

EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DEL SURFACTANTE ADECUADO PARA LA
REDUCCIÓN DE LA VISCOSIDAD EN UN CRUDO PESADO MEDIANTE
CAVITACIÓN HIDRODINÁMICA

YEYSON CAMILO CARVAJAL DEL CASTILLO
DIEGO FERNANDO QUINTERO TORRES

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO QUÍMICA
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2018

EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DEL SURFACTANTE ADECUADO PARA LA
REDUCCIÓN DE LA VISCOSIDAD EN UN CRUDO PESADO MEDIANTE
CAVITACIÓN HIDRODINÁMICA

YEYSON CAMILO CARVAJAL DEL CASTILLO
DIEGO FERNANDO QUINTERO TORRES

Trabajo de investigación para optar por el título de Ingenieros de Petróleos

DIRECTOR:
JULIO CESAR PÉREZ ANGULO
Ingeniero de Petróleos
Especialista en Ingeniería de Gas

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO QUÍMICA
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2018

DEDICATORIA

Dedico esta tesis a Dios, Santo Tomas de Aquino y a la Virgen María quienes inspiraron nuestro espíritu para la conclusión de esta tesis. A mis padres quienes nos dieron la vida, educación, apoyo y consejos. A mis compañeros de estudios, maestros y amigos, que sin sus pequeños aportes no habría logrado esta tesis. A todos ellos se los agradezco desde el alma. Para todos ellos hago esta dedicatoria.

Yeyson Camilo Carvajal del Castillo

Dedico esta tesis principalmente a Dios y a mis padres por apoyarme siempre y enseñarme cada día a ser mejor, a mi hermana que es el motor de mi vida, mi inspiración y quien me da las fuerzas para cada día ser mejor, a mi familia por confiar en mis capacidades y por el amor que me han dado. A mis profesores, amigos y personas que he conocido en esta gratificante época universitaria, de todos he aprendido y seguiré aprendiendo. Gracias a todos y dedico este gran logro a cada uno de ustedes.

Diego Fernando Quintero Torres

AGRADECIMIENTO

A Dios por darnos la oportunidad de vivir, crecer, aprender y avanzar cada día más en nuestros proyectos.

A la empresa Energy Rap Vortex Services (ERVS), por darnos la oportunidad de desarrollar nuestro proyecto en conjunto, apoyarnos en todas las solicitudes e inquietudes.

A Javier Circo, por darnos la confianza de desarrollar este trabajo tan importante, motivarnos a cada momento, dándonos metas a cumplir y apoyarnos en todo lo necesario al proyecto de investigación y extra curricular.

Al Ingeniero Henry Galvis, por ser una persona tan excelente, colaboradora, exigente y por estar día a día ayudándonos en el proyecto, sacándonos de dudas y guiándonos por donde seguir avanzando el trabajo.

Al Ingeniero Carlos Montes, por acompañarnos en todo momento, ayudándonos a mejorar cada día más la investigación e incentivándonos a ser curiosos en la investigación.

Al Profesor Julio Pérez, por darnos su voto de confianza en este proyecto y gestionar las diferentes peticiones.

A la Ingeniera Jimena Gómez, por estar acompañándonos en ciertos momentos con sus aportes, correcciones y ser parte de tan importante equipo.

Al Ingeniero Hernando Buen Día, por darnos la posibilidad de poder desarrollar nuestra investigación en el Parque Tecnológico de Guatiguará.

A los diferentes profesores UIS que, con sus pequeños aportes a ciertas inquietudes nuestras, logramos seguir avanzando poco a poco nuestra investigación.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	17
1. FENÓMENO DE LA CAVITACIÓN HIDRODINÁMICA.....	20
1.1 CAVITACIÓN HIDRODINÁMICA	21
1.1.1 Cavitación hidrodinámica en hidrocarburo.....	22
1.2 CRUDO PESADO	23
1.2.1 Asfaltenos y su efecto en la viscosidad del crudo	24
1.2.2 Fenómeno de agregación y depositación de asfaltenos.....	25
1.3 SURFACTANTES	27
1.3.1 Clasificación de los surfactantes	27
1.3.1.1 Aniónico	28
1.3.1.2 Catiónico	28
1.3.1.3 No iónico	29
1.3.1.4 Anfóteros.....	29
1.3.1.5 Surfactantes especiales – tensoactivos de fluorocarbono y silicon..	30
1.3.1.6 Surfactantes poliméricos.....	30
1.3.2 Características de los surfactantes.....	30
1.3.2.1 Tensión superficial e interfacial	30
1.3.2.2 Concentración crítica micelar (C.M.C)	32
1.3.2.3 Balance hidrofílico – lipofílico (HLB)	34
1.3.2.4 Dispersión	35
1.3.2.5 Adsorción del surfactante.....	35
1.3.2.6 Relación R	36
1.3.2.7 Factor de empaquetamiento	36

1.3.2.8	Temperatura	37
1.3.2.9	pH.....	37
1.4	ANTECEDENTES DEL MEJORAMIENTO DEL CRUDO MEDIANTE LA CAVITACION Y LOS SURFACTANTES.....	37
1.5	PARÁMETROS DEL SURFACTANTE INFLUYENTES EN LA CAVITACIÓN.....	39
2.	METODOLOGÍA EXPERIMENTAL.....	44
2.1	EQUIPOS	45
2.1.1	Viscosímetro Brookfield.....	45
2.1.2	Agitador automático.....	45
2.1.3	Balanza digital.....	45
2.2	MATERIALES DE LABORATORIO	46
2.2.1	Vasos precipitados.....	46
2.2.2	Agitador de vidrio.....	46
2.2.3	Pipeta.....	46
2.3	SUSTANCIAS QUIMICAS Y FLUIDOS.....	46
2.3.1	Crudo.....	46
2.3.2	Surfactantes.....	46
2.4	PROCEDIMIENTO DE LA PRUEBA DE DILUCIÓN EN EL LABORATORIO	47
2.5	PROCEDIMIENTO DE LA PRUEBA DE CAVITACIÓN HIDRODINÁMICA	
	48	
3.	ANÁLISIS DE DATOS.....	49
3.1.	DESEMPEÑO DE LOS SURFACTANTES EN LABORATORIO Y CAVITADOR HIDRODINAMICO	50

3.1.1. Diluciones.....	50
3.1.2. Medición de viscosidades.....	52
4. ANÁLISIS ECONÓMICO PARA SELECCIÓN DE SURFACTANTE	58
5. CONCLUSIONES	63
6. RECOMENDACIONES.....	64
BIBLIOGRAFÍA	65

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Parámetros influyentes del surfactante en cavitación	40
Tabla 2. Selección del surfactante	42
Tabla 3. Surfactantes seleccionados	43
Tabla 4. Concentración diluciones en gramos	50
Tabla 5. Datos de las viscosidades de cada muestra	52
Tabla 6. Tabla de precios de los surfactantes y distribuidores	58
Tabla 7. Variables influyentes en el análisis económico	59

LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 1 Ley de Stokes	25
Ecuación 2. Egresos	60
Ecuación 3. Ingresos Nafta.....	60
Ecuación 4. Utilidad	60

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema del proceso de selección del surfactante.....	20
Figura 2. Creación e implosión de burbujas.....	21
Figura 3. Fenómeno de formación de burbujas en el cavitador hidrodinámico.	22
Figura 4. Fenómenos de agregación y deposición de asfaltenos. a. Asfaltenos en estado coloidal peptizados por resinas. b. Abandono de resinas al inyectar un solvente ionizador (gris). c. Agregación. d. Deposición orgánica.....	26
Figura 5. Estructura de un surfactante.....	31
Figura 6. Determinación de la C.M.C. de un surfactante en una solución acuosa.	33
Figura 7. Balance Hidrofílico - Lipofílico (HLB)	34
Figura 8. Adsorción SDS en burbuja de aire.....	36
Figura 9. Esquema del proceso de selección del surfactante segunda etapa	44
Figura 10. Esquema del proceso de selección del surfactante tercera etapa	49
Figura 11. Comparación entre mezcla base y dilución con SPAN 80	53
Figura 12. Comparación entre mezcla base y dilución con LABS.....	54
Figura 13. Comparación entre la mezcla base y los mejores resultados de cada surfactante en dilución	55
Figura 14. Comparación viscosidad de referencia y cavidades con y sin surfactante	56
Figura 15. Área de oportunidad con dosificación de surfactante	61
Figura 16. Área de oportunidad sin dosificación de surfactante	62

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DEL SURFACTANTE ADECUADO PARA LA REDUCCIÓN DE LA VISCOSIDAD EN UN CRUDO PESADO MEDIANTE CAVITACIÓN HIDRODINÁMICA.*

AUTORES: YEYSON CAMILO CARVAJAL DEL CASTILLO Y DIEGO FERNANDO QUINTERO TORRES.**

PALABRAS CLAVES: Cavitación hidrodinámica, surfactantes, viscosidad, crudos pesados.

DESCRIPCIÓN:

La alta viscosidad del crudo pesado o extra-pesado al momento del transporte es uno de los principales problemas a los que se enfrentan las compañías operadoras. En la actualidad la técnica más usada para la reducción de este parámetro es la dilución del hidrocarburo con gasolina o nafta la cual genera grandes costos debido al volumen requerido para cumplir el requerimiento de transferencia de custodia de crudos.

Este proyecto tiene como objetivo evaluar la influencia, los principales parámetros que optimiza la adición de un surfactante y cuál sería su concentración ideal para obtener una reducción de viscosidad del crudo pesado en un proceso físico con un cavitador hidrodinámico y un donante de hidrogeno, un método novedoso que promueve las altas temperaturas localizadas en la interfase liquido-gas para lograr transformar los asfaltenos o las cadenas pesadas en cadenas livianas.

Mediante el desarrollo de la investigación con pruebas de dilución realizadas en laboratorio y en la planta piloto de cavitación hidrodinámica de la empresa ERVS se determinó el surfactante y la concentración necesaria para lograr una reducción de viscosidad en los crudos pesados y extra-pesados disminuyendo los costos de operación para las empresas operadoras en comparación con el proceso de dilución convencional.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Julio Cesar Pérez Angulo

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION AND SELECTION OF THE APPROPRIATE SURFACTANT FOR THE REDUCTION OF VISCOSITY IN A HEAVY CRUDE THROUGH HYDRODYNAMIC CAVITATION.*

AUTHORS: YEYSON CAMILO CARVAJAL DEL CASTILLO AND DIEGO FERNANDO QUINTERO TORRES.**

KEY WORDS: Hydrodynamic cavitation, surfactants, viscosity, heavy crudes.

DESCRIPTION:

The high viscosity of heavy or extra-heavy crude at the time of oil transport is one of the main problems faced by the operating companies. Currently the most used technique for the reduction of this parameter is the dilution of the hydrocarbon with gasoline or naphtha which generates large costs due to the volume required to accomplish the transfer requirement of crude custody.

The objective of this project is to evaluate the influence, the main parameters that optimizes the addition of a surfactant and what would be its ideal concentration to obtain a viscosity reduction of heavy crude oil in a physical process with a hydrodynamic cavitator and a hydrogen donor, a new method that promotes the high temperatures located in the liquid-gas interface to transform asphaltenes or heavy chains into light chains.

Through the development of the research with dilution tests carried out in the laboratory and in the hydrodynamic cavitation pilot plant of the ERVS company, the surfactant and the concentration necessary to achieve a viscosity reduction in heavy and extra-heavy oils were determined, reducing costs of operation for the operating companies compared to the conventional dilution process.

* Bachelor Thesis

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Julio Cesar Pérez Angulo

INTRODUCCIÓN

En los últimos 15 años del siglo XX la demanda global de crudo aumentó un 1% en promedio anualmente, sin embargo, en los primeros años 15 del siglo XXI esta demanda aumentó en promedio anualmente al 1,8% debido a países en crecimiento como India o China.¹ Adicionalmente estudios revelan que en los próximos 20 años al menos el 80% de los requerimientos de energía en el mundo vendrán del petróleo, gas natural y carbón, y entre estos el petróleo crudo pesado se convertirá en un recurso de energía dominante debido a la disminución del crudo liviano.²

Una de las formas más comunes de clasificar los hidrocarburos es por su gravedad API; cuanto mayor API y menor viscosidad posea, mayor será su valor en el mercado. En el caso de los crudos pesados y extra-pesados se caracterizan por tener un API menor a 22.3 API y con viscosidades que pueden oscilar entre 10000 y 1000000 cP.³

Los asfaltenos o las cadenas de hidrocarburo pesadas en conjunto a los efectos que generan en las propiedades del crudo como la alta viscosidad y el bajo API están en el ojo de todas las empresas, ya que este fluido con lleva una cantidad de diferentes problemas a la hora de su explotación, producción y transporte. La alta viscosidad del crudo afecta y genera mayores costos en el transporte, lo cual conforma el primer reto asociado a este tipo de crudo debido a la necesidad de cumplir con el estándar establecido por el ministerio de minas y energía de 300 cSt a 30°C para la transferencia de custodia de crudos pesados en Colombia.

¹ International Energy Agency (IEA). Oil Market. Annual Statistical Supplement 2017 Edition. https://www.iea.org/media/omrreports/ass/AnnualStatisticalSupplement_2017. Consultado: Abril 20, 2018

² International Energy Agency (IEA). World Energy Outlook. 2008.

³ CARL CURTIS, E.D (i.e). Yacimientos de petróleo pesado. Oilfield Review. p. 33.

En referencia en lo anteriormente descrito, se han planteado diferentes alternativas novedosas para modificar las características del crudo y así cumplir con los estándares de transporte de este, en los cuales podemos resaltar la dilución de surfactantes viscoreductores, la dilución de Nafta o Gasolina, el craqueo catalítico, la cavitación ultrasónica y una de las nuevas tecnologías es la cavitación hidrodinámica. El craqueo catalítico ha sido por muchos años el mejor método para conseguir el mejoramiento del crudo pesado en la industria petrolera tomado más en cuenta en la refinería, pero aun es necesaria altas temperaturas (400 – 500 °C) y altas presiones (> 100 atm).

Se ha planteado un método novedoso para lograr transformar los asfaltenos o las cadenas pesadas en cadenas livianas, disminuyendo la viscosidad y aumentando el API en un proceso isotérmico y este lleva el nombre de cavitación hidrodinámica. La cavitación hidrodinámica promueve las altas temperaturas localizadas en la interfase liquido-gas. Durante este proceso los asfaltenos forman radicales libres de moléculas de bajo peso molecular por el rompimiento de las cadenas de hidrocarburo pesado y reaccionan con radicales libres que vienen de una dosificación de nafta o gasolina como hidrogeno donante.⁴

Mediante la búsqueda del desarrollo de esta tecnología se quiere ahondar en temas como los donantes de hidrógenos y surfactantes para la obtención de mejores resultados en la reducción de la viscosidad y aumento del API. Es por esto que el objetivo principal de esta investigación es reconocer cómo el surfactante favorece el proceso de la cavitación y seleccionar aquel que genere mayor eficiencia en la reducción de la viscosidad en un crudo y esto se ira demostrando a medida que se va avanzando en este libro.

⁴ HMOOD, Ghufraan Raheem. Upgrading of Basrah-Kirkuk Blend Crude Oil Using Mechanical-Acoustical Effect. 2011.

En el capítulo 1, se mostrará una recopilación de diferentes temas importantes a tener en cuenta para entender fácilmente el foco de esta investigación, hablando primeramente de lo que es la cavitación, luego una explicación del crudo pesado, siguiendo con generalidades de los surfactantes y finalmente tocando los surfactantes más destacados en diferentes investigaciones relacionados a cavitación.

En el capítulo 2, se mostrará una metodología experimental donde se tendrá como foco los equipos y materiales utilizados y el procedimiento del desarrollo experimental tanto en laboratorio como en la planta piloto.

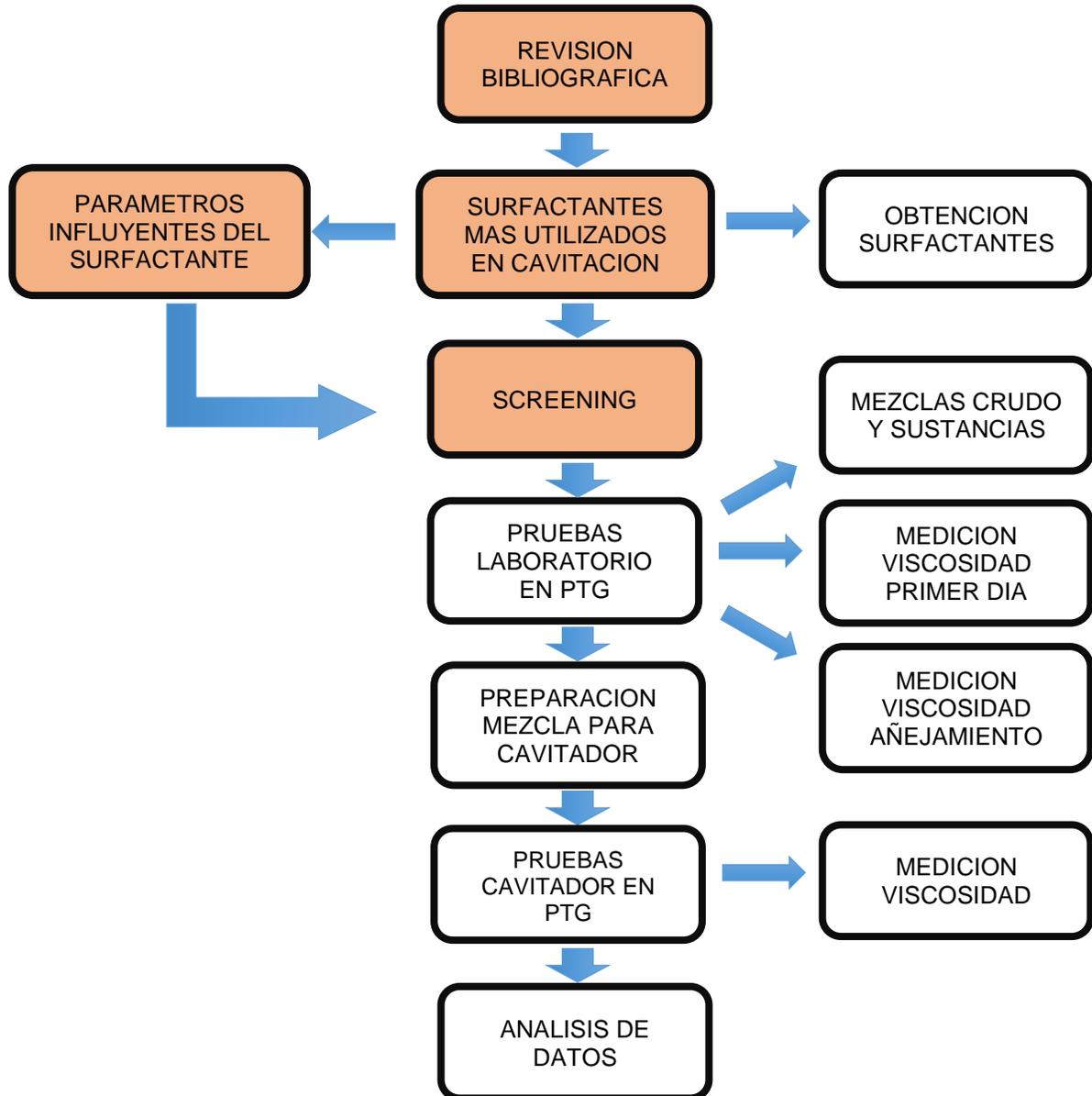
En el capítulo 3, se mostrará un análisis de datos para hacer comparaciones y críticas de la eficiencia de los surfactantes en laboratorio y en la planta piloto y así poder identificar el mejor surfactante.

En el capítulo 4, el último, se mostrará un análisis económico donde se fortalecerá el porqué de la selección del surfactante escogido al final, haciéndose este análisis en base a la diferencia que se genera al hacer una cavitación con crudo, nafta y surfactante a hacer una dilución de nafta con crudo.

1. FENÓMENO DE LA CAVITACIÓN HIDRODINÁMICA

La figura 1 muestra de manera breve el proceso llevado a cabo durante la investigación en general y se encuentran resaltados los temas que se profundizarán en este capítulo.

Figura 1. Esquema del proceso de selección del surfactante

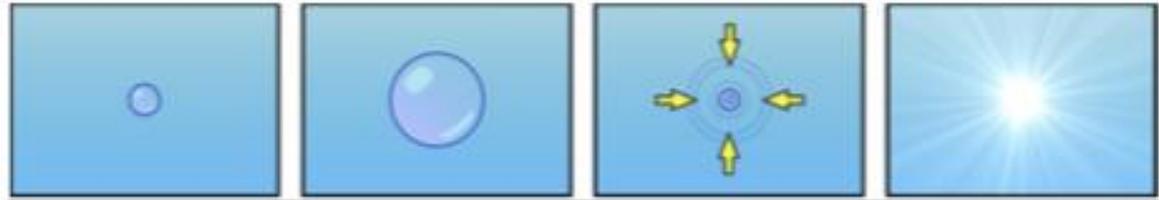


Fuente: Autores

1.1 CAVITACIÓN HIDRODINÁMICA

La cavitación o flujo de dos fases, es un proceso fisicoquímico que trata en la formación, crecimiento y colapso o implosión, como se observa en la figura 2, de miles de burbujas de gas o vapor en milésimas de segundos liberando como consecuencia grandes cantidades de energía térmica localizadas. Los efectos de estas implosiones alcanzan temperaturas de 1000 a 5000 k y presiones de 100 a 5000 bar.

Figura 2. Creación e implosión de burbujas.



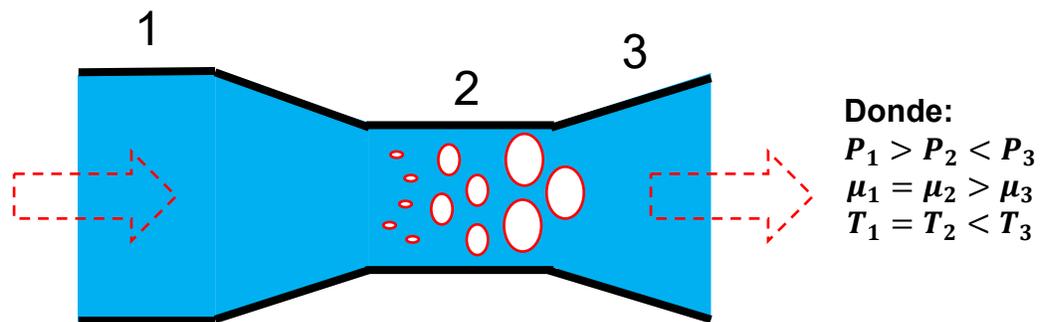
Fuente: MAX I. FOMITCHEV-ZAMILOV. Heavy crude oil upgrading with hydrodynamic cavitation. 2015.

Actualmente se conoce cavitación acústica, cavitación óptica, cavitación de partículas y finalmente la cual será nuestro tema de enfoque la cavitación hidrodinámica.

La cavitación hidrodinámica, como ya se nombró anteriormente de forma general, consiste en la generación, crecimiento y posteriormente la implosión de estas burbujas, pero este fenómeno a diferencia de los demás métodos es debido a un diferencial de presión entre el medio de donde vienen al medio a donde llegan las burbujas. También debe tenerse muy en cuenta que este diferencial de presión debe ser considerable, llegándose a lograr si el fluido viene de un punto de inicio con una presión alta, pasando a una cámara donde caerá a una presión baja (donde se generan las burbujas por el alto diferencial de presión) y posteriormente pasando a otra cámara donde la presión se aumenta considerablemente (generando la

implosión de las burbujas). Todo lo anterior se puede lograr con la geometría del cavitador el cual nos garantizara que la presión de operación se reduzca hasta tal valor que permita que la presión del líquido se encuentre por debajo o igual de su presión de vapor de tal forma que el fluido pueda cavitarse y se dé la formación de burbujas como se muestra en la figura 3.

Figura 3. Fenómeno de formación de burbujas en el cavitador hidrodinámico.



Fuente: Modificado de JOHANA LOPEZ. Informe de Mecatronica, Hidraulica. [en linea] (2015). Disponible en: <http://mkjohanalopez829420.blogspot.com.co/2015/08/>

Este fenómeno genera una reacción que resulta en una reducción de viscosidad debido al rompimiento homolítico de enlaces de Van Der Waals del fluido y un posible aumento del grado API del crudo.

La cavitación hidrodinámica ha sido utilizada en diferentes sectores industriales para diferentes procesos, entre los cuales podemos resaltar:

- Tratamiento de agua residual.
- Reacción de despolimerización.
- Preparación de emulsiones finas.

1.1.1 Cavitación hidrodinámica en hidrocarburo.

Cuando se introduce un aceite pesado en el proceso de cavitación, dos fenómenos pueden ocurrir simultáneamente, a saber, el craqueo térmico de la fracción pesada

de crudo y la formación de radicales libres a partir de moléculas de compuestos orgánicos / inorgánicos más ligeros. Cuando un enlace C-C en una cadena polimérica, por ejemplo, sufre una ruptura térmica, los radicales libres altamente energéticos pueden intensificar el proceso de separación de dos carbonos. Además, en presencia de donantes de hidrógeno como el agua o la tetralina, los radicales de hidrógeno producidos por la ruptura térmica de enlaces O / C-H de moléculas atrapadas en burbujas las cuales se están colapsando pueden preparar el hidrógeno requerido para la hidrogenación de cortes pesados.

Para la reducción de la viscosidad del aceite pesado, es necesario que los enlaces C-X (X: C, S, N, O o metales pesados tales como Ni, Fe, V) de moléculas pesadas se agrieten y las moléculas pesadas se transformen en moléculas más ligeras. El agrietamiento de estos enlaces puede causar algunos radicales en el fluido. Estos radicales R- pueden reaccionar entre sí y formar moléculas más pesadas. Como se ha indicado anteriormente, el uso de donantes de hidrógeno puede resolver este problema de recombinación de radicales. Por lo tanto, la presencia de un donante de hidrógeno en el sistema es necesaria para este proceso. Algunos de los donantes que han sido aplicados son: agua, ácido fórmico, hidrazina (N₂H₄), tetralina, borohidruro sódico (NaBH₄), gas, nafta, pentano y crudos ligeros.⁵

1.2 CRUDO PESADO

Los crudos pesados son matrices complejas de cadenas de hidrocarburos con 25 a 200 átomos de carbono y un alto contenido de hetero-elementos (sulfuro, nitrógeno y oxígeno) y metales (níquel y vanadio).⁶ Se trata de un petróleo crudo que posee una viscosidad normalmente superior a 0,01 Pa.s [10 cP] y un alto peso específico.

⁵ ASKARIAN, M., VATANI, A., & EDALAT, M. Heavy Oil Upgrading via Hydrodynamic Cavitation in the Presence of an Appropriate Hydrogen Donor. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2017. p. 1-21.

⁶ LAXALDE, J., RUCKEBUSCH, C., DEVOS, O., & CAILLOL, N. Characterisation of heavy oils using near-infrared spectroscopy: Optimisation of pre-processing methods and variable selection. *Analytica Chimica Acta*. 2011. p. 227-234.

El Congreso Mundial del Petróleo clasifica a los petróleos pesados como petróleos crudos con una densidad menor a 22,3°API. Otras de sus características son las bajas relaciones hidrógeno-carbono y el alto contenido de asfaltenos, azufre, nitrógeno y metales pesados además de su alta acidez.⁷

La descripción que se puede extraer de un crudo pesado teniendo en cuenta la relación existente entre las interacciones microscópicas de los constituyentes y su comportamiento reológico macroscópico es la de un sistema coloidal compuesto de partículas de asfaltenos disueltas y enredadas (las altas viscosidades de los crudos pesados se deben principalmente al enredo de estas partículas) en un disolvente constituido por maltenes (resinas, aromáticos y saturados). La temperatura cambia la calidad del disolvente y modifica, así como la concentración de resinas, el estado inicial de agregación de asfaltenos y por lo tanto las propiedades reológicas del sistema.⁸

1.2.1 Asfaltenos y su efecto en la viscosidad del crudo

El principal problema con las fracciones de petróleo pesado es la complejidad de la materia prima y el análisis de sus componentes. Aparte de las otras estructuras complejas, el asfalteno permanece como una de las moléculas comunes inciertas en el aceite pesado. Se cree que el asfalteno es la molécula más compleja, de alto peso molecular, polar y altamente aromática presente en el petróleo. La determinación de su estructura molecular se realiza mediante diversas técnicas analíticas como espectrometría de masa por ionización o desorción de campo (FD-FI-MS), ionización por desorción láser (LDI), difusión magnética nuclear, entre otras.⁹

⁷ FÆRGESTAD, I. M. Petróleo pesado. Oilfield Review. 2016. p. 1-3.

⁸ ARGILLIER, J.-f., BARRÉ, L., BRUCY, F., & DOURNAUX, J.-l. Influence of Asphaltene Content and Dilution on Heavy Oil Rheology. SPE. 2001. p. 1-8.

⁹ ANCHEYTA, J., RANA, M. S., SA, V., & DIAZ, J. A. A review of recent advances on process technologies for upgrading of heavy oils and residua. Fuel. 2007. p. 1216-1231.

Las mediciones del peso molecular de los asfaltenos son difíciles de determinar debido a que se ha sugerido que las micelas de asfaltenos forman aglomerados y esta asociación está en función de la polaridad del disolvente, de la concentración de asfaltenos en el petróleo y de la temperatura para la cual las mediciones son hechas.¹⁰

1.2.2 Fenómeno de agregación y depositación de asfaltenos

Para estudiar la depositación de las partículas de asfaltenos se han usado dos métodos, la ley de Stokes y el modelo termodinámico de micelización. El primero considera que al evitar la agregación de asfaltenos reduce el diámetro de la partícula y por ende su velocidad de caída. Por lo cual se podría calcular su velocidad de depositación con la siguiente ecuación:

Ecuación 1 Ley de Stokes

$$V_s = \frac{2}{9} r^2 g \frac{(\rho_p - \rho_f)}{\eta}$$

Dónde: V_s =Velocidad de Caída ρ_p = Densidad particular
 g = Diámetro ρ_f = Densidad fluido

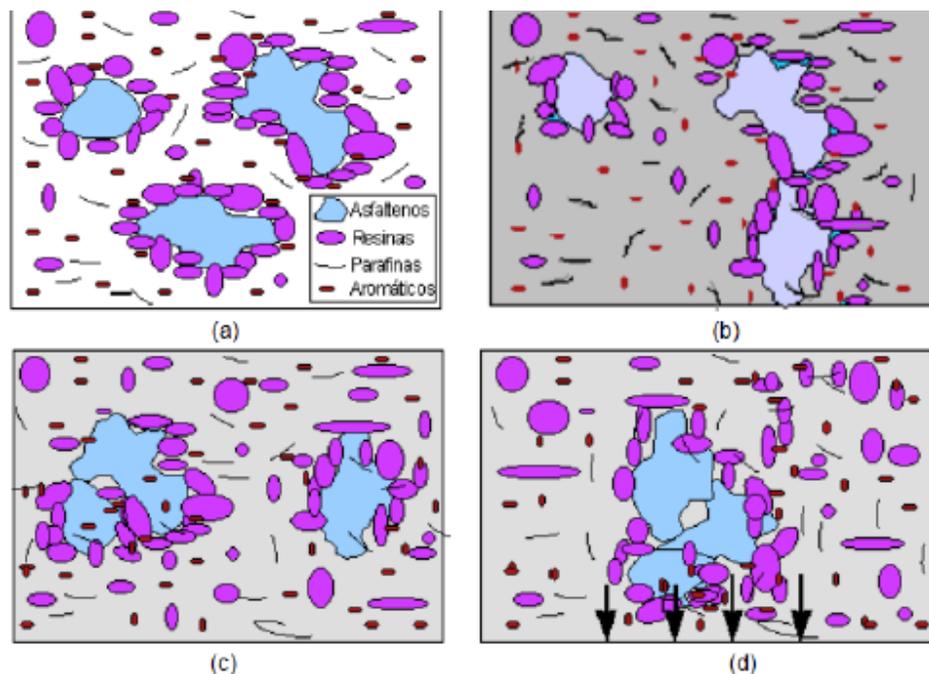
Para el segundo método se consideran los asfaltenos en suspensión coloidal, debido a que la superficie de las partículas asfálticas, dispersas en una fase continua como lo es el aceite, está totalmente rodeada de resinas en forma micelar (figura 4a).

Las resinas son las responsables de mantener separados a los asfaltenos manteniendo al sistema en estabilidad. Sin embargo, si se inyecta un solvente ionizador como n-pentano o existe alguna perturbación fisicoquímica como las que

¹⁰ DELGADO, J. G. ASFALTENOS composición, agregación, precipitación. Universidad de los Andes. 2006. p. 1-38.

sucedan en la producción de los pozos (cambios de temperatura, presión o composición del petróleo), se altera dicha estabilidad provocando interacción mutua entre asfaltenos, por el abandono de las resinas en la micela (figura 4b). Por lo tanto, cuando dos asfaltenos en movimiento Browniano se unen y difunden en el sistema, existe la probabilidad de seguirse uniendo a otras. A este fenómeno se le conoce como agregación (figura 4c).

Figura 4. Fenómenos de agregación y deposición de asfaltenos. a. Asfaltenos en estado coloidal peptizados por resinas. b. Abandono de resinas al inyectar un solvente ionizador (gris). c. Agregación. d. Deposición orgánica.



Fuente: DELGADO, J. G. Asfaltenos composición, agregación, precipitación. Universidad de los Andes. 2006. p. 1-38.

Conforme el proceso de agregación se difunde en el tiempo, el número de partículas individuales disminuye formando agregados más grandes y pesados que, por efecto de elementos externos como la gravedad, tienden a precipitarse y pegarse a las paredes de las tuberías en un fenómeno que se conoce como deposición orgánica

(figura 2d). El modelo utilizado para predecir el comportamiento de precipitación de los asfaltenos, considerando que se encuentran formando micelas rodeadas por resinas adsorbidas en la superficie de los agregados, se conoce con el nombre de “Modelo termodinámico de micelización”. Este modelo permite calcular el tamaño de las micelas de los asfaltenos.¹¹

1.3 SURFACTANTES

Los surfactantes son compuestos que poseen una doble afinidad. Una parte afín a las sustancias polares como el agua (hidrofílica) y otra a fin a sustancias apolares como el aceite (lipofílica), por consiguiente, pueden estabilizar o desestabilizar una interfase agua-aceite, ubicando especialmente una parte de su estructura dentro del agua y otra dentro del aceite.¹²

Ya que la acción de los surfactantes se debe a fuerzas electrostáticas, un surfactante se clasifica por la naturaleza iónica del grupo soluble en agua.

- Aniónico, cuando el grupo soluble en agua está cargado negativamente.
- Catiónico, cuando el grupo soluble en agua está cargado positivamente.
- No iónico, las cuales son moléculas orgánicas que no ionizan, ósea, permanecen sin carga.
- Anfotericos, los cuales están constituidos por moléculas orgánicas cuyo grupo soluble en agua puede estar cargado positivamente, negativamente o sin carga.

1.3.1 Clasificación de los surfactantes

¹¹ CASTAÑEDA MONSALVE, D. C. Factibilidad Del Uso De Mezclas De Surfactantes Que Incluyen Un Apg Etoxilado Como Rompedores De Emulsión Y/O Reductores De Viscosidad Mediante La Modificación Del Hlb En Sistemas Ternarios Crudo/Agua/Surfactante. Universidad Industrial de Santander. 2014. p. 1-145.

¹² SALAGER, Jean Louis. Surfactantes, Tipos y usos. Mérida, Venezuela: Laboratorio de Formulación, Interfases, Reología y Procesos, Universidad de los Andes. 2002. Cuaderno FIRP S300-A.

1.3.1.1 Aniónico

Los surfactantes aniónicos son los más usados en la industria debido a su bajo costo de manufactura y se utilizan en prácticamente todo tipo de detergente. Para una detergencia óptima, la cadena hidrófoba es un grupo alquilo lineal con una longitud de cadena en la región de 12-16 átomos de carbono. Se prefieren las cadenas lineales, ya que son más eficaces y más degradables que las ramificadas. Los grupos hidrofílicos más comúnmente utilizados son carboxilatos, sulfatos, sulfonatos y fosfatos.¹³

1.3.1.2 Catiónico

El surfactante catiónico más común es el Amonio cuaternario con la formula general $R'R''R'''R''''N^+X^-$, donde X^- es usualmente ion cloruro y R representa el grupo alquil. Otra clase comun de surfactante cationico es el Cloruro de alquil trimetil amonio, donde R contiene de 8 a 18 átomos como, por ejemplo, Cloruro de dodecil trimetil amonio $C_{12}H_{25}(CH_3)_3NCl$. También otra clase de surfactante catiónico conocido es el que contiene dos cadenas largas del grupo alquil como, por ejemplo, Dialquildimetilamonio, teniendo los grupos alquilo una longitud de cadena de 8-18 átomos de carbono.

Los surfactantes catiónicos son solubles cuando solo tiene un largo grupo de alquilo. Ellos son generalmente compatibles con muchos iones inorgánicos. Catiónicos son generalmente estables con el cambio de pH, Son incompatibles con muchos surfactantes aniónicos, pero si son compatibles con no iónicos. También ellos son insolubles en hidrocarburos, pero los catiónicos con dos o más cadenas largas de alquilo son solubles en solventes de hidrocarburos. También son químicamente

¹³ THARWAT, F. Tadros. Applied surfactants, Principles and applications. United Kingdom. Editorial WILEY-VCH. 2005.

estables y pueden tolerar electrolitos y la C.M.C. de los surfactantes catiónicos son cercanos a los de los aniónicos con la misma cadena de alquilo.¹⁴

1.3.1.3 No iónico

Este tipo de surfactantes se caracterizan porque no forman enlaces iónicos, son utilizados principalmente como co-surfactantes, debido a que sus propiedades tensoactivas en reducción de la tensión interfacial generalmente no son tan buenas como las aniónicas; sin embargo, dada su tolerancia a las altas salinidades, se usan junto con otros surfactantes para fortalecerlos y brindarles resistencia.

Los surfactantes no iónicos más comunes son aquellos que están basados en óxido de etileno. Muchas clases pueden distinguirse: etoxilatos de alcoholes, etoxilatos de alquilfenol, etoxilatos de ácidos grasos, etoxilatos de monoalcaolamidas, etoxilatos de ésteres de sorbitán, etoxilatos de aminas grasas y copolímeros de óxido de etileno-óxido de propileno (a veces denominados tensoactivos poliméricos).

Otra clase importante de no iónicos son los productos multihidroxiados tales como ésteres de glicol, ésteres de glicerol (y poliglicerol), glucósidos (y poliglucósidos) y ésteres de sacarosa. Los óxidos de amina y los surfactantes de sulfinilo representan a los no iónicos con un pequeño grupo de cabeza.¹⁵

1.3.1.4 Anfóteros.

Esta clase de surfactante contiene grupo catiónico y aniónico. Los surfactantes anfotericos más usados son las N-alkilbetaínas, que son derivados de trimetil glicina $(CH_3)_3NCH_2COOH$.¹⁶

¹⁴⁻¹⁶ ROSEN, Milton J., JOY T. Kunjappu. Surfactants and interfacial phenomena. Editorial WILEY. 2012.

1.3.1.5 Surfactantes especiales – tensoactivos de fluorocarbono y silicon.

Esta clase de surfactante pueden disminuir la tensión superficial del agua a 20 nM m^{-1} . Los tensoactivos de fluorocarbono y silicona se denominan a veces como supermojantes, ya que provocan un mojado y una dispersión mejorados de su solución acuosa. Sin embargo, son mucho más caros que los tensoactivos convencionales y sólo se aplican para aplicaciones específicas, por lo que la baja tensión superficial es una propiedad deseable.¹⁷

1.3.1.6 Surfactantes poliméricos.

Esta clase de surfactantes han sido considerados recientemente debido a su amplia aplicación como estabilizadores para suspensión y emulsiones.

1.3.2 Características de los surfactantes

1.3.2.1 Tensión superficial e interfacial

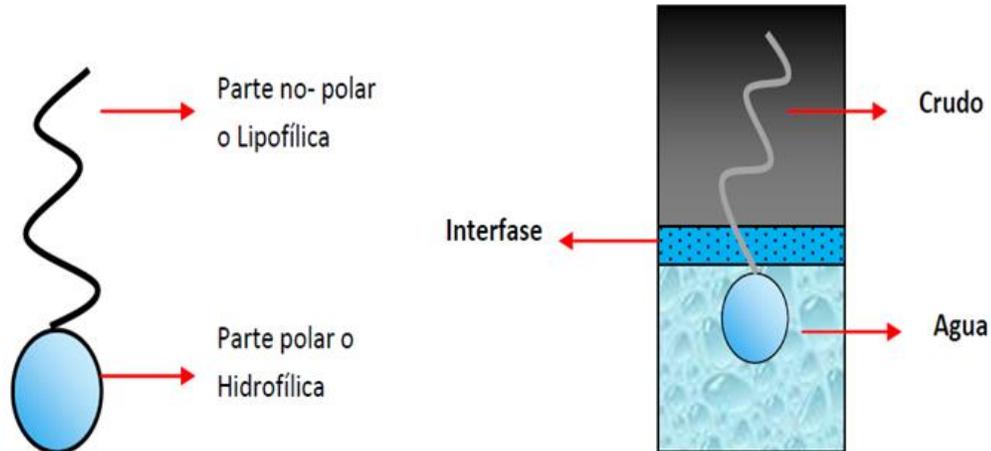
Las moléculas de un líquido se encuentran sometidas a fuerzas de atracción de diferente magnitud dependiendo de la zona del líquido considerada. En el interior del líquido, las moléculas están lo suficientemente cerca para que el efecto de las fuerzas de atracción sea considerable. Por el contrario, las moléculas de la zona superficial no están rodeadas completamente por otras moléculas del líquido y, por lo tanto, se puede decir que están desequilibradas con un efecto neto hacia el interior del líquido. Esta fuerza neta sobre la superficie del líquido será más baja mientras más pequeña sea dicha superficie. Para una superficie mínima se cumple una energía mínima, por lo tanto, podemos decir que la superficie de un líquido tiende a contraerse y el efecto resultante de estas fuerzas de contracción es lo que le da origen a la tensión superficial (γ), permitiendo que la superficie sea estable.

¹⁷ THARWAT, F. Tadros. Applied surfactants, Principles and applications. United Kingdom. Editorial WILEY-VCH. 2005.

Cuando se ponen en contacto dos líquidos inmiscibles, el sistema considerado estará formado por dos fases líquidas y la interfase de contacto entre ellas como se observar en la figura 5. En este caso, las moléculas de la interfase estarán sometidas a fuerzas de magnitudes diferentes ejercidas por el interior de cada líquido y a fuerzas de Van der Waals con las moléculas del otro líquido. Esto conlleva a que la tensión en la interfase o tensión interfacial tenga un valor intermedio entre las tensiones superficiales de los dos líquidos individuales.

No obstante, la adsorción de un surfactante en una superficie o interfase produce una reducción en la γ y hasta que ocurre un fenómeno de formación de “micelas”, conocido como “Concentración Micelar Crítica”.¹⁸

Figura 5. Estructura de un surfactante.



Fuente: SALAGER. Determinación de formulaciones base/polímeros (bp), con potencial aplicación como método químico en la recuperación mejorada de crudo extrapesado de la

¹⁸ SALAGER, Jean Louis. Surfactantes, Tipos y usos. Mérida, Venezuela: Laboratorio de Formulación, Interfases, Reología y Proceso. Universidad de los Andes. 2002. Cuaderno FIRP S300A.

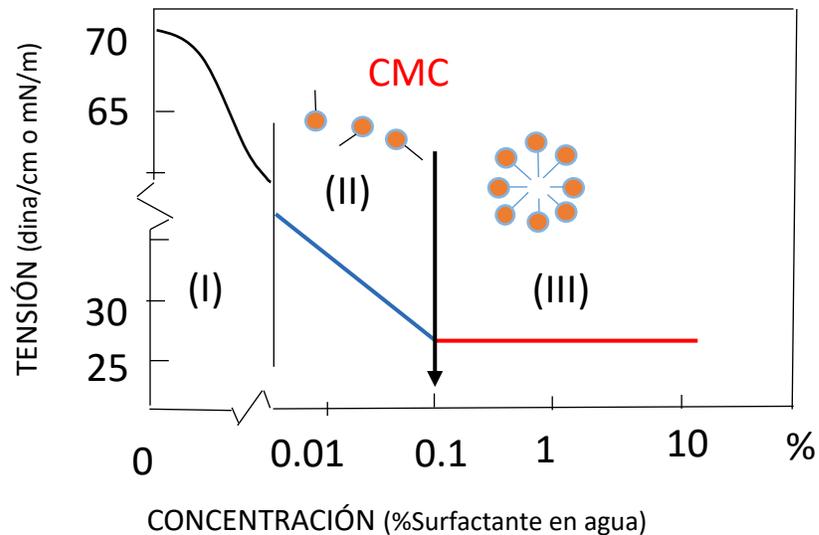
faja petrolífera del Orinoco, tesis de pregrado / figura 2.12 Estructura de un surfactante. (2002).

1.3.2.2 Concentración crítica micelar (C.M.C)

La CMC se define como la concentración de los tensoactivos por encima del cual las micelas se forman espontáneamente. Sobre la introducción de agentes tensoactivos (o cualquier material de superficie activa) en el sistema, inicialmente éstos particionarán la interfaz reduciendo la energía libre del sistema por (a) la reducción de la energía de la interfaz y (b) removiendo las partes hidrófobas del tensoactivos del contacto con el agua.

Posteriormente, cuando la cobertura de la superficie aumenta por el surfactante y la energía superficial libre (tensión superficial) disminuye, los tensoactivos empiezan a agregarse en micelas, por tanto, se da nuevamente la disminución de la energía libre del sistema al disminuir el área de contacto de las partes hidrófobas del tensoactivos con agua. Al llegar a CMC, cualquier aumento adicional de tensoactivos sólo aumentar el número de micelas (en el caso ideal), como se muestra en la Figura No 6. Es decir, antes de llegar a la CMC, la tensión superficial disminuye bruscamente con la concentración del tensoactivos. Después de alcanzar la CMC, la tensión superficial se mantiene más o menos constante.

Figura 6. Determinación de la C.M.C. de un surfactante en una solución acuosa.



Fuente: Modificado de JEAN, S. "Surfactantes en Solución Acuosa". Universidad de los Andes. 1993.

La concentración micelar crítica corresponde a la transición entre las zonas II y III de la figura 6; no es en realidad un valor exacto, sino un cierto rango de concentración, que puede ser relativamente amplio si el surfactante es una mezcla de especies químicas notablemente diferentes entre sí. La concentración micelar crítica, que se refiere a la zona de aparición de las primeras micelas, puede detectarse mediante numerosos métodos, ya que diversas propiedades presentan en esta zona una discontinuidad en su variación. Los métodos más empleados se basan sobre la variación de la tensión superficial (todos tipos de surfactantes) y de la conductividad electrolítica de las soluciones (sólo surfactantes iónicos).

Un parámetro relacionado con la CMC es la temperatura Krafft, o temperatura crítica de micelas. Esta es la temperatura mínima a la que los tensoactivos forman micelas. Por debajo de la temperatura Krafft, no hay ningún valor para la concentración micelar crítica; es decir, las micelas no se pueden formar.

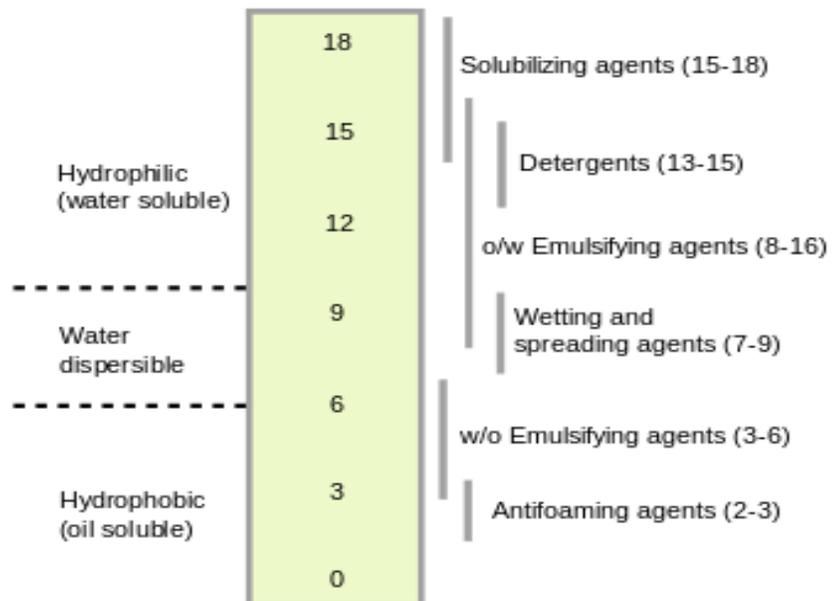
1.3.2.3 Balance hidrofílico – lipofílico (HLB)

El balance hidrófilo-lipófilo (HLB) se utiliza para caracterizar tensoactivos. Este número indica relativamente la tendencia a solubilizar en aceite o agua y por lo tanto la tendencia a formar emulsiones de agua-en-aceite o de aceite-en-agua. Los números bajos de HLB se asignan a los tensoactivos que tienden a ser más solubles en aceite.

Éste se basa en atribuir un cierto número a los surfactantes en el rango de valores de 0 a 20 basado en su comportamiento de solubilidad en agua.

Un valor de HLB de 0 corresponde a una molécula completamente hidrofóbica (lipofílico), y un valor de 20 corresponde a una molécula compuesta completamente de componentes hidrófilos como se observa en la figura 7.

Figura 7. Balance Hidrofílico - Lipofílico (HLB)



Fuente: THARWAT F. TADROS. Applied surfactants, Principles and applications. United Kingdom. Editorial WILEY-VCH. 2005.

1.3.2.4 Dispersión

Dentro del crudo se encuentran partículas finas solidas las cuales por diferentes factores como puede ser temperatura tienden a flocular, ósea, aglomerarse y luego depositarse.

Este fenómeno se puede impedir y hacer que se sigan manteniendo en suspensión estas partículas, se pueden de dos formas:

- Envolviéndolas en una película protectora
- Usando electrolitos

Los surfactantes aportan ambos efectos de forma instantánea, pero para que el surfactante actué como es, tiene que ser absorbido sobre la partícula.

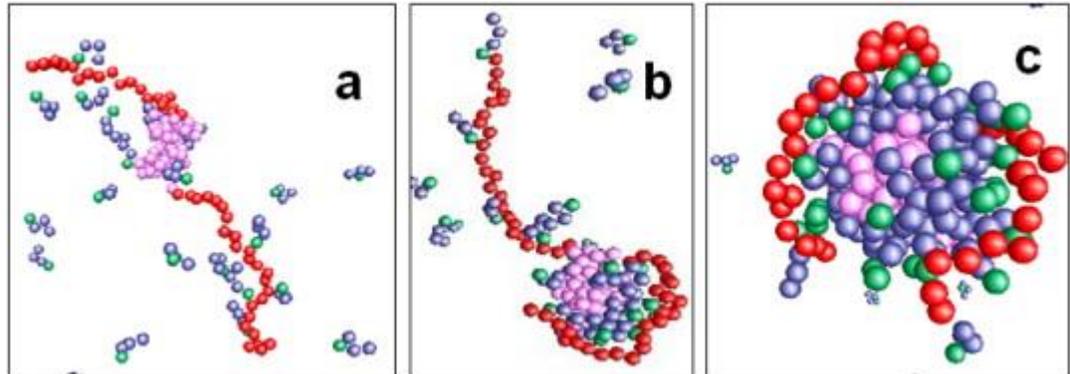
1.3.2.5 Adsorción del surfactante

La adsorción es un proceso en el que ciertas moléculas de dicho químico son adsorbidas por la superficie o interfase como se observa en la figura 6. Es importante debido a que dependiendo de qué tan rápido sea la adsorción se podrá llegar más rápido o más lento a la C.M.C.

Este fenómeno normalmente aumenta con la concentración del mismo en la solución y disminuye con el incremento de la temperatura, además es función del tipo de surfactante, peso equivalente, minerales de la roca, contenido de arcilla y tasa de flujo de la solución.¹⁹

¹⁹ CORTI, Mario, PANNUZZO, Martina and RAUDINO, Antonio. Trapping of Sodium Dodecyl Sulfate at the Air–Water Interfase of Oscillating Bubbles. American chemical society. 2015. p. 6277-6281.

Figura 8. Adsorción SDS en burbuja de aire



Fuente: Liu, Z.H. & Lv, W.J. & Zhao, Shuangliang & Shang, Y.Z. & Peng, C.J. & Wang, H.L. & Liu, H.L. (2015). Effects of the hydrophilicity or hydrophobicity of the neutral block on the structural formation of a block polyelectrolyte/surfactant complex: A molecular dynamics simulation study.

1.3.2.6 Relación R

Para determinar la relación R se tiene en cuenta si la interacción entre moléculas de aceite y moléculas de surfactantes es muy atractiva, el tensoactivo tiene afinidad con la fase aceite.

Cuando $R > 1$ es lo contrario ya que la miscibilidad con el aceite se incrementa y con respecto al agua disminuye. Cuando $R = 1$ significa que es un sistema óptimo.

1.3.2.7 Factor de empaquetamiento

El factor de empaquetamiento es una relación entre el volumen ocupado por el grupo hidrófobo en el núcleo micelar y el área de sección transversal ocupada por el grupo hidrófilo en la superficie de la micela y la longitud del grupo hidrófobo.

La tensión interfacial alcanza su mínimo cuando el factor de empaquetamiento es igual a 1.

1.3.2.8 Temperatura

La estabilidad térmica de los surfactantes es una consideración de gran importancia ya que estos son altamente vulnerables a la degradación a altas temperaturas.

1.3.2.9 pH

Valores altos de pH afectan la solubilidad de los surfactantes iónicos y en el caso de los aniónicos una reducción del pH ocasionara una disminución del grado de disociación y la solubilidad de este.

1.4 ANTECEDENTES DEL MEJORAMIENTO DEL CRUDO MEDIANTE LA CAVITACION Y LOS SURFACTANTES

El hidrocarburo pesado representa un gran reto al momento de enfocarnos en su mejoramiento, es decir, a obtener una disminución en la viscosidad y un aumento del grado API en este crudo, y esto es debido a que naturalmente los crudos tienen en su composición asfaltenos los cuales representan un problema cuando tienden a aglomerarse en largas y grandes partículas.

Mediante el proceso de cavitación se busca es crear pequeñas burbujas las cuales en un cierto tiempo implosionarán generando energía térmica la cual romperá las cadenas de hidrocarburos pesados reduciendo así el contenido de asfaltenos y aumentando el contenido de livianos, pero hay que tener muy en cuenta de que los asfaltenos liberaran radicales libres y estos buscaran unirse de nuevo para formar una partícula mucho más pesada por lo cual se debe dosificar un hidrogeno donante con el fin de terminar al radical libre y adicional la dosificación de un surfactante lograra demostrar un mejoramiento en la eficiencia de este proceso

Jiunn-Ren Lin, Joon-Kyu y Teh Fu Yen, evidenciaron el mejoramiento del proceso de cavitación mediante el uso de tensoactivos o muy bien conocidos surfactantes. Pero primero que todo, los surfactantes son moléculas anfífilas con una parte polar

y una no polar. Estas moléculas pueden formarse y separarse de micelas de asfaltenos. Las fracciones pesadas, incluyendo resinas y asfaltenos pueden formar micelas Hartley o inversas de su interacción con surfactantes. Durante el reacomodamiento de las partículas micelares, el grupo funcional tiene a orientarse hacia la parte acuosa. Esta particular orientación facilita la reacción con radicales desde el centro de la cavitación. Así que seleccionar un adecuado surfactante asegurara la estabilidad de los asfaltenos dispersos.

Se realizaron experimentos con el surfactante Span 20 para mejorar la dispersión de los asfaltenos, reducir la tensión interfacial y cambiar las propiedades físicas del sistema a favor mejorando el transporte de radicales libres, también cavitación para generar la energía térmica necesaria para romper las cadenas de hidrocarburos pesadas y por último un hidrogeno donante para terminar los radicales libres. Al final se determinó un 20 a 25% de reducción de asfaltenos con solo una dosificación de 0,01% de Span 20 y esto se verá reflejado en una disminución de la viscosidad.²⁰

También Jiunn-Ren y Teh Fu Yen, hicieron hincapié en la interacción de asfaltenos, surfactantes, un solvente y agua en la cual se introduce el término de la repulsión de la teoría de la doble capa y que los asfaltenos están cargados negativamente, por lo cual a lo siguiente afirmaron, que los surfactantes catiónicos, aniónicos o no iónicos reducirán, aumentaran y no harán efecto en la superficie del asfaltenos respectivamente debido a la repulsión que pueda existir en cada caso de un asfalteno con otro asfalteno. Se concluyó que los surfactantes aniónicos son más eficientes pero que se tiene que seguir estudiando otros fenómenos importantes como la adsorción, la carga, la polaridad y la estructura del surfactante para afianzar las conclusiones anteriores.²¹

²⁰ LIN, Jiunn-Ren, KYU, Joon y YEN, Teh Fu. Upgrading from petroleum and coal-derived asphaltenes.1994.

²¹ LIN, Jiunn-Ren y YEN, Teh Fu. An upgrading process through cavitation and surfactant.1992.

M. Keswani, S. Raghavan y P. Deymier, en su investigación afirman varios efectos del surfactante en la cavitación:

- Alteran la coalescencia entre burbujas mediante la adsorción en su superficie lo cual tiene impacto en el tamaño de la distribución de estas en el medio, haciendo que las burbujas sean pequeñas por no coalescer y que hallan miles de estas en todo el sistema.
- Aumentan la difusión rectificada por permitir más gas entrar dentro de la burbuja durante su expansión.²²

Priyanka Kaushik, Ajay Kumar, T. Bhaskar, Y.K. Sharma, Deepak Tandon, H.B. Goyal, en sus investigaciones afirmaron que el objetivo del uso del surfactante fue para crear más condiciones para facilitar las cavitaciones. El surfactante reduce la tensión interfacial y mejora el transporte de interfases entre la parte acuosa y la parte orgánica.²³

Moholkar and Pandit, mencionó que las burbujas pequeñas contribuyen significativamente el efecto global del fenómeno de cavitación.²⁴

1.5 PARÁMETROS DEL SURFACTANTE INFLUYENTES EN LA CAVITACIÓN

Tomando como referencia las características de los surfactantes y los antecedentes en el mejoramiento del crudo en el proceso de cavitación hidrodinámica con surfactantes se determinaron en la tabla 1 los principales parámetros a tener en cuenta para la selección del surfactante.

²² KESWANI, M., RAGHAVAN, S. y DEYMIER, P. Effect of nonionic surfactants on transient cavitation in a megasonic field. 2012.

²³ KAUSHIK, Priyanka, KUMAR, Ajay, BHASKAR, T., SHARMA, Y. K., TANDON, Deepak, GOYAL, H. B. Ultrasound cavitation technique for upgrading of vacuum residue. 2011.

²⁴ GOGATE, P.R. and PANDIT, A.B. Hydrodynamic cavitation reactors: a state of the art review. 2001.

Tabla 1. Parámetros influyentes del surfactante en cavitación

<p>Tipo</p>	<p>Los surfactantes de clase aniónico y no iónico demuestran mejor comportamiento por su carga como se nombra en la ley de la doble capa y su afinidad con los asfaltenos.</p>
<p>Tensión superficial e interfacial</p>	<p>La tensión interfacial es uno de los parámetros con mayor nivel de importancia ya que la nucleación de las burbujas de cavitación dependerá de que tan baja sea la tensión en el fluido.</p>
<p>C.M.C.</p>	<p>En el momento que se alcanza la C.M.C ocurrirán diferentes fenómenos de los cuales podemos resaltar la conductividad de radicales libres entre el centro de esta y su exterior o el transporte de radicales.</p>
<p>HLB</p>	<p>Con el HLB se identifica la solubilidad de un surfactante con un solvente polar o no polar lo cual es de gran ayuda para saber cómo hacer un buen uso del surfactante en pruebas.</p>

Continuación tabla 1.

Dispersión	La dispersión tiene gran influencia en los asfaltenos ya que los surfactantes nos ayudaran a mantenerlos en suspensión y así no afecten los procesos ya sean depositándose y aumentando la viscosidad del fluido.
Adsorción	Se necesita de una gran eficiencia de adsorción del surfactante para poder lograr los efectos en las burbujas de cavitación o en el fluido en este caso crudo pesado.
Burbuja	El tamaño y cantidad de burbujas serán un punto clave en el fenómeno de cavitación hidrodinámica, generando mayor energía e intensidad.

Fuente: Autores

1.6 SELECCIÓN DEL SURFACTANTE PARA EL PROCESO DE CAVITACION HIDRODINAMICA

Al momento de elegir el surfactante adecuado para mejorar la reducción de la viscosidad en un crudo pesado mediante el proceso de cavitación hidrodinámica, se tuvo en cuenta la eficiencia de cada uno en la literatura, de las cuales se obtuvieron los surfactantes de la tabla 2.

Tabla 2. Selección del surfactante

SURFACTANTES
LABS
TWEEN 80
SPAN 20
SPAN 60
Hexadecylamine
BKC
Aerosol OT
Decanoic acid, sodium salts
Nonylphenol ethylene oxide (NO95)

Fuente: Autores.

De los anteriores surfactantes encontrados en la literatura, se procedió a seleccionar los mejores los cuales demostraron buena eficiencia, baja concentración de dosificación, también bajos precios cotizados a diferentes empresas y finalmente la disponibilidad que tenían estos en el momento de su compra. Estos surfactantes seleccionados para pruebas de laboratorio se observan en la tabla 3.

Tabla 3. Surfactantes seleccionados

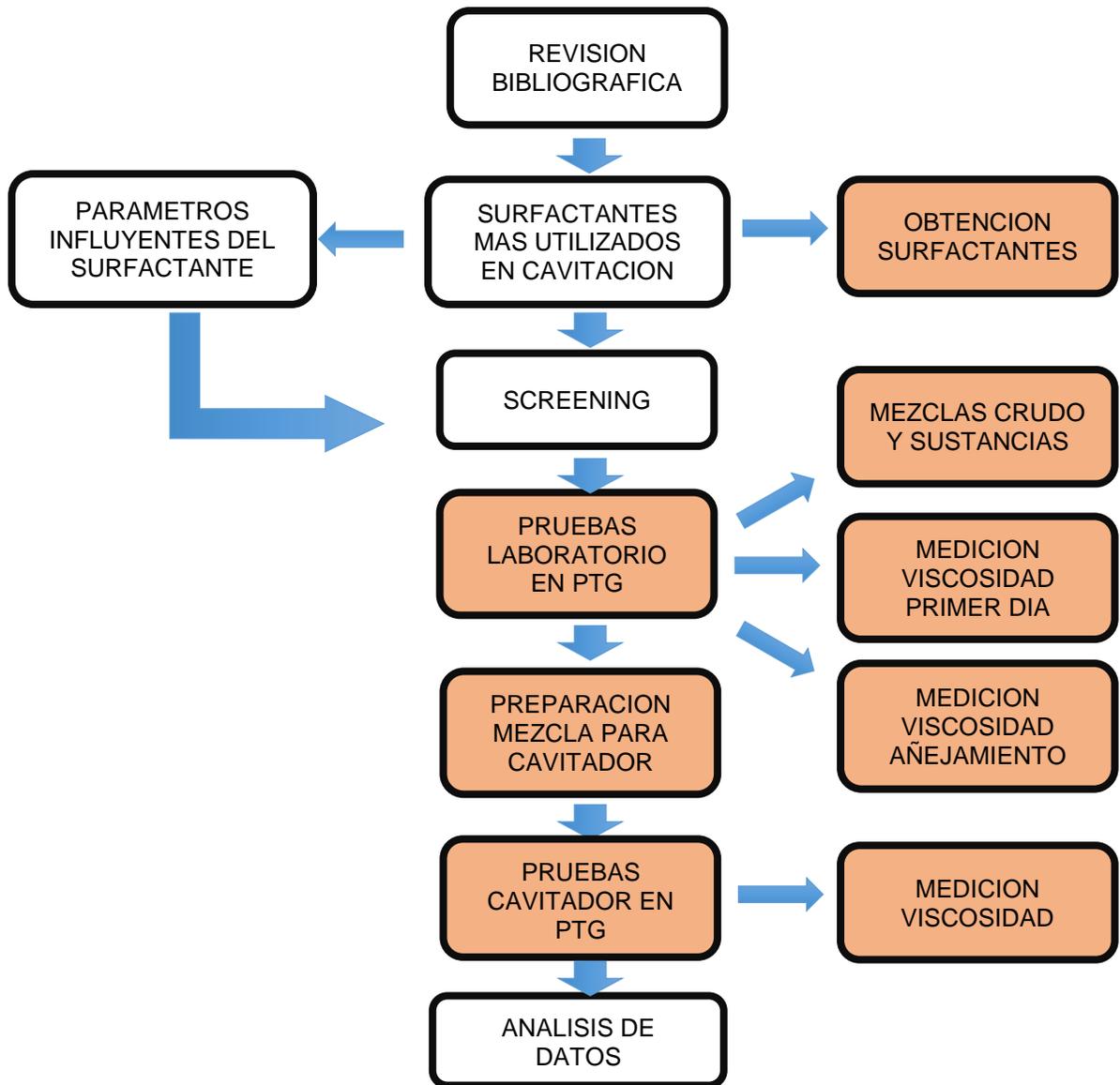
Tipo de surfactante	Nombre del surfactante	HLB	Nivel de importancia	Formula química
Aniónico	Liner Alkyl Benzene Sodium Sulfonate (LABS)	Estable en agua	11.1 %	C ₁₈ H ₂₉ NaO ₃ S
No iónico	TWEEN 80	15, estable en agua	11.1 %	C ₃₂ H ₆₀ O ₁₀
	SPAN 20 (Sorbitan monolaurate)	8.6, estable en crudo	16.6 %	C ₁₈ H ₃₄ O ₆
	SPAN 60 (Sorbitan monostearate)	4.7, estable en crudo	17.2 %	C ₂₄ H ₄₆ O ₆

Fuente: Autores

2. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

En la figura 10 se puede observar la segunda etapa para el desarrollo de la investigación con el fin de corroborar y mejorar la propuesta teórica realizada previamente.

Figura 9. Esquema del proceso de selección del surfactante segunda etapa



Fuente: Autores

La metodología experimental a su vez está dividida en tres etapas: en la primera, se hacen mediciones y caracterizaciones del crudo a condiciones estándar, en la segunda etapa se realizan pruebas de laboratorio de diluciones con los surfactantes seleccionados y un donante de hidrógeno a las cuales se efectúa una medición de la viscosidad. Por último, la tercera etapa incluye la caracterización del crudo después de su mezcla con el surfactante idóneo y el donante de hidrógeno en la planta piloto del cavitador hidrodinámico.

2.1 EQUIPOS

Los equipos utilizados fueron suministrados por el Parque Tecnológico de Guatiguará (PTG) y son los siguientes:

2.1.1 Viscosímetro Brookfield.

El funcionamiento del viscosímetro Brookfield se basa en el principio de la viscosimetría rotacional; mide la viscosidad captando el par de torsión necesario para hacer girar a velocidad constante un husillo inmerso en la muestra de fluido a estudiar. El par de torsión es proporcional a la resistencia viscosa sobre el eje sumergido, y, en consecuencia, a la viscosidad del fluido.

2.1.2 Agitador automático.

Equipo automático o manual el cual se usa para agitar o mezclas sustancias, con la accesibilidad de aumentar o disminuir los rpm.

2.1.3 Balanza digital.

Instrumento de pesaje de funcionamiento no automático que utiliza la acción de la gravedad para determinación de la masa a partir de la fuerza ejercida por el cuerpo sobre el receptor de carga. El resultado de esa medición aparecerá reflejado en un dispositivo indicador.

2.2 MATERIALES DE LABORATORIO

2.2.1 Vasos precipitados.

Recipiente cilíndrico en el cual se preparan o calientan muestras, también puede ser usado para medir o traspasar sustancia.

2.2.2 Agitador de vidrio.

Instrumento o varilla de un fino cilindro macizo de vidrio que sirve para agitar o revolver sustancias.

2.2.3 Pipeta.

La pipeta es un instrumento volumétrico que sirve para medir la alícuota de un líquido con mucha precisión.

2.3 SUSTANCIAS QUIMICAS Y FLUIDOS

2.3.1 Crudo.

El crudo pesado fue suministrado por la empresa ERVS, el cual es un crudo pesado de 20 API^o y una viscosidad de aproximadamente 16698 cp.

2.3.2 Surfactantes.

En la tabla 3 se muestran los surfactantes seleccionados para continuar con las pruebas en laboratorio basados en los resultados obtenidos en la tabla 2, sin embargo, para las pruebas de laboratorio se consultó por la disposición previa que se tiene de cada uno de ellos y se determinó que el SPAN20 y TWEEN80 serán reemplazados por el SPAN80 y TWEEN20 respectivamente, esto debido a la previa disponibilidad de estos surfactantes por parte de la empresa Energy Rap Vortex Services y a que su estructura química no tiene una gran variación con respecto a los previamente seleccionados.

Los surfactantes usados en las pruebas de laboratorio fueron los siguientes:

SPAN 80. suministrado por ERVS

LABS. suministrado por ERVS

TWEEN 20. suministrado por ERVS

2.3.3 Solventes.

Se trabajaron con los siguientes solventes:

Gasolina. Suministrado por ERVS

Xileno. Suministrado por ERVS

Agua. Suministrado por ERVS

2.4 PROCEDIMIENTO DE LA PRUEBA DE DILUCIÓN EN EL LABORATORIO

1. Determinar la cantidad de pruebas a realizar y la concentración de surfactante, solvente, donante de hidrogeno y crudo que se va a mezclar mediante un diseño experimental con la ayuda de un software comercial
2. Mezclar el surfactante con su respectivo solvente usando la balanza digital (porcentajes en peso).
 - a. TWEEN80: 10% del surfactante + 90% de agua
 - b. SPAN80: 25% del surfactante + 75% de xileno
 - c. LABS: 10% del surfactante + 90% de agua.
 - d. SPAN80 puro
3. Agitar la mezcla surfactante/solvente con el agitador de vidrio por 3 min.
4. Disponer las muestras en vasos de precipitado de un crudo determinado (90% de la mezcla total), Donante de hidrogeno (10% de la mezcla total) y Surfactante (500, 1000 o 2000ppm).
5. Agregar la mezcla solvente/surfactante y el donante de hidrógeno al crudo usando la balanza digital para verificar la concentración en peso deseada.
6. Llevar la muestra al agitador automático por hasta 3 minutos para conseguir una mezcla estable.

7. Dejar la mezcla en reposo 24 horas aproximadamente en un ambiente seco y a temperatura ambiente para estabilizar la muestra
8. Determinar la viscosidad del crudo mediante el viscosímetro Brookfield a 30°C y 50°C
9. Determinar la viscosidad con un añejamiento tres semanas después mediante el viscosímetro Brookfield a 30°C y 50°C nuevamente.

2.5 PROCEDIMIENTO DE LA PRUEBA DE CAVITACIÓN HIDRODINÁMICA

Se realizaron las pruebas en la unidad de planta piloto a 30°C y 200 psi, teniendo en cuenta las condiciones de operación para una aplicación industrial. La Unidad de Cavitación Hidrodinámica HCU-200, usa un activador hidrodinámico donde el líquido a procesar circula a alta velocidad en un circuito hidráulico, produciendo el fenómeno de cavitación. Esta tecnología genera una disminución en la viscosidad del crudo, mejorando la producción, movilidad y transporte de los crudos pesados.

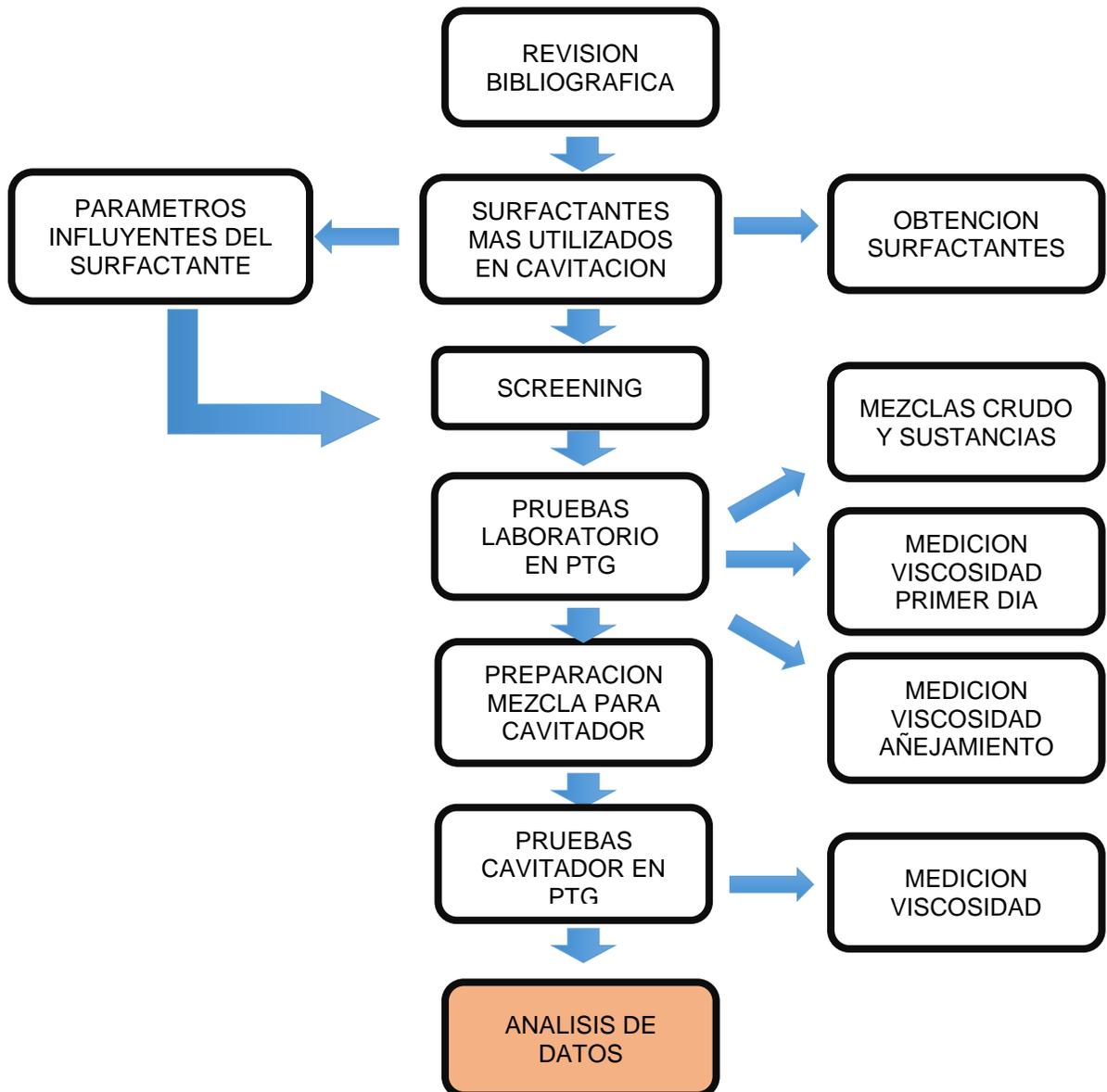
El procedimiento llevado a cabo en la planta piloto comienza con la línea proveniente del tanque donde se tiene almacenado el fluido prueba y se conectan a la línea de entrada de la unidad HCU-200 localizadas en el módulo uno de un contenedor, luego se abre la válvula donde se tiene el fluido, entrando este por el medidor tipo coriolis para proceder al cavitador hidrodinámico y a las bombas que llevan la señal del fluido al controlador lógico programable (PLC). Se debe tener en cuenta que para la dilución del donante de hidrógeno y el surfactante se usa una bomba multietapa.

El equipo está diseñado para que el funcionamiento sea de manera dinámica por lo que no tiene recirculación y se toma la muestra para analizar en el laboratorio justo después de pasar por el cavitador tipo VORTEX además de verificar los registros de presión y temperatura de la sala de control. (referencia manual ERVS)

3. ANALISIS DE DATOS

En la figura 11 se puede observar la tercera etapa para el desarrollo de la investigación con el fin de evaluar los resultados obtenidos mediante las pruebas de laboratorio y evaluar si fue eficiente y efectivo el uso del surfactante en la reducción de la viscosidad en el crudo.

Figura 10. Esquema del proceso de selección del surfactante tercera etapa



Fuente: Autores

3.1. DESEMPEÑO DE LOS SURFACTANTES EN LABORATORIO Y CAVITADOR HIDRODINAMICO

3.1.1. Diluciones

Se desarrollaron las diluciones necesarias para poder evaluar los surfactantes escogidos, sin embargo, al momento de realizar la mezcla del surfactante TWEEN20 se evidenció una incompatibilidad en los fluidos por lo que se continuó el proceso sólo con el LABS y SPAN 80.

En la tabla 4 se ilustrará la concentración de los surfactantes, solventes, hidrogeno donante en gramos y crudo pesado para la mezcla final de cada sustancia para la creación de las diluciones

Es importante tener en cuenta que cada muestra fue registrada en la base de datos de la empresa ERVS por lo cual fueron etiquetadas con las siglas ERVS SAM seguidas del número de la muestra.

Tabla 4. Concentración diluciones en gramos

DENSIDAD*VOLUMEN (Gramos)							
MEZCLA	LABS	SPAN 80	AGUA	XILENO	DONANTE	CRUDO	TOTAL
ERVS SAM 229	0,000	0,033	0,000	0,000	4,803	58,049	62,884
ERVS SAM 230	0,000	0,065	0,000	0,000	4,803	58,049	62,917
ERVS SAM 231	0,000	0,130	0,000	0,000	4,803	58,049	62,982
ERVS SAM 232	0,000	0,036	0,000	0,094	4,803	58,049	62,982
ERVS SAM 233	0,003	0,000	0,028	0,000	4,803	58,049	62,883

ERVS SAM 234	0,007	0,000	0,057	0,000	4,803	58,049	62,915
ERVS SAM 235	0,013	0,000	0,114	0,000	4,803	58,049	62,979
ERVS SAM 236	0,130	0,000	0,000	0,000	4,803	58,049	62,982

De la anterior tabla se puede observar lo siguiente:

- De la mezcla 1 a la 3 se dosifico SPAN 80 sin solvente (xileno) al crudo con hidrogeno donante, pero en la mezcla 4 si se dosifica junto con el SPAN 80 el solvente (xileno), con el fin de poder comparar si tiene alguna diferencia la dosificación de solvente.
- De la mezcla 5 a la 7 se dosifico LABS con solvente (agua) al crudo con hidrogeno donante, pero en la mezcla 8 no se dosifica junto al LABS el solvente (agua), con el fin de poder comparar si tiene alguna diferencia la dosificación de solvente.
- Las mezclas se realizaron usando una concentración de 500, 1000 y 2000 ppm, llevando un orden de aumento en la dosificación del surfactante para cada mezcla realizada. También cabe resaltar que se mantuvo la concentración de crudo e hidrogeno donante ya que se analizó que sería la manera más práctica para trasladar los resultados para su uso en un campo petrolero.

3.1.2. Medición de viscosidades

Se desarrollaron las mediciones de viscosidades y serán mostrados los resultados de las diferentes diluciones preparadas en el laboratorio y con el cavitador hidrodinámico en la tabla 5.

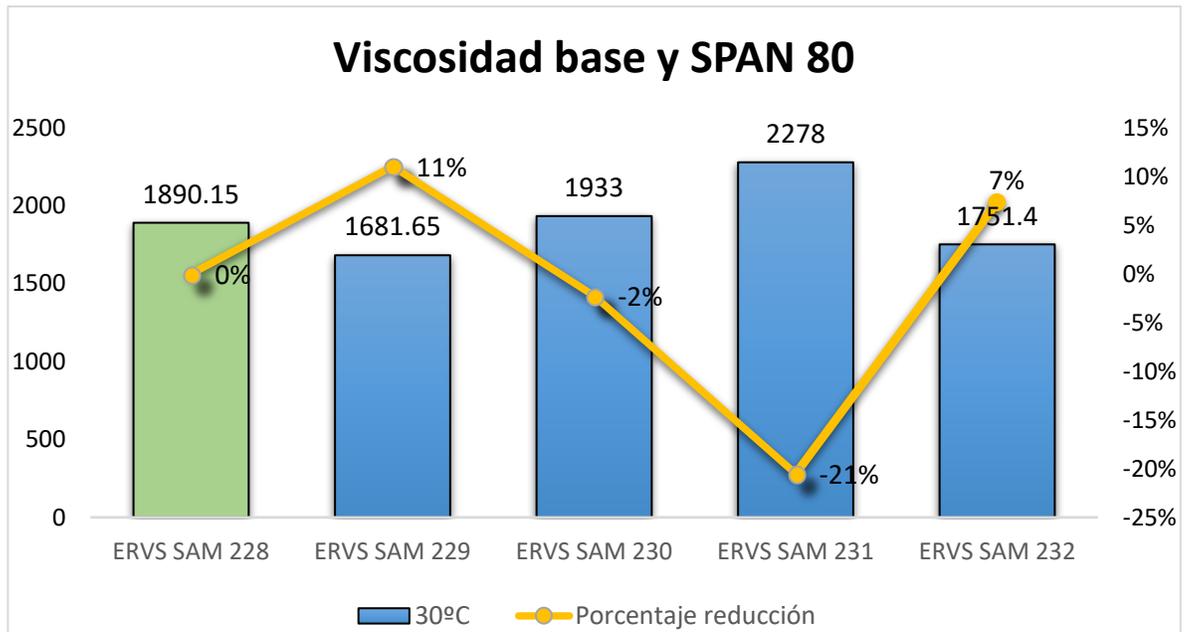
Tabla 5. Datos de las viscosidades de cada muestra

Muestra	Temperatura		Detalles
	30°C	50°C	
ERVS SAM 228	1890,15 cP	368,6 cP	Mezcla base en laboratorio
ERVS SAM 229	1681,65 cP	330,55 cP	500 ppm SPAN 80
ERVS SAM 230	1933 cP	373,595 cP	1000 ppm SPAN 80
ERVS SAM 231	2278 cP	425,73 cP	2000 ppm SPAN 80
ERVS SAM 232	1751,4 cP	344,57 cP	2000 ppm SPAN 80 Diluido
ERVS SAM 233	1839,8 cP	354,1 cP	500 ppm LABS Diluido
ERVS SAM 234	1923,75 cP	371,835 cP	1000 ppm LABS diluido
ERVS SAM 235	1945,25 cP	375,05 cP	2000 ppm LABS diluido
ERVS SAM 236	2194,35 cP	408,7 cP	2000 ppm LABS
ERVS SAM 237	16698 cP	3145,5 cP	Crudo de referencia
ERVS SAM 238	91,887 cP	36,4525 cP	Cavitado 20% + 500ppm SPAN 80
ERVS SAM 239	98,32 cP	40,0715 cP	Cavitado 20%

Para una mejor interpretación de la anterior tabla de viscosidades es importante tener en consideración las siguientes premisas:

- Las muestras ERVS SAM 228 y 237 son la base mezcla (Crudo + Donante de hidrógeno) y la base del crudo de referencia respectivamente, las cuales serán usadas para identificar la eficiencia de cada proceso experimental que se hizo.
- Las muestras ERVS SAM 229, 230 y 231 son las mezclas de Crudo, Gasolina y Surfactante (SPAN 80) y la ERVS SAM 232 es la mezcla de Crudo, Gasolina, SPAN 80 y su respectivo solvente a fin, en este caso xileno por ser lipofílico. También se incluye la muestra ERVS SAM 228 la cual es la base y esto con el fin de generar una comparación entre la base y los resultados. A continuación, se ilustrará en la gráfica los resultados:

Figura 11. Comparación entre mezcla base y dilución con SPAN 80

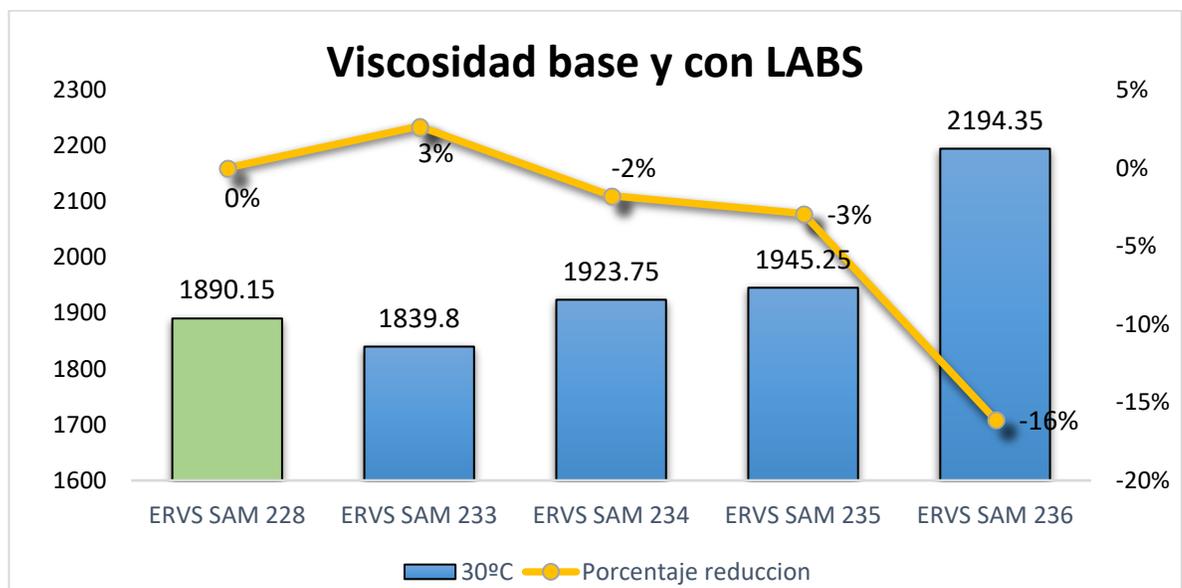


Con este grafico de viscosidades de diferentes muestras podemos observar una peculiaridad la cual es que, a mayor dosificación en ppm en este caso, vamos a tener un aumento de la viscosidad respecto a la base (ERVS SAM 228), en cambio cuando la dosificación es baja como ERVS SAM 229 podemos observar una disminución en la viscosidad y esto es debido a que no se satura el sistema y el surfactante no comienza a trabajar de forma contraria a lo que buscamos.

También ERVS SAM 232 muestra una pequeña disminución, pero esto ya es debido a que su solvente es gasolina y este es un fluido liviano y termina ayudando a bajar la viscosidad.

Las muestras ERVS SAM 233, 234 y 235 son las mezclas de Crudo, Gasolina, Surfactante (LABS) y su respectivo solvente a fin, en este caso el agua por ser hidrofílico. También se incluye la muestra ERVS SAM 228 la cual es la base y esto con el fin de generar una comparación entre la base y los resultados. A continuación, se ilustrará en una gráfica los resultados:

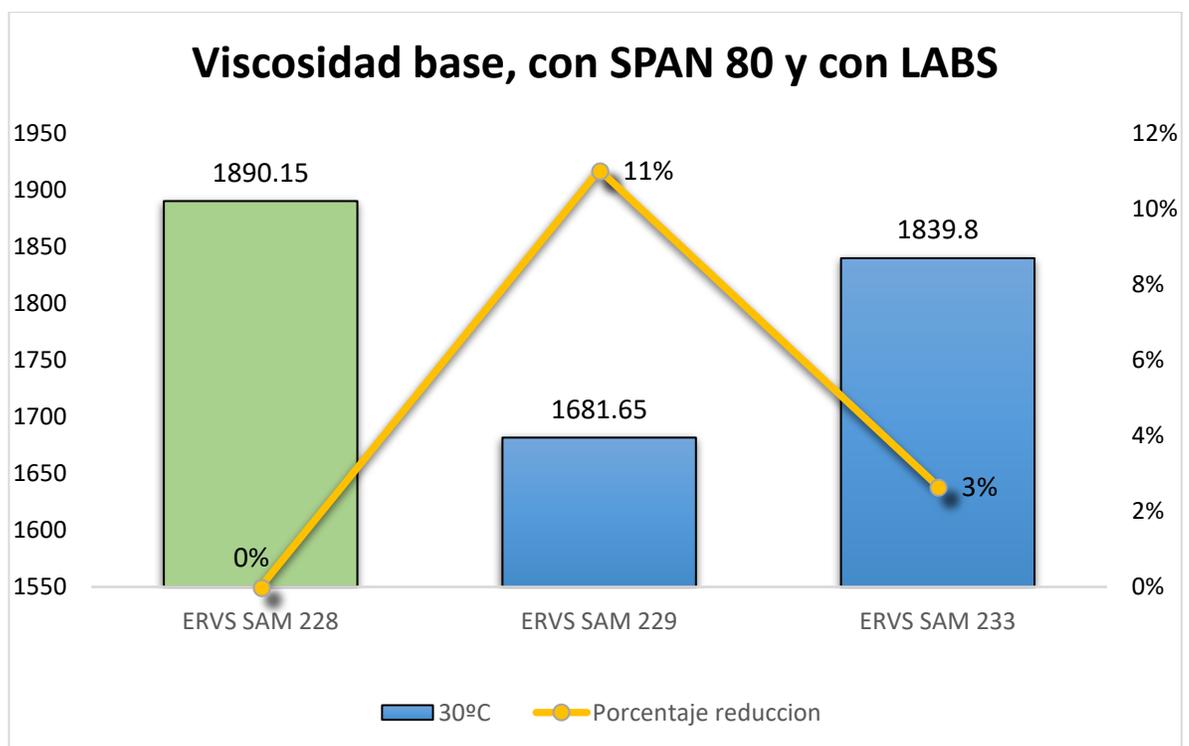
Figura 12. Comparación entre mezcla base y dilución con LABS



Con este grafico de viscosidades de diferentes muestras podemos observar el mismo patrón de la anterior gráfica, la cual nos vuelve a mostrar de que a mayor dosificación de surfactante vamos a tener un aumento de viscosidad no deseada, en cambio cuando dosificamos una baja concentración vamos a tener los resultados esperados, el cual es generar una disminución en la viscosidad del crudo pesado.

Las muestras ERVS SAM 228, 229 y 233 hacen referencia a la muestra base, la muestra con dosificación de SPAN 80 con mejores resultados y la muestra con dosificación de LABS con mejores resultados respectivamente. A continuación, se ilustra en una gráfica los resultados:

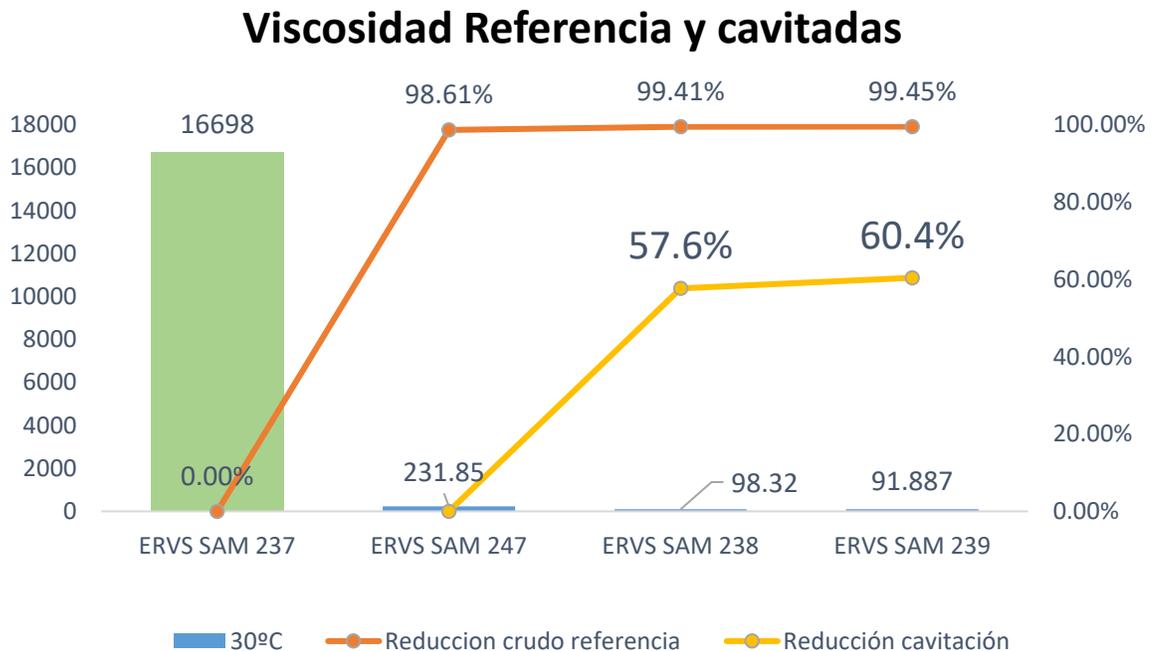
Figura 13. Comparación entre la mezcla base y los mejores resultados de cada surfactante en dilución



Con este grafico de viscosidades de diferentes muestras podemos observar la eficiencia del uso de SPAN 80 y LABS, en el cual se puede observar que la muestra ERVS SAM 299 la cual hace referencia a la de SPAN 80 fue la más eficiente.

Las muestras ERVS SAM 238 y 239 hacen referencia a muestras tomadas en el cavitador hidrodinámico. La muestra ERVS SAM 238 es una mezcla de crudo, surfactante y gasolina y la muestra ERVS SAM 239 es una mezcla de crudo y gasolina procesada en el cavitador, también se incluye la muestra ERVS SAM 237 la cual es el crudo de referencia y esto con el fin de generar una comparación entre el crudo de referencia y los resultados y finalmente la muestra ERVS SAM 247 la cual es una dilucion al 20% de nafta con el mismo fin de poder comparar con cavitada al 20% de nafta con y sin surfactante. A continuación, se ilustrará en una gráfica los resultados:

Figura 14. Comparación viscosidad de referencia y cavitadas con y sin surfactante



Con este grafico de viscosidades de diferentes muestras podemos observar la gran diferencia entre un crudo pesado de referencia, un crudo con nafta diluida y un crudo cavitado, demostrando así que la cavitación es un método innovador bastante eficiente.

También se observa una leve diferencia entre la muestra ERVS SAM 238 y ERVS SAM 239 de viscosidad, la cual es generada por el surfactante y una gran diferencia si se compara la muestra ERVS SAM 239 con la muestra ERVS SAM 247. Esto es debido a que el surfactante facilita las formaciones de burbujas de cavitación y puede ser un intermediario entre los radicales libre y los hidrógenos donantes.

4. ANÁLISIS ECONÓMICO PARA SELECCIÓN DE SURFACTANTE

El análisis económico tiene como fin obtener si el surfactante seleccionado cómo el más eficiente en el proceso en la parte económica. Este se basó en las siguientes tablas, las cuales nos muestran los surfactantes más importantes obtenidos de diferentes investigaciones en las cuales se trabajó con cavitación:

Tabla 6. Tabla de precios de los surfactantes y distribuidores

Nombre del surfactante	Cantidades	Precios (Pesos)	Empresa
Liner Alkyl Benzene Sodium Sulfonate (LABS)	25 g	\$145.200	G & G Sucesores S.A.S.
TWEEN 80	1 L	\$1070.14	Sigma Aldrich
SPAN 20 (Sorbitan monolaurate)	1 L	\$719.000	G & G Sucesores S.A.S.
SPAN 60 (Sorbitan monostearate)	1 kg	\$ 9.800	Química líder
SPAN 80	1 kg	\$10.100	Química líder

En la tabla 6 se ilustra los surfactantes con las empresas escogidas por ofrecer un mejor precio y adicional la cantidad que nos proporcionan.

En las pruebas se usaron los surfactantes LABS, SPAN 80 y TWEEN 80 por facilidades de obtención y tiempo.

El TWEEN 80 es un surfactante con un costo mucho mayor en comparación con los demás y tiene un problema en particular observado en laboratorio, el cual al momento de disolverlo con el solvente genera una emulsión, sin embargo, al momento de agitar fuertemente se vuelve una sustancia homogénea, pero con espuma, por tal motivo se decidió no trabajar con este.

LABS y SPAN 80 fueron los mejores prospectos, en el cual el SPAN 80 demuestra ser más económico que el LABS y técnicamente genero mayores resultados positivos que el LABS en laboratorio. Por tales motivos se desarrolló la parte experimental en el cavitador con el SPAN80, siendo este el surfactante más económico y con mejor afinidad al crudo pesado tratado.

Transcurridas las pruebas en la planta piloto (cavitador hidrodinámico), se diseñó un análisis económico teniendo en cuenta diferentes factores que agrupados me mostrarían que área de oportunidad me ofrecería la dosificación de surfactante, los cuales se observan en la tabla 7.

Tabla 7. Variables influyentes en el análisis económico

VARIABLES	
Producción (Barriles/día)	2000
Número de Empleados (#)	2
Precio de Nafta Actual (USD/Bbl)	70
Precio de Surfactante (USD/Bbl)	559,36
Dilución (%)	23
Cavitación Hidrodinámica (%)	20
Consumo Energía	Diésel
Participación (%)	100%
Diferencia consumo Nafta (Dilucion-Cavitacion)	3%
Surfactante (%)	0,04%

Seguido a los datos anteriores, se tiene en cuenta un CAPEX (construcción del proyecto) y un OPEX (costo salarial, viáticos, costo surfactante, costo laboral, comunidad, supervisor, costo energía eléctrica o por diesel y mantenimiento), con el fin de obtener los egresos lo cual sería la inversión mes a mes a realizar y la cual se calcula con la ecuación 2.

Ecuación 2. Egresos

$$Egresos = OPEX - CAPEX$$

También aparte del egreso, se tiene un ingreso el cual es la diferencia de % de consumo de nafta entre el método de dilución y la nueva tecnología de cavitación hidrodinámica el cual se calcula con la ecuación 3.

Ecuación 3. Ingresos Nafta.

$$Ingresos = Produccion [Bbl] \times \left(\frac{Ahorro [\%]}{100 - Ahorro [\%]} \right) \times Precio Nafta \left[\frac{USD}{Bbl} \right] \\ \times 30 [dias]$$

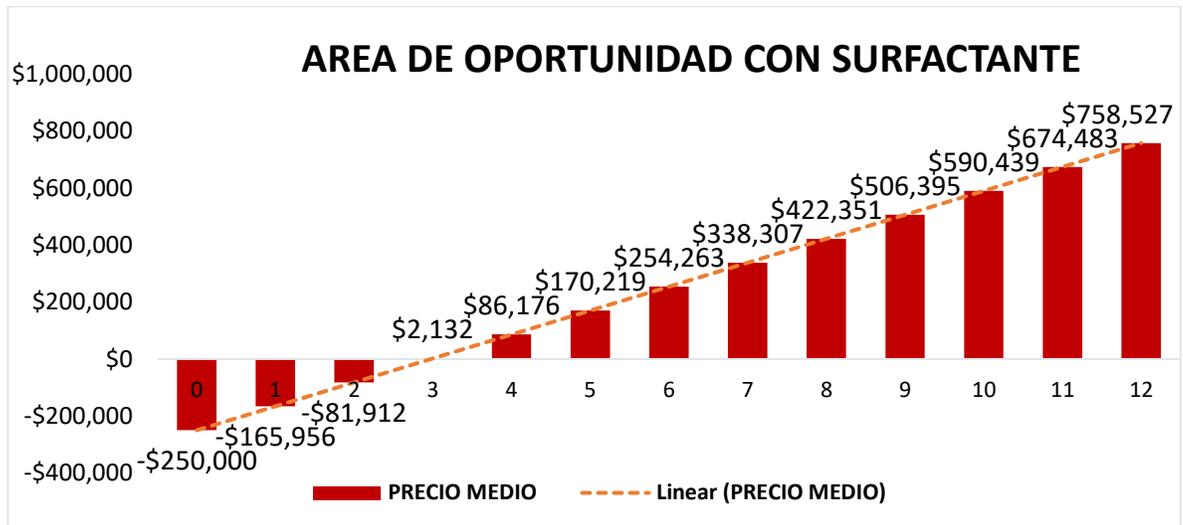
Por último se obtiene una utilidad, siendo estas las ganancias obtenidas para la empresa, la cual se calcula con la ecuación 4.

Ecuación 4. Utilidad

$$Utilidad = (Ingresos - Egresos)(CAPEX)(1 - Impuestos) + Participacion$$

La utilidad del proyecto se generó mes a mes y fue acumulable como se observa en la figura 16.

Figura 15. Área de oportunidad con dosificación de surfactante

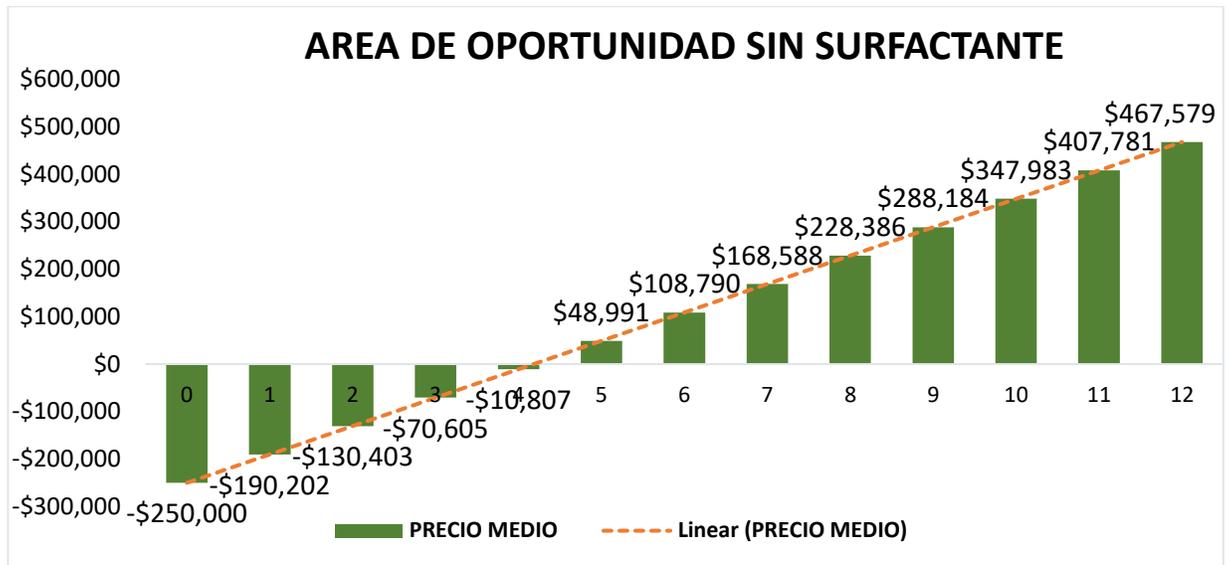


De la figura anterior se observa, que antes de comenzar el mes se tiene un valor negativo debido a los costos de inicio del proyecto, y seguido a este en los siguientes meses del 1 al 12 se observa un ahorro en dólares mes a mes, específicamente de \$ 84.044, acumulables debido al ahorro de nafta que se logra obtener al agregar surfactante como factor adicional, mezclado al crudo con nafta y procesado en el cavitador hidrodinámico, pero es hasta el mes 3 que la empresa comienza a tener ganancias.

Este ahorro de nafta transcurrido 12 meses acumulados me generan \$ 758.527 de ahorro a la empresa.

También se creó el área de oportunidad que me generaría solo el tratamiento del crudo con nafta en el cavitador, la cual se observa en la figura 17.

Figura 16. Área de oportunidad sin dosificación de surfactante



Con la figura 16 y la figura 17 se logra observar que el área de oportunidad con surfactante generó mayor ahorro a la empresa que al área de oportunidad sin surfactante, observándose una diferencia en el mes 5 de \$ 121.228 entre estos dos análisis.

Como conclusión la implementación del surfactante económicamente es viable, generándose ahorros de \$ 84.044 por mes o de \$ 121.228 en el quinto mes si se hace una comparación con el área de oportunidad sin surfactante de la diferencia entre estas.

5. CONCLUSIONES

- Los parámetros que influyen en los surfactantes para la reducción de viscosidad en el proceso de cavitación hidrodinámica obtenidos mediante la literatura fueron la tensión interfacial, concentración crítica micelar (C.M.C), Balance hidrofílico-lipofílico (HLB), dispersión, absorción, Tipo de surfactante y concentración de dosificación.
- La dosificación de surfactante a una mezcla de crudo con gasolina mejora la viscosidad de esta al ser diluido en laboratorio a concentraciones bajas (500ppm), reduciendo su viscosidad y manteniéndose similar por un tiempo de añejamiento de un mes.
- La dosificación de surfactante en conjunto a una mezcla de crudo y gasolina tratada en un sistema de cavitación hidrodinámica mejora la viscosidad del hidrocarburo un 2,8% comparada con una mezcla de crudo y nafta utilizada en el mismo sistema.

6. RECOMENDACIONES

- Se recomienda seguir investigando sobre los surfactantes para ahondar en más parámetros que ayuden al proceso de creación e implosión de las burbujas, así como también en el transporte de los radicales libres y de esta manera encontrar un surfactante con mayor eficiencia.
- Diseñar y elaborar pruebas de laboratorio para determinar el porcentaje de asfaltenos convertidos en fracciones livianas del hidrocarburo y el efecto del surfactante en ese proceso.
- Determinar la CMC del surfactante seleccionado y por consiguiente la tensión interfacial a la cuál fue reducida la interfase crudo-gas en esta investigación.

BIBLIOGRAFÍA

- ANCHEYTA, J., RANA, M., SA, V., & DIAZ, J. A review of recent advances on process technologies for upgrading of heavy oils and residua. *Fuel*. 2007. p. 1216-1231.
- ASKARIAN, M., VATANI, A., & EDALAT, M. Heavy Oil Upgrading via Hydrodynamic Cavitation in the Presence of an Appropriate Hydrogen Donor. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2017. p. 1-21.
- ASHISH, Sawarkar, ANIRUDDHA, Pandit, SHRINIWAS, Samant and JYESHTHARAJ, Joshi. Use of Ultrasound in Petroleum Residue Upgradation. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*. 2009. p. 329 – 342.
- ARGILLIER, J., BARRÉ, L., BRUCY, F., & DOURNAUX, J. Influence of Asphaltenes Content and Dilution on Heavy Oil Rheology. *SPE*. 2001. p. 1-8.
- BAKALIK, D., THOMAS, J. Micellar catalysis of radical reactions: A spin trapping study. *Journal of Physical and Chemical*. 1977. p. 1905-1908.
- CASTAÑEDA MONSALVE, Diana Carolina. Factibilidad del uso de mezclas de surfactantes que incluyen un APG etoxilado como rompedores de emulsión y/o reductores de viscosidad mediante la modificación del HLB en sistemas ternarios crudo/agua/surfactante. Tesis Magister en Ingeniería Química. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2014. p. 1-145.
- CHAKMA, A. and BERRUTI, F. The Effects of Ultrasonic Treatment on the Viscosity of Athabasca Bitumen and Bitumen-solvent Mixtures. *The Journal of Canadian Petroleum Technology*. 1993. p. 48.
- CHO, Sung Ho, KIM, Jong Yun, CHUN, Jae Ho, KIM, Jong Duk. Ultrasonic formation of nanobubbles and their zeta-potentials in aqueous electrolyte and surfactant solutions. *Colloids and surfaces*. 2005. p. 28-34.
- CORTI, Mario, PANNUZZO, Martina and RAUDINO, Antonio. Trapping of Sodium Dodecyl Sulfate at the Air–Water Interfase of Oscillating Bubbles. *American chemical society*. 2015. p. 6277-6281.

- DELGADO, Jose. Asfaltenos composición, agregación y precipitación. Universidad de los Andes. 2006. p. 1-38.
- EDVARD, Hemmingsen. Effects of surfactants and electrolytes on the nucleation of bubbles in gas supersaturated solutions. *Journal of Physical and Chemical*. 1978. p. 164-171.
- FAERGESTAD, M. Petróleo pesado. *Oilfield Review*. 2016. p. 1-3.
- FOMITCHEV ZAMILOV, Max I. Heavy crude oil upgrading with hydrodynamic cavitation. *Quantum Vortex*. 2017.
- GOGATE, Parag R. and PANDIT, Aniruddha B. Hydrodynamic cavitation reactors: a state of the art review. *Reviews in chemical engineering*. 2001.
- GOPINATH, R., DALAI, A. K. and ADJAYE, J. Effects of ultrasound treatment on the upgradation of heavy gas oil. *Energy & fuels*. 2006. p. 271–277.
- HMOOD, Ghufra Raheem. Upgrading of Basrah-Kirkuk Blend Crude Oil Using mechanical-acoustical effect. Thesis of Master of science in chemical engineering. Iran: University of technology. Chemical Engineering department. 2008. p. 83.
- JANOS, Fendler. Surfactant vesicles as membrane mimetic agent characterization and utilization. *Chemical research*. 1980. p. 7-13.
- KAUSHIK, Priyanka, KUMAR, Ajay, BHASKAR, T., SHARMA, Y.K., TANDON, Deepak, GOYAL, H.B. Ultrasound cavitation technique for upgrading of vacuum residue. *Fuel processing technology*. 2011. p. 73-77.
- KESWANI, M., RAGHAVAN, S. and DEYMIER, P. Effect of nonionic surfactants on transient cavitation in a megasonic field. *Ultrasonics sonochemistry*. 2012. p. 603-609.
- LAXALDE, J., RUCKEBUSCH, C., DEVOS, O. and CAILLOL, N. Characterization of heavy oils using near-infrared spectroscopy: Optimization of pre-processing methods and variable selection. *Analytica Chimica Acta*. 2011. p. 227-234.

- LEE, Judy, KENTISH, Sandra, MATULA, Thomas and ASHOKKUMAR, Muthupandian. Effect of surfactants on inertial cavitation activity in a pulsed acoustic field. *Journal of Physical and Chemical*. 2005. p. 16860–16865.
- LIN, Jiunn Ren, KYU, Joon and YEN, Teh Fu. Upgrading from petroleum and coal-derived asphaltenes. *Asphaltene particles in fossil fuel exploration, recovery, refining and production processes*. 1994. p. 91-100.
- LIN, Jiunn Ren y YEN, Teh Fu. An upgrading process through cavitation and surfactant, *Energy & Fuels*. 1993. p. 111–118.
- LIAN, H., LIN, Jiunn Ren. and YEN, Teh Fu. Peptization studies of asphaltenes in asphalt systems and correlation by solubility parameter spectra. *Particle technology and Surface phenomena in minerals and petroleum*. 1991. p. 39 – 48.
- ROSEN, Milton J. and KUNJAPPU, Joy T. *Surfactants and interfacial phenomena*. Editorial WILEY. 2012. p. 616. ISBN: 978-0-470-54194-4.
- SADEGHI, K., SADEGHI, M., YEN, Teh Fu. Novel extraction of tar sands by sonication with the aid of in situ surfactants. *Energy & Fuels*. 1990. p. 604–608.
- SALAGER, Jean Louis. *Surfactantes, Tipos y usos*. Interfases, Reología y Procesos. Mérida, Venezuela: Laboratorio de Formulación. 2002. Cuaderno FIRP S300-A.
- SALAGER, Jean Louis y FERNANDEZ, Alvaro. *Surfactantes, Generalidades y materias primas*. Mérida, Venezuela: Laboratorio de Formulación. 2004. Cuaderno FIRP S301-PP.
- TADROS, Tharwat F. *Applied surfactants, Principles and applications*. United Kingdom: Editorial WILEY-VCH. 2005. p. 654. ISBN: 978-3-527-30629-9.
- YANG, Limei, SOSTARIC, Joe Z., RATHMAN, James F., KUPPUSAMY, Periannan, and WEA VERS, Linda K. Effects of Pulsed Ultrasound on the Adsorption of n-Alkyl Anionic Surfactants at the Gas/Solution Interface of Cavitation Bubbles. *Journal of physical chemistry*. 2006. p. 1361-1367.

- ZHOU, Z. A., XU, Zhenghe, FINCH, J. A., HU, H. and RAO, S. R. Role of hydrodynamic cavitation in fine particle flotation. International journal of mineral processing. 1997. p. 139-149.
- ZHOU, Zhi Ang. Gas nucleation and cavitation in flotation. Thesis Doctor of philosophy. Montreal: McGill University. Department of mining and metallurgical engineering. 1996.