

## Revista Científica y Tecnológica UPSE

### Unidades de flujo a partir del indicador de zona de flujo (FZI) considerando el modelo petrofísico de un yacimiento sub-saturado Flow units from the flow zone indicator (FZI) considering the petrophysical model of a sub-saturated reservoir.



Jeniffer Flores Pozo<sup>1</sup> <https://orcid.org/0000-0001-8185-9033>, Sadi Iturralde Kure<sup>1</sup> <https://orcid.org/0000-0001-8376-4003>, Marllelis Gutiérrez Hinestroza<sup>1</sup> <https://orcid.org/0000-0002-8672-9913>

<sup>1</sup>Universidad Estatal Península de Santa Elena, Ecuador

#### Resumen

En la industria petrolera se cumplen varios parámetros en diversas etapas para realizar exploraciones y explotaciones de un yacimiento petrolero. Esas etapas comprenden la ejecución de gran variedad de estudios técnicos, geológicos, petrofísicos además de realizar un estudio en la caracterización de yacimientos el mismo que se enfoca a obtener la información necesaria que conduzca a una explotación adecuada del mismo. El propósito es determinar las unidades de flujo a partir del Indicador de la Zona de Flujo (FZI) considerando el modelo petrofísico de un yacimiento sub-saturado de la cuenca del lago de Maracaibo-Venezuela con la técnica basada en una modificación de la ecuación de Kozeny- Carmen, dándole la importancia que merece a la petrofísica ya que esta define los parámetros necesarios para tener resultados favorables, de igual manera se hace la lectura de registros que juegan un papel fundamental para la investigación. Se seleccionaron propiedades del yacimiento sub-saturado para la elaboración del mismo, luego se estableció los parámetros del modelo petrofísico para conocer el tipo, calidad de roca, densidad de matriz de formación, parámetros de corte, la arena neta petrolífera, arena neta total, conocer el Petróleo Original En Sitio (POES) a través del método volumétrico y de balance de materia. Una vez obtenidos todos los puntos necesarios se puso en marcha un modelo matemático que establece las unidades de flujo a partir del indicador de zona, este se realiza en 2 pozos seleccionados los mismos que son: LL-0773, LL-0848 cada uno con sus profundidades estableciendo la capacidad de almacenamiento de hidrocarburo del yacimiento sub-saturado para su explotación y comercialización quedando como referencia para nuevos estudios que consideren todos los parámetros para llegar al objetivo principal.

#### Abstract

In the oil industry several parameters are met in various stages to perform explorations and exploitations of an oil field. These stages include the execution of a great variety of technical, geological, and petrophysical studies as well as carrying out a study on reservoir characterization, which focuses on obtaining the necessary information that leads to an adequate exploitation of it. The purpose is to determine the flow units from the Flow Zone Indicator (FZI) as the petrophysical model of a sub-saturated reservoir in the Lake Maracaibo-Venezuela basin with the technique based on a modification of the Kozeny-Carmen equation, giving the importance it deserves to petrophysics since it defines the necessary parameters to have favorable results, as well as the reading of the records that play a fundamental role for the investigation. The properties of the sub-saturated deposit were selected for the elaboration of the same, then the parameters of the petrophysical model are established to know the type, the quality of the rock, the density of the formation matrix, the cutting parameters, the net sand petroleum, the total net sand, the knowledge of the Original Petroleum in Site (POES) through the volumetric method and the material balance. Once all the necessary points have been obtained, a mathematical model is put in place that establishes the flow units from the zone indicator, this is done in 2 selected wells, which are: LL-0773, LL-0848 each with its own depths by establishing the hydrocarbon storage capacity of the sub-saturated reservoir for exploitation and commercialization, being a reference for new studies that consider all the parameters to reach the main objective.

#### Palabras clave:

Modelo petrofísico, yacimiento sub-saturado, unidades de flujo, indicador de zona

#### Keywords:

Petrophysical model, sub-saturated reservoir, flow units, zone indicator

**Recibido:** 30/04/2019

**Aceptado:** 22/05/2019

**Publicado:** 15/12/2019

**Forma de citar:** Flores, J.; Iturralde, S.; Gutiérrez, M. (2019). Unidades de flujo a partir del indicador de zona de flujo (FZI) considerando el modelo petrofísico de un yacimiento subsaturado. Revista Científica y Tecnológica UPSE, 6 (2) pág. 42-50. DOI: 10.26423/rctu.v6i2.451

\* Autor para correspondencia: jenyfp\_24@hotmail.com

## 1. Introducción

En la industria petrolera existe mucha demanda de hidrocarburos por lo tanto es indispensable la elaboración de estudios para un excelente manejo en los yacimientos ya que estos contienen propiedades únicas. La industria petrolera a nivel mundial realiza cuantiosas inversiones en estudios orientados a mejorar la producción y en la generación de propuestas operacionales que minimicen los daños que ocasionan las arcillas u otros minerales al flujo de fluidos en los yacimientos petrolíferos siendo ésta una de las características importantes que llegan a ser las más relevantes en su estudio (Bjorlykke, 2010).

Este modelo de unidades de flujo concluyó que las áreas del yacimiento con mayor potencial para producción primaria y secundaria son aquellas con mayor abundancia de dos tipos de roca, ya que obtuvieron buena permeabilidad y un óptimo contenido de hidrocarburos este resultado llevó a perforar 18 nuevos pozos (14 productores y 4 inyectores), logrando incrementar la producción del yacimiento en un 25%. (Jelica, 2010).

La inclusión de un modelo petrofísico, ofrecerá información necesaria del yacimiento sub-saturado, para definir y proponer nuevas localizaciones donde se encuentren las mejores propiedades petrofísicas, minimizando la incertidumbre y aumentando el porcentaje de éxito volumétrico de estos trabajos y así poder desarrollar una metodología estándar, para identificar las unidades de flujo existentes en un yacimiento complejo, mediante la interrelación de diferentes parámetros, además del uso de diversas ecuaciones y gráficas. (Meza, 2013).

La información dada por los registros eléctricos, permiten conocer los parámetros importantes del yacimiento, además los análisis de los núcleos especiales y convencionales son imprescindibles para determinar las propiedades petrofísicas de las rocas. Para iniciar la determinación de las propiedades del yacimiento es necesario conocer aquellos aspectos petrofísicos que debe poseer una roca para convertirse en almacén de hidrocarburos y sea económicamente explotable (Angel, 2011).

Las unidades de flujo es una subdivisión del yacimiento que permite determinar la capacidad de almacenamiento de hidrocarburo, definida sobre las bases de características petrofísicas similares, tales como porosidad-permeabilidad y saturación de agua; es decir, se trata de un intervalo estratigráficamente continuo con una velocidad de proceso similar en el yacimiento, que mantiene el marco geológico y características de los tipos de roca (Castañeda, 2010).

Estas se logran mediante la integración de la información provista por los análisis de núcleos (convencionales y especiales) con los registros de pozos a partir de los cuales se determinan las propiedades

petrofísicas de importancia tales como permeabilidad y porosidad; el comportamiento de producción de un yacimiento va a estar gobernado por la calidad de la roca. Esta calidad de roca se sustenta fundamentalmente en el parámetro  $k/\Phi$  (Windt, 2005).

Un análisis de calidad estadístico, petrográfico y sedimentológico, con base en el radio de poro y el índice de zona de flujo (FZI) determinando las unidades de flujo con 97 datos de pruebas de corazones de seis pozos del bloque I, se encontró un modelo más ajustado de distribución de permeabilidad. También se desarrolló un modelo de simulación conceptual al pozo C-25, ante la escasa información disponible del bloque I. Se utilizó el software eclipse 100 y se logró a un ajuste adecuado de permeabilidad aproximado con la historia de producción del pozo. (Vélez & Álvarez, 2011). Este mismo sirvió de ejemplar para este estudio.

Con el modelo de tipos de roca se observó que el yacimiento está conformado en mayor proporción por los 2 tipos de roca que son de mayor calidad, alternados con delgadas capas de menor calidad. Al correlacionar este modelo con la información de todos los pozos se reveló una estratificación integrada por capas distintas o unidades de flujo hidráulico.

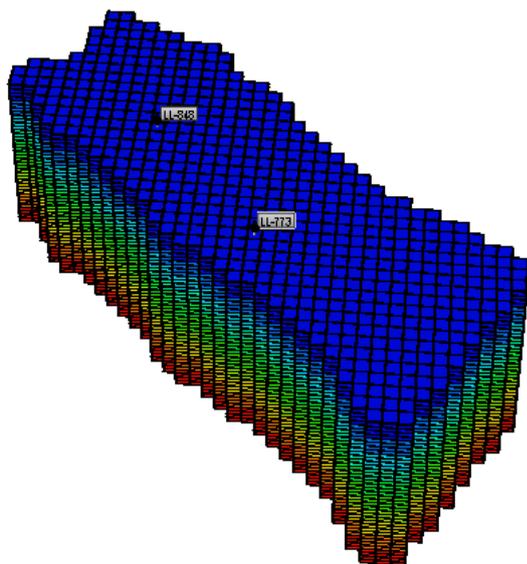
En el año 2013, se realizó un análisis dando la importancia que tienen las caracterizaciones de yacimientos petroleros, además de mostrar la aplicación y el impacto que estos parámetros pueden llegar a tener durante la exploración y explotación de un yacimiento de hidrocarburos. Dando lugar a la petrofísica que se especializa en el estudio de caracterización de las propiedades físicas de las rocas mediante la integración de la geología, perfiles de pozos, análisis de muestras de roca y las características de los fluidos contenidos y producidos por los yacimientos y sus diferentes formaciones geológicas. Los mismos que dan pie a seguir con más análisis y poder predecir zonas productoras a través de un indicador de zona de flujo (Meza, 2013).

De tal manera que, este estudio de investigación se realizó en dos formas, manual y computarizada, previamente organizando y elaborando una guía, la cual se detalla a continuación:

1. Selección de los parámetros del modelo petrofísico para conocer el tipo y calidad de roca.
2. Establecer los parámetros de corte para cuantificar arena neta total (ANT) y la arena neta petrolífera (ANP) del yacimiento.
3. Precisar el petróleo original en sitio (POES) con el método volumétrico y método balance de materia.
4. Establecer las características y la distribución de las unidades de flujo empleando el método FZI.

En la caracterización de yacimientos muchas veces se divide al yacimiento en zonas que tienen características geológicas y petrofísicas similares o iguales, a las

cuales se les ha dado el nombre de unidades de flujo hidráulico o simplemente unidades de flujo los cuales no se pueden determinar simplemente a través de datos de análisis de núcleos, por lo tanto los métodos que se utilizan en los parámetros petrofísicos compuestos son de mayor utilidad para poder definir de manera más precisa estas unidades así se podrá definir el método de explotación óptimo, maximizando la recuperación y minimizando gastos; estos últimos no son especificados ya que es una investigación aun continua.



Fuente 1. Elaboración Propia. Datos tomados de PDVSA S.A.

Figura 1. Yacimiento sub – saturado con 2 pozos perforados, espaciamiento entre 300 a 600 metros, modelo elaborado en el software CMG con una totalidad de 19.684 bloques

## 2. Materiales y métodos

### 2.1. Selección de los parámetros para el modelo petrofísico

Los parámetros para el modelo petrofísico son seleccionados a partir de un yacimiento sub-saturado de la Cuenca del lago de Maracaibo-Venezuela (Tabla 1), ubicado en Noroeste del Lago; el que está constituido por 66 pozos de los cuales sus estados son: 14 activos, 20 inactivos, 18 inyectados de agua, 14 pozos categoría 9 de los cuales 2 fueron abandonados. De estos mismos 2 pozos son seleccionados para el cumplimiento de la determinación de parámetros petrofísicos con las unidades de flujo; los pozos son: LL-0773, LL-0848 con 6252 ft y 6012 ft, de profundidades respectivamente (Figura 1).

### 2.2. Parámetros petrofísicos

Para llegar a conocer el tipo y calidad de roca se debe caracterizar los parámetros petrofísicos del yacimiento

subsaturado conociendo la densidad de la matriz de formación ( $\rho_{ma}$ ) por medio de un histograma con la información dada de la densidad de la roca (Tabla 2).

Tabla 1. Propiedades del yacimiento subsaturado.

Parámetros	Valores
Presión inicial (psia)	3050
Presión Burbuja (psia)	2600
Boi (BY/BN)	1,23
Área (acres)	4549
Profundidad (ft)	6160
Temperatura inicial (°F)	160
Saturación del petróleo (%)	70
°API @60°F	27
Porosidad (%)	0.20
Permeabilidad (md)	450
Espesor (ft)	150

Fuente 2. Elaboración Propia. Datos tomados de PDVSA S.A.

El factor de formación (FF) es hallado mediante el factor importante del registro de porosidad ya que es dependiente de la microestructura de la roca, como geológicamente el yacimiento está conformado por varios cuerpos de areniscas y lutitas. (Tabla 3). Una vez establecido esto se puede conocer el índice de resistividad (IR), el exponente de saturación (n), exponente de cementación (m) y el coeficiente de tortuosidad (a) por medio de grafica log-log de Porosidad y Factor de formación.

Tabla 2. Densidad de la matriz de formación de los pozos LL-0773 y LL-0848.

Densidad	Frecuencia
2,63	5
2,64	12
2,65	22
2,66	39
2,67	23
2,68	19
2,69	3
2,70	2
2,71	2
2,72	1

Fuente 3. Elaboración Propia. Datos tomados de PDVSA S.A.

### 2.3. Parámetros de corte.

Se establecen los parámetros de corte o parámetros límites por medio del método crossplot de las permeabilidades relativas ajustado con el modelo de Timur concluyendo como uno de los mejores métodos en comparación con, Timur modificado, Turner y la ecuación del lago; con respecto a los siguientes factores importantes para determinar los parámetros de corte se recurre a los registros de los pozos seleccionados por lo que primero conoceremos la saturación de agua, volumen de arcilla corte y la porosidad de la arcilla de corte del yacimiento sub-saturado de la Cuenca del lago de Maracaibo–Venezuela, para cuantificar la arena neta total (ANT) y la arena neta petrolífera (ANP) por medio de los registros de los perfiles Microlog, SP y Rayos Gamma en comparación con los mapas isópacos.

### 2.4. Petróleo original en sitio (POES)

Dado que es un yacimiento subsaturado se puede calcular de dos formas por el método volumétrico que es más confiable y balance de materia que es calculado solo por comparación.

### 2.5. Características y la distribución de las unidades de flujo empleando el método FZI

Para establecer las unidades de flujo del yacimiento sub-saturado se debe cumplir con medidas necesarias las cuales son: Índice de calidad del reservorio donde las principales propiedades de la roca que intervienen son permeabilidad absoluta que es medida del flujo de un fluido en un medio poroso y la porosidad efectiva, determinando los diferentes radios de poros del yacimiento.

Tabla 3. Valores porosidad y Factor de formación.

Porosidad	Factor de formación
0,139	25
0,16	21
0,175	16
0,163	14,5
0,18	14,1
0,215	13,2
0,21	13,05
0,225	12,3
0,221	9,8
0,234	9,7
0,23	9,62
0,242	9,2
0,24	8,6
0,23	8,5

Fuente 4. Elaboración Propia. Datos tomados de PDVSA S.A.

Con respecto al índice de porosidad normalizada se tiene en cuenta la porosidad efectiva donde podrá determinarse la relación del volumen de los poros con

el volumen de los granos, luego de esto finalmente se podrá conocer el indicador de zona de flujo (FZI), todos esos son determinados a partir de los parámetros petrofísicos obtenidos con los núcleos (Tabla4); una vez establecido esto, se puede llegar a entablar una gráfica log-log de  $RQI$  frente  $\phi_z$ , la misma que nos calcula el FZI y conocer dónde se encuentra la capacidad de almacenamiento de hidrocarburo.

## 3. Resultados

### 3.1. Parámetros petrofísicos

Los parámetros petrofísicos se pueden resumir en una tabla una vez ya establecidos los respectivos parámetros del yacimiento sub - saturado de la Cuenca del lago de Maracaibo – Venezuela, de tal manera, para conocer la calidad y tipo de roca:

El tipo de roca está entre rocas ligeramente cementadas (m) “1,6 – 1,7” y rocas moderadamente cementadas (m) “1,8 – 1,9”, de esta manera tenemos areniscas, comúnmente las areniscas conglomeráticas y los conglomerados de clastos de arcillita y matriz arenosa, con algunos intervalos de facies de arcillitas y heterolitas confirmándose geológicamente en el yacimiento sub - saturado ya que este pertenece a la Formación Misoa de edad Eoceno de la Cuenca del lago de Maracaibo – Venezuela; y para determinar la calidad de la roca se lo hace mediante la porosidad de las formaciones esto puede variar dependiendo del tipo de roca, como se visualiza en la (tabla 5) donde nuestra roca está ubicada en satisfactorio porque la porosidad es de 0,20.

Tabla 4. Valores permeabilidad absoluta y porosidad efectiva.

Profundidad (ft)	K abs (md)	ØE (%)
5903	25	0,15
5905	450	0,125
5913	425	0,19
5915	90	0,15
5927	450	0,09
5935	120	0,125
5955	75	0,06
5960	75	0,19
5967	75	0,16
5972	50	0,125
6178	40	0,09
6186	54	0,06
6193	100	0,125
6198	54	0,128
6225	100	0,125
6227	400	0,19
6242	150	0,19
6276	100	0,22

Fuente 5. Elaboración Propia. Datos tomados de PDVSA S.A.

Tabla 5. Determinación de la calidad de la roca del yacimiento subsaturado.

Calidad de la roca	Ø (%)
Muy satisfactorio	>20
Satisfactorio	15-20
Regular	10-15
Pobre	5-10
Muy pobre	<5

Fuente 6. Elaboración Propia.

Estos resultados son justificados mediante la densidad de la matriz que dio como resultado 2,66 gramos/centímetro en el histograma con frecuencia repetitiva de 39 veces la que es mayor (Figura 2); dado esto se conoce el factor de formación por medio del registro neutrónico para la lectura respectiva de la porosidad y considerando la geología del yacimiento saber los valores exactos del factor de formación para la construcción de graficas log-log que determinan estos resultados (Tabla 6).

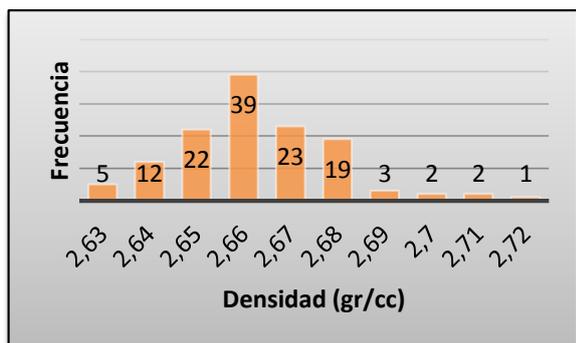
### 3.2. Parámetros de corte

Mediante los parámetros de corte establecidos en conjunto con los registros de los perfiles Microlog, SP y Rayos Gamma del yacimiento sub-saturado, se cuantifica los valores de la Arena Neta Total y Arena Neta Petrolífera (Tabla 7).

Tabla 6. Parámetros petrofísicos del yacimiento sub – saturado.

Densidad de matriz de formación (pma)	2,66
Coefficiente de tortuosidad (a)	1
Exponente de cementación (m).	1,73
Exponente de saturación (n)	1,79

Fuente 7. Elaboración Propia.



Fuente 8. Elaboración Propia.

Figura 2. Histograma de matriz de formación del yacimiento sub-saturado obtenidos de la densidad de la roca de formación.

Para el cálculo de arena neta total se tomará en cuenta el valor obtenido del volumen de arcilla y porosidad, para arena neta petrolífera volumen de arcilla, porosidad y saturación de agua, esto mediante las gráficas log log de las mismas (Tabla 8), establecidos con el valor límite o de corte de la saturación de agua en un 48% valor obtenido después de diferentes pruebas con los modelos matemáticos de: Timur modificado, Turner y la ecuación del lago, dando como respuesta favorable y la que se ajusta es el modelo de Timur como la más indicada.

Tabla 7. Valores de ANT y ANP.

POZOS	ANT (pies)	ANP (pies)
LL-773	195	150
LL-848	118	5

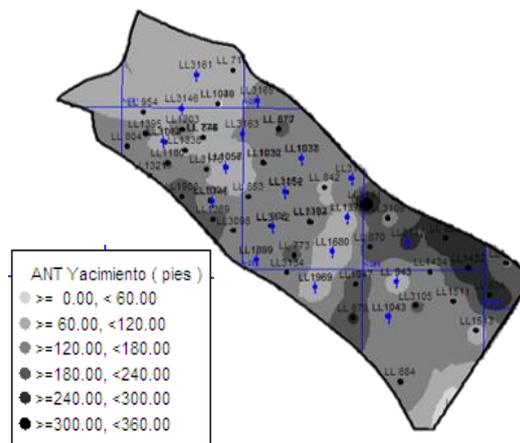
Fuente 9. Elaboración Propia.

Tabla 8. Valores de parámetros de corte.

Parámetros de corte		
Resistividad (ohm)	Volumen de arcilla (%)	Porosidad (%)
15,5	0,42	0,09

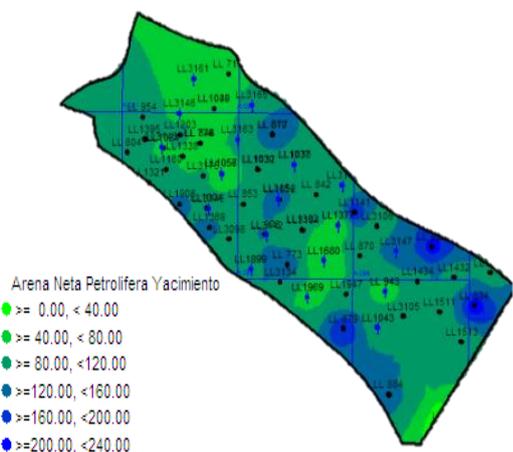
Fuente 10. Elaboración Propia.

Una vez de terminados los valores de ANP y ANT podemos hacer una comparación por medio de los mapas isopropiedades, ya establecidos en las figuras 3 y 4.



Fuente 11. Angel, 2011.

Figura 3. Mapa isópaco de la arena neta total (ANT).



Fuente 12. Angel, 2011.

Figura 4. Mapa isópaco de la arena neta petrolífera (ANP).

**Petróleo original en sitio (POES).**

Dado que es un yacimiento sub-saturado los resultados son conocidos de dos formas por el método volumétrico que es más confiable debido que proporciona información de los registros, núcleos, donde se determinan el volumen de la roca, porosidad, saturación de fluidos y balance de materia que es calculado solo por comparación (Tabla 9).

Tabla 9. Métodos para conocer el POES del yacimiento sub-saturado.

Método Volumétrico.	Balance de Materia.
4,41 MMBls.	4 MMBls.

Fuente 13. Elaboración Propia.

**3.3. Características y distribución de las unidades de flujo empleando el método FZI.**

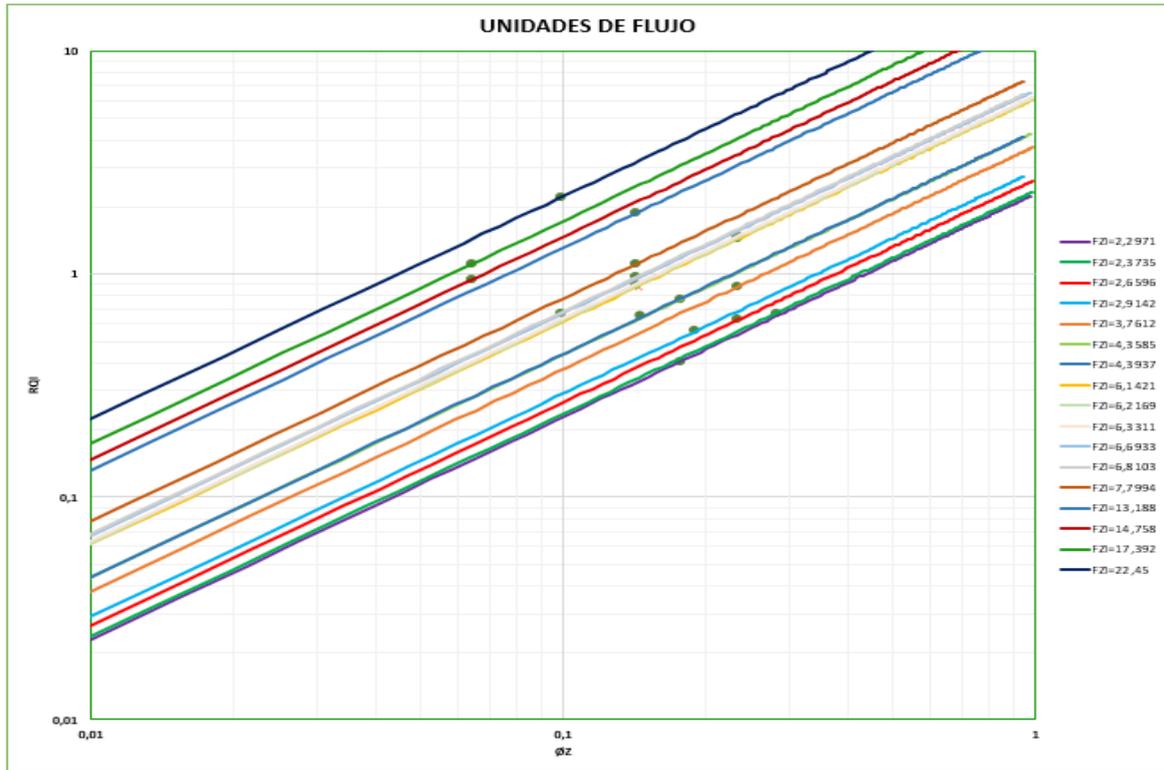
Una vez establecidos los parámetros necesarios matemáticamente se conoce las unidades de flujo de la misma manera gráficamente, que se pueden visualizar en la (tabla 10) y figura 5; desde la más baja que es FZI=2,2972 hasta el valor más alto el cual es FZI=22,45; de tal manera concluyendo que es la mejor unidad de flujo ya que entre más alto es la unidad es mayor la capacidad de almacenamiento de hidrocarburo en el yacimiento subsaturado de la Cuenca del lago

Maracaibo. El mismo proceso es con cada uno de los pozos que han sido seleccionados (Tabla 11) indicando que el pozo LL-0848, tiene un valor más elevado es aquel que contiene mayor capacidad de almacenamiento de hidrocarburo para su producción.

Tabla 10. Unidades de flujo del yacimiento subsaturado de la Cuenca del Lago Maracaibo Venezuela obtenidos a través de un modelo matemático.

Profundidad (ft)	RQI	Øz	FZI
5903	0,41	0,18	2,3
5905	1,88	0,14	13,2
5913	1,49	0,23	6,33
5915	0,77	0,18	4,36
5927	2,22	0,1	22,45
5935	0,97	0,14	6,81
5955	1,11	0,06	17,4
5960	0,62	0,23	2,66
5967	0,56	0,19	2,91
5972	1,11	0,14	7,8
6178	0,66	0,1	6,69
6186	0,94	0,06	14,8
6193	0,89	0,14	6,22
6198	0,64	0,15	4,39
6225	0,89	0,14	6,22
6227	1,44	0,23	6,14
6242	0,88	0,23	3,76
6276	0,67	0,28	2,37

Fuente 14. Elaboración Propia.



Fuente 15. Elaboración Propia.

Figura 5. Unidades de del yacimiento sub-saturado de la cuenca del lago de Maracaibo-Venezuela obtenidos mediante gráfica log log.

Finalmente, se establecen las unidades de flujo en la columna estratigráfica (Figura 6), la misma que está ubicada en la formación Misoa “Arenas B” con litología de intercalaciones de areniscas y lutitas litoral costera, además de areniscas de canales fluviales y que almacenan las mejores acumulaciones de hidrocarburos en los miembros del eoceno a una profundidad desde los 4800ft a 6260 ft con un espesor de 150ft por capa.

Esta formación de edad Eoceno Inferior a Medio, tiene una sedimentación dependiente de su posición en la cuenca, del ambiente de sedimentación, de la distancia entre ellos y de la fuente de los mismos.

Hacia el noreste hay más lutitas y areniscas de grano fino, mientras que, hacia el sur y sureste, el porcentaje de arena aumenta al 80% y 90% de la sección, y los granos se hacen más gruesos. Se encuentran areniscas, limolitas y lutitas intercaladas en distintas cantidades, en toda la sección y hacia el este, en la sierra, algunas capas de caliza en la parte-inferior.

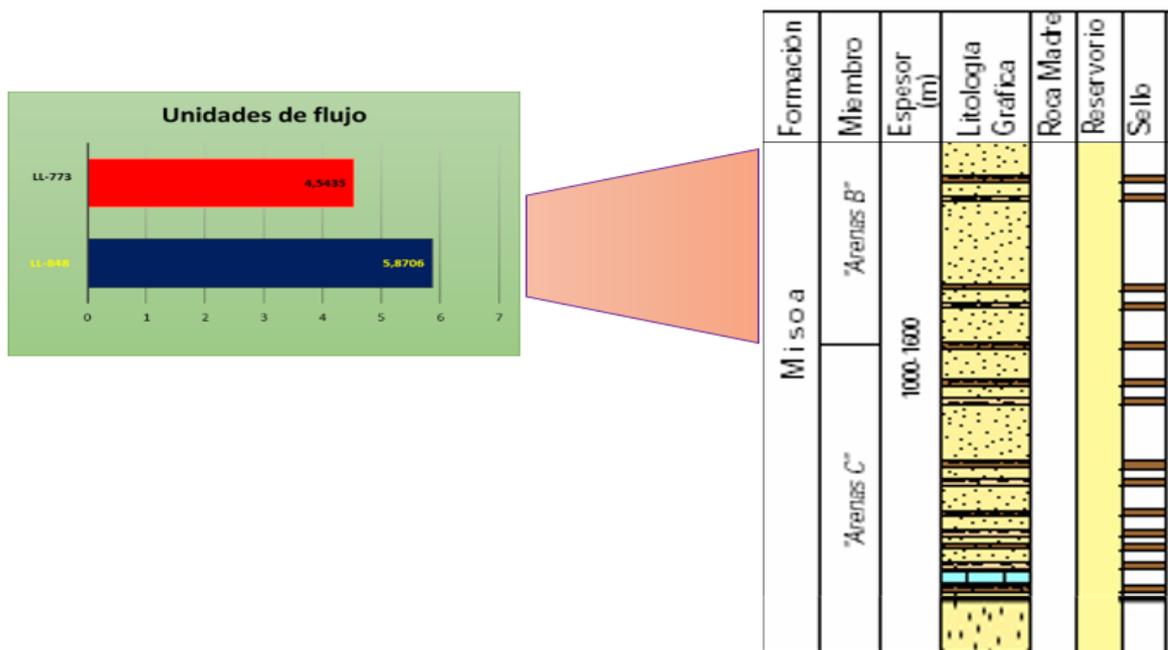
Tabla 11. Unidades de flujo de pozos seleccionados del yacimiento sub-saturado obtenidos a través de un modelo matemático.

Pozos del yacimiento.	RQI	Øz	FZI
LL-0848	1,114	0,16	5,87
LL-0773	0,877	0,17	4,54

\*Elaboración Propia.

Las areniscas presentan tamaños variados de grano, pero en general, son de grano fino, gradan a limolitas y luego a lutitas. Son generalmente micáceas. Las lutitas tienen composición variable, casi siempre son micáceas, arenosas a limolíticas, con abundantes estratos delgados, estrías y películas de arena, limo y material carbonáceo.

Las calizas son de color gris a gris azulado, duras, con espesores de menos de un metro a varios metros, arenosas, gradando a areniscas calcáreas.



Fuente 16. Elaboración Propia.

Figura 6. Unidades de flujo ubicados en la columna estratigráfica del yacimiento subsaturado de la Cuenca del Lago Maracaibo-Venezuela.

#### 4. Conclusiones.

- Se concluye que el valor más alto es aquel que indica cuál de los pozos estudiados es el que tendrá mayor capacidad para almacenar hidrocarburo en el yacimiento y el mismo que será productivo en la explotación de hidrocarburos.
- Se establecieron las unidades de flujo en el yacimiento con una profundidad de 5927 ft, donde se encontraba la mayor capacidad de almacenamiento de hidrocarburo, esta unidad está establecida en el pozo LL-0848, dejando como el pozo más productivo.
- Se realizó el modelo para el yacimiento sub - saturado de la Cuenca del lago de Maracaibo – Venezuela, constituyendo los datos de 2 pozos los cuales son: LL-0848 y LL-0773 conociendo que uno de ellos es productivo y otro no.
- Se determinaron los parámetros del yacimiento para conocer el tipo y calidad de roca, obteniendo como resultado en el yacimiento la presencia de rocas ligeramente cementadas, estableciéndose geológicamente como areniscas conglomeráticas y los conglomerados de clastos de arcillita y matriz arenosa.
- Se calculó el petróleo original in situ (POES) a través del Método Volumétrico y por Balance de Materia da como resultado 4,41 MMBls y 4 MMBls, respectivamente, estableciendo su productividad con tan solo 2 pozos.

#### 5. Referencias

- [1] Amaefule, J. O. (1993). Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells. Paper SPE 26436.
- [2] Angel, C. (2011). “Modelo petrofísico para el yacimiento B-5-X.09, formación misoa del Campo Tía Juana Lago. Universidad de Zulia, Maracaibo.
- [3] Bjorlykke, K. (2015). Petroleum Geoscience. From Sedimentary Environments to Rock physics. New York, USA: Springer.
- [4] Castañeda, M. A. (2010). Caracterización petrofísica con determinación de unidades de flujo en el campo escobal, chicontepec. Nueva leon, Linares.
- [5] Chapman, R. (1983). Petroleum Geology. Amsterdam, Netherlands: Elsevier.
- [6] Del carmen, D. (2018). Aplicación de la ecuación de balance de materia en sistemas petroleros. Universidad Nacional Autonoma de Mexico, Ciudad universitaria.
- [7] Escobar, F. (2007). Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Colombia.

- [8] Gonzalez de Juana C, I. J. (1980). Cuenca petrolífera de falcón. Geología de Venezuela y de sus cuencas petrolíferas. , Tomo I, (vol. Tomo II). Caracas: Ediciones Foninves.
- [9] Gonzalez, K. (2018). Modelo petrofísico y análisis de secuencias del campo bare, Faja Petrolífera del Orinoco. Universidad Simon Bolivar, Sartenejas.
- [10]Guzman, B. (2005). Caracterización física del yacimiento MS-435, Arena R-4, del Campo Melones Oeste, del distrito San Tome. Universidad central de venezuela, Caracas.
- [11]Hawkins, B. C. (1968). Ingeniería aplicada de yacimientos. Madrid: Tecnos S.A.
- [12]Lanza, C. (2007). Determinación de petrofacies y unidades de flujo en la sección cretácica del campo el furrial, Cuenca Oriental de Venezuela. Universidad central de Venezuela, Caracas.
- [13]Marines, T. (2017). Metodología para la caracterización de yacimientos no consolidados, mediante la integración de las propiedades petrofísicas y el modelo roca/fluido. Universidad central de Venezuela, Caracas.
- [14]Meza, K. (2013). Parámetros petrofísicos compuestos en la caracterización de yacimientos. Universidad Nacional Autonoma de Mexico, Mexico.
- [15]Naire, M. (2016). Generación de modelo petrofísico-estratigráfico del campo chimire, venezuela. Reventon Energetico.
- [16]Rendon, H. (2010). "Unidades de flujo en yacimientos petroleros". Universidad nacional autonoma de mexico, mexico.
- [17]Riveri, C. (2013). Reinterpretación petrofísica de las arenas basales de la formación pauji y fm. Misoa del Campo Barua, Cuenca del Lago de Maracaibo, edo. Zulia. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- [18]Soto, W., & Galeano, D. (2007). Determinacion de unidades hidraulicas y su correlacion con el tipo de roca para un campo maduro colombiano, mediante analisis cluster. Universidad Industrial Santander, Bucaramanga.
- [19]Vélez, G., & Álvarez, S. (2011). Desarrollo de una metodología estándar para la identificación de unidades de flujo y caracterización petrofísica en yacimientos complejos. Universidad Industrial Santander, Bucaramanga.
- [20]Windt, F. (2005). Predicción de unidades de flujo mediante inferencia bayesiana. Maracaibo.
- [21]Xiao, J., Wang,J., y Sun, X. (2017). Fines Migration: Problems and Treatments. Oil & Gas Research 3, pp. 123. doi: 10.4172/2472-0518.1000123
- [22]Yajamin, H. (2010). "Caracterización petrofísica de un yacimiento". Quito.