar la relación área-volumen (Borrero, 2014).

Los surfactantes tienen altas tendencias de adsorción en las interfases por sus estructuras anfifílicas, dicha adsorción genera la reducción de la tensión superficial con el fin de alcanzar un valor constante (Calvo, 2018). En una interfase sólido/líquido la adsorción depende de: la naturaleza de los grupos estructurales presentes en la superficie sólida, la estructura molecular del surfactante y las características de la fase acuosa, esta última se refiere al pH, la concentración de electrolitos, presencia de aditivos orgánicos y la temperatura (Farías, 2010). Debido a lo anterior, se han propuesto diferentes medios que permiten la adsorción de surfactantes en superficies solidas con disoluciones acuosas:

- Intercambio iónico: consiste en desplazar los contra-iones adsorbidos en la superficie de la tubería por iones de surfactante de igual signo.
- Apareamiento de iones: se presenta la adsorción de los iones del surfactante en sitios con carga opuesta, sin presencia de contra-iones.
- Interacciones acido-base: implica la formación de puentes de hidrógeno entre la superficie y el adsorbato.
- Polarización de electrones π : da lugar a la adsorción si el adsorbato contiene un anillo aromático dentro de su estructura y la superficie adsorbente tiene sitios con carga positiva.
- Fuerzas de dispersión: las fuerzas de dispersión London-Van der Waals presentes en las moléculas del adsorbente y el adsorbato producen la adsorción.
- Interacciones hidrofóbicas: se presenta cuando atracción entre los grupos hidrófobos del surfactante y su presencia a escapar de un ambiente acuoso, son los suficientemente grandes para dará lugar a la adsorción sobre la superficie solida (Farías, 2010).

Con la reducción de la tensión superficial se da lugar a la formación de micelas (Sierra, 2009). Las cuales se presentan cuando la concentración del surfactante sobrepasa la Concentración

Micelar Crítica (CMC), la cual es propia de cada surfactante (Farías, 2010). En la figura 2 se puede observar la variación de las propiedades físicas de característica de cada tipo de surfactante después de alcanzar la concentración micelar crítica en función de su concentración molar.

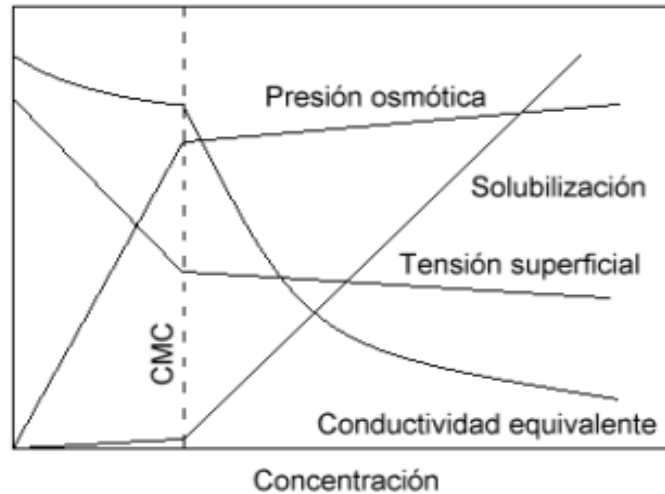


Figura 2. Variación de las propiedades físicas del surfactante al alcanzar la concentración micelar crítica. Adaptado de Farías (2010).

La reducción de la tensión superficial e interfacial se da mediante la interacción de moléculas del solvente en la interfaz por moléculas anfifílicas del surfactante, y depende de la concentración del anfifilo en la superficie o interfaz (Sierra, 2009).

En la industria petrolera son útiles los surfactantes de forma cilíndrica, para favorecer la formación de cadenas largas de micelas y permitir su interacción con el fluido en movimiento e intervenir con la turbulencia, lo cual favorece la reducción de arrastre (Borrero, 2014). Para ello, las redes micelares deben caracterizarse por poseer alta flexibilidad, buena interconexión, cadenas largas y buena estabilidad, lo cual permite que esta absorba el esfuerzo cortante que se presenta en la pared de la tubería e impida que el crudo sienta dicho esfuerzo, favoreciendo la reducción de pérdidas por fricción; Cada cadena que forma la red micelar absorbe una fracción del esfuerzo para evitar la saturación de la red (Borrero, 2014).

Las cadenas micelares poseen mecanismos como la relajación y la regeneración. El primero permite que la cadena se rompa para liberar el esfuerzo cortante cuando la energía interna de esta es muy alta y el segundo sucede con el fin de volver a crear las cadenas rotas, dicha regeneración es automática y se origina en el centro de la tubería, donde el esfuerzo cortante es menor y permite que las moléculas del surfactante formen nuevas cadenas de micelas organizando redes; Ya que la regeneración solo se puede dar cuando las micelas se someten a esfuerzos menores que los esfuerzos que hicieron la ruptura (Borrero, 2014).

Tipos de surfactante según su naturaleza iónica

Los surfactantes se pueden clasificar según la naturaleza iónica que posean sus moléculas:

- **Surfactante aniónico:** este tipo de surfactante en soluciones acuosas se separa en dos fracciones, una parte hidrofílica compuesta por un anión y otra hidrofóbica compuesta por un catión. Este tipo de surfactante representa el 55% de la producción mundial y es usado principalmente en la elaboración de jabones, detergentes y espumantes.
- **Surfactantes catiónicos:** este tipo de surfactante en soluciones acuosas se separa en dos fracciones, una parte hidrofílica compuesta por un catión y otra hidrofóbica compuesta por un anión halogenado. Se caracterizan por su alta adherencia y la capacidad de cambiar una superficie hidrofílica a hidrofóbica y viceversa.
- **Surfactante no iónico:** por el contrario, a los anteriores estos no se disocian en soluciones acuosas porque los grupos polares que conforman la parte hidrofílica no están ionizados como un alcohol, tiol, éter o éster y su parte hidrofóbica no polar está conformada por una cadena alifática.
- **Surfactante anfótero:** están compuestos por surfactantes aniónicos y surfactantes catiónicos, tienen altos costos de producción debido a los diferentes procesos que deben

ejecutarse para lograr mantener su estabilidad. La carga eléctrica de la parte hidrofílica depende del pH del medio, favoreciendo la carga positiva en ambientes ácidos y a la carga negativa en ambientes básicos.

Interacción entre el fluido y la tubería

El transporte de hidrocarburo desde el campo de producción hacia la refinería o puertos de embarque se realiza a través de red de ductos llamados oleoductos. En crudos pesados y extra pesados por su alta resistencia a fluir, las moléculas del hidrocarburo generan un flujo turbulento dentro de la tubería que ocasiona la interacción entre el fluido y la tubería, permitiendo que existan diferentes velocidades de flujo y esfuerzo de corte a lo ancho de la tubería. El máximo esfuerzo de corte se presenta en las paredes de la tubería donde la velocidad del flujo es cero debido a las fuerzas de rozamiento que se presentan entre el acero y el fluido; por el contrario, en la parte central de la tubería se presenta el mínimo esfuerzo de corte y la máxima velocidad del flujo (Bird, 2006). Lo anterior se puede evidenciar en la figura 3.

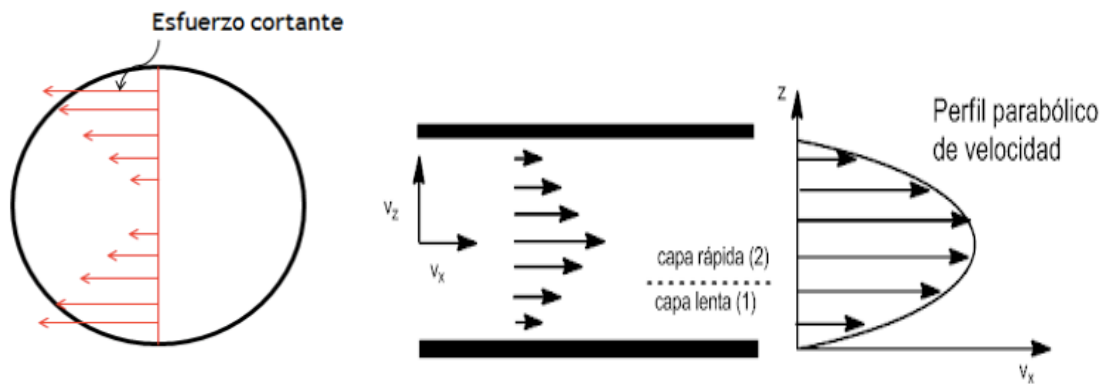


Figura 3. Perfil de distribución de esfuerzo cortante y velocidad. Adaptado de Borrero (2014).

Según lo anterior, el reto del transporte de crudos extra pesados está en lograr la disminución del esfuerzo cortante que se genera en las paredes de la tubería y con esto aumentar la velocidad del fluido en ese punto. Al tener grandes longitudes de trayecto hay grandes pérdidas de energía y presión que se podrían aliviar al reducir las fuerzas de rozamiento entre la tubería y el hidrocarburo, y como consecuencia de lo anterior se podrían reducir costos y tiempos de la operación facilitando el transporte de dichos hidrocarburos.

Agentes reductores de fricción de fluidos en tuberías

La reducción de fricción consiste en disminuir la resistencia que existe para que un fluido se movilice por medio de la implementación de sustancias químicas o aditivos, los cuales actúan directamente en la turbulencia originada dentro del flujo con el fin de reducirla (Borrero, 2014).

Los agentes reductores de fricción buscan un flujo anular, el cual crea una película alrededor del crudo para que este no tenga contacto con las paredes de la tubería e impida que el flujo se vea influenciado por el esfuerzo cortante y la turbulencia (Borrero, 2014). Lo anterior permite disminuir las pérdidas de presión presentadas a lo largo del trayecto y con esto disminuir el uso de estaciones de bombeo, reduciendo costos.

Angulo de contacto y mojabilidad

El ángulo de contacto se define como el ángulo formado en la intersección de la inter fase liquido-sólido y la interfase liquido-vapor (Yuan, Lee, 2013). En la figura 4, se observa un ángulo de contacto menor cuando el líquido se extiende sobre la superficie y un ángulo de contacto mayor cuando el líquido adquiere una morfología esférica sobre la superficie.

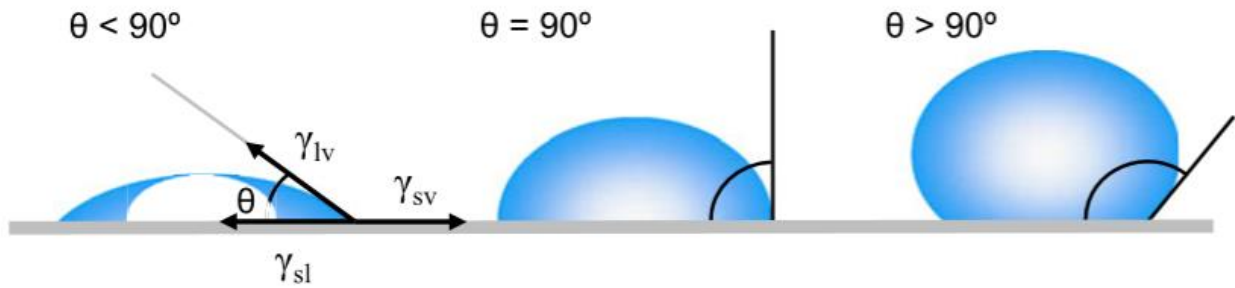


Figura 4. Ilustración de los ángulos de contacto formados entre gotas líquidas sobre una superficie sólida. Adaptado de *Surface Science Techniques* (2013).

Cuando se obtienen mediciones del ángulo de contacto menor a 90 grados, se determina que la mojabilidad de la superficie es favorable siendo cada vez mayor a medida que el valor se acerca a 0. Cuando el valor del ángulo es 0 se tiene una mojabilidad completa del líquido en la superficie sólida. Los valores superiores a 90° del ángulo formado como se aprecia en la figura 4, generalmente significa que la mojabilidad de la superficie es un fenómeno no favorable, en cambio el líquido formara una gota compacta, minimizando la interacción con la superficie.

Thomas Young en 1805 describió el ángulo de contacto entre una gota líquida sobre una superficie sólida como el equilibrio que se produce sobre la interacción entre las fuerzas de adhesión y cohesión, como se observa en la primera representación de la figura 4. La ecuación 2.1, es la representación de Young de ángulo de contacto.

$$Y_{lv} \cos \theta = Y_{sv} - Y_{sl} \quad (2.1)$$

El término Y_{sv} hace referencia a la energía libre superficial del sustrato, después del equilibrio de adsorción del vapor líquido, la cual en ocasiones es menor que la energía libre superficial del sólido Y_s en el vacío (Espejo, 2015). Esta diferencia en la mayoría de los casos es despreciable y por tanto la ecuación de Young se presenta así:

$$Y_{lv} \cos \theta = Y_s - Y_{sl} \quad (2.2)$$

Siendo:

Y_{sv} = Energía superficial del sólido.

Y_l = Energía superficial del líquido.

Y_{sl} = Energía entre el sólido y el líquido.

Despejando el valor del ángulo de contacto:

$$\cos\theta = \frac{(Y_s - Y_{sl})}{Y_{lv}} = \frac{Y_c}{Y_{lv}} \quad (2.3)$$

Donde Y_c es lo que se denomina energía superficial crítica. De la ecuación 2.3, se puede establecer una relación entre el ángulo de contacto y la mojabilidad como concepto:

$$\cos\theta = \varepsilon \quad (2.4)$$

De la interpretación de la ecuación 2.4, puede afirmarse que cuando la mojabilidad tiene un valor igual 1 ($\varepsilon = 1$) el mojado es perfecto, por el contrario, cuando este valor es negativo ($\mu = -1$) no se produce mojado. En valores intermedios ($-1 < \varepsilon < 1$) se considera mojado parcial.

3. Metodología

3.1. Materiales

- Crudo extrapesado: Proviene del Campo Remanso. Su gravedad API es de 9.6. (La caracterización del hidrocarburo se encuentra en el apéndice A).
- Formulación química acuosa a base de tensoactivos y otros compuestos a escala manométrica con naturaleza no iónica.
- La tubería utilizada es de 1 pulgada de diámetro, de SCH 40, sin costura y tiene la composición química que se presenta en el apéndice B, la cual cumple con los requerimientos de la norma API 5L, clasificándose acero al carbón de grado A. La microestructura se presenta en el apéndice F.

3.2. Casos de estudio

En cada caso de estudio, se utilizó 6 secciones de tubería de 5 cm de longitud, tres sometidas a temperatura ambiente y las otras tres sometidas a temperatura constante de 65°C. Las condiciones de temperatura se realizaron para replicar condiciones de campo de transporte del crudo.

Caso 1: secciones de tubería en contacto con 80 ml de crudo por periodos de tiempo de 10, 20 y 30 días.

Caso 2: secciones de tubería en contacto con 80 ml de la formulación química de surfactante por periodos de tiempo de 10, 20 y 30 días.

Caso 3: las secciones de tubería estuvieron en contacto previo con 80 ml de crudo por un tiempo de 20 días y luego con 80 ml del surfactante por periodos de tiempo de 10, 20 y 30 días.

3.3. Nomenclatura de las muestras

En la tabla 2 se describe la nomenclatura dada para cada muestra según el proceso que se llevo a cabo según el caso, la temperatura y el tiempo.

Tabla 2. *Descripción de la designación de cada muestra.*

Muestra	Descripción
1	Tubería-Hidrocarburo a temperatura ambiente por 10 días.
1T	Tubería-Hidrocarburo a 65°C por 10 días.
2	Tubería-Hidrocarburo a temperatura ambiente por 20 días.
2T	Tubería-Hidrocarburo a 65°C por 20 días.
3	Tubería-Hidrocarburo a temperatura ambiente por 30 días.
3T	Tubería-Hidrocarburo a 65°C por 30 días.
4	Tubería-Surfactante a temperatura ambiente por 10 días.
4T	Tubería-Surfactante a 65°C por 10 días.
5	Tubería-Surfactante a temperatura ambiente por 20 días.
5T	Tubería-Surfactante a 65°C por 20 días.
6	Tubería-Surfactante a temperatura ambiente por 30 días.
6T	Tubería-Surfactante a 65°C por 30 días.
7	Tubería-Hidrocarburo-Surfactante a temperatura ambiente por 10 días.
7T	Tubería-Hidrocarburo-Surfactante a 65°C por 10 días.
8	Tubería-Hidrocarburo-Surfactante a temperatura ambiente por 20 días.
8T	Tubería-Hidrocarburo-Surfactante a 65°C por 20 días.
9	Tubería-Hidrocarburo-Surfactante a temperatura ambiente por 30 días.

3.4. Limpieza y secado

En el primer caso, se realizó una limpieza superficial del crudo remanente en la tubería por medio de papel absorbente. En el segundo caso, se realizó un proceso de secado de la fase acuosa que se encontraba en la superficie con papel absorbente y esta se sometió al horno por un minuto con una temperatura de 65°C. Para el último caso, se realizó una limpieza del crudo remanente como en el primer caso; para luego poner en contacto las muestras con el surfactante. Por último, se realizó una limpieza de la fase acuosa como en el segundo caso.

3.5. Ángulo de contacto

De las secciones de tubería tratadas previamente según cada caso se procedió a estimar el ángulo de contacto por medio del uso del método óptico de ángulo de contacto, utilizando un instrumento óptico y el software Image Measurement de Klonk. La gota depositada sobre la superficie corresponde al crudo extra pesado descrito en el apéndice A.

3.6. Micrografías

De las secciones de tuberías se procedió a realizar cortes transversales de aproximadamente 1.4 cm con 0.7 cm de sección longitudinal, para luego realizar un montaje con resina acrílica para poder ser desbastada. El corte se realizó con disco diamantado con refrigeración de taladrina con el fin de que las altas temperaturas no incidieran en la capa de adsorción. Se desbasto las muestras mediante el uso de papel abrasivo de óxido de aluminio (Al_2O_3) con granulometría descendente desde la N° 80 hasta la N° 600. Las micrografías fueron tomadas mediante el uso de un microscopio óptico.

3.7. Pruebas de comportamiento entre tubería-crudo-surfactante

Dos cortes de sección de tubería sin uso fueron sumergidas en una solución preparada de crudo-surfactante. Donde uno de los cortes fue sumergido previamente en surfactante por un tiempo de 10 días. Ambos cortes fueron sumergidos en soluciones crudo-surfactante.

3.8. Análisis del fenómeno de adsorción

Para efectuar el análisis se procedió a realizar una investigación bibliográfica del comportamiento del fenómeno de adsorción que se presenta sobre una superficie sólida en interacción con un fluido.

4. Resultados y Discusión

4.1. Adsorción de crudo extra pesado en tuberías

El sistema de interacción presente en el caso de estudio está conformado por la superficie de la tubería y el flujo del crudo extra pesado. Dicho tipo de crudo tiene altos valores de viscosidad que intervienen en la creación de un flujo turbulento, el cual se caracteriza por presentar un alto esfuerzo cortante en la pared de la tubería, presentando en ese punto una velocidad de flujo nula (Bird, 2006). Al poner en contacto un líquido con la superficie de un sólido se experimentan dos fuerzas opuestas, la fuerza de cohesión y adhesión. La primera se encarga de mantener la forma del líquido y por tanto que sus moléculas permanezcan unidas, lo que disminuye el contacto entre líquido y sólido. Por el contrario, la fuerza de adhesión permite que las moléculas del fluido se dividan y algunas de estas se adhieran a la superficie del sólido (Vite, 2014).

En el sistema de estudio las fuerzas de rozamiento, el esfuerzo cortante y las fuerzas de adhesión permiten que las moléculas de naturaleza asfáltica del crudo se adsorban y se distribuyan sobre la superficie del sólido permitiendo que exista mojabilidad a la fase hidrocarburo, es decir que la pared de la tubería se moja por las moléculas desprendidas del crudo, esto sucede durante

todo el trayecto de transporte del hidrocarburo. Al ser los oleoductos el principal medio de transporte en la industria, por allí pasa gran cantidad de crudo que experimenta el fenómeno anteriormente mencionado, lo cual permite la creación de capas de crudo adheridas en las paredes de la tubería a lo largo de todo su recorrido.

La adsorción se presenta por dos fenómenos presentes, uno en la estructura cristalina de la tubería y el otro en la estructura interna del hidrocarburo. El primero de estos es el fenómeno que se presenta en los materiales con estructura cristalina, como expone Carballo (2012), todos los sólidos son no uniformes en el sentido que las propiedades físicas y químicas varían con la localización, donde en la superficie del material se rompe la simetría de los enlaces entre los átomos, generando que en los átomos de la superficie queden enlaces incompletos como se observa en la figura 5, lo cual los hace más reactivos (Rabanal, 2008).

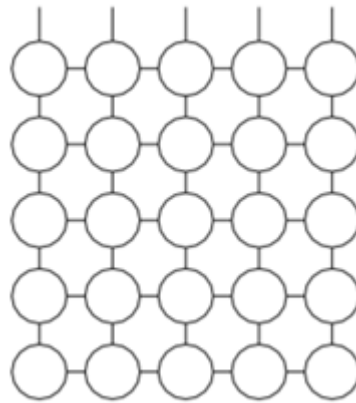


Figura 5. Arreglo cristalino donde se en la parte superior se presenta los enlaces libres de la superficie. Adaptado de Defectos. Tipos de defectos (2008).

Adicional de tener enlaces libres en la superficie de los sólidos, estos presentan una morfología heterogénea debido a los defectos lineales como las dislocaciones de tornillo y arista que tienen su efecto sobre la superficie. Allí se presenta una fuerza de cohesión menor, generando sitios activos en la superficie; donde se presenta la adsorción transitoria de uno o más adsorbentes sobre

la superficie activa, que ocasiona un reordenamiento de los enlaces del complejo formado (Carballo, 2012).

En los casos evaluados de adsorción de crudo sobre la tubería API 5L de grado A, en las muestras de la 1 a la 3T se observa una superficie irregular heterogénea, con orientaciones diferentes en la dirección de los planos, donde se presentan los sitios activos, ver figura 6.

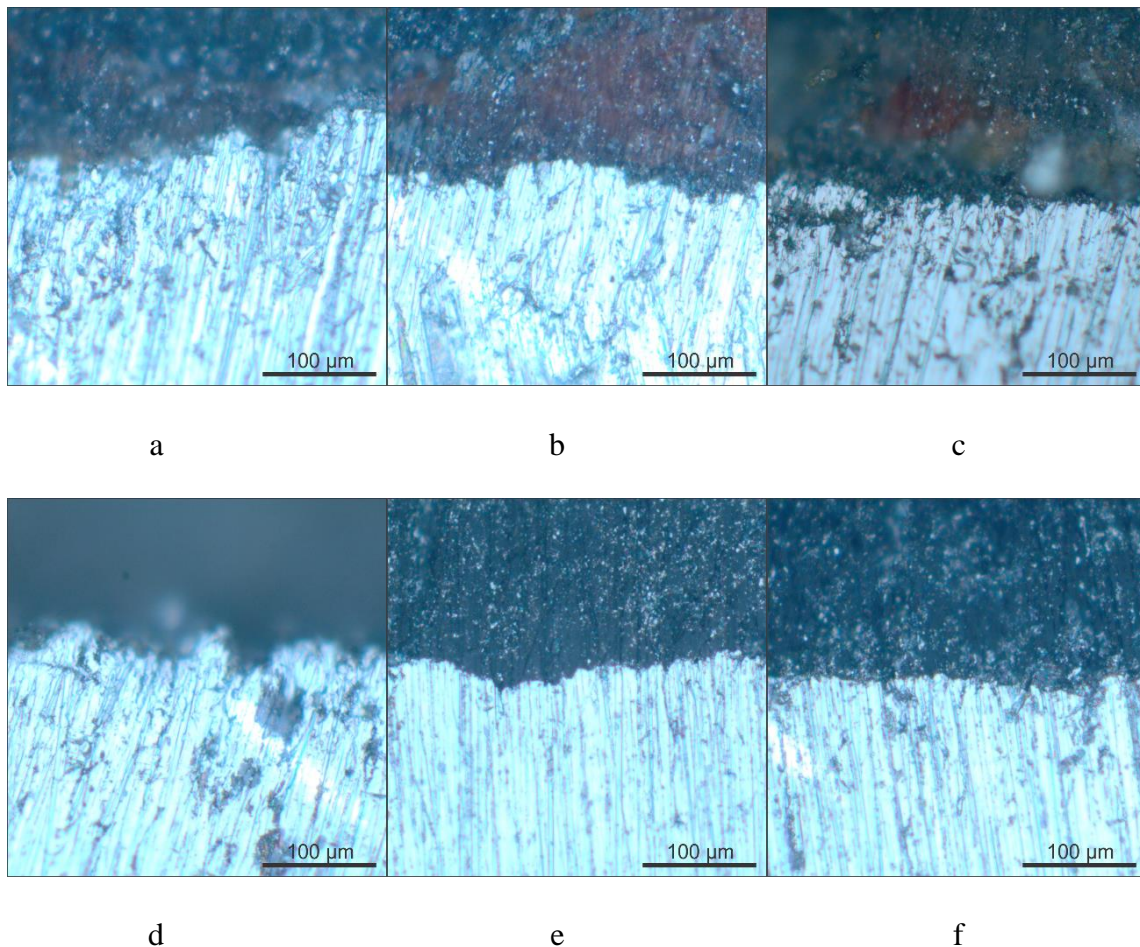


Figura 6. Imágenes de la rugosidad para cada una de las tuberías 1(a), 1T(b), 2(c), 2T(d), 3(e) y 3T(f), a 50 aumentos.

Con relación al fenómeno que se presenta con respecto al crudo; la adsorción de origen físico entre un sólido y un fluido se genera debido a las fuerzas de Van der Waals, que permiten la

interacción entre las moléculas del fluido y las moléculas superficiales del sólido causando la atracción entre estos. Lo anterior es posible debido a las fuerzas de cohesión débiles y fuerzas de adhesión fuertes presentes en los líquidos (Carballo, 2002). Puesto que, al presentar bajas fuerzas de cohesión, las moléculas del líquido tienen la facilidad de disociarse y las altas fuerzas de adhesión permiten que dichas moléculas disociadas busquen una superficie donde adherirse.

La presencia de adsorción física puede traer consigo la desorción, en la cual ocurre el proceso contrario. Con el fin de estudiar ambos procesos, la energía potencial es un concepto fundamental. Puesto que con esta se puede comprender la energía de activación de un proceso y la velocidad en la cual ocurre, cuando las moléculas del líquido se acercan a la superficie del sólido ocurre una disminución en la energía potencial de la molécula hasta llegar a un mínimo de energía que da lugar a la fisisorción (Tuñón, Ortí, Pascual-Ahuir, Monzó y Gómez, 2009).

Se puede decir que la entropía presente en líquidos es mayor a la presente en sólidos, debido a esto las moléculas en los líquidos están levemente distanciadas y su distribución no presenta un orden concreto. Las moléculas de un líquido permanecen unidas por las fuerzas intermoleculares de atracción existentes entre estas (Szigety, Viau, Tintori y Gibbs, 2012). En la superficie del líquido dichas fuerzas están presentes solo en un sentido, ya que el exterior de una molécula superficial no está influenciado por la fuerza de atracción de una molécula aledaña; por eso la fuerza atractiva neta es hacia el interior y perpendicular a la superficie, a pesar de ello la molécula mantiene su equilibrio por la fuerza electrostática de repulsión con la molécula de abajo (Szigety et al., 2012). Debido a lo anterior si se aplica una fuerza tangencial al líquido llamada fuerza de adhesión, entre capas se experimenta la ruptura de los enlaces débiles deformando la estructura de las moléculas del líquido y permitiendo que la capa de fluido que entra en contacto con el sólido se adhiera a este.

Experimentalmente la adsorción del crudo en la tubería se evidenció en las muestras 1, 2 y 3, tanto para las sometidas a temperatura ambiente como las sometidas a 65°C. Se evidencio la adsorción en las muestras debido a que se alteró el ángulo de contacto con respecto al blanco, ver sección 4.3.

De acuerdo con las condiciones de las muestras, se puede determinar que el tipo de adsorción producida es de carácter físico, ya que no se aplicó energía de activación, esta se produjo de manera espontánea y su velocidad fue alta debido al comportamiento oleofílico del metal; esto último debido a la alta rugosidad de la superficie. Adicionalmente la fisisorción se caracteriza por ser un fenómeno reversible, lo cual se evidencio en la figura 10 (desorción de ángulo de contacto), donde se presentó una desorción del crudo o el proceso reversible de la adsorción.

4.2. Adsorción de la solución a base de surfactantes y sus efectos sobre el flujo

La adsorción del surfactante sobre la superficie activa de la tubería obedece a la misma naturaleza de este, debido a su estructura y a la forma de adsorberse en la interfase. Por ello es atractiva su habilidad de adsorción en interfases sólido - líquido (Farías, 2010). Este tipo de estructuras combina dentro de su misma molécula un segmento hidrofóbico compuesto por un grupo oxigenado de naturaleza polar y una sección hidrofóbica compuesta generalmente por un radical hidrocarbonado (Salager, 1993). En la figura 7 se observa la vista lateral de las moléculas que conforman un surfactante.

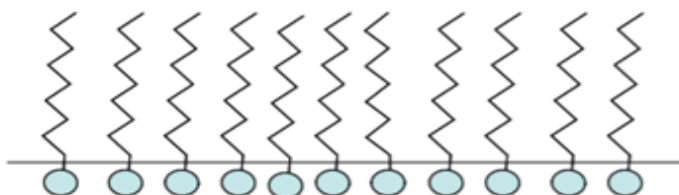


Figura 7. Vista lateral de las moléculas de un surfactante. Adaptado de química física avanzada (2009).

Para el caso de estudio la naturaleza del surfactante es no iónica, en la cual la parte hidrofílica tiene componentes polares no ionizados y la sección hidrofóbica posee componentes no polares (Borrero, 2014). Su adsorción en superficies sólidas se da a través de las fuerzas de Van der Waals entre las moléculas del adsorbente y las del adsorbato, donde la parte soluble en agua se adhiere a la pared de la tubería y la sección soluble en hidrocarburo interacciona con el crudo que fluye.

De acuerdo con lo anterior, se beneficia la reducción de arrastre existente entre la tubería y el crudo a través de la creación de la red micelar del surfactante. La cual será más efectiva si es tipo cilíndrica, con cadenas largas, con buena estabilidad, alta flexibilidad y buena interconexión, permitiendo que dichas cadenas absorban el esfuerzo cortante que está presente entre la pared de la tubería y el crudo que está siendo movilizado, favoreciendo la reducción de las pérdidas de fricción entre estos (Borrero, 2014).

Las cadenas seguirán absorbiendo el esfuerzo cortante hasta que su energía interna sea muy alta; cuando esto ocurre dicha cadena utiliza su mecanismo de relajación, ocasionando su ruptura y por consiguiente su regeneración automática en el centro de la tubería, por ser el punto donde los esfuerzos son menores a los esfuerzos que ocasionaron la ruptura; lo anterior se logra gracias al mecanismo de reptación presente en la red micelar que permite el movimiento de las moléculas en cualquier dirección dentro de la tubería (Borrero, 2014).

El crudo en estudio es un compuesto que no se polariza fácilmente, por lo cual el surfactante no iónico interactúa con el crudo a través de sus extremos hidrofóbicos, los cuales contiene las moléculas hidrocarbonadas del surfactante. Con esto, el surfactante crea una película alrededor del crudo, evitando el contacto de este con la pared de la tubería y cancelando así, las fuerzas de fricción y el esfuerzo cortante entre el metal y el crudo.

Lo anterior permite la creación de un flujo anular, con el cual se puede facilitar el transporte de crudo en la tubería. Aunque la conservación del flujo anular es muy complicada debido a que el movimiento del crudo puede romper la película creada (Borrero, 2014). Las propiedades de relajación, reptación y regeneración de la cadena micelar permiten que el flujo anular se mantenga, puesto que el proceso de regeneración se hace automáticamente sin cantidades adicionales de surfactante, lo cual permite que la absorción del esfuerzo cortante suceda durante todo el trayecto que se necesita transportar el hidrocarburo.

Esto trae consigo muchos beneficios en el transporte de hidrocarburos, en especial los hidrocarburos pesados y extra pesado, en los cuales se centra este estudio. Pues al reducirse la fuerza de fricción se puede aumentar el caudal de crudo transportado por el oleoducto. También se reducen las pérdidas de presión y energía, optimizando costos de operación.

Dentro del estudio experimental realizado se evidencia un cambio sustancial del ángulo de contacto para las muestras 4, 5 y 6 a temperatura ambiente y a 65 °C. Cabe mencionar que estas mediciones se realizaron en ausencia del medio diluyente del surfactante, que es el agua. Y por tanto, permite determinar la existencia de una capa de los compuestos del surfactante que la pared de la tubería adsorbió, generando un cambio de comportamiento del crudo sobre la superficie del metal.

En la figura 8.a se puede observar como el contacto de crudo - metal se ve restringido por la acción del surfactante. Debido a que esta sección de tubería permaneció en surfactante por un periodo de 10 días, el cual fue suficiente para que toda la superficie del metal adsorbiera una capa de este, y así permitirle atravesar la fase del crudo sin tener mojabilidad en su superficie. Por el contrario, en la figura 8.b se puede observar que el metal se encuentra recubierto por una capa de hidrocarburo aun estando en presencia de una solución acuosa de surfactante, esto se debe a la

ausencia de la capa de surfactante sobre el metal, ya que este no permaneció en surfactante previamente.

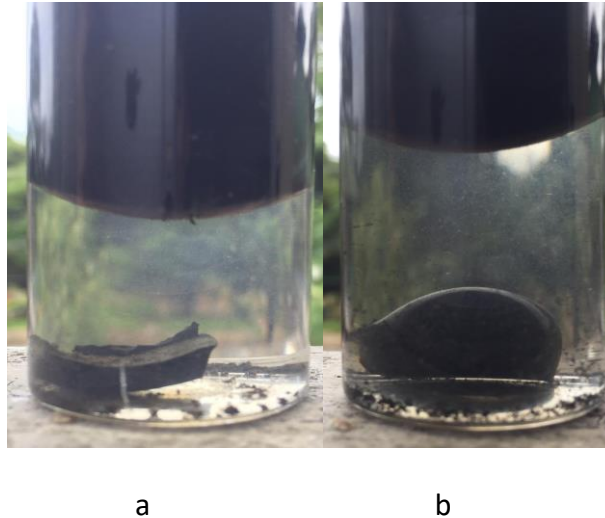


Figura 8. a) Tubería impregnada de la formulación en solución de crudo-surfactante. y b) Tubería no impregnada de la formulación en solución de crudo-surfactante.

4.3. Ángulo de contacto y mojabilidad

Las figuras de la medición de ángulo de contacto de cada una de las nueve muestras alteradas según la metodología se presentan en el apéndice C. Para la muestra blanco sin alteración denominada “blanco”, la medición se presenta en el apéndice D. Los promedios de los dos ángulos de contacto tomados para cada muestra se presentan en la tabla 3.

Tabla 3. Promedio de las mediciones de ángulo de contacto para cada una de las muestras con la respectiva desviación.

Muestra	Ángulo de Contacto Promedio	Desviación
1	26.89	3.13
1T	33.10	3.23
2	34.01	1.84
2T	34.08	5.88
3	47.93	7.95
3T	29.04	0.95
4	44.79	2.75
4T	35.29	2.76

5	46.56	6.05
5T	47.85	2.30
6	47.19	0.07
6T	60.00	4.71
7	19.74	0.59
7T	29.16	3.80
8	34.08	4.61
8T	25.28	2.76
9	28.51	9.27
9T	40.88	5.56
Virgen	24.50	4.50

Nota: Los datos de la medición de los ángulos se encuentran en el apéndice F.

Los datos tabulados de los ángulos de contacto a temperatura ambiente se separaron de los datos sometidos a una temperatura constante de 65°C, con el fin de observar la influencia de la temperatura en la alteración del ángulo de contacto, ver figura 9.

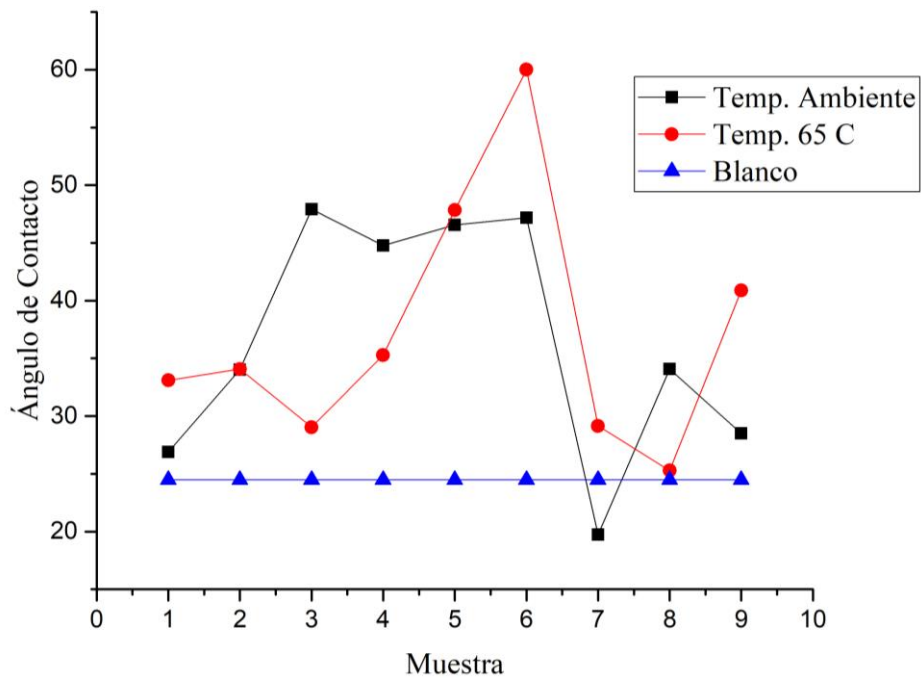


Figura 9. Ángulo de contacto promedio para cada una de las muestras. Se presenta en gris la medición del ángulo de contacto la muestra blanco.

Las muestras tubería API 5L grado A 1T, 2T y 3T, evidenciaron un mayor grado de alteración en la interacción con el crudo durante los primeros 20 días de exposición, al cumplir 30 días se

presenta una mayor alteración en la muestra sometida a temperatura ambiente. En este primer caso evaluado, se puede establecer la incidencia de la capa adsorbida de crudo por el metal base donde el cambio de ángulo de contacto se debe a que las fuerzas intermoleculares del crudo cambian la tensión superficial de la gota aumentando el ángulo de contacto de la superficie con el líquido. Así mismo se observa una mayor incidencia de la capa adsorbida en los primeros 20 días cuando el crudo fue sometido a una temperatura de 65°C.

Las secciones de tubería de la 4 a la 6 fueron expuestas a la solución de surfactante en 10,20 y 30 días respectivamente, presentaron una mayor alteración durante los primeros 10 días en la muestra sometida a temperatura ambiente y en 30 días se evidencio un aumento en la muestra que estuvo en condición de 65°C. En este caso la alteración evidenciada es la mayor de los tres casos en estudio, debido a la adsorción del surfactante en el material base, que cambia notablemente la energía superficial de este, cambiando las condiciones en la interacción liquido-sólido. Es notable como a medida que aumenta el tiempo es constante el aumento del ángulo de contacto a temperatura ambiente, al igual que las muestras sometidas a 65°C, teniendo un mayor incremento en estas últimas.

En el caso de las tres correspondiente a las muestras 7, 7T, 8, 8T, 9 y 9T, el comportamiento fue variable, lo cual no permite analizar el comportamiento al igual que los dos casos anteriores respecto a los factores de tiempo y temperatura. Este comportamiento para las muestras sometidas a temperatura ambiente puede ser debido al fenómeno parcial de desorción de crudo, seguido de una adsorción de surfactante y finalmente una distribución de los componentes del surfactante en la superficie del metal y en la interfase solución-crudo.

En las muestras sometidas a temperatura de 65°C, el comportamiento que describe el cambio del ángulo de contacto es el proceso de desorción del crudo durante 20 días, seguido de una adsorción de la solución de surfactante que aumenta considerablemente el ángulo de contacto.

Para evaluar la alteración sobre el ángulo de contacto de la superficie liquido-sólido se procedió a estimar la energía superficial mediante el uso de la ecuación de Young (2.1). Para la estimación matemática de la energía superficial del crudo se hizo uso de la correlación con la gravedad API y la temperatura de la ecuación 4.1, expuesta por Abdul-Majeed y Abul Al-Soof (2000).

$$\sigma = A(38.085 - 0.259API) \quad (4.1)$$

donde A es:

$$A = 1.11591 - 0.00305T \quad (4.2)$$

Donde la T es la temperatura en °C.

La temperatura que se utilizó fue de 30 °C, correspondiente a la temperatura ambiente de la locación y día de las mediciones del ángulo de contacto. La gravedad API del crudo extra pesado con el cual se trabajó es de 9.6 °API, ver anexo A. Se estimó el valor de 37.25 dinas/cm con los anteriores datos y las ecuaciones 4.1 y 4.2.

Para el valor de la energía superficial de la tubería, se utilizó el determinado por Lawrence and Li (1999) en un estudio realizado sobre la mojabilidad del acero al carbón para porcentajes de carbono entre 0.04-0.30%, quienes determinaron un valor de 68.8 dinas/cm.

El valor de la energía superficial estimados por la ecuación de Young para cada una de las muestras se presenta en el apéndice E. Estos valores se presentan en la figura 10, donde se evidencia un aumento de la energía superficial en relación con el blanco, de lo cual se logra determinar que este incremento se debe a la disminución de la energía de adhesión.

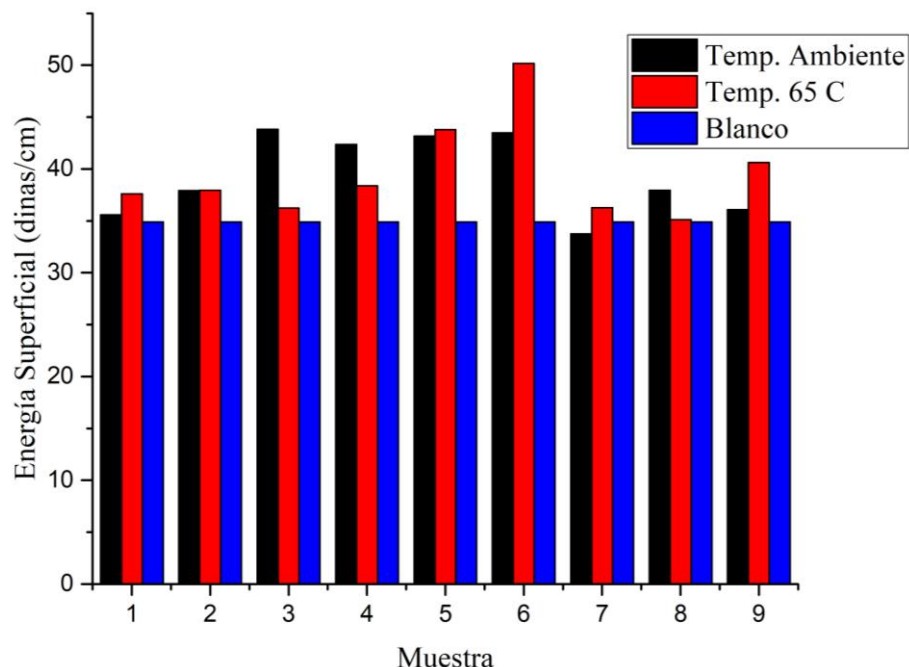


Figura 10. Datos de la energía superficial para cada muestra determinado según la ecuación de Young. En la primera columna se agregó el valor blanco como base de comparación. Los datos fuente de la figura se presentan en el apéndice E.

En el primer caso, donde hay presencia de una capa de crudo sobre la superficie del metal, disminuye las fuerzas de adhesión, incrementando la energía sobre la del blanco.

En el segundo caso, se presenta que el surfactante se encuentra presente en la interfase lo que disminuye las fuerzas de adhesión con el líquido, debido a esto se explica el aumento de la energía superficial, ya que incrementa la energía de cohesión en los átomos del crudo.

Para el último caso, se observa que existe un incremento de las fuerzas de adhesión entre sólido-fluido lo que genera que la energía superficial presenta una disminución similar comparada con la muestra blanco, pero este proceso cambia con el tiempo debido al proceso de adsorción de surfactante.

Respecto a la modificación de la mojabilidad teniendo en cuenta lo expresado en la ecuación 2.4, entre el valor más se acerque a -1, significa que no hay mojabilidad entre el sólido-fluido, por

lo cual al evaluar los valores de ε de cada una de las muestras de tubería según el caso (ver apéndice E), se determina una disminución significativa de este valor en las muestras 4,5 y 6 tanto a temperatura ambiente como a 65°C, siendo estas las que presentan una mojabilidad menor respecto al blanco y a las demás muestras.

5. Conclusiones

A partir de la bibliografía analizada y el estudio realizado, se determinó que el tipo de surfactante que ofrece el mejor escenario de interacción con la superficie de la tubería y las moléculas del crudo extrapesado es el surfactante no iónico. Debido a que su composición permite una adecuada interacción con la superficie de la tubería de acero al carbono de norma API 5L, presentando un comportamiento oleofóbico en su superficie interna y disminuyendo la mojabilidad del crudo sobre el metal un 45%, lo cual beneficia su movilidad.

El ángulo de contacto aumentó un 95.6% al final de la exposición del primer caso, producto de la disminución de las fuerzas de adhesión y el incremento de las fuerzas de cohesión debido a la fisisorción de componentes asfálticos del crudo sobre el adsorbente.

El uso de soluciones a base de surfactante dentro de tuberías no expuestas a crudo permite mejor adsorción de dicha solución sobre el metal en comparación a tuberías expuestas a crudo anteriormente, debido a que esta última toma un periodo de tiempo mayor por el proceso de desorción de crudo que debe experimentar primero para que después se de la fisisorción del surfactante. Lo anterior se evidencia con el aumento del 76% de ángulo de contacto de la tubería nueva en comparación con la usada.

La solución del surfactante empleado en el estudio podría tener un gran alcance de aplicación en la industria del transporte de hidrocarburos por líneas de tuberías debido a sus beneficios en la

reducción del factor de fricción, ocupando un menor espacio volumétrico que el usar diluyentes. Adicionalmente la formulación se encuentra disponible para su aplicación industrial.

6. Recomendaciones

Con el fin de poder caracterizar morfológicamente la adsorción tanto de crudo como del surfactante se recomienda hacer uso de microscopia electrónica de barrido y DRX.

Para cuantificar la cantidad de sustancia adsorbida en el metal se recomienda realizar las isotermas de adsorción para un rango mayor de temperaturas, evaluando la distancia de adsorción con el tiempo.

Ya que el estudio realizado fue en estado estático se recomienda realizar una evaluación del surfactante en un sistema dinámico.

Con respecto a evidenciar la optimización del proceso de transporte del crudo extrapesado se recomienda evaluar el cambio de presión en líneas activas adicionando surfactantes de tipo no iónico.

Por último, consideramos que se podría evaluar el comportamiento corrosivo que se podría presentar en la superficie interna de la tubería por la acción del surfactante o el efecto de inhibición como se puede observar en el apéndice G. Por lo cual se recomienda evaluar este efecto mediante los métodos de impedancia y la extrapolación de Tafel.

Referencias Bibliográficas

Abdul-Majeed, G. H. & Abu Al-Soof, N. B. (Abril, 2000). Estimation of gas–oil surface tension. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Volumen (27-2000), p. 197–200.

Arboleda, J., Castillo, A., y Muñoz, S. (2018). Estudio de la acuatermolisis catalítica en procesos de upgrading de crudos pesados como método complementario en el recobro térmico de hidrocarburos. *Revista fuentes el reventón energético*, 16 (1), 57-69. Recuperado de: <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/8559/8461>

Arias, J., Paternina, E., y Barragán, D. (2009). Adsorción física sobre sólidos: aspectos termodinámicos. *Quimica Nova*, 32(5). Recuperado de: http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0100-40422009000500046&lng=es&nrm=iso&tlng=es

Asociación Colombiana del Petróleo. (2017). Inversiones en infraestructura de transporte de petróleo: un análisis de los impactos y retos (2). Recuperado de <https://acp.com.co/web2017/es/asustos/economicos/2-informe-economico-febrero-marzo-2017/file>

Bird, R., Stewart, W., y Lighfoot, E. (2006). Fenómenos de transporte. México: Limusa Wiley.

Borrero, M. (2014). Uso de agentes reductores de arrastre (drag reduction agents) para facilitar el bombeo de crudos pesados, con énfasis en sustancias surfactantes. (Tesis de pregrado). Universidad de Los andes, Bogotá, Colombia.

Calvo,S. (2018). *Determinación de la tensión superficial de tensoactivos mediante capilaridad* (tesis de pregrado). Universidad de la Rioja,Logroño,España.

Carballo Suárez, L. M. (2002). *Introducción a la catálisis heterogénea*. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ingeniería, Bogotá. ISBN 9587012070

El 55% del petróleo que se produce en Colombia es crudo pesado. (2015, septiembre). Suversión. Recuperado de: <https://www.google.com/amp/s/suversion.com.co/home/el-55-del-petroleo-que-se-produce-en-colombia-es-crudo-pesado/amp/>

Espejo.B. (2015). *Determinación de la tensión superficial de adhesivos antes y después del curado* (tesis de pregrado). Universidad Carlos II de Madrid, Madrid, España.

Farías, T. (2010). Materiales compuestos zeolita-surfactante-fármaco con uso potencial en la industria farmacéutica. (Tesis doctoral). Universidad de La Habana, Ciudad de La Habana, Cuba.

García, C., Cáceres, O., Hernández, F., Afanador, L., Rodríguez, L., Casallas, P., y Cruz, G. (2010). Optimización del transporte por oleoducto de crudo pesado Castilla. Revista fuentes el

reventón energético, 8 (1), 17-28. Recuperado de:
<https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/download/1148/1540/>

Kamalakannan, S., Prakash, M., Chambaud, G., & Hochlaf, M. (2018). *Adsorption of Hydrophobic and Hydrophilic Ionic Liquids at the Au(111) Surface*. ACS omega, 3(12), 18039–18051. <https://doi.org/10.1021/acsomega.8b02163>

Lawrence, J., Li, L. (2000). *Carbon steel wettability characteristics enhancement for improved enamelling using a 1.2 kW high power diode laser*. doi: 10.1016/S0143-8166(00)00007-5.

Legrá, R., Breffe, A., Fernández, T. y Linares, H. (2018). Efecto térmico de la soldadura por arco sumergido en un acero API 5L x42. *Ciencia & Futuro*, 8(4), 77-90.

Paquali, R., Bregni, C. y Serrao, R. (2005). Geometría de micelas y otros agregados de sustancias anfífilas. *Acta Farm. Bonaerense*, 24(1), 10-30. Recuperado de:
http://www.latamjpharm.org/trabajos/24/1/LAJOP_24_1_1_3_80V22F1JS4.pdf

Peralta, A., Blanco, J., Reina, J., y Mantilla, L. (2017). Transporte de crudo pesado por oleoducto usando el método de dilución: un enfoque práctico para modelar la caída de presión y la precipitación de asfaltenos. *Revista fuentes el reventón energético*, 15 (2), 7-17. Recuperado de <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/7674/8701>

Pittau, R. (2017). Física de los procesos biológicos. Recuperado de: <https://www.ugr.es/~pittau/FISBIO/t5.pdf>

Rabanal, M. E. (2008). Tema 3 *Defectos. Tipos de defectos*. Recuperado de OCW - UC3M: <http://ocw.uc3m.es/ciencia-e-oin/tecnologia-de-materiales-industriales/material-de-clase>.

Salager, J. (1993). Surfactantes en solución acuosa. Recuperado de: <https://www.yumpu.com/es/document/read/15975042/surfactantes-en-solucion-acuosa-laboratorio-firp-universidad->

Sanz, A. (2015). Química orgánica industrial. Recuperado de: <https://www.eii.uva.es/organica/qoi/tema-10.php>

Sierra, M. (2009). Estudio de factores estructurales en la formación de sistemas tensioactivos mezclados. (Tesis doctoral). Universidad Nacional del Sur, Bahía blanca, Argentina.

Szigety, E., Viau, J., Tintori, M., y Gibbs, H. (2012) Tensión superficial: un modelo experimental con materiales sencillos. Revista Eureka sobre Enseñanza y Divulgación de las Ciencias, 9(3),pp. 393-400. Recuperado de: <https://www.redalyc.org/pdf/920/92024547007.pdf>

Tuñón, I., Ortí, E., Pascual-Ahuir, L., Monzó, I., y Gómez, C. (2009). Química física avanzada. Recuperado de https://www.uv.es/tunon/pdf_doc/Superficies_Solidas_A.pdf

Vite, L. (2014, julio). Características de los líquidos. Vida científica boletín científico de la escuela preparatoria. Recuperado de:
<https://www.uaeh.edu.mx/scige/boletin/prepa4/n4/m14.html>

Yuan, Y., Lee, T.R. (2013). *Surface Science Techniques*. doi: 10.1007/978-3-642-34243-1_1.

Apéndices

Apéndice A. Caracterización del hidrocarburo

Para la realización del presente libro se obtuvo la muestra de crudo de campo Remanso, perteneciente al pozo Remanso-1. Dicho campo se encuentra localizado en el sector sur-occidental de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, en la jurisdicción de los municipios de Puerto Berrio, Puerto Nare y Puerto Triunfo ubicados en el departamento de Antioquia, y el municipio de Puerto Boyacá en el departamento de Boyacá. Estructuralmente este sector está conformado por una falla monoclinial con dirección SW-NE, extendida desde la cordillera central en la parte occidental e inclinada suavemente hacia el oriente, el basamento presente lo constituye un complejo de rocas ígneas y metamórficas preterciarias, sobre el cual hay una secuencia sedimentaria de origen fluvial, cuya edad está entre en Oligoceno y el reciente. Según información y resultado de las últimas pruebas realizadas al crudo de pozo remanso 1, en el año 2019, se obtiene que es un crudo extra pesado con las características expuestas en la siguiente tabla:

Tabla 4. *Características del hidrocarburo del pozo Remanso 1.*

Parámetro	Valor
BSW	44%
Viscosidad cinemática a 40°C	<30.700 cSt
Viscosidad cinemática a 50 °C	26.400 cTs
Flash point	323 °F
Pour point	70 °F
Saturados	45,49 %
Aromáticos	31,71 %
Resinas	14,06 %
Asfaltenos	8,74 %
Sal en crudo	32,5 PTBs
Karl fisher	0,1352 5
Azufre	15952%
Vanadio	361 ppm

Nota: Datos obtenidos del análisis SARA realizado al crudo en el año 2013.

Apéndice B. Composición química de la tubería.

El análisis de composición química se realizó por el método de espectrometría de emisión óptica por chispa. Los resultados del análisis se presentan a continuación:

Tabla 5. *Composición química de la tubería.*

Elemento	Contenido (%)	Desviación Estándar	Medición No.1	Medición No.2	Medición No.3	Medición No.4	Medición No.5
C	0.216	0.020	0.241	0.233	0.202	0.204	0.199
Mn	0.443	0.007	0.453	0.447	0.438	0.438	0.441
P	0.017	0.002	0.019	0.018	0.015	0.015	0.016
S	0.013	0.002	0.015	0.016	0.012	0.012	0.012
Ti	0.0012	0.0001	0.0013	0.0014	0.0011	0.0011	0.0013

Nota: Se presentan los elementos que la norma API tiene en cuenta en la clasificación de la tubería.

Apéndice C. Fotografías de ángulo de contacto para los tres casos evaluados.

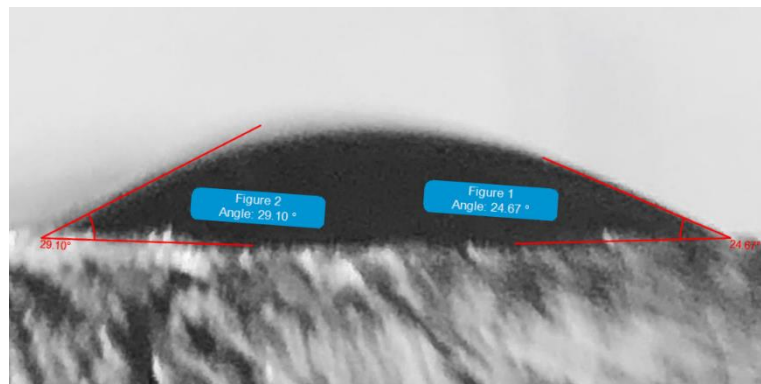


Figura 11. *Medición ángulo de contacto para la muestra 1 sometida a temperatura ambiente.*

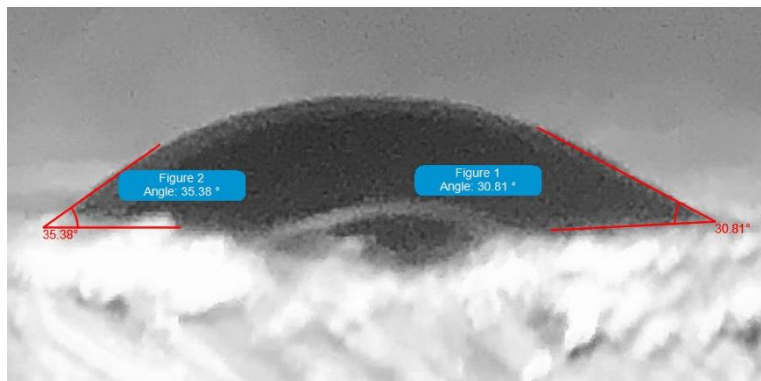


Figura 12. Medición ángulo de contacto para la muestra 1 sometida a temperatura de 65°C.

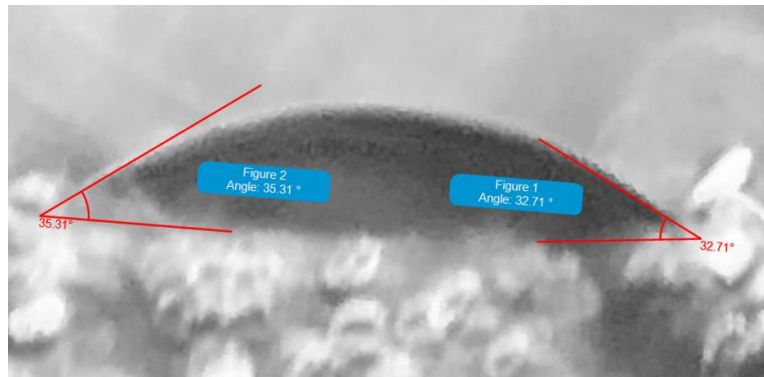


Figura 13. Medición ángulo de contacto para la muestra 2 sometida a temperatura ambiente.

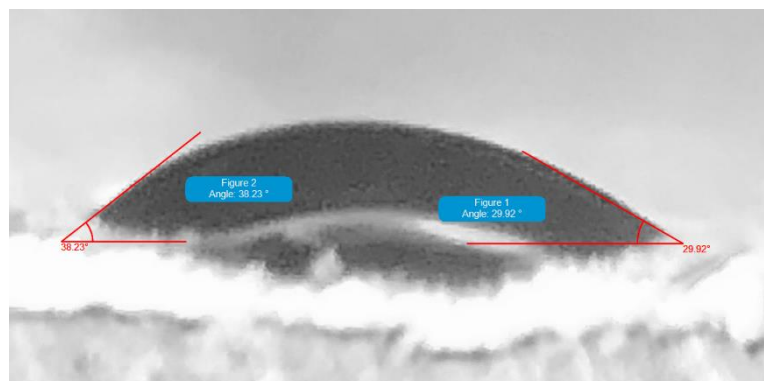


Figura 14. Medición ángulo de contacto para la muestra 2 sometida a temperatura de 65°C.

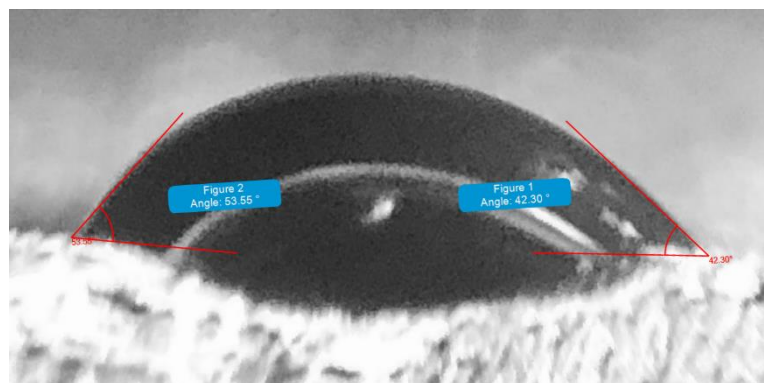


Figura 15. Medición ángulo de contacto para la muestra 3 sometida a temperatura ambiente.

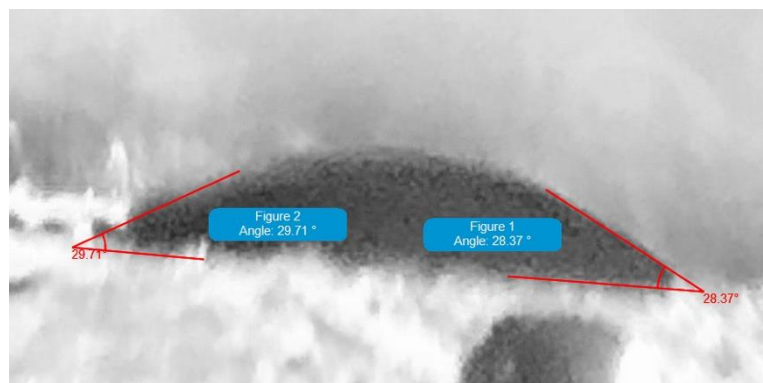


Figura 16. Medición ángulo de contacto para la muestra 3 sometida a temperatura de 65°C.

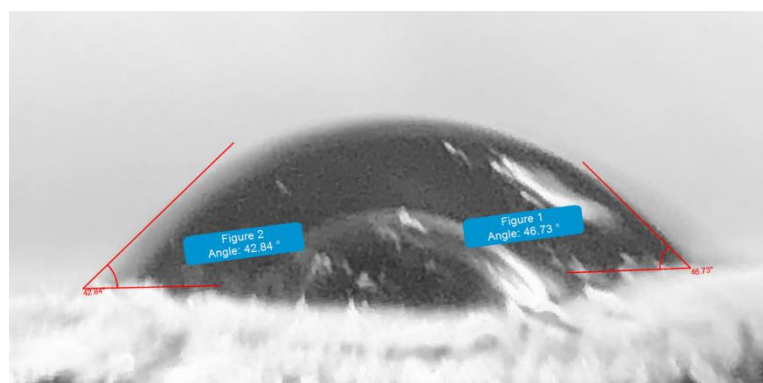


Figura 17. Medición ángulo de contacto para la muestra 4 sometida a temperatura ambiente.

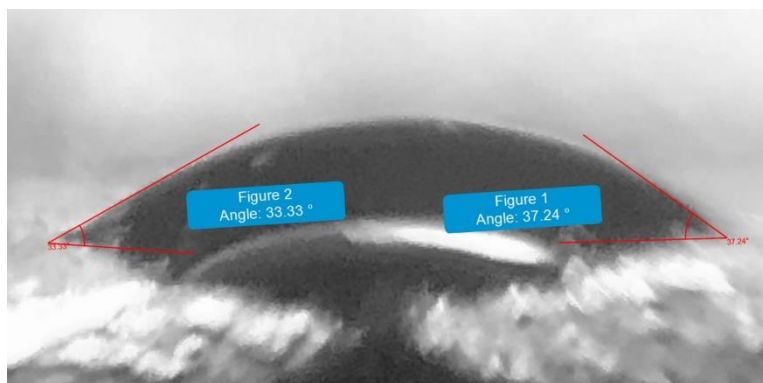


Figura 18. Medición ángulo de contacto para la muestra 4 sometida a temperatura de 65°C.

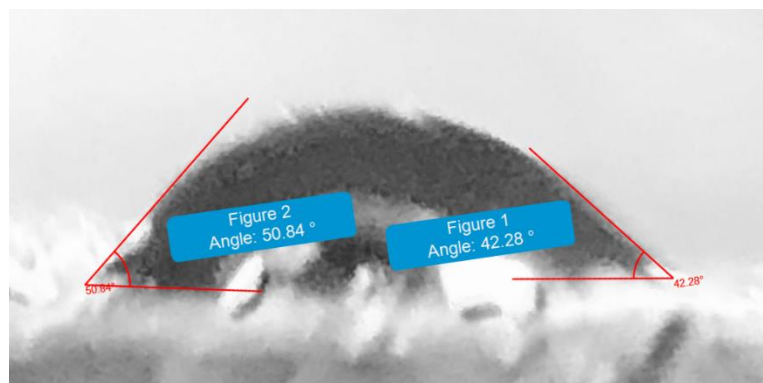


Figura 19. Medición ángulo de contacto para la muestra 5 sometida a temperatura ambiente.

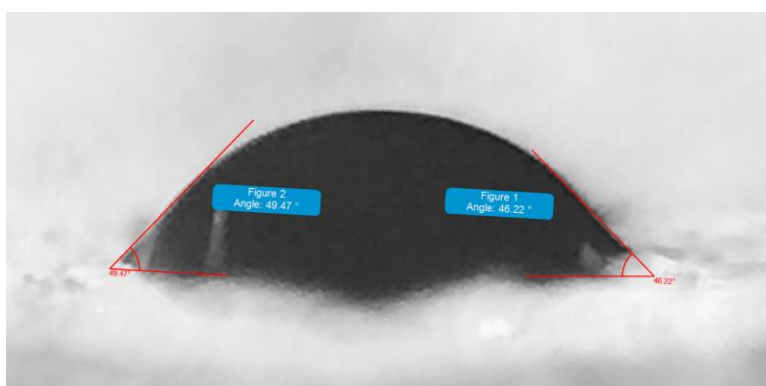


Figura 20. Medición ángulo de contacto para la muestra 5 sometida a temperatura de 65°C.

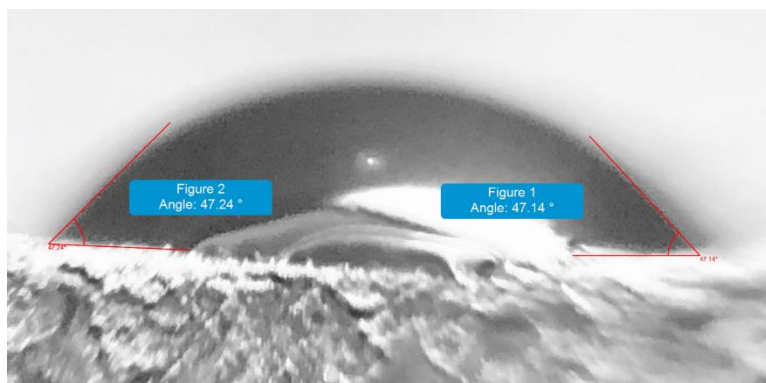


Figura 21. Medición ángulo de contacto para la muestra 6 sometida a temperatura ambiente.

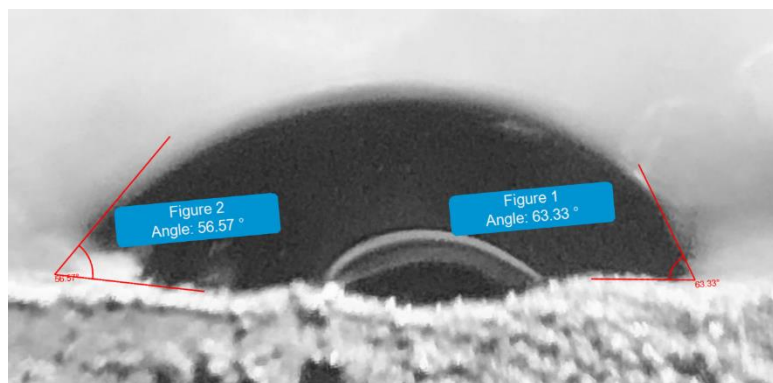


Figura 22. Medición ángulo de contacto para la muestra 6 sometida a temperatura de 65°C.

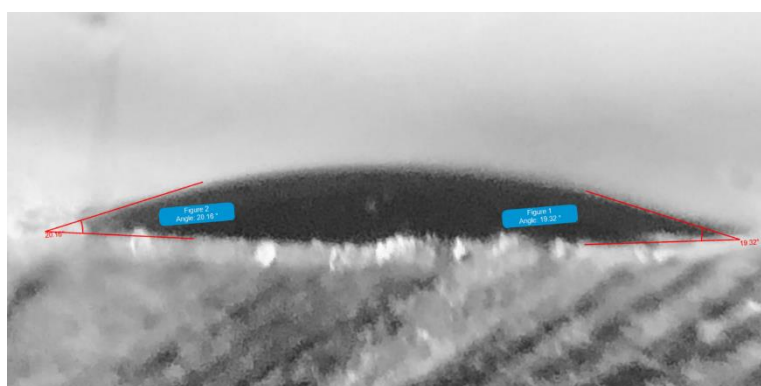


Figura 23. Medición ángulo de contacto para la muestra 7 sometida a temperatura ambiente.

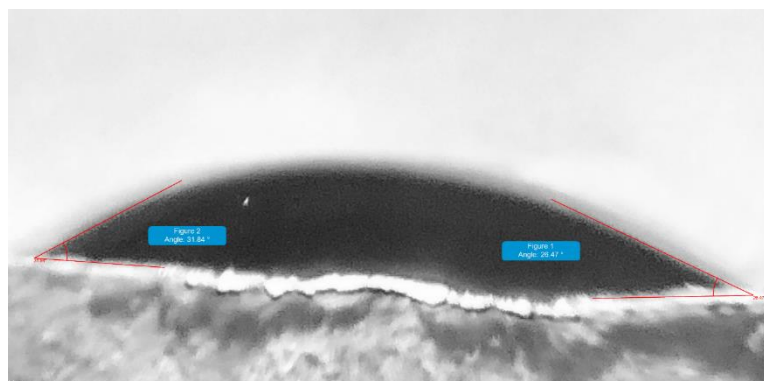


Figura 24. Medición ángulo de contacto para la muestra 7 sometida a temperatura de 65°C.

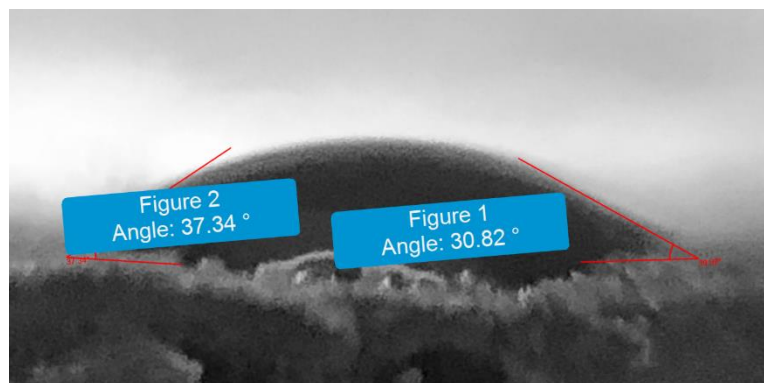


Figura 25. Medición ángulo de contacto para la muestra 8 sometida a temperatura ambiente.

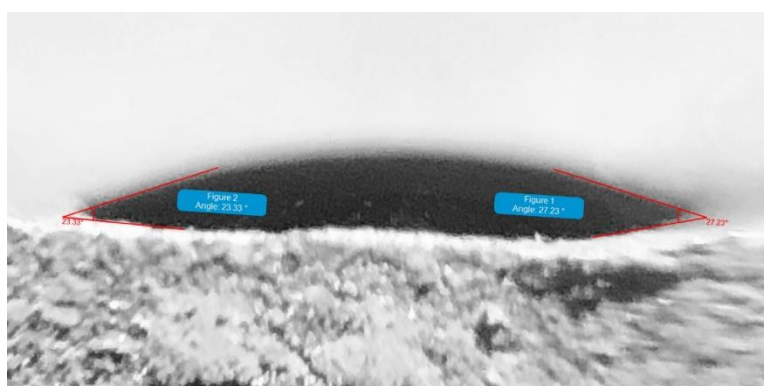


Figura 26. Medición ángulo de contacto para la muestra 8 sometida a temperatura de 65°C.

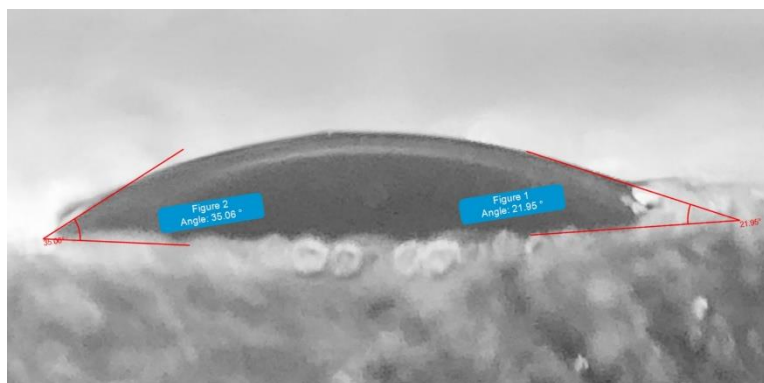


Figura 27. Medición ángulo de contacto para la muestra 9 sometida a temperatura ambiente.

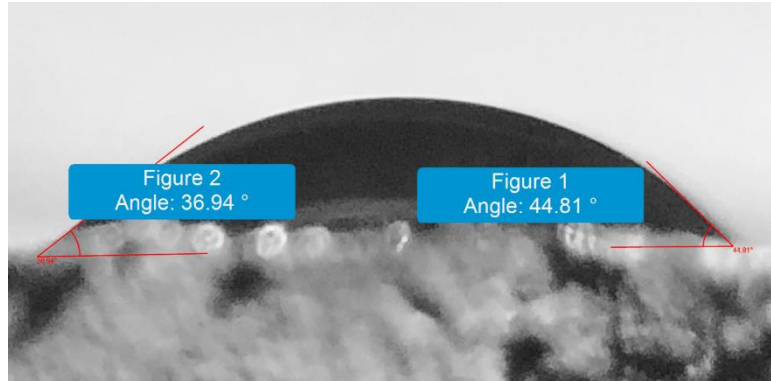


Figura 28. Medición ángulo de contacto para la muestra 9 sometida a temperatura de 65°C.

Apéndice D. Fotografía del ángulo de contacto para la muestra blanco.

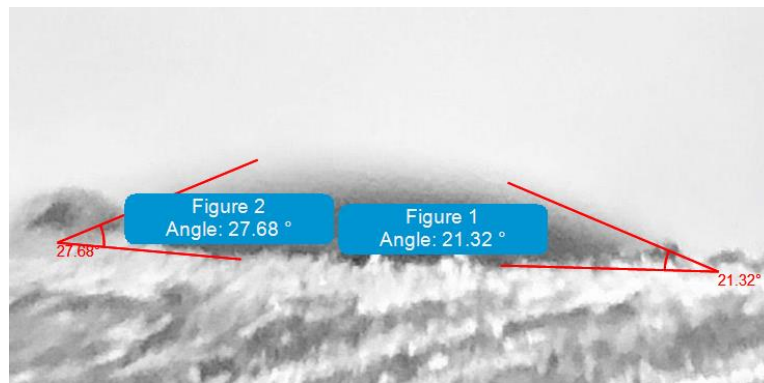


Figura 29. Medición ángulo de contacto para la muestra blanco.

Apéndice E. Cálculo de las mediciones del ángulo de contacto y la energía superficial.

Tabla 6. Cálculos correspondientes a la medición del ángulo de contacto para cada una de las muestras.

Muestra	Medición No.1	Medición No. 2	Promedio	Desviación
1	24.67	29.1	26.89	3.13
1T	30.81	35.38	33.10	3.23
2	32.71	35.31	34.01	1.84
2T	29.92	38.23	34.08	5.88
3	42.3	53.55	47.93	7.95
3T	28.37	29.71	29.04	0.95
4	46.73	42.84	44.79	2.75
4T	37.24	33.33	35.29	2.76
5	42.28	50.84	46.56	6.05
5T	49.47	46.22	47.85	2.30

6	47.14	47.24	47.19	0.07
6T	63.33	56.67	60.00	4.71
7	19.32	20.16	19.74	0.59
7T	26.47	31.84	29.16	3.80
8	30.82	37.34	34.08	4.61
8T	27.23	23.33	25.28	2.76
9	21.95	35.06	28.51	9.27
9T	44.81	36.94	40.88	5.56
Blanco	21.32	27.68	24.50	4.50

Tabla 7. Cálculos correspondientes a determinar la energía superficial.

Muestra	Angulo de Contacto (promedio)	Cos θ (ϵ)	Energía Superficial (dinas/cm)
1	26.89	0.89	35.58
1T	33.10	0.84	37.59
2	34.01	0.83	37.92
2T	34.08	0.83	37.94
3	47.93	0.67	43.84
3T	29.04	0.87	36.23
4	44.79	0.71	42.36
4T	35.29	0.82	38.39
5	46.56	0.69	43.19
5T	47.85	0.67	43.80
6	47.19	0.68	43.49
6T	60.00	0.50	50.17
7	19.74	0.94	33.74
7T	29.16	0.87	36.27
8	34.08	0.83	37.95
8T	25.28	0.90	35.12
9	28.51	0.88	36.06
9T	40.88	0.76	40.63
Blanco	24.50	0.91	34.90

Apéndice F. Microestructura del acero al carbón de norma API 5L

En la figura 30, corresponde a la microestructura del acero API 5L, en donde se observa una estructura bifásica de ferrita y perlita.

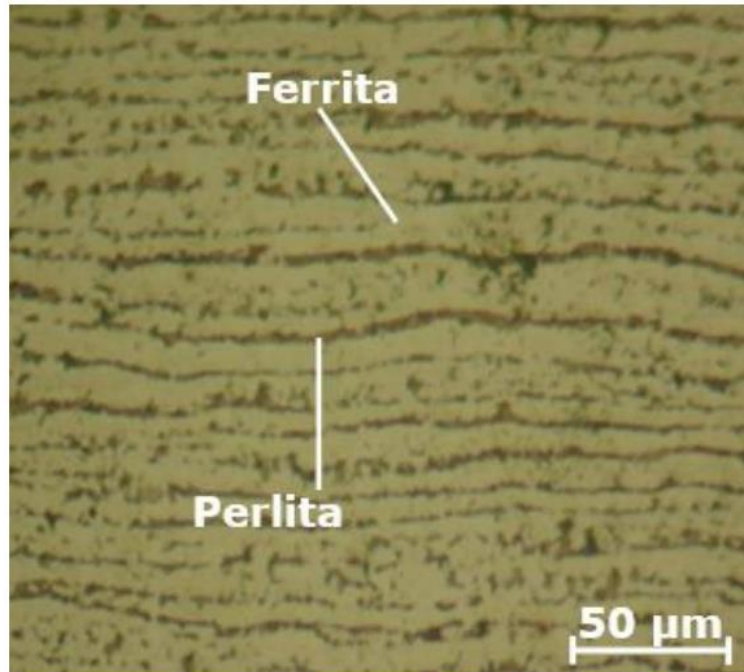


Figura 30. Microestructura del acero API 5L. Adaptado de Legrá, R., Breffe, A., Fernández, T. y Linares, H. (2018).

Apéndice G. Comparativa de comportamientos en sistemas abiertos y cerrados del surfactante.

En la figura 31 se observa como el sistema de tubería-surfactante (a) se evidencia una corrosión característica de óxido férrico, mientras que en el sistema crudo-surfactante-tubería no hay presencia de productos de corrosión. En el sistema b podría estar presentándose un proceso inhibitorio de corrosión debido a que no se presenta interacción de la tubería con el crudo por la interfase de surfactante, el cual a su naturaleza iónica no permite la transferencia de electrones entre el fluido y el metal.



a

b

Figura 31. Muestras de tubería sumergidas por 30 días en a) Surfactante en sistema abierto y b) Crudo-surfactante en sistema cerrado.