

Metodología de variables continuas para la estimación de espesores de arena neta en yacimientos arcillosos

Continuous variables methodology to estimate net sand thickness in shaly sands

Franklyn Javier Angel Saéz¹

Resumen:

La presente investigación tuvo como objetivo el diseño de un algoritmo para la estimación de espesores de Arena Neta (AN) y Arena Neta Petrolífera (ANP) en arenas arcillosas, tomando en cuenta la heterogeneidad tanto lateral como vertical de la formación, mediante el uso de relaciones entre propiedades petrofísicas básicas, en sustitución de parámetros de corte constantes, cuyos métodos de determinación tienden a ser subjetivos. La definición del Índice de Propiedades Petrofísicas Básicas (IPPB) e Índice de Arena Neta (IAN) permitió establecer una relación directa entre Porosidad Efectiva (PIGN), Porosidad Total (PHIT) y Volumen de Arcilla (VSH) con los valores de Net To Gross (NTG). Además, la determinación de una Saturación de Agua de Corte (SW_{CORTE}) en función de PHIT y PIGN resultó en la definición de un Índice de Arena Neta Petrolífera (IANP) capaz de estimar el Net To Oil Gross (NTOG). La metodología IAN-IANP se probó utilizando datos de producción y también se comparó exitosamente con otras metodologías tradicionales de parámetros de corte, tales como: 1) Gráficos cruzados de propiedades (PXP) y 2) Sensibilidad de la Columna de Hidrocarburos a los Parámetros de Corte (SCH). Los nuevos métodos cotejaron correctamente con los intervalos de producción en 97% para los espesores de AN y 75% para los espesores de ANP. Finalmente, la ecuación directa propuesta en este trabajo para una SW_{CORTE} arrojó resultados similares al de los métodos constantes como el PXP y el valor de SW en el punto de Irrupción de Agua en una Curva de Flujo Fraccional.

Palabras clave: Arena neta, arena neta petrolífera, parámetros de corte, propiedades petrofísicas básicas, saturación de agua de corte.

Abstract:

We present a methodology to estimate Net Reservoir Thickness (NRT) and Net Pay Thickness (NPT) in shaly sands, taking into account the formation heterogeneity, both lateral and vertical, by use of basic petrophysical properties relationships, thus substituting constant cutoff parameters whose determination methods tend to be very subjective. The definition of a Basic Petrophysical Properties Index (BPPI) and a Net

¹ Ecopetro Bogota, Magister Geofísico de Yacimientos, <https://orcid.org/0009-0000-9118-7373>
franklynangel@hotmail.com



Reservoir Index (NRI) allowed us establish a direct relation between Effective Porosity (PIGN), Total Porosity (PHIT) and Shale Volume (VSH) within Net To Gross (NTG) values. Moreover, the determination of a Cutoff Water Saturation (SW_{CUTOFF}) as a function of PHIT and PIGN resulted in the definition of a Net Pay Index (NPI) as a criterion to estimate Net To Oil Gross (NTOG). The NRI–NPI methodology was proven by using production data and was also successfully compared to other traditional cutoff parameters methodologies, such as: 1) Properties Crossplots (PXP) and 2) Hydrocarbon Column Sensitivity to Cutoff Parameters (HCS). Cross checking with real data, the new methods correctly match with production intervals in 97% of the cases for NRT and 75% for NPT. Finally, the straight forward equation proposed in this work for a variable SW_{CUTOFF} yielded to very similar values to those expected from the PXP method and the SW value at Breakthrough condition on a Fractional Flow curve.

Keywords: Basic petrophysical properties, cutoff parameters, cutoff water saturation, net pay, net reservoir.

Introducción

Los parámetros de corte son de fundamental importancia en el establecimiento del modelo petrofísico y en la elaboración de mapas isópacos y de isopropiedades, tradicionalmente son fijados como valores constantes para el espesor total de la unidad productora e igualmente constantes para todos los pozos o extensión areal del campo (Castro y Mederos, 2016).

Los métodos convencionales por medio de los cuales se establecen estos constantes parámetros de corte (Porosidad, Volumen de arcilla, Permeabilidad o Saturación de agua de corte) se basan en interpretaciones visuales de gráficos cruzados de propiedades básicas (Método PXP) y sus correspondientes estadísticas relacionadas con los datos de producción; o interpretaciones de gráficos de Sensibilidad de la Columna de Hidrocarburos a las distintas propiedades que se desean establecer como parámetros de corte (Método SCH) (FAO, s/f). Estas interpretaciones generalmente están sujetas a la experiencia del intérprete en el área en estudio, a conveniencias desde el punto de vista de datos de producción y a subjetividades visuales de los gráficos desde el punto de vista del intérprete mismo.

Adicionalmente, la determinación de parámetros de corte constantes para cada propiedad independiente enfrenta el problema de que una mínima diferencia en la estimación de alguno de estos parámetros en particular podría significar una sistemática diferencia entre un NTG igual a 1 o a 0, que en el caso de que tal error de estimación sea muy frecuente, alteraría el conteo de espesores de AN, ANP y por ende el cálculo de reservas (Moret-Fernández y Latorre, 2021).

El objetivo del presente trabajo fue diseñar un algoritmo para la estimación de espesores de Arena Neta (AN) y Arena Neta Petrolífera (ANP). Se muestra en este trabajo una metodología sencilla que utiliza las propiedades básicas de una interpretación de registros convencional para lograr una rápida y acertada definición de espesores de AN y ANP, respetando la variabilidad de tales propiedades tanto vertical como lateralmente, lo cual es característica fundamental de la heterogeneidad asociada a la presencia de arcillas dispersas en yacimientos compuestos por arenas arcillosas.

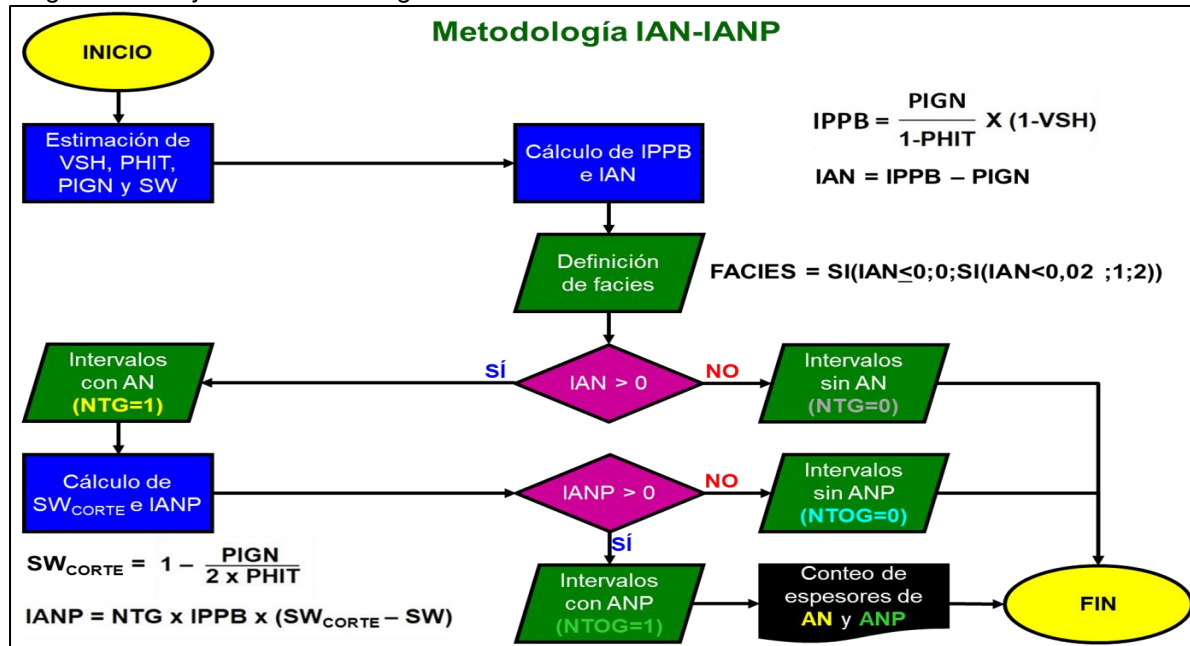
Metodología

La investigación tuvo una metodología empírica de enfoque cuantitativo que utiliza las propiedades básicas de una interpretación de registros convencional para lograr una rápida y acertada definición de espesores de AN y ANP, respetando la variabilidad de tales propiedades tanto vertical como lateralmente, lo cual, es característica fundamental de la heterogeneidad asociada a la presencia de arcillas dispersas en yacimientos compuestos por arenas arcillosas.

A continuación, en la Figura 1 se exhibe el diagrama de flujo correspondiente a los pasos de la metodología del algoritmo.

Figura 1

Diagrama de flujo de la Metodología IAN-IANP



Definición del IPPB y el IAN

Las litofacies de las formaciones meramente siliciclásticas, pueden ser muy fáciles de predecir a partir de un simple registro de rayos gamma. Sin embargo, el alto grado de heterogeneidad en formaciones arcillosas, en función del volumen y tipo de arcilla presente, hicieron necesaria la integración de diferentes registros que permitieran reconocer al menos 3 electrofacies principales, tales como: arenas limpias, arenas arcillosas y arcillas. Esta integración de registros de pozos se logró a través de la estimación de un parámetro llamado IPPB (Índice de Propiedades Petrofísicas Básicas), definido en este trabajo en la Ecuación 1. Las 3 curvas utilizadas para la estimación del IPPB (VSH, PHIT y PIGN) fueron calculadas como resultado de una interpretación convencional de registros de pozos llevada a cabo para la mayoría de los pozos del área de estudio.

$$IPPB = \frac{PIGN}{1 - PHIT} \times (1 - VSH) \quad (1)$$

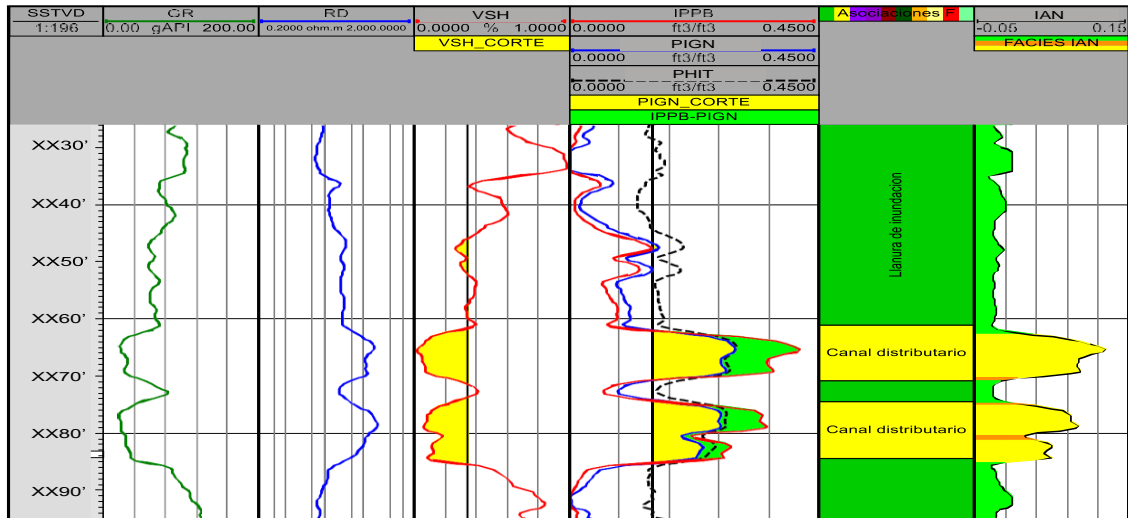
El primer factor de la Ecuación 1: $PIGN/(1 - PHIT)$ sería una clase de porosidad normalizada que representa la relación entre el volumen de fluidos en el espacio intergranular y el volumen de roca sólida (Matriz + Arcilla seca). El segundo factor de la Ecuación 1: $(1 - VSH)$ sería un multiplicador que hace que el valor de IPPB incremente con la disminución del VSH, y representa la adición volumétrica de fluidos intergranulares y granos de arena.

Al desplegar los valores del IPPB en un template de registros de pozos (ver Figura 2), donde las litofacies descritas en núcleos están en la segunda pista de derecha a izquierda, observamos en la tercera pista de derecha a izquierda que los intervalos donde el IPPB (curva roja) es mayor a PIGN (curva azul) corresponde a Arena Neta (relleno verde), mientras que

aquellos intervalos donde el IPPB es menor a PIGN corresponde a Roca No-Yacimiento (sin relleno).

Figura 2

Interpretación convencional del Pozo B. En rojo (tercera pista de derecha a izquierda) vemos la curva de IPPB



Según las observaciones de la Figura 2, la relación entre el IPPB y la PIGN puede ayudar a determinar los espesores de AN o el NTG, ya que la ocurrencia de AN o NTG igual a 1, se define por la condición mostrada en la Ecuación 2.

$$\text{IPPB} > \text{PIGN} \quad (2)$$

Sustituyendo la Ecuación 1 en la Ecuación 2, y definiendo un nuevo parámetro, llamado en este trabajo Índice de Arena Neta (IAN), obtenemos la Ecuación 3.

$$\text{IAN} = \frac{\text{PIGN}}{1-\text{PHIT}} \times (1-\text{VSH}) - \text{PHIE} \quad (3)$$

Simplificando la Ecuación 3, la definición del IAN resultaría en la expresión de la Ecuación 4.

$$\text{IAN} = \frac{\text{PHIT}-\text{VSH}}{1-\text{PHIT}} \times \text{PIGN} \quad (4)$$

Estimación de NTG a partir del IPPB y el IAN

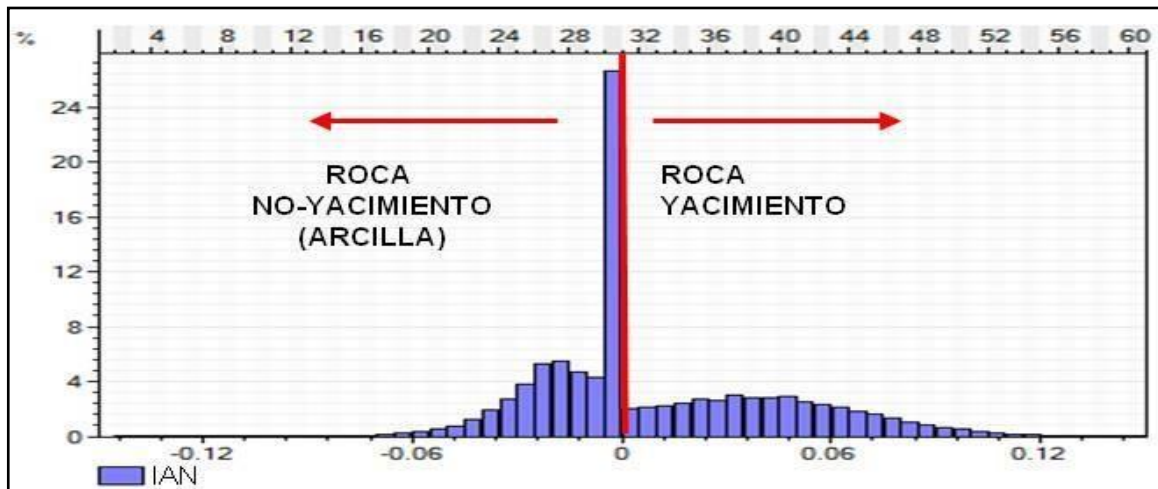
Cuando IAN tenga un valor positivo ($\text{IPPB}-\text{PIGN}>0$) definiríamos un $\text{NTG}=1$ (ocurrencia de un intervalo de AN) y cuando IAN sea negativo definiríamos un $\text{NTG}=0$ (ausencia de AN) (ver Figura 3). A partir de la Ecuación 4 deducimos que el cambio de signo del parámetro IAN dependerá exclusivamente del signo de $(\text{PHIT}-\text{VSH})$, ya que $(1-\text{PHIT})$ y PIGN son siempre factores positivos; por lo tanto, el cálculo de NTG se

propone en este trabajo como una función lógica, expresada en la Ecuación 5.

$$NTG = SI (PHIT-VSH > 0 ; 1 ; 0) \quad (5)$$

Figura 3

Definición del NTG de acuerdo con el signo del IAN



Considerando a PHIT como el volumen de todos los fluidos presentes en la roca (fluidos intergranulares más el agua ligada a las arcillas) y al VSH como el volumen de las arcillas húmedas (arcillas secas más al agua ligada a las arcillas), podríamos interpretar que la condición $PHIT > VSH$ tiene una explicación física obvia cuando nos deshacemos del agua ligada a las arcillas a ambos lados de la inecuación: si el volumen de fluidos intergranulares es mayor que el volumen de arcillas secas, habrá un flujo dentro de la roca ($NTG=1$), de lo contrario un volumen de arcilla seca mayor obstruirá el flujo de este volumen limitado de fluidos intergranulares, así, la roca ya no será considerada como un intervalo de AN ($NTG=0$).

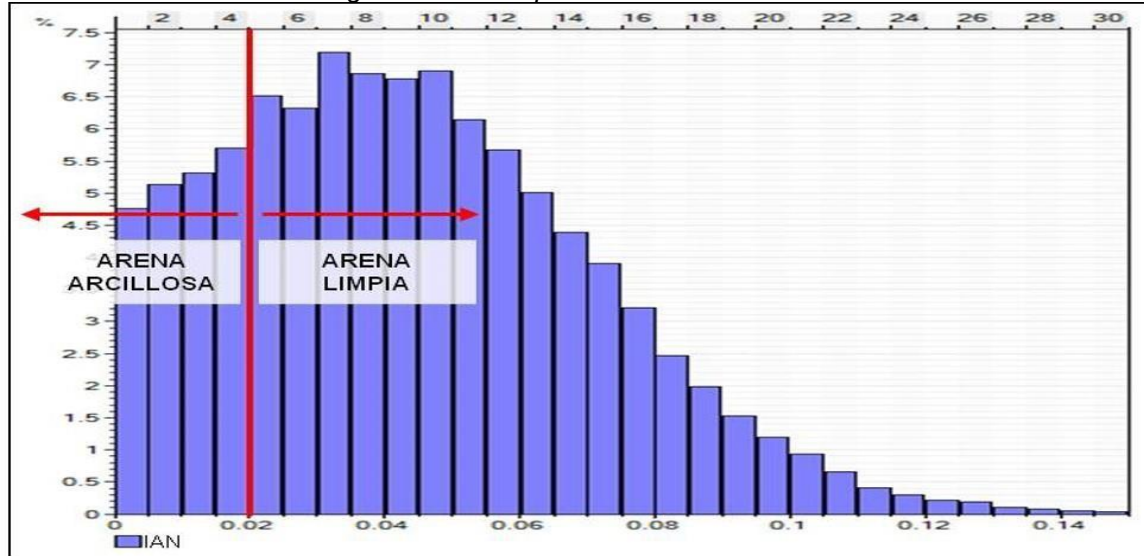
Finalmente, podríamos concluir que la condición lógica de la Ecuación 5 substituye el uso de los tradicionales parámetros de corte para estimar espesores de AN y, como consecuencia, el valor de NTG para yacimientos siliciclásticos contentivos de petróleo liviano, escenario bajo el cual se elaboró el presente trabajo.

Clasificación de electrofacies utilizando los valores de IAN

Adicionalmente a la diferenciación entre rocas yacimiento y no-yacimiento lograda con la Ecuación 5, si observamos el histograma de frecuencias de la Figura 3 y filtramos solo los valores positivos del IAN (ver la Figura 4), podríamos distinguir dos clases principales según los cambios abruptos en las pendientes del histograma: una para valores inferiores a 0,02 y otra para valores mayores a 0,02. La primera clase corresponde a una litología intermedia entre arenas y arcillas (arenas arcillosas) y la otra clase corresponde a arenas limpias.

Figura 4

Definición de electrofacies según el valor del pa

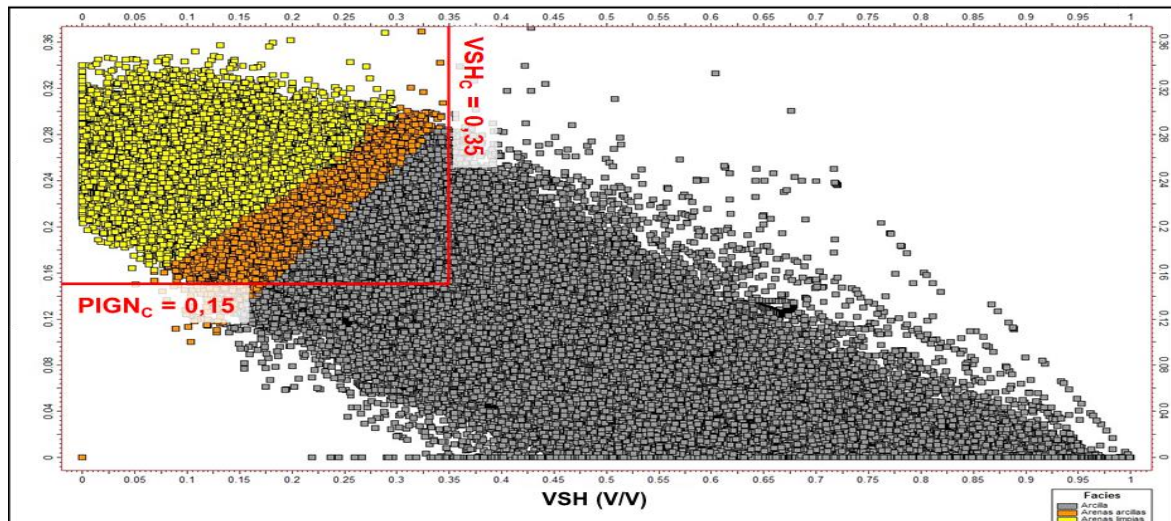


El gráfico de la Figura 5 muestra la relación entre el VSH en la abscisa y la PIGN en la ordenada, con la definición de electrofacies lograda con la metodología IAN en el eje Z.

Obsérvese que según la Ecuación 5, tanto las arenas limpias como las arenas arcillosas tendrían un $NTG=1$, mientras que las arcillas, $NTG=0$; sin embargo, con los parámetros de corte constantes del método tradicional (0,15 y 0,35 para la PIGN y el VSH, respectivamente) tendríamos valores de NTG de 1 para todos los puntos en el rectángulo rojo superior izquierdo del gráfico cruzado de la Figura 5. Este rectángulo incluye una gran cantidad de puntos de arcilla, los cuales asumirían un valor de NTG de 1, sobre estimando de esta manera los espesores de AN y, por lo tanto, el posterior cálculo de POES.

Figura 5

Gráfico cruzado VSH-PIGN mostrando la definición de electrofacies sobre la base del valor del IAN



En vez de seguir estrictos valores constantes de difícil estimación, se debería esperar, desde un punto de vista sedimentológico y petrofísico, que los límites de electrofacies obedezcan más a una tenencia perpendicular relacionada con la relación inversamente proporcional del gráfico cruzado mostrado en la Figura 5, dando así un sentido de gradación, justo como el tamaño de granos en un sistema depositacional siliciclástico: desde el tamaño de grano más grueso (bajo VSH y alta PIGN en la parte superior izquierda del gráfico cruzado) hacia el tamaño de grano más fino (alto VSH y baja PIGN en la parte inferior derecha del gráfico cruzado).

Si comparamos los métodos de estimación de AN (Parámetros de Corte Vs. IAN), veremos que el intervalo XX46'-XX49' en la Figura 2 tiene un VSH < 0,35 y una PIGN > 0,15, resultando como un intervalo de AN según el método de Parámetros de Corte; sin embargo, la segunda pista de derecha a izquierda, mostrando las litofacies descritas en el núcleo, muestra al mencionado intervalo como un depósito de llanura de inundación, la cual se corresponde mejor con la interpretación de electrofacies lograda con el método de IAN, ya que IPPB < PIG

Definición de una SWCORTE variable

Considerando que el campo en estudio está comprendido por yacimientos heterogéneos y anisotrópicos debido a la variabilidad en el contenido de arcilla, no es representativo utilizar un valor constante para la SW_{CORTE} de tope a base del yacimiento, como tradicionalmente se hace; por el contrario, deberíamos definir una SW_{CORTE} variable en profundidad como una función de propiedades petrofísicas básicas, teniendo en cuenta la variabilidad de la Saturación de Agua Irreducible (SW_{irr}).

Para determinar el valor al cual se espera que el petróleo fluya dentro del yacimiento es necesario asumir que la permeabilidad relativa al petróleo sea mayor a la permeabilidad relativa al agua. Esta condición implica otra asunción expresada por la Ecuación 6: de que el Volumen de Hidrocarburos (BVH) tenga que ser mayor al

Volumen de Agua en el espacio intergranular (BVW), este último representado por el agua libre más el agua capilar irreducible.

$$\mathbf{BVH > BVW} \quad (6)$$

La Saturación de Agua Total (SW_t), como se expresa conceptualmente en la Ecuación 7, representa la SW más fácil y más común calculada por los petrofísicos, de manera tal que ésta es la que vamos a considerar para la estimación de la SW_{CORTE}.

$$\mathbf{SW_t = \frac{BVW + CBW}{PHIT}} \quad (7)$$

Entre otras definiciones conceptuales podemos ver a la porosidad intergranular en la Ecuación 8 y al Agua Ligada a las Arcillas (CBW) en la Ecuación 9.

$$\mathbf{PIGN = BVW + BVH} \quad (8)$$

$$\mathbf{CBW = PHIT - PIGN} \quad (9)$$

Sustituyendo la ecuación 9 en la Ecuación 7 y despejando a BVW, se obtiene la Ecuación 10.

$$\mathbf{BVW = (SW_t - 1) \times PHIT + PIGN} \quad (10)$$

Sustituyendo la Ecuación 10 en la Ecuación 8 y despejando a BVH, se obtiene la Ecuación 11.

$$\mathbf{BVH = (1 - SW_t) \times PHIT} \quad (11)$$

Entonces, si forzamos la condición de la Ecuación 6 y sustituimos la Ecuación 10 y la Ecuación 11 dentro de ella, y despejando la SW_t, que se convertiría en SW_{CORTE} debido a la condición asumida en la Ecuación 6, obtendríamos la Ecuación 12.

$$\mathbf{SW_{CORTE} = 1 - \frac{PIGN}{2 \times PHIT}} \quad (12)$$

Obsérvese en la Ecuación 12 que, para arenas realmente limpias, "Areniscas Tipo Archie", donde el VSH es muy cercano a 0 y consecuentemente PHIT ≈ PIGN, entonces SW_{CORTE} = 0,5; como típicamente utilizan los petrofísicos en todo el mundo cuando se dispone de pocos datos.

Para arenas arcillosas, y según la misma Ecuación 12, podemos ver que mientras mayor sea el VSH, consecuentemente mayor será la diferencia entre PHIT y

PIGN, y por ende, será mayor a 0,5 el valor de SW_{CORTE} , dando como resultado de esta manera un mayor valor de ANP y evitando las típicas sub estimaciones de reservas en arenas arcillosas. Por ejemplo, si utilizamos los valores promedios típicos de PHIT y PIGN para los yacimientos del área de estudio (0,265 y 0,245, respectivamente) obtenemos una SW_{CORTE} de 0,538, un valor muy cercano a la constante reportada por Rosario, R y Ángel, F en el 2015 (Trabajo No Publicado) para yacimientos similares, utilizando los métodos de Espesor de la Columna de Hidrocarburos y las Curvas de Flujo Fraccional para la SW_{CORTE} . Los últimos dos métodos consumen mucho tiempo en su ejecución, involucran una secuencia de actividades más complejas, necesitan muchos más datos que el método propuesto en este trabajo y dan un único valor constante para la SW_{CORTE} , en vez de un valor variable en profundidad, como debería esperarse para formaciones heterogéneas.

Definición del IANP

Una vez deducidos nuevos términos como IPPB, IAN y SW_{CORTE} , estamos listos para definir otro índice para diferenciar a las arenas de agua de las arenas de petróleo. Este índice fue llamado en este trabajo Índice de Arena Neta Petrolífera (IANP) y su valor puede ser utilizado para jerarquizar las zonas más atractivas desde un punto de vista de productividad, ya que su definición, según la Ecuación 13, incluye en cierta manera a la electrofacies de la roca (roca yacimiento o no-yacimiento), las propiedades petrofísicas básicas y la saturación de agua en el medio poroso.

$$IANP = NTG \times IPPB \times (SW_{CORTE} - SW) \quad (13)$$

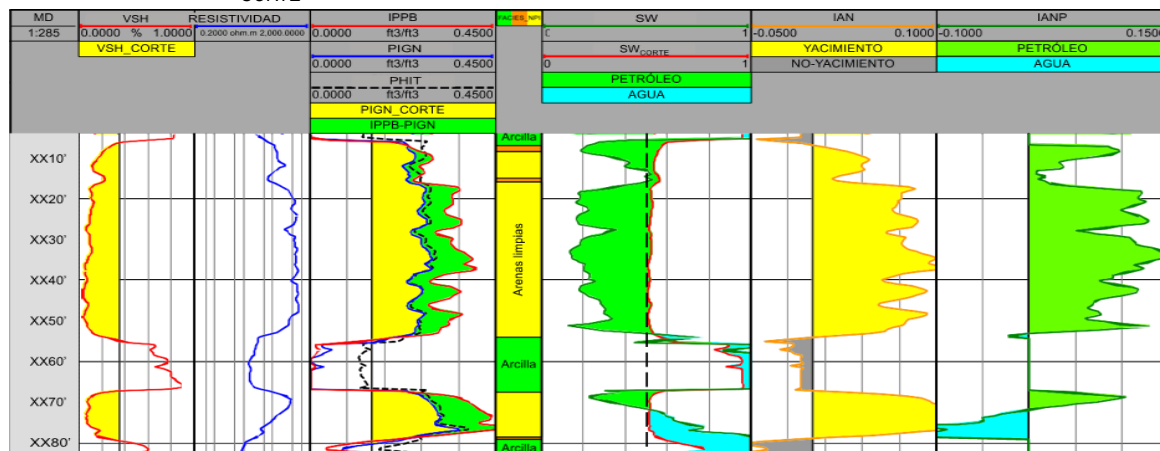
Según la Ecuación 13, la presencia de ANP, o la ocurrencia de un valor de $NTOG=1$, estaría indicada por valores positivos de IANP, ya que $SW < SW_{CORTE}$ y ambos NTG e IPPB son siempre positivos; igualmente, mientras mayor el valor de IANP más atractiva será la roca desde el punto de vista productivo debido a los altos valores de IPPB y bajos valores de SW. Los valores negativos de IANP indicarían la presencia de arenas de agua ($NTOG=0$) en vista de que $SW > SW_{CORTE}$ y NTG sigue siendo igual a 1; mientras que las arcillas, o las rocas no- yacimiento, implicarían inevitablemente un valor de $IANP=0$, indiferentemente de los valores de SW y de IPPB, debido a que $NTG=0$.

La Figura 6 muestra una comparación del método IANP y el método de los tradicionales parámetros de corte constantes para la determinación del espesor de ANP en el Pozo B, obsérvese que en el intervalo XX13'-XX16' tanto el método de los parámetros de corte como el IAN coinciden en que este intervalo corresponde a AN; sin embargo, si consideramos un valor de uso común de SW_{CORTE} de 0,5 (línea negra, vertical y discontinua de la tercera pista de derecha a izquierda), ese intervalo XX13'-XX16' correspondería a una arena de agua y no a una zona de ANP, subestimando de esta manera las reservas de hidrocarburos. Por otro lado, tal interpretación lograda con el SW_{CORTE} de 0,5 estaría indicando erróneamente la presencia de una zona de agua en medio de dos zonas de petróleo (una por arriba y otra por debajo), sin la presencia aparente de sellos locales verticales que permitan tal separación de fluidos dentro de un mismo yacimiento continuo, pero heterogéneo, de tope a base.

El apropiado uso de una curva de SW_{CORTE} permitió interpretar al intervalo XX13-'XX16' de la Figura 6 como una ANP, gracias a la deflexión que muestra esa curva hacia la derecha en ese mismo intervalo, alcanzando valores hasta de 0,57, como consecuencia del alto VSH y la correspondiente disminución de porosidades. Aun utilizando los valores de SW_{CORTE} de los métodos PXP y SCH, los cuales oscilan entre 0,51 y 0,55, respectivamente, el intervalo XX07'- XX53' no hubiese sido interpretado completamente como una zona de 46' continuos de ANP, como sí se logra con la curva de SW_{CORTE} y el resultante valor de IANP, desplegado en la primera pista de derecha a izquierda de la Figura 6.

Figura 6

Interpretación convencional de registros para el Pozo B. En rojo (tercera pista de derecha a izquierda) vemos la curva de SW_{CORTE}



Por otro lado, la curva de resistividad (en azul) de la tercera pista de izquierda a derecha muestra en el intervalo XX67'-XX79' una marcada zona de transición dentro de una arena continua con excelentes propiedades de yacimientos, como lo evidencian las curvas de IPPB (en rojo, tercera pista de derecha a izquierda) y los altos valores de la curva de IAN (en naranja, segunda pista de derecha a izquierda). La curva de IANP (en verde, primera pista de derecha a izquierda) permite entonces decidir con exactitud que a la profundidad de XX71' es donde la SW en el espacio intergranular empieza a ser mayor a la Saturación de Petróleo (SO) y por ende la arena deja de ser petrolífera desde un punto de vista meramente petrofísico.

Finalmente, es posible también utilizar estos valores de IANP para jerarquizar intervalos a la hora de decidir la completación del pozo; por ejemplo, en el caso del Pozo B de la Figura 6, el intervalo más atractivo, desde un punto de vista productivo, sería el intervalo XX32'-XX35', ya que por sus altos valores de IANP, se asume que la integración de las propiedades petrofísicas básicas es la más óptima para esperar los mayores caudales y los cortes de agua más bajos de todo el pozo; aun cuando por razones estratégicas el intervalo a cañonear esté evidentemente ubicado hacia el tope de la arena para una mayor recuperación de petróleo.

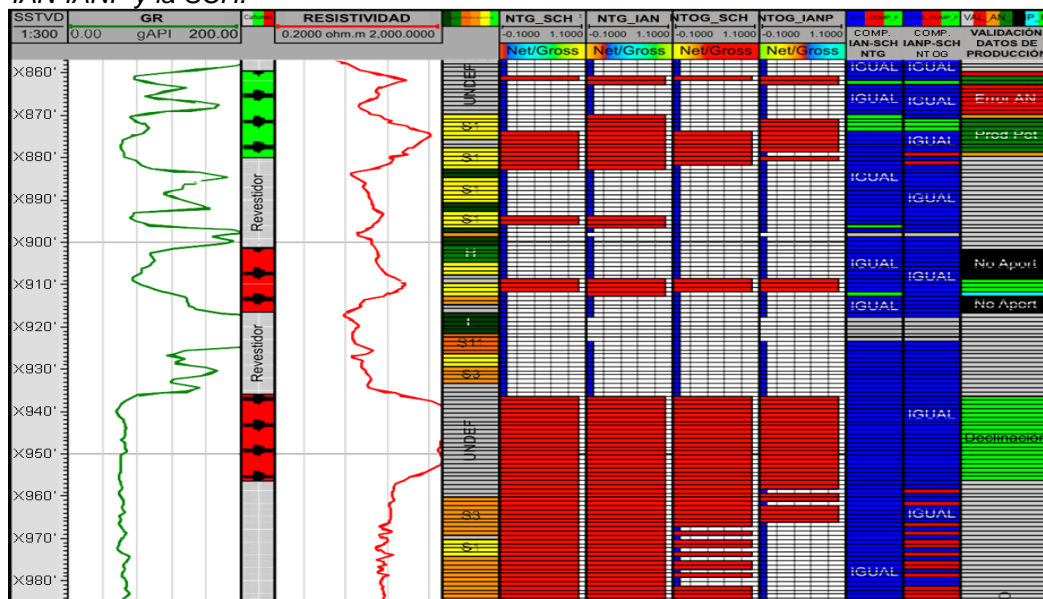
Resultados

La factibilidad de la metodología propuesta en este trabajo se realizó comparando los resultados que se obtuvieron al aplicar ésta en los pozos del área en estudio, con los espesores ya obtenidos previamente por medio de los métodos tradicionales: a) Sensibilidad de la columna de hidrocarburos a los parámetros de corte (SCH) y b) Gráficos cruzados de propiedades petrofísicas (PXP). Ambas metodologías tradicionales fueron aplicadas para evaluaciones petrofísicas hechas en diferentes momentos y por diferentes intérpretes (las del método PXP más antiguas que las del SCH); por lo tanto, para cada set de curvas (VSH, PHIT, PIGN y SW) se obtuvieron diferentes valores de IAN e IANP con la metodología propuesta; sin embargo, la intención es comparar estos resultados con cada método tradicional por separado.

La Figura 7 muestra los cálculos realizados para el NTG (para representar a AN) y NTOG (para representar a ANP) tanto por el método de SCH como por la metodología IAN-IANP en el Pozo C que cuenta con descripción de núcleos y con tres intervalos cañoneados a producción. Obsérvese en primer lugar que todos los intervalos con NTG=1, según ambos métodos, (barras de color rojo, pistas 6 y 7 de izquierda a derecha en la Figura 7) coincidieron con la descripción de facies arenosas hecha en el núcleo (S1, S3 y S11), salvo aquellos intervalos donde no se recuperó núcleo (Facies de color gris). La pista 3, de derecha a izquierda, representa la comparación entre los resultados obtenidos por el método SCH y el IAN-IANP, donde el color azul significa que ambas metodologías coinciden en su interpretación, el color verde muestra los intervalos donde el método IAN-IANP sobreestima los espesores de AN con respecto al método SCH y el color rojo donde el primero subestima tales espesores del segundo.

Figura 7

Set de registros del Pozo C y los respectivos cálculos de NTG y NTOG según la metodología IAN-IANP y la SCH.



Igualmente, las pistas 8 y 9, de izquierda a derecha en la Figura 7, muestran los valores obtenidos del NTOG para ambos métodos, donde resalta el hecho de que por debajo del marcado Contacto Agua-Petróleo (CAP) a X957', ambos métodos aún siguen mostrando ocurrencia de ANP, el método SCH en mayor medida que el IAN-IANP. Este efecto puede estar relacionado a subestimaciones en los valores de SW por parte del intérprete y por ende se sobreestiman los espesores de ANP. La pista 2 de derecha a izquierda muestra la comparación del cálculo de NTOG entre ambos métodos, notándose claramente que por debajo del X957' existe una tendencia del método IAN-IANP a subestimar los valores de NTOG del método SCH; sin embargo, considerando la presencia de un CAP a X957', como se había mencionado anteriormente, podríamos asegurar que es el método SCH quien sobreestima los valores reales de NTOG.

Teniendo en cuenta a todos los pozos interpretados del campo resultó que el método IAN-IANP resulta idéntico al SCH en un 94,5% para los valores de AN y un 94,8% para los valores de ANP. Las diferencias tienden a ser mayores hacia la sobreestimación en el caso del NTG y hacia la subestimación en caso del NTOG.

Siguiendo el mismo esquema se estableció la comparación entre el método IAN-IANP y el método PXP, constatándose que los espesores del método IAN-IANP nunca son mayores a los del PXP, salvo por un minoritario 0,1% en el caso de los espesores de ANP. Cabe resaltar que tanto para los espesores de AN como para los de ANP el método propuesto reproduce en un 82,5% los espesores logrados por el método tradicional.

Discusión

Para la Validación de la metodología IAN-IANP con datos de producción, se podría inferir que los resultados obtenidos por el método IAN-IANP, elaborado con el set de curvas interpretadas para la aplicación del método PXP son los que mejor ajustan a la realidad observada en el pozo en cuanto a la relación entre espesores e intervalos cañoneados; es por ello que para la validación de la metodología propuesta, éstos fueron los resultados que se verificaron con los datos de producción arrojados por los distintos pozos de toda el área (Ángel y Brett, 2017).

En la primera pista de derecha a izquierda de la Figura 7 se observa una escala de colores que representa la validez de las estimaciones de espesores con respecto a los datos de producción, disponible solo para los intervalos cañoneados; razón por la cual al resto de los intervalos se les cataloga como "No conclusivo", en color gris.

Para la interpretación de la escala de validación se empleó una función que asignara valores discretos a distintos casos asociados al resultado del NTG y/o NTOG en combinación con los datos de producción disponibles; de manera tal que en color verde oscuro se representaran aquellos intervalos donde efectivamente la metodología interpreta ocurrencia de ANP y que aún están abiertos produciendo petróleo; mientras que el verde claro representa la misma condición de ocurrencia de ANP pero con intervalos que han sido cerrados por declinación en la producción de petróleo; es decir,

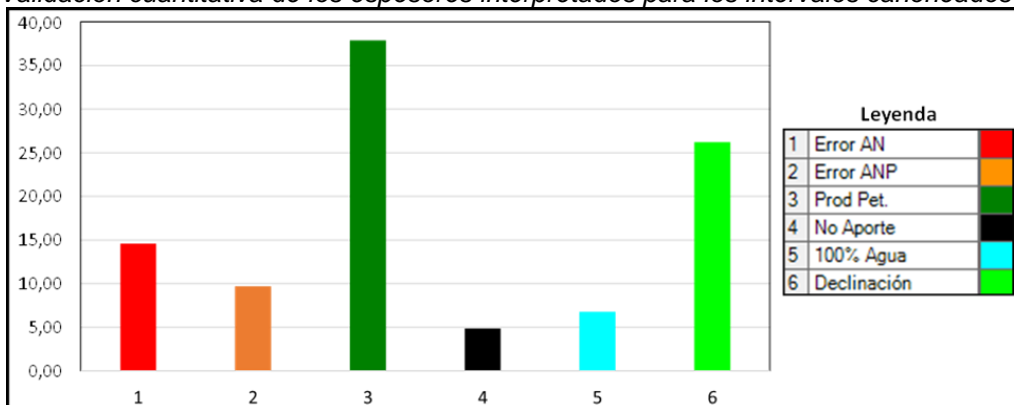
que en estos dos casos se podría decir que la metodología está siendo validada, sin lugar a dudas, por los datos de producción.

En negro se resaltan los intervalos que estuvieron abiertos a producción en algún momento, pero donde la interpretación de la metodología resultó sin AN y obviamente sin ANP, infiriéndose de allí que esos intervalos no aportaron fluidos (ni agua ni petróleo) y por ello el intervalo fue cerrado; posiblemente la poca producción de petróleo recuperada provino de otras zonas dentro del mismo intervalo cañoneado.

El color azul representa el mismo caso anterior con la diferencia que aquí sí hay AN, pero no ANP, es decir que son intervalos que probablemente produjeron agua y por esa razón fueron posteriormente cerrados. El color rojo representa zonas que están efectivamente produciendo, pero que no tienen AN interpretada por la metodología; mientras que el color anaranjado es el mismo tipo de intervalo, con AN interpretada, pero sin ocurrencia de ANP.

La Figura 8 muestra el resultado de las estadísticas de la validación de la metodología IAN- IANP, solo en los intervalos cañoneados y con datos de producción. Obsérvese que las dos clases predominantes son aquellas donde validan perfectamente las estimaciones de AN y ANP, a saber, las clases 3 y 6. No obstante, las clases 4 y 5 también podrían considerarse como validadas en vista de que obedecen a intervalos que ya han sido cerrados bien por falta de aporte de fluidos (color negro) o por altos cortes de agua (color azul), donde la poca producción de petróleo obtenida pudo provenir de otras zonas, suprayacentes o infrayacentes, dentro del mismo intervalo cañoneado.

Figura 8
 Validación cuantitativa de los espesores interpretados para los intervalos cañoneados



En resumen, si consideramos las clases 3, 4, 5 y 6 como casos validados, y sumamos sus frecuencias individuales, obtendríamos un porcentaje total superior al 75% de validación para los espesores de ANP interpretados por el método propuesto en este trabajo.

Adicionalmente a esta automatizada validación cuantitativa, se decidió elaborar una validación cualitativa observando detalladamente cada intervalo de cañoneo y comparando la presencia de AN y ANP con los resultados de producción. Por ejemplo, si un intervalo cañoneado probó producción de petróleo y por medio de la metodología

se no se estimaron espesores de ningún tipo, diríamos que la metodología “no validó” en ese intervalo ni para AN ni para ANP; si efectivamente sí se interpretaron espesores en la totalidad del intervalo cañoneado de AN y ANP, entonces “sí validó” para ambos espesores; pero si esos espesores interpretados no cubren la totalidad del intervalo cañoneado, entonces se dice que “validó parcialmente”; mientras que si no se dispone de datos de producción confiables para un determinado intervalo, simplemente se dice que es un intervalo “sin información” (Castro y Mederos, 2016).

Evidentemente se puede dar el caso de que se valide el AN pero no el ANP, como por ejemplo si para el intervalo productor de petróleo se estimó presencia de AN pero no de ANP; lo cual podría estar relacionado a sobreestimaciones de la curva de SW por parte del intérprete.

Conclusiones

El parámetro IPPB (Índice de Propiedades Petrofísicas Básicas), propuesto en este trabajo, logra integrar de manera sencilla a las propiedades petrofísicas básicas como PHIT, PIGN y VSH, de manera que un único valor permita comparar y jerarquizar a las rocas según su calidad como yacimiento.

El parámetro IAN (Índice de Arena Neta), propuesto en este trabajo, y calculado a partir de la diferencia entre IPPB y PIGN, permite determinar para los yacimientos del área de estudio espesores de AN a nivel de registros y calcular valores de NTG a nivel del mallado geocelular, sin el uso de parámetros petrofísicos de cortes, subjetivos, constantes y de tediosa determinación.

Las asociaciones de facies sedimentarias siliciclásticas fueron resumidas a 3 electrofacies por medio del uso del parámetro IAN (índice de Arena Neta), propuesto en este trabajo; de manera tal que las asociaciones de facies como canales distributarios asociados a llanura deltaica alta y baja fueron representados como arenas limpias, las asociaciones de facies como barras deltaicas y mareales fueron representadas como arenas arcillosas, y las asociaciones como llanuras interdistributarias, de marea y de inundación fueron representadas como arcillas.

La determinación, propuesta en este estudio, de una SWCORTE variable en profundidad como consecuencia de la heterogeneidad de los yacimientos, en función de propiedades básicas de la roca como PHIT y PIGN, sustituye en el área de estudio a las metodologías tradicionales que consideran un valor constante de 50% para cualquier yacimiento o, en el mejor de los casos, estiman muy subjetivamente un valor igualmente constante en función de los datos de producción.

El parámetro IANP (Índice de Arena Neta Petrolífera) propuesto en este trabajo y calculado a partir del NTG, IPPB, SW y SWCORTE permite, por un lado, determinar espesores de ANP en los yacimientos del área de estudio y, por el otro, jerarquizar desde un punto de vista meramente productivo las zonas que aportarán mayor flujo a menor corte de agua.

Los resultados de la metodología IAN-IANP fueron más similares a los arrojados por la metodología SCH (aproximadamente 95% de similitud) que los arrojados por la

PXP (aproximadamente 83%); sin embargo, el set de datos utilizados para la segunda comparación ajusta mejor tanto a la geología del área como a los datos de producción reportados por los pozos.

La metodología IAN-IANP demostró ser, con datos de producción, un 97% efectiva a la hora de estimar espesores de AN y un 75% efectiva a la hora de estimar espesores de ANP.

Se recomienda utilizar la metodología IAN-IANP, con una apropiada interpretación convencional de registros, para la estimación de valores de NTG y NTOG, bien a nivel de pozo o a nivel de modelos geocelulares, en cualquier yacimiento de arenas arcillosas contentivas de crudo liviano, ya que definitivamente esta metodología ahorra horas hombre en la ejecución de proyectos y probó ser en el área de estudio tan o más efectiva que las metodologías tradicionales, pero de mucha más fácil aplicación y de más objetiva determinación.

Referencias

- Ángel, F y Brett, C. (2017). *Modelo Estático del Miembro Arauca, Campo Guafita*. (Informe técnico PDVSA)
- Buatois, L. A. (2006). *Análisis de facies e interpretación paleoambiental, Campo Guafita (núcleos GF-26 y GF-205X)*. (Informe técnico PDVSA)
- Buckley, S. E. and Leverett, M. C. (February, 1941). *Mechanism of Fluid Displacement in Sands*. [Resumen de la presentación de la conferencia]. New York
- Castro N. y Mederos I. (2016). Generación de modelopetrofísico-estratigráfico del campo Chimire, Venezuela. *Revista Fuentes: El Reventón Energético* Vol. 14 N° 1 de 2016 - Ene/Jun - pp 89/101.
- Díaz, N. y Herrera, M. (2007). *Estudio sedimentológico y estratigráfico del oligo-mioceno en pozos con núcleos del Campo Guafita*. [Tesis de pregrado, Universidad de los Andes, Venezuela].
- Dake, L. P. 1978. *Fundamentals of reservoir engineering*. Elsevier Science B.V. Netherlands.
- FAO (s/f). La permeabilidad del suelo. Disponible en: https://www.fao.org/fishery/static/FAO_Training/FAO_Training/General/x6706s/x6706s09.htm
- Kiser, G. D. (1989). *Relaciones estratigráficas de la Cuenca Apure-Llanos, con áreas adyacentes, Venezuela Suroeste y Colombia Oriental*. Monografía. Soc. Venez. Geol., (1): 77. (Informe técnico Corpoven).
- Miranda, L. y Ángel, F. (Mayo de 2011). *A Systematic Analysis to Select an Optimized Perforating Interval as a Key Factor for Improved Oil Recovery: Impact of Dynamic and Static Petrophysical Properties on Well Production*. SPE 143609 [Resumen de la presentación de la conferencia] EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition, Vienna, Austria
- Miranda, L. y Ángel, F. (Junio de 2010). *Logging Under Harsh Conditions with New Shuttle-Deployed Memory Tools and Impact on Log Quality, Time and Costs*. SPE 131098 [Resumen de la presentación de la conferencia] SPE/EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition, Barcelona, España
- Moret-Fernández, D. y Latorre, B. (2021). Análisis de curvas de infiltración 3d medidas con infiltrómetro de disco en perfiles de suelo heterogéneos: análisis secuencial de la curva infiltración. Trabajos presentados en las XV Jornadas de Investigación en la Zona No Saturada del Suelo. Universidad d la Coruña, 9 y 10 de noviembre de 2021. Disponible en: https://abe.ufl.edu/faculty/carpena/files/pdf/zona_no_saturada/estudios_de_la_zona_v15/ZNS21.pdf
- Rosario, R. y Ángel, F. (2015). *Modelo petrofísico del Campo Guafita, Área Sur*. [Tesis de pregrado, Universidad Nacional Experimental de los Llanos Occidentales Ezequiel Zamora, Venezuela].