

# EFICIENCIA DE MEDIDOR DE INTERFASE TIPO BOYA EN SEPARADOR TRIFÁSICO DE CRUDO-AGUA-GAS

## Efficiency of type boya interface meter in three-phase raw-water-gas separator

Gloria Miño Cascante, Juan Córdova Procel\*, Janneth Viñán Villagrán, Daniela Llanos Campaña, Christian Romero Chica

Escuela Superior Politécnica de Chimborazo, Facultad de Mecánica, Extensión Norte Amazónica, Facultad de Administración, Riobamba - Ecuador

\*juan.cordovap@epoch.edu.ec

### Resumen

En el área del petróleo una de las principales tareas consiste en separar el agua y gas del crudo, en el presente trabajo se hace un análisis del proceso de separación en un separador de prueba trifásico de petróleo instalado en el oriente ecuatoriano para determinar la eficiencia de separación que se obtiene bajo las mismas condiciones de operación cuando se utiliza instrumentación de diferente tecnología. Para obtener datos en la investigación de campo se plantea hacer pruebas en el vessel con fluidos de cinco pozos de diferente caudal y con grado API que oscilan entre 18° y 30°, para lo cual se hacen dos tipos de pruebas en el separador, la una con un medidor de interfase de boya instalado dentro del recipiente y la otra prueba bajo las mismas condiciones de operación se utiliza un instrumento de onda guiada. Para determinar la eficiencia de cada método utilizado se analiza la cantidad de partículas de agua en crudo en la línea de descarga con pruebas en laboratorio, es así que se verifica que al utilizar el instrumento del tipo boya el BSW promedio en la línea de descarga es de 70% mientras que con el instrumento de onda guiada los resultados son mucho más satisfactorios con BSW promedio de 8%.

**Palabras clave:** eficiencia de separador, separador trifásico, interfase de petróleo

### Abstract

In the area of oil one of the main tasks consists of separate water and raw gas, from the crude, in the present work an analysis of the separation process is made in a separator of three-phase oil test installed in the Ecuadorian orient to determine the efficiency of separation that is obtained under the same conditions of operation when using instrumentation of different technology. In order to obtain data in the field investigation, it is proposed to test the vessel with fluids from five wells of different flow and with an API grade ranging between 18° and 30°, for which two types of tests are done in the separator, the one with a buoy interface meter installed inside the vessel and the other test under the same operating conditions a guided wave instrument is used. To determine the efficiency of each method used, the amount of raw water particles in the discharge line is analyzed with laboratory tests, so it is verified that when using the instrument of the buoy type the average BSW in the discharge line is 70% while with the guided wave instrument the results are much more satisfactory with an average BSW of 8%.

**Key words:** separator efficiency, three-phase separator, oil interface

**Fecha de recepción:** 29-08-2018

**Fecha de aceptación:** 17-06-2019

## I. INTRODUCCIÓN

Cuando se extrae petróleo del subsuelo, éste proviene con trazas de sedimentos, Guilizzoni acota que este fluido proviene también en presencia de una fase gaseosa, que

es muy común en la salida de un pozo de petróleo, las burbujas perturban y deforman el núcleo de aceite y el anillo de agua (1); los que son necesarios separarlos y dejar al hidrocarburo lo más puro

posible para su transporte y comercialización. Para cumplir con este propósito Mouallem indica que es necesario realizarlo en la etapa de extracción (2), donde existen varias técnicas para separar el agua y gas del crudo tales como hacer pasar el fluido por separadores electrostáticos, uso de químicos, decantación en el tanque, separadores gravitacionales, entre otros. Cada uno de estos procesos tienen su particularidad al momento de separar el agua y gas del petróleo, y dependerá en gran medida de las características del fluido para seleccionar el equipo que realizará este proceso.

La gota de crudo está compuesta por tres partículas que son gas, agua y crudo, y la funcionalidad del separador trifásico tipo gravitatorio consiste en separar estas partículas en un tiempo determinado (tiempo de residencia) que está ligado básicamente al diámetro de la gota y de éste dependerá el dimensionamiento mecánico del recipiente.

Una vez realizada la separación, cada partícula recorrerá por las tuberías dispuestas en el equipo que son una línea para el gas, otra para el agua y la tercera para el crudo ya separado. La eficiencia de separación se lo verifica en la línea de crudo con el análisis del porcentaje de agua y sedimentos contenido en el hidrocarburo, a esta variable que se representa en porcentaje se la denomina BSW (Basic Sediment and Water). El separador está equipado con instrumentos lo que hace que el proceso sea automatizado, Antlinger indica que los parámetros de fluidos como son la viscosidad, la densidad de masa y la velocidad del sonido se pueden determinar utilizando sensores ultrasónicos (3).

Los inconvenientes más comunes en el proceso de separación en un proceso trifásico entre otros son, los resultados no coinciden con los históricos del pozo, que el separador se inunde debido a falla

en los instrumentos o válvulas instaladas en las tuberías, lo cual provoca derrames, incendios entre otros, otro problema común es el que no separe, como indica Zhang, que en comparación con el flujo de dos fases, el flujo de tres fases es más complejo separarlo (4).

El presente trabajo se desarrolló en la evaluación de un separador denominado de prueba tipo gravitatorio con capacidad de proceso de cinco mil barriles de fluido por día instalado en una estación petrolera en el oriente ecuatoriano y el objetivo de investigación fue determinar la eficiencia del separador trifásico de prueba que trabaja con un instrumento de boyas el cual mide la interfase crudo-agua.

Chávez, sugiere que para el diseño de separadores horizontales se debe considerar las variables de temperatura, viscosidad, caudal de operación, presión de diseño y para el dimensionamiento del vessel o recipiente a presión, las tasas de flujo mínimas y máximas del líquido y del gas, el número de fases que debe manejar el separador, las impurezas que puedan estar presentes en los fluidos, tales como arena, parafina, la tendencia hacer espuma de los fluidos y su incidencia en la corriente aguas abajo, el efecto de la velocidad de erosión, luego con estos datos se realiza las simulaciones necesarias tanto en software de procesos como en los de diseño mecánico (5). Mientras que Cadena recomienda como calcular el tiempo de residencia necesario para garantizar una correcta separación de las fases (6).

Un software muy utilizado para el diseño de procesos es el Hysys mientras que el para diseño mecánico de recipientes a presión es el Compress que trabaja bajo la normativa de la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME) en su sección ocho. Toda simulación es ideal, los problemas que se presentan a menudo en este tipo de diseños son cuando las variables consideradas para la ingeniería básica no son las mismas que están presentes en el campo, es así como los crudos ecuatorianos tienen un gran porcentaje de emulsión como es el caso de los fluidos considerados para la investigación.

Velásquez confirma que una emulsión es una mezcla de dos líquidos inmiscibles, es decir, dos líquidos que no se mezclan bajo condiciones normales, uno de los cuales está disperso como gotas en el otro, y su estabilizador es un agente emulsionante y que la complejidad de las emulsiones en el petróleo depende de su composición en términos de las moléculas con actividad interfacial, prin-

principalmente resinas y asfaltenos (7).

Cai indica que la separación de emulsiones de aceite-agua estabilizadas es difícil y un desafío global (8), mientras Riaza sugiere que para estabilizar las emulsiones se debe usar pequeñas partículas sólidas de 10 nm de diámetro para la estabilización de emulsiones y espumas (9), es así que Kasys indica como poder calcular la viscosidad de estos fluidos emulsionados con instrumentos de onda guiada (10). La metodología aplicada en este estudio es la experimental, donde la hipótesis planteada es que el separador provisto de un instrumento del tipo onda guiada para medir la interfase será más eficiente que el separador provisto con un instrumento de boyas. La investigación se la dividió en dos etapas, la primera consiste en obtener resultados de BSW a la salida de crudo del separador que funciona con boyas, y la segunda etapa hacer los mismos pasos en el separador con la particularidad de sustituir el instrumento de boya por uno de tecnología de onda guiada y luego comparar los resultados. Arias propone los instrumentos de onda guiada para procesos de separación de petróleo con emulsiones (11).

## II. MATERIALES Y MÉTODOS

Se dispuso de información de las variables con las cuales fue diseñado el separador de prueba, al igual de las variables físicas de los crudos que se debería utilizar en la operación que fue de 25° API con una tolerancia  $\pm 3^\circ$ . El vessel utilizado para el estudio fue un recipiente diseñado bajo normativa de la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME) en su sección ocho, con los datos de la Tabla 1, que garantizan cumplir con el tiempo de residencia necesario, Martínez indica que a partir de la ecuación 1 se podrá calcular la velocidad crítica de la partícula (12), y así el tiempo de residencia necesario para obtener el BSW (cantidad de agua en crudo) planteado menor al 10% en la línea de crudo.

	Mínima	Nominal	Máxima
Diámetro (in)		54	
Longitud (in)		192	
Presión diseño (psi)		100	
Presión operación (psi)	26	28	30
Volumen crudo (BPD)	321	2675	3650
Volumen Agua (BPD)	3543	3543	3543
Volumen de gas (MMSCFD)	0,5	1,0	1,0

Tabla 1. Dimensionamiento del vessel

En vista de que la eficiencia de la operación del separador cuando operaba con el instrumento de boya fue ineficiente, se planteó determinar la falla a través de la matriz causa efecto y sus desviaciones en cada etapa. En primer lugar, se decidió revisar que todos los instrumentos estén en buen estado y den la señal correcta, luego se verificó que el recipiente cumpla los mínimos de diseño mecánico, Naderipor afirma que el cociente entre la longitud del recipiente y su diámetro deberá estar entre 2,5 y 4 para garantizar que se produzca la separación (13), a esta teoría lo confirma Martínez (12).

$$\text{Si } 2,5 < \frac{L}{D} < 4,0 \text{ entonces } K = 0,4$$

L: longitud del separador (mínimo 7,5 pies)

D: diámetro del separador (pies)

$$2,5 < \frac{16}{4,5} < 4,0$$

$$V_c = K \sqrt{\frac{\rho_l - \rho_g}{\rho_g}} \quad \text{Ecuación 1}$$

$$V_c = 1,541 \text{ ft / min}$$

$V_c$  = Velocidad crítica de la partícula

$K$  = constante de Souders y Brown

$\rho_l$  = densidad del líquido en condiciones de operación, lb / ft<sup>3</sup>

$\rho_g$  = densidad del gas en condiciones de operación, lb / ft<sup>3</sup>

Tiempo de residencia = 10 a 18 min

Se debe calcular la velocidad crítica de la partícula conocida como muestra la ecuación 1, para llegar a determinar la área transversal del recipiente, luego con este valor y las densidades de los fluidos se calcula el tiempo de residencia, es decir el tiempo que permanece la partícula de crudo en el recipiente desde la entrada hasta la salida. Al realizar las simulaciones del proceso y revisar los parámetros en el diseño mecánico tanto del vessel como de las tuberías de alimen-

tación y descarga, estos resultados son satisfactorios, es así como resta revisar las propiedades del crudo con pruebas de laboratorio para determinar las características de los fluidos y cromatografía del gas, donde se pudo verificar que unos fluidos contenían emulsión dura y en otros casos emulsión blanda.

Para trazar una línea base, se decide seleccionar cinco pozos en función de la semejanza de sus propiedades físicas y químicas del crudo las cuales deben ser semejantes a las variables que se consideraron en el dimensionamiento del separador, como se observa en la Tabla 2 que las gravedades específicas de los crudos estudiados oscilan entre 18,2 y 32,1 °API, con temperaturas relativamente normales en promedio de 102 °F. El inconveniente se presentó en que los fluidos contienen emulsión, lo cual es bastante difícil poder romper en un separador del tipo gravitatorio.

	Temperatura observada °F	°API observado	BSW %	Viscosidad cP
Pozo 1	74,5	20,5	62,031	29,6
Pozo 2	75,8	25,1	67,980	22,4
Pozo 3	88,2	18,2	62,000	43,2
Pozo 4	78,2	32,1	54,350	25,5
Pozo 5	81,1	22,2	59,901	32,7

Tabla 2. Características físicas de los crudos probados

La simulación necesaria se lo hizo mediante software como se observa el resumen en la Figura 1, los comportamientos ideales de la partícula de petróleo conforme cambian sus propiedades físicas; una vez seleccionados los pozos se procedió a realizar las pruebas en campo, donde se hizo pasar por el separador durante veinte y cuatro horas con él instrumento análogo de medidor de boya el cual determina la interfase por diferencia de densidades en el fluido, de

esta información dependerá la apertura de válvulas en las dos líneas que son agua libre, crudo mientras que las variables de presión y nivel abrirá o cerrará según sea el caso la línea de gas.

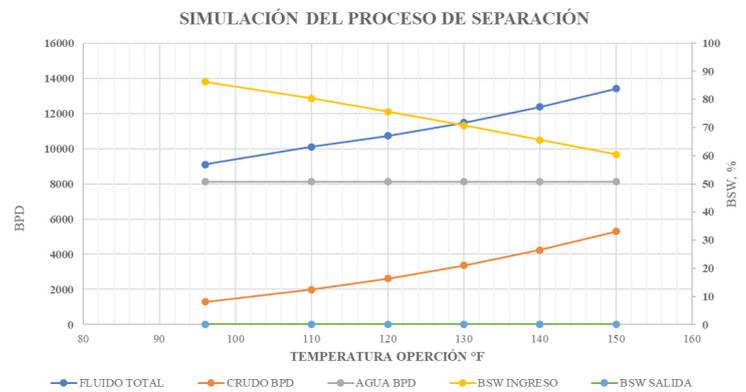


Figura1. Simulación del proceso de separación

La prueba que duró veinte cuatro horas consiste en hacer pasar el fluido de un pozo por el separador de prueba que está equipado con un tablero de control con PLC y pantalla HMI donde se puede observar los valores de caudales en las tres líneas. Cada cuatro horas se toma muestras de fluido en la línea de salida de crudo y se procedió hacer el análisis de BSW en laboratorio mediante centrifugado, estos datos al igual de los caudales, temperaturas, presiones fueron tabulados y compilados para su análisis respectivo.

Para garantizar los resultados las pruebas de veinte y cuatro horas fueron realizadas con una frecuencia de una vez al mes en lo posible en condiciones climáticas diferentes, posterior se procedió a cambiar el instrumento de medidor de interfase de boyas, (ver Figura 2) por uno de tecnología de onda guiada (ver Figura 3) y se repite el procedimiento con los cinco pozos antes probados, es así como las pruebas en total duraron aproximadamente doce meses.



Figura2. Medidor de interfase del tipo boya



Figura 3. Medidor de interfase de onda guiada.

En la Figura 4 se observa la simulación del comportamiento de la partícula de crudo y como el BSW varía en función de la temperatura.

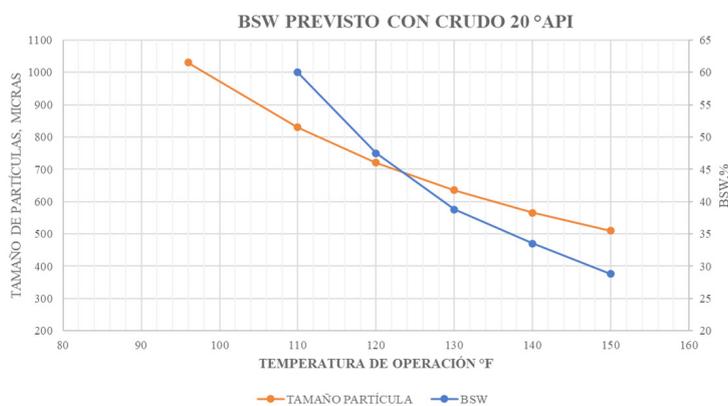


Figura 4. BSW previsto con °API 20

En el proceso de pruebas se verificó la presencia de emulsión en los pozos, lo que afectó al proceso sobre todo en el tiempo de residencia y en el desempeño del equipo.

### III. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Los resultados obtenidos en las pruebas con el instrumento de boya son poco alentadores, ya que éste instrumento en su etapa de ingeniería fue seleccionado con la variable de gravedad específica, el cual operaría en un rango de operación de  $\pm 3$  °API, que prácticamente es una desventaja en un separador de prueba, ya que la función de este equipo es utilizarlo con todos los pozos para monitorear la producción de la estación, pero al verificar que el BSW obtenido en la línea de salida de crudo es en promedio 60%, es crítico mantener el equipo en operación, mucho más cuando se conoce que el fluido está emulsionado lo que provoca que la boya no flote en la interfase, (ver Figura 5) sino en la emulsión, de tal forma que la señal

que envía la boya para que abra la válvula de la línea de agua se mantenga abierta (ver Figura 6) y no se pueda cumplir el tiempo de residencia requerido para la correcta separación.

En las figuras 7,8,9,10,11 se puede observar lo inestable que resulta el separador cuando se utiliza el instrumento de boya, se puede apreciar en cada gráfica en el eje de las abscisas la cantidad de muestras tomadas por cada uno de los cinco pozos estudiados, y en el eje de las ordenadas el BSW hallado en laboratorio, así las lecturas tanto en laboratorio como en los instrumentos de medición provistos en el equipo presentaron valores muy dispersos, aparte de que se encuentran por encima de la meta que fue menor al 10% de BSW en la línea de descarga de crudo.

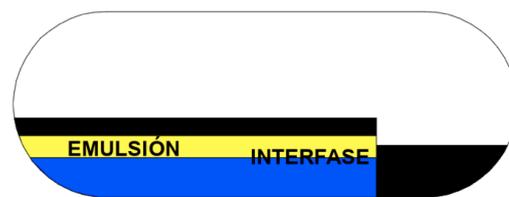


Figura 5: Esquema de la presencia de emulsión en el tanque trifásico

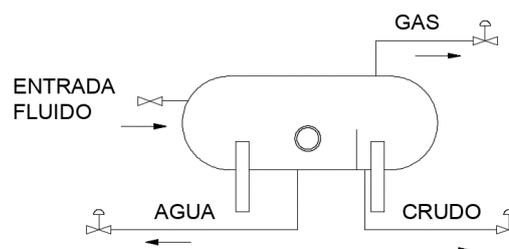


Figura 6: Esquema general de separador trifásico de 5 000 BFPD

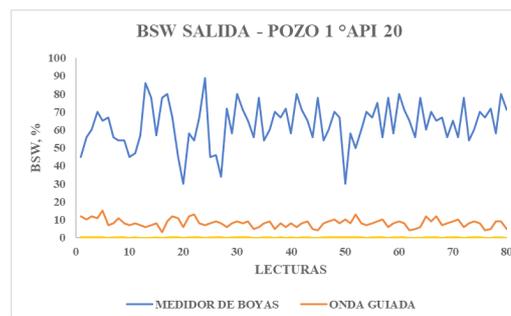


Figura 7: Cantidad de agua en crudo a la salida del separador

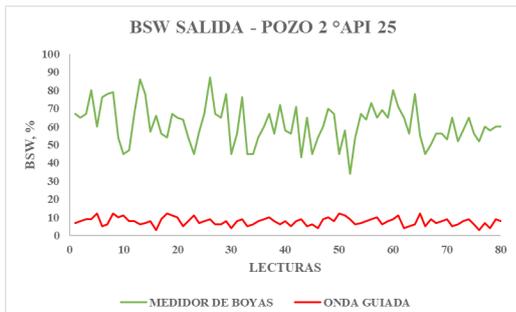


Figura 8: Cantidad de agua en crudo a la salida del separador

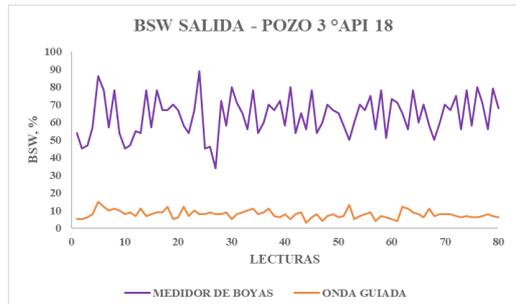


Figura 9: Cantidad de agua en crudo a la salida del separador



Figura 10: Cantidad de agua en crudo a la salida del separador

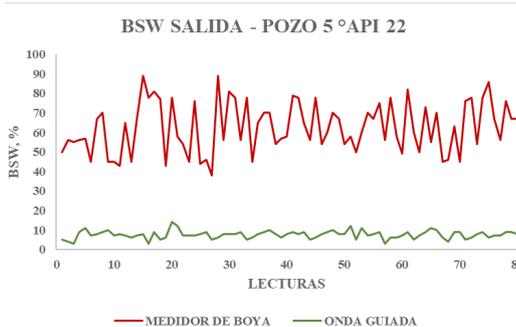


Figura 11: Cantidad de agua en crudo a la salida del separador

Para mejorar la separación y romper la emulsión se procedió a ingresar químico aguas arriba del separador del tipo de-

multisulfante de acción rápida y antiparafínico, sin embargo, los problemas persistieron en todos los pozos incluso en más de una ocasión inundándose el separador debido a que la boya dejaba de flotar y más bien se hundía lo que ocasiona que la válvula de control de agua permanezca cerrada y la línea de crudo no abastecía para todo el fluido. Luego de cambiar el instrumento de interfase por uno de onda guiada los resultados cambiaron notablemente, así se verifican en las Figuras 7,8, 9,10,11.

Varios autores y en especial los fabricantes de instrumentación sugieren por medio de sus catálogos el uso de instrumentos del tipo boya para medir interfase, sin embargo, hay que notar que luego de esta investigación que estos instrumentos no son eficientes cuando los fluidos presentan emulsión, eso limita al rango de trabajo del equipo. Mientras que el instrumento de onda guiada seleccionado para este caso particular tiene un rango mucho más amplio y efectivo al momento de detectar la interfase ya que su principio consiste en medir diferencia de gravedades específicas y el fluido a pesar de tener emulsiones la señal enviada por el instrumento es mucho más efectiva, de esta forma se verifica que el tiempo de residencia se mantiene en el vessel y por ende los resultados de BSW en la salida de crudo son satisfactorios con 8% promedio.

#### IV. CONCLUSIONES

Para determinar el desempeño o eficiencia de un separador trifásico se lo puede hallar al analizar variables de su operación tales como BSW a la salida de crudo, caudal de agua, caudal de crudo, caudal de gas, inundación, presión, entre otros, es así como al evaluar el BSW en la descarga del equipo se verifica si separó o no el agua del crudo. En esta investigación se concluye que para medir la interfase el instrumento de boyas no ayuda en el proceso de separación cuando se trata de crudo emulsionado, mientras que si se opera con un instrumento de tecnología de onda guiada la eficiencia se incrementa súbitamente hasta llegar incluso a valores menores al 8% de BSW en la línea de descarga. Se puede acotar que el medidor de boya es muy eficiente para calcular el nivel total, es decir, ideal para ser instalado en la cámara de crudo.

## Referencias

1. Guilizzoni M, Baccini B, Sotgia G, Pietro L, Colombo M. Image-based analysis of intermittent three-phase flow. *Int Multiph Flow*. 2018;
2. Mouallem C. Perspectives for use of hydraulic fracturing in oil and gas production. *Min Min* [Internet]. 2014;67(4):373–8. Available from: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=56432577004%0AHow>
3. Antlinger H, Clara S, Beigelbeck R, Cerimovic S, Keplinger F, Jakoby B. An acoustic transmission sensor for the longitudinal viscosity of fluids. *Procedia Eng*. 2012;47:248–52.
4. Zhang G, Yao G, Li J, Wu H, Liu Z, Li D. A new experimental method for measuring the three-phase relative permeability of oil, gas, and water. *Pet Sci Eng* [Internet]. 2018;170:611–9. Available from: [www.elsevier.com/locate/petrol](http://www.elsevier.com/locate/petrol)
5. Chávez J. Diseño y simulación de separadores horizontal y vertical de tres fases [Internet]. Universidad de las Fuerzas Armadas; 2015. Available from: <https://repositorio.espe.edu.ec/bitstream/21000/10385/1/T-ESPE-048867.pdf>
6. Cadena G, Criollo O. Determinación de los parámetros óptimos de separación y tratamiento de petróleo crudo en el campo Oso del Bloque 7 en el oriente ecuatoriano. *Escuela Politécnica Nacional*; 2016.
7. Velásquez I, Pereira JC. Emulsiones de agua en crudo, Aspectos generales. *Ing UC* [Internet]. 2014;21(3):45–54. Available from: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=70732643007>
8. Cai Y, Chen D, Li N, Li H, He J, Lu J, et al. A smart membrane with antifouling capability and switchable oil wettability for oil / water emulsions separation. *J Membrane Sci* [Internet]. 2018; Available from: [www.elsevier.com/locate/memsci](http://www.elsevier.com/locate/memsci)
9. Rianza S, Cortés FB, Otalvaro J. Emulsions with heavy crude oil in presence of nanoparticles. *Boletín ciencias la tierra* [Internet]. 2014;36:55–68. Available from: <http://www.revistas.unal.edu.co/index.php/rbct%0AEmulsions>
10. Kazys R, Mazeika L, Sliteris R, Raisutis R. Measurement of viscosity of highly viscous non-Newtonian fluids by means of ultrasonic guided waves. *Ultrasonics*. 2014;54(6):1714.
11. Arias V, Daniel C. Diseño e implementación del sistema SCADA para la visualización de niveles de tanques de diesel para el consumo de las turbinas de generación eléctrica de la refinería la libertad de EP Petroecuador. [Internet]. 2013. Available from: <http://repositorio.espe.edu.ec/handle/21000/6876>
12. Martínez M. Diseño conceptual de separadores. *Maracaibo*; 2011. 274 p.
13. Naderipor I, Khorshidi J. The Experimental Study on Effects of Height and Hold up on performance of Vertical Gas-Liquid Separator using Amin Contactor Tower. *Ciencia Nat* [Internet]. 2015;37(6–1):93–103. Available from: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=467547682015%0AHow>