

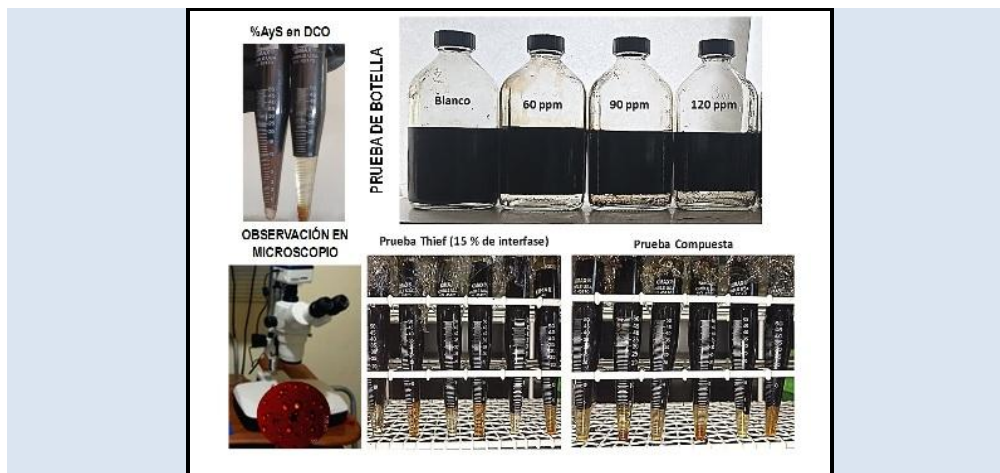
OBSERVACIÓN MICROSCÓPICA DEL PROCESO DE FORMACIÓN Y RUPTURA DE EMULSIONES DE CRUDOS EXTRAPESADOS DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

Shirley Marfisi Valladares^{1*}, Mario Lobo², Alix Guerrero², Carlos Carvajal²

1: Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui, Escuela de Ingeniería y Cs. Aplicadas, Grupo “Sistemas Dispersos y Electroquímica”, Laboratorio “Sistemas Dispersos y Ambiente”, Barcelona, Venezuela

2: Servicios Enviroil C.A., Laboratorio “Formulaciones Tensioactivas”, Unidad de Investigación y Desarrollo, Barcelona, Venezuela.

* e-mail: marfisi.shirley@gmail.com



RESUMEN

Con la finalidad de aportar soluciones químicas adecuadas a la realidad operacional de los campos petroleros, se planteó documentar e interpretar el proceso de formación y ruptura de las emulsiones utilizando la técnica de observación microscópica (microscopio Motic SMZ-168, luz transmitida, lente 0,65X y zoom 5X). La investigación se realizó con muestras de crudo extrapesado diluido, proveniente de un centro de procesamiento de fluidos ubicado en la Faja Petrolífera del Orinoco; midiendo sus propiedades fisicoquímicas y probando el desempeño de desemulsionantes. Para la formulación de estos productos se emplearon las bases de la química de superficie, correlaciones de formulación óptima y balances de materia; seleccionando los componentes según características fisicoquímicas y funciones específicas en la fórmula. Para los casos analizados, se trató de una emulsión W/O (agua en aceite) con una distribución de tamaño de gotas polidispersa. En las muestras sin desemulsionante (blanco) se observó un notable número de gotas, de mayor tamaño y forma irregular respecto a las muestras de crudo deshidratado (gotas de agua residual de menor cantidad y tamaño, geometría esférica). Los cambios observados se deben al efecto combinado de las diferentes variables involucradas en el proceso de deshidratación: físicas (recorrido en líneas, agitación, tiempo de contacto, velocidad de sedimentación, campo eléctrico), termodinámicas (temperatura, presión, potencial químico, gradiente de tensión) y cinéticas (adsorción de las moléculas surfactantes). La eficiencia del proceso en las pruebas de botella se determinó en función del agua separada en los primeros treinta minutos (tiempo de residencia en campo) hasta 120 min (tiempo en laboratorio); con valores significativos a la concentración de 120 ppm de desemulsionante. El rompedor rápido presentó un buen desempeño a 40 ppm. Las pruebas de valoración permitieron conocer la efectividad del tratamiento químico, realizar ajustes en la fórmula y en los requerimientos operacionales para una rápida resolución de la emulsión.

Palabras Clave: *Petróleo, FPO, Emulsiones, Formulación, Deshidratación de Crudos*

MICROSCOPIC OBSERVATION OF THE PROCESS OF FORMATION AND RUPTURE OF EMULSIONS OF EXTRA-HEAVY CRUDE OILS FROM THE ORINOCO OIL BELT

ABSTRACT

In order to provide adequate chemical solutions to the operational reality of the oilfields, it was proposed to document and interpret the process of formation and breaking of emulsions using the microscopic observation technique (Motic SMZ-168 microscope, transmitted light, 0.65X lens and 5X zoom). The research was carried out with samples of diluted extra-heavy crude oil from a fluid processing center located in the Orinoco Oil Belt, measuring its physicochemical properties and testing the performance of demulsifiers. For the formulation of these products, the bases of surface chemistry, optimal formulation correlations and material balances were used; selecting the components according to their physicochemical characteristics and specific functions in the formula. For the cases analyzed, it was a W/O (water-in-oil) emulsion with a polydisperse droplet size distribution. In the samples without demulsifier (white), a significant number of droplets were observed, of larger size and irregular shape compared to the samples of dehydrated crude oil (residual water droplets in smaller quantity and size, spherical geometry). The observed changes are due to the combined effect of the different variables involved in the dehydration process: physical (line travel, agitation, contact time, sedimentation velocity, electric field), thermodynamic (temperature, pressure, chemical potential, voltage gradient) and kinetic (adsorption of surfactant molecules). Process efficiency in bottle tests was determined as a function of water separated in the first thirty minutes (field residence time) up to 120 min (laboratory time); with significant values at the 120 ppm concentration of demulsifier. The fast breaker showed good performance at 40 ppm. The titration tests allowed us to know the effectiveness of the chemical treatment, make adjustments in the formula and in the operational requirements for a rapid resolution of the emulsion.

Keywords: *Petroleum, FPO, Emulsions, Formulation, Dehydration of Crude Oils*

1. INTRODUCCIÓN

Generalmente, la mayor parte del crudo producido en los campos petroleros está asociado con cantidades apreciables de agua, en forma libre y emulsionada. Aun cuando las emulsiones son termodinámicamente inestables y la tendencia es que el agua se separe como una fase diferenciada, la presencia de compuestos naturales con afinidad hidrofílica-lipofílica (asfaltenos, resinas, sólidos finos que se adsorben en la interfase), inhiben la coalescencia de las gotas de agua (McLean y Kilpatrick [1], Djuve *et al.* [2], Sullivan *et al.* [3]). Los sólidos nativos precipitan con los asfaltenos y aumentan la estabilidad de las emulsiones, retrasando el proceso de deshidratación (Spiecker *et al.* [4], Langevin [5]).

Las pruebas de laboratorio se realizan para determinar la concentración óptima de los tratamientos químicos, formulados a base de resinas surfactantes, y extrapolar los resultados a campo mediante factores de escala. La razón de estos ensayos se debe a que la actividad interfacial de los surfactantes no varía proporcionalmente con la concentración, sólo una cantidad de moléculas se adsorberá en la interfase disminuyendo la tensión interfacial, mientras que el exceso de moléculas formará micelas hasta alcanzar la condición de formulación óptima que conlleve entonces a la separación de las fases (Bourrel *et al.* [6], Salager *et al.* [7,8]).

Entre los efectos cinéticos más importantes para la ruptura de las emulsiones, destacan: a) La transferencia de masa del desemulsionante desde el medio aceite hacia la interfase de la gota, la cual depende de la masa molecular, estructura, hidrofiliidad y actividad de los surfactantes y aditivos aceleradores; b) La adsorción del deshidratante desestabiliza la película de las gotas, modificando las propiedades de la interfase y aumentando el drenaje intergota; c) El producto más eficaz para lograr una formulación óptima (SAD = 0) parece ser aquél que se adsorbe más rápido en la interfase (Salager *et al.* [9], Marfisi [10,11]).

Para la comercialización, mejoramiento o refinación del petróleo es necesario procesos de acondicionamiento en campo, que utilizan equipos de separación mecánica y/o electrostática para la desestabilización de la emulsión; combinando los efectos aportados por el calentamiento y/o campo

electrostático con la acción interfacial del desemulsionante. El calentamiento es fundamental y casi obligatorio para disminuir la viscosidad del crudo y aumentar la sedimentación de las gotas (Ley de Stokes). Los surfactantes añadidos desestabilizan la interfase y aumentan el drenaje de la película intergota, permitiendo que ocurra la coalescencia; una vez que el agua se separa se obtiene un crudo deshidratado.

Para los crudos diluidos (DCO formado por una mezcla de crudo extrapesado y diluyente liviano), producidos en la Faja Petrolífera del Orinoco, el proceso de deshidratación se ejecuta bajo la premisa de cumplir tanto las especificaciones de comercialización como de diseño (operacional y mecánica) de los equipos y unidades de transporte aguas abajo del proceso productivo. Las especificaciones más importantes para su refinación y mejoramiento son el contenido de agua y sedimentos básicos < 1 % v/v BSW y salinidad < 10 PTB (libras de sal por cada mil barriles de crudo).

El suministro, inyección y monitoreo de un adecuado tratamiento químico asegura la calidad deseada en el crudo deshidratado y en el agua separada, que puede reutilizarse en unidades del proceso o destinarse a reinyección en pozos. En vista de la importancia de las operaciones de acondicionamiento para incrementar la producción petrolera, se planteó documentar e interpretar el proceso de ruptura de las emulsiones de crudo mediante la técnica de observación microscópica, un método rápido y de fácil comprensión para la toma de decisiones en campo (ajustar la concentración, el tiempo de residencia, conocer el requerimiento energético, etc.) y la mejora continua de los procesos de deshidratación y desalación en la industria petrolera nacional.

2. PARTE EXPERIMENTAL

2.1 Materiales y Métodos

La investigación se realizó con muestras de crudo pesado diluido, proveniente de un centro de procesamiento de fluidos ubicado en la Faja Petrolífera del Orinoco, midiendo sus propiedades fisicoquímicas características (ASTM [12,13]) y probando el desempeño de productos desemulsionantes (formulados *ad hoc*) para la resolución de la emulsión que conformaba dichas

muestras. Para ello, se empleó el protocolo de las pruebas de botella, Thief y Compuesta (University of Texas [14]) bajo condiciones controladas de temperatura, agitación, tiempo y atmósfera ambiente.

Para la formulación del desemulsionante se emplearon las bases de la química de superficie, correlaciones de formulación óptima y balances de materia, seleccionando los componentes según sus características fisicoquímicas y funciones específicas en la fórmula. Los surfactantes (bases intermedias comerciales de calidad certificada) correspondían a polímeros tipo resinas etoxiladas y derivados de poli-iminas en solventes hidrocarbonados de grado industrial (gasoil, nafta, xileno), incluyendo auxiliares de formulación para asegurar la solubilidad de las resinas y promover una rápida transferencia en la matriz de crudo. Los reactivos de grado analítico fueron suplidos por Sigma-Aldrich y Riedel-de-Häen.

2.2 Ensayos

El procedimiento experimental se llevó a cabo mediante las siguientes etapas: a) Homogeneización de las muestras con un mezclador Ultraturrax a 13.000 rpm por 15 min (Fig.1, foto izq.); b) Medición del contenido inicial de agua y sedimentos (% v/v BSW) por el método ASTM D4007 [13], observando las fases separadas (Fig.1 foto centro) y cuantificando el volumen de agua; c) Llenado de las botellas SaniGlass, de capacidad 100 mL, con el crudo emulsionado (100 mL); d) Pre calentamiento de las botellas llenas en baño termostático a 180 °F por 10 min; e) Dosificación del desemulsionante (diluido al 10 % v/v en xileno) con una micropipeta (100-1.000 µL), excepto en el blanco (muestra de referencia); f) Agitación de las botellas en el agitador tipo *shaker* (100 gpm por 15 min); g) Calentamiento de las botellas dosificadas (180 °F por 4 h); h) Registro del volumen de agua separada, calidad de la interfase (lisa, rugosa, con bolsas) y del agua (clara, turbia) en intervalos de 15 min hasta 1 h y luego cada hora; j) Ejecución de la prueba Thief realizando una toma de muestra 15 % por arriba de la interfase y aplicando el método ASTM D4007 [13] para medir los parámetros cerca de la interfase: Agua (% v/v), Emulsión (% v/v), Sólidos (% v/v); k) Ejecución de la prueba Compuesta, drenando toda el agua del fondo de la botella (extracción con jeringa) y aplicando el método

ASTM D4007 [13] para registrar los parámetros anteriores en el crudo deshidratado, contabilizando el agua residual.



Figura 1. Homogeneización de las muestras (izq.). Medición del contenido de agua y sedimentos por centrifugación (der.) y visualización de la apariencia, tipo y cantidad de fases (centro).

La concentración del desemulsionante, seleccionada dentro del rango utilizado en campo (10 a 120 ppm), fue calculada para un volumen fijo de emulsión (100 mL); de esta manera, 1 µL correspondía a 1 ppm. La eficiencia del proceso de deshidratación se determinó en función del porcentaje volumétrico de agua separada respecto al contenido inicial de agua, verificando siempre que no hubiese separación de fases en el blanco.

Mediante la técnica de observación al microscopio se identificó el tipo de emulsión en las muestras de crudo recolectadas en campo, los cambios en la morfología de las gotas de agua a la salida de los equipos y también en las pruebas de botella ejecutadas en laboratorio. Para esta actividad se utilizó un microscopio estereoscópico (*Motic SMZ-168* con platina de vidrio esmerilado, luz transmitida, lente 0,65X y zoom 5X) con interfaz a una computadora. El procedimiento de medición consistió en iniciar el programa de captura de imágenes (*Motic Cam 2.0*) ajustando los parámetros de zoom y enfoque, añadir una gota de crudo en el porta-objeto y realizar toma automática de las fotos (*programa Motic Images 2.0*).

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

La caracterización fisicoquímica de las muestras reflejó los siguientes valores: crudo pesado de 16 °API @ 60 °F, salinidad 77 PTB, contenido de asfaltenos 10,65 % m/m, acidez 4,34 mg KOH/g, agua y sedimentos 20 % v/v BSW. El agua separada (almacenada en el tanque de inyección a pozo) presentó un pH de 9, densidad 0,9520 g/mL, índice de refracción 1,3344 @ 25 °C, 1 atm,

aparición turbia y sólidos suspendidos. Estos valores indican la necesidad de realizar el acondicionamiento del crudo para remover el agua y sales antes de su venta, refinación o mejoramiento; igualmente, el agua separada debe ser acondicionada antes de la disposición final.

3.1 Interpretación del proceso

La dosificación del desemulsificante en los puntos de inyección a la salida del múltiple de producción, separadores y trenes de deshidratadores, se establece ejecutando pruebas de eficiencia en laboratorio y ajustando en campo según las características de cada segregación. La desestabilización de la emulsión es función del comportamiento interfacial del desemulsificante en sinergia con factores físicos del proceso (agitación, calentamiento, campo eléctrico), es por ello que su interpretación con parámetros cualitativos y cuantitativos, de fácil medición, facilitará la toma de decisiones. Por ejemplo, la determinación del contenido de agua y la observación directa de la apariencia de las fases separadas de la emulsión, como refleja la Figura 2, permitió identificar dos fases bien diferenciadas: una primera fase de color negro (esencialmente petróleo) y una segunda fase de color chocolate en la parte cónica del tubo de ensayo, que correspondía a una emulsión de alto contenido de agua y sólidos finos de mojabilidad intermedia (identificados en la muestra M2). Una vez que la muestra M1 es desestabilizada con el desemulsificante concentrado (*slug*) y luego centrifugada, desapareció la emulsión achocolatada; diferenciándose las tres fases de crudo deshidratado, agua y sólidos. La coloración del agua se debe a las moléculas de surfactantes en exceso que se transfieren a la fase acuosa por su afinidad hidrofílica y forman micelas que facilitan la solubilización micelar del aceite (Salager *et al.* [15]).



Figura 2. Apariencia de las fases separadas en las muestras de crudo diluido (M1, M2, M3 salida del Múltiple), sólidos en M2, muestra compuesta de DCO, salida del separador y del deshidratador electrostático.

La muestra de crudo a la salida del separador trifásico arrojó 16 % v/v de agua y 4 % v/v de emulsión (sin y con *slug*), reflejando el efecto temprano del desemulsificante en la resolución de la emulsión. A la salida del deshidratador electrostático y tanque de exportación se verificó la efectividad del proceso de deshidratación en campo, obteniéndose un crudo deshidratado con cortes de agua entre 1,2 y 1 % v/v, respectivamente, y ausencia de emulsión inversa, cumpliendo así la especificación de calidad para la venta o refinación.

Una interpretación semejante, a escala microscópica, se registra en las micrografías de la Figura 3, apreciándose cambios significativos en la morfología de las gotas antes y después del proceso de deshidratación. Las variaciones de color en las imágenes se deben a la dilución de la fase orgánica para la observación en el microscopio.

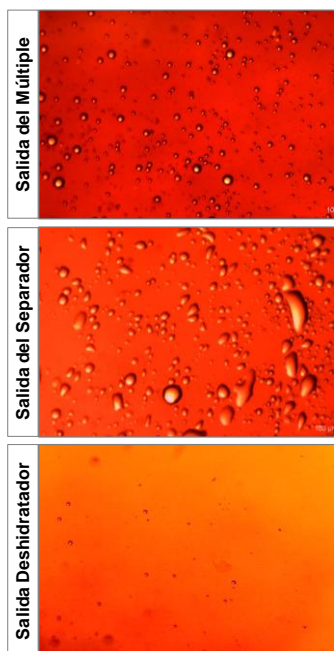


Figura 3. Micrografías de las emulsiones W/O antes y después del proceso de deshidratación (muestras de crudo diluido a la salida de los equipos del centro de procesamiento de fluidos).

Las tres imágenes de la Figura 3 informan que se trata de un petróleo constituido por una emulsión de agua en aceite, con variaciones en el tamaño y forma de las gotas de agua a medida que la emulsión hace su recorrido por los equipos que conforman el sistema de deshidratación. Es de recordar, que la emulsión, por lo general, se forma en el árbol de navidad (arreglo de válvulas, medidor y estranguladores fijado al cabezal del pozo) y luego pasa al múltiple de producción. En este punto, la emulsión analizada presentó una distribución asimétrica en el tamaño de gotas, con diámetros de 1 a 50 μm (micrografía superior, Fig. 3). Posteriormente, la emulsión es precalentada en hornos, pasando al separador bifásico donde ocurre una rápida deformación de las gotas y aumento considerable de tamaño, como se constata en la micrografía (centro, Fig. 3). Después del separador, la emulsión recibe un segundo calentamiento antes de entrar al deshidratador electrostático, logrando así un crudo deshidratado (1 a 2 % v/v BSW). La micrografía a la salida del deshidratador (foto inferior, Fig. 3) muestra un reducido número de gotas esféricas ($< 10 \mu\text{m}$) que explican porque no es posible una eficiencia de 100 %; así como el requerimiento de agua de lavado para remoción de la sal en el crudo deshidratado.

Los cambios observados en la Figura 3 se deben al

efecto combinado de las variables involucradas en el proceso de deshidratación. Desde la formación hasta la ruptura de la emulsión participan diferentes variables: físicas (recorrido en líneas, agitación, tiempo de contacto, velocidad de sedimentación, campo eléctrico, etc.), termodinámicas (temperatura, presión, potencial químico, gradiente de tensión positivo en la interfase) y cinéticas (adsorción de las moléculas surfactantes, formación de micelas y microemulsiones) (Salager *et al.* [7,8], Marfisi *et al.* [11]). En el deshidratador electrostático se combinan la electrocoalescencia y sedimentación gravitacional para lograr la separación del agua emulsionada (Cottrell [16], Eow y Ghadiri [17], Pedersen [18]). La temperatura juega un rol importante para aumentar el factor de Stokes y contrarrestar el flujo reptante en los bordes de las gotas, especialmente en crudos pesados; así como una rápida adsorción del desemulsionante en las interfases de las gotas. Estas razones justifican el gasto de energía para el funcionamiento de hornos o intercambiadores de calor para proveer el calentamiento en el proceso.

3.2 Pruebas de valoración

A continuación, se presentan los resultados de las pruebas de botella, Thief y Compuesta aplicando los tratamientos (desemulsionante y rompedor rápido) formulados para el crudo diluido de referencia. La Figura 4 (foto superior) muestra el barrido de concentración del desemulsionante en la prueba de botella; con 60 y 120 ppm se obtuvo una interfase lisa y agua clara; con 90 ppm una interfase rugosa y agua ligeramente turbia. En las pruebas Thief y Compuesta, el porcentaje de agua separada fue de 1 a 3 % v/v, como se visualiza en los tubos de centrífuga de la Figura 4 (foto inferior).

La eficiencia del proceso en las pruebas de botella se indica en la Figura 5, reflejando el porcentaje de agua separada en los primeros treinta minutos (tiempo de residencia del equipo en campo) hasta 120 min (tiempo de residencia en laboratorio); con valores significativos a la concentración de 120 ppm del desemulsionante.

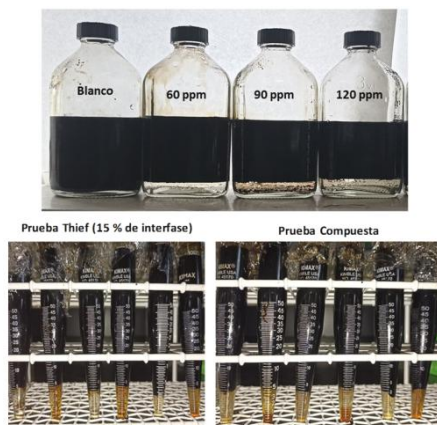


Figura 4. Barrido de concentración en la prueba de botella y valoración del deshidratante en las pruebas Thief y Compuesta.

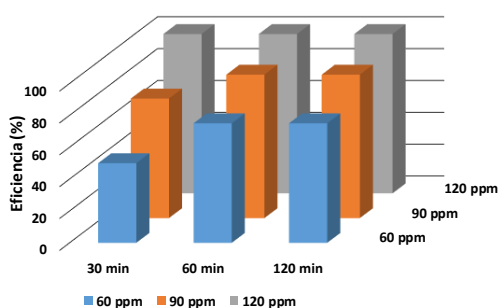


Figura 5. Eficiencia del proceso de deshidratación en la prueba de botella (crudo 16 °API, 20 % v/v BSW, 180 °F, 1 atm, 2 h).

Las pruebas de valoración sirven de soporte técnico para conocer la efectividad del tratamiento químico, y se aplican tanto en laboratorio como en campo. La prueba Thief informa sobre la eficiencia del desemulsionante en el área cercana a la interfase, cuantificando el porcentaje de agua y emulsión presentes en esa zona; además permiten seleccionar el agente secante en la fórmula del deshidratante. Con la prueba Compuesta se analiza el desempeño del producto en todo el conjunto de la fase aceite, una vez drenada el agua del equipo tratador.

Durante las operaciones de campo se pueden presentar emulsiones muy estables que demandan la dosificación de un rompedor rápido (desemulsionante concentrado). Esto suele ocurrir por baches de sólidos o temperaturas bajas por fallas en los equipos de calentamiento (hornos o intercambiadores de calor) o fuera de servicio. La Figura 6 presenta los resultados de la valoración del rompedor rápido, obteniéndose un buen desempeño

a la concentración de 40 ppm. La visualización de las muestras tratadas indicó una interfase definida, agua clara y transparente. En este caso, el producto se dosificó en forma concentrada, discontinua y por corto tiempo para evitar sobretratamiento. Cuando la estabilidad de la emulsión persiste o suceden obstrucciones en las líneas por arrastre de sólidos, suele inyectarse un humectante de sólidos para resolver el problema.

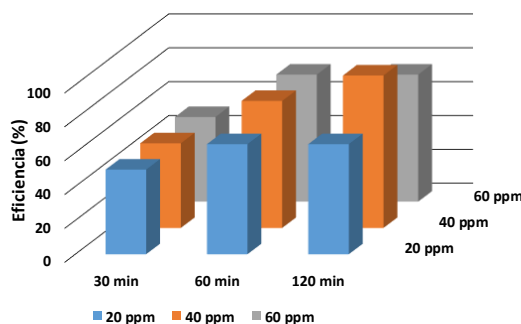


Figura 6. Efecto del rompedor rápido en la prueba de botella (crudo 16 °API, 20 % v/v BSW, 180 °F, 1 atm y 1 h).

4. CONCLUSIONES

La observación al microscopio permitió documentar la historia del proceso de deshidratación en campo, evidenciado por cambios en el tamaño, distribución, número y geometría de las gotas de agua durante la desestabilización de la emulsión; así como el retraso o culminación del proceso cuando se forman gotas muy pequeñas. Los tratamientos químicos diseñados para el crudo de referencia fueron eficientes a las condiciones simuladas de campo, logrando buena calidad del crudo deshidratado y del agua separada. Las pruebas de valoración Thief y Compuesta aportaron información para realizar ajustes en las fórmulas y en los requerimientos operacionales para una rápida resolución de la emulsión.

5. AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a los laboratorios “Formulaciones Tensioactivas” (Servicios Enviroil C.A.) y “Sistemas Dispersos y Ambiente” (Universidad de Oriente) y a la empresa Oxialquilados Venezolanos C.A. por los aportes que hicieron posible la investigación. Igualmente, al Comité Editorial y Revisores de RLMM por el trabajo que realizan en la difusión del conocimiento.

6. REFERENCIAS

- [1] McLean JD, Kilpatrick PK. *J. Colloid Interface Sci.* 1997; **196**(1):23-34.
- [2] Djuve J, Yang X, Fjellanger IJ, Sjöblom J, Pelizzetti E. *Colloid Polym. Sci.*, 2001; **279**:232-239.
- [3] Sullivan AP, Zaki NN, Sjöblom J, Kilpatrick P. *The Canadian J. Chem. Eng.* 2008; **85**(6):793-807.
- [4] Spiecker P, Gawrys K, Trail Ch, Kilpatrick P. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Asp.* 2003; **220**(1-3):9-27.
- [5] Langevin D, Argiller JF. *Adv. Colloid Interfac.* 2016; **233**:83-93
- [6] Bourrel M, Salager JL, Schechter RS, Wade WH. "Formulation Optimum des Systemès Micellaires pour la Récupération Assistée Pétrole: Comparaison des Tensioactifs Anioniques et Non-Ioniques. En: *Colloques Nat. CNRS PhysicoChimie des Composés Amphiphiles 1978*, EE.UU; p.337-343.
- [7] Salager J. L. *Rev. Técnica INTEVEP*, 1987; **7**(1):3-15.
- [8] Salager JL, Anton RE., Andérez JM, Aubry JM. *Técnicas de l'Ingénieur, Génie des Procédés* 2001; **J2**(157):1-20.
- [9] Salager JL, Forgiarini A, Márquez L, Manchego L, Bullón J. *J. Surfact. Deterg.* 2013; **16**(5):631-663.
- [10] Marfisi S. *Estabilidad de emulsiones relacionada con el proceso de deshidratación de crudos*. Tesis de Doctorado, Mérida (Venezuela): Universidad de Los Andes, 2005.
- [11] Marfisi S, Alvarez G, Paruta E, Moreno P, Anton R, Salager JL. *Ciencia e Ingeniería* 2009; **30**(3):229-236.
- [12] ASTM. Annual Book of ASTM Standards and IP Standards for Petroleum and Its Products, 5ta ed. 1995.
- [13] ASTM D4007-11, 2016. "Standard Test Method for Water and Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method (Laboratory Procedure)". ASTM International, West Conshohocken, PA, 2016.
- [14] University of Texas at Austin. *Treating Oilfield Emulsions*, 4th Ed., EE.UU., 1990, p.1.
- [15] Salager JL, Antón RE, Sabatini DA, Harwell JH, Acosta JE, Tolosa LI. *J. Surfact. Deterg.* 2005; **8**(1):3-21.
- [16] Cottrell FG, US Patent 987-114, 1911.
- [17] Eow, J, Ghadiri M. *Chem. Eng. J.* 2001; **84**:173-192.
- [18] Pedersen A. *Forces Acting on Water Droplets in Electrically Energized Oil Emulsions*. Tesis PhD. Trondheim (Norwegian): University of Science and Technology, 2008.

7. MINIBIOGRAFÍA DE AUTORES

**Shirley Marfisi Valladares. ORCID: 0009-0000-8003-3782**

Ingeniero Químico y *Magister Scientiarum* en Ingeniería Química (Universidad de Oriente), Doctor en Ciencias Aplicadas en la Universidad de Los Andes y el Convenio de Cooperación de Postgrados Francia-Venezuela. Profesor titular e Investigador responsable de proyectos en sistemas dispersos, ambiente, energía y petróleo, aprovechamiento de residuos agrícolas y pesqueros. Autor de artículos científicos, capítulos de libros, memorias en congresos. Instructor de cursos en formulación de especialidades químicas, deshidratación y desalación de crudos, tratamiento químico, fluidos de producción, termodinámica y balances de materia en procesos químicos; pruebas de ensayo y caracterización del petróleo. Correo: smarfisi@udo.edu.ve

**Mario Vladimir Lobo Poito. ORCID: 0009-0001-9112-1005**

Ingeniero químico, egresado de la Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui, con experiencia en técnicas analíticas para la caracterización del petróleo y el tratamiento químico de sistemas dispersos. Investigador del Laboratorio “Formulaciones Tensioactivas”, Unidad de Investigación y Desarrollo, Servicios Enviroil C.A. Barcelona, Venezuela. Autor y coautor de varios artículos científicos en las revistas de la Sociedad Americana de Químicos del Petróleo (AOCS) y en otras publicaciones científicas. Correo: mvlp1719@gmail.com

**Alix Xiomara Guerrero. ORCID: 0009-0009-0275-0669**

Ingeniero químico (1989), egresada de la Universidad de Los Andes (Mérida-Venezuela), con maestría en Finanzas mención Gerencia Estratégica, diplomado en Gestión Ambiental y certificación como Auditora. Líder de Sistemas de Gestión de Calidad. Entre sus anteriores trabajos destacan los relacionados con fenómenos interfaciales y recuperación de petróleo en la ULA, programas confidenciales para el desarrollo de patentes. Trabajó en la industria petrolera durante 15 años, en las áreas de investigación y desarrollo, producción de petróleo, formulaciones específicas para el control de producción y tratamiento de crudo afectado por bacterias sulfato reductoras (Morichal, Bonaire, Inglaterra, 1991-1995), exportación de productos (Complejo Jose); atención de reclamos de calidad. Durante los últimos 19 años estuvo a cargo del área comercial y operativa de Oxialquilados Venezolanos, C.A., empresa reconocida en servicios ambientales y fabricación de aditivos químicos. Actualmente, realiza servicios de investigación y desarrollo para la formulación óptima de demulsificantes, biocidas, secuestrantes, entre otros. Trabaja de la mano con investigadores universitarios e independientes y con organismos gubernamentales adscritos al área ambiental. Coautora de proyectos de investigación publicados por organizaciones internacionales.

Correo: alix.guerrero.t@gmail.com

**Carlos Carvajal. ORCID: 0009-0002-9618-7262**

Ingeniero químico (1989), egresado de la Universidad de Los Andes (Mérida-Venezuela) con maestría en Finanzas mención Gerencia Estratégica, certificación como Auditor Interno de Sistemas de Gestión de Calidad. Supervisor de grupo en Lagoven, Morichal (1989-1996), procesos y operaciones, responsable de la producción de crudo (zona EPM-1, O-16, J-20), tratamiento de agua, control de procesos, optimización de equipos. Entrega, calidad y certificación de crudo (Terminal José con outsourcing candiense). Gerente Técnico de Biotecnología en el Centro de Investigaciones Tecnológicas de Oriente (CITO). Certificación de productos (clientes internacionales) en crudos, fuel oil, azufre, coque, metanol. Agua y evaluación de aditivos químicos para producción, tratamiento de agua, recuperación de petróleo. Realiza trabajos en conjunto con investigadores universitarios e independientes y con organismos gubernamentales adscritos al área ambiental. Coautor de proyectos de investigación publicados por organizaciones internacionales. Correo: carloscarvajalhaddad@gmail.com