

MÉTODOS ALTERNATIVOS PARA EL CÁLCULO DE SATURACIÓN DE AGUA EN YACIMIENTOS DE CARBONATOS DE MEZCLA, CASO DE ESTUDIO MIEMBRO "O" DE LA FORMACIÓN ESCANDALOSA. BARINAS, VENEZUELA.

Guzmán Andrés, PDVSA, guzmanandres2006@gmail.com; Barrios Sara, PDVSA, barriossara.sb@gmail.com, Co-Autor: Rangel Jean, jean.rangel@gmail.com

Palabras claves

Carbonatos de mezcla, Exponente de Cementación Variable, Porosidad Secundaria Conectada.

Resumen

El Miembro "O" de la Formación Escandalosa de edad Cretácico, Cuenca de Barinas-Apure, Venezuela, un yacimiento complejo de carbonatos de mezcla de aproximadamente 80' de espesor, con porosidad heterogénea, caracterizado por extremas variaciones verticales de facies. Este yacimiento se encuentra en su etapa madura, con tasas de crudo significativamente bajas y alta RAP (Relación Agua-Petróleo). Por otro lado, casi no existen registros de Hoyo Abierto de última tecnología, tales como registros de imágenes resistivas/acústicas. Considerando el N_p , fue necesario cuantificar de manera más precisa los volúmenes iniciales de crudo (POES) mediante la estimación de nuevos valores de S_w (saturación de agua) inicial, en base a la generación de curvas del exponente de cementación "m" variables en profundidad. Inicialmente, se describen detalladamente tapones de núcleos para asegurar que representen las características de textura de roca del intervalo de núcleo al cual pertenecen. A estos tapones se le realizaron pruebas Factor de Formación, "m" y $\square_{Total}$ (porosidad total). La información del exponente "m" fue correlacionada con varias propiedades como $\square_{Total}$, $\square_{Secondary}$ ó m_b , usando la ecuación general de "m" para Triple-Porosidad de Aguilera-AlGhamdi (2011), con la variable del exponente "m_f" de la fractura, la cual a su vez depende de la rugosidad del plano de fractura (Aguilera, 2008). La relación $\Phi_{iSec_Vugas_Aisladas}/\Phi_{iSec_Conectada}$, es estimada a partir de los análisis especiales de núcleos (FF). Finalmente, la textura de la roca definida en los núcleos fue matemáticamente correlacionada con las lecturas de los registros, por medio de Análisis de redes neuronales. La propagación de estas texturas de roca a todos los pozos, permitió definir donde usar específicamente modelos de doble o triple porosidad. En conclusión, es posible predecir valores de "m" usando adecuadamente la metodología diseñada. Las facies con alto porcentaje de dolomita no son estrictamente las que tienen mejor capacidad de almacenamiento, ya que en algunos casos el efecto de las porosidades intergranulares es mayor que el de las porosidades secundarias asociadas a la presencia de dolomita. Una buena descripción vertical de texturas y propiedades petrofísicas de la roca, conlleva a obtener valores más precisos de S_w en carbonatos de porosidad múltiple, impactando en el nuevo cálculo de reservas que varía con respecto a los valores oficiales totales.

ABSTRACT

The "O" Member Escandalosa Cretaceous Formation in Maporal oilfield in Barinas-Venezuela, is a 80' thick complex mixed carbonate reservoir, characterized by heterogeneous porosity and extremely facies variations. The field is in mature stage, with significantly low oil rates and high W.O.R (Water-Oil Ratio). There is no modern logs available such as Resistivity Images. Considering the current N_p , it was possible to suggest that those initial reserves needed to be quantified in a more precisely way. This paper focuses on re-calculating OIIP through the usage of

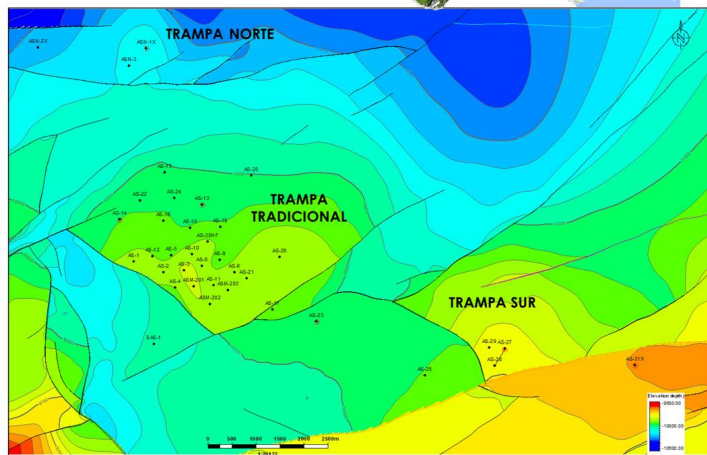
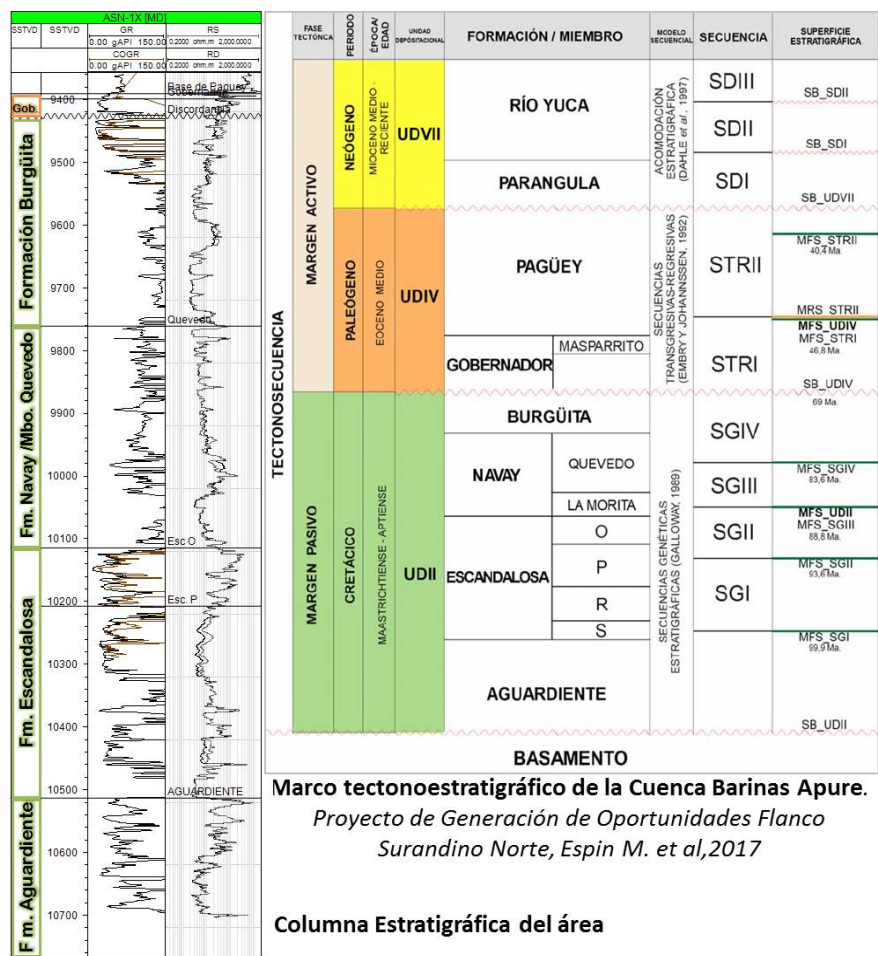
new $S_{w-initial}$ values, which come from alternative methods to find "m" exponent, generating an exponent "m" curve variable in depth according to parameters such as fracture, vugs and matrix porosity, not being a simple constant value for whole formation thickness. Initially, some plugs were described in detail to ensure that they really represent the same textural characteristic that the gross interval of the core. These core plugs were analyzed for FF, "m" and Φ_T . That information of "m" exponent was correlated with several petrophysical properties such as Φ_T , $\Phi_{Secondary}$ and the texture of the rock, using the Prof. Aguilera's Theory, combining the Triplex-Porosity General Equation of exponent "m" (Aguilera-Al Ghamdi, 2011) with the usage of variable "mf" of fracture, which in turn depends on the rugosity in the fracture plane (Aguilera, 2008). Besides, Vuggy Porosity (Φ_{NC}) was estimated by studying the special analysis in plugs. Lately, for completing the model, the texture rock seen in the core sections was mathematically correlated with the reading of well logs, with Neural Network Analysis. Propagation of this texture rock in all wells defines where to use specifically Double or Triplex Porosity Models. In conclusion, it was verified that it is possible to predict real exponent "m" values, using adequately a combination of Aguilera's Equations in a Multi-Porosity Model. Also, it was found that some facies with good percentage of dolomite don't strictly have highest storage capacity, because of sometimes intergranular porosity is higher than secondary porosity associated with dolomite. These improvements in evaluation techniques, especially a more precise way to characterize vertically the texture and the petrophysical properties of the rock, leads to get better calculations of S_w in multiporosity carbonate formations. Due to the joint effect of new curves of Φ_T , $\Phi_{Secondary}$ and S_w , the quantification of reserves showed important changes respect official reserves.

Introducción

El área de estudio se ubica en la cuenca Barinas-Apure en la zona tradicional de Barinas a 25 km. al sureste de la ciudad de Barinas, al sur occidente de Venezuela. La actividad de perforación de pozos se inicia en 1962 y actualmente cuenta con 37 pozos distribuidos en 4 trampas petrolíferas.

El Miembro "O" de la Formación Escandalosa de edad Cretácico está compuesto litológicamente por carbonatos de mezcla y en el área de estudio se encuentra aproximadamente a 3170 m. Estratigráficamente, se reconocen las Formaciones del Cretácico: Aguardiente, Escandalosa en sus miembros informales "S", "R", "P" y "O" litológicamente compuesto por carbonatos de mezcla de aproximadamente 30m de espesor; seguidamente la Formación Navay en sus miembros "La Morita" (un paquete de lutitas que se define como sello de los yacimientos cretácicos) y "Quevedo". Luego, fue depositada la Formación Burgüita que se preserva con un espesor variable debido al efecto del proceso erosión-deformación ocurrido durante el Cretácico Tardío-Paleoceno-Eoceno (Bejarano, 2000).

Estructuralmente los pozos se encuentran en tres trampas independientes: una trampa central que consiste en un anticlinal asimétrico alargado con poco relieve y cuyos límites son dos fallas una inversa de 150' de salto vertical y una normal de 60' de salto vertical aproximadamente. Al norte se tiene un monoclinal de rumbo noroeste-sureste asociado a la falla normal de 90' de salto y que sirve de límite con la trampa central. Al sureste se tienen dos estructuras tipo pliegue de arrastre limitadas entre ellas por una falla normal de alto ángulo. Internamente cada trampa tiene solo algunas fallas menores que no ejercen ningún control estructural Figura 1.



Mapa estructural a nivel del Miembro «O» Formación Escandalosa

Fig. 1. Marco geológico del Área

El Miembro “O” de la Formación Escandalosa representa una sedimentación cíclica de clásticos silíceos y carbonatos debido a los ascensos y descensos relativos del nivel del mar, desarrollados en un ambiente sedimentario de franja costera y llanura de marea. La sedimentación se produjo en un ambiente muy somero donde la línea de costa avanzó y retrocedió en la llanura de marea por agradación, progradación y retrogradación de los sedimentos infra-mareales (debajo de la marea baja) desarrollando sedimentos carbonáticos de textura tipo *wackstone* y ocasionalmente *packstone* con procesos menores de dolomitización; intra-mareales, con alta inclusión de clásticos silíceos que inhiben el desarrollo de carbonatos y la dolomitización; y supra-mareales, con el desarrollo de carbonatos proclives a los procesos de dolomitización (Mendez, J., 2002).

Se trata de un reservorio cuya composición litológica y diagénesis compleja, controla la porosidad y su distribución espacial. Su litología carbonática presenta una alta inclusión de siliciclásticos, variaciones de facies laterales y verticales, porosidades secundarias por oquedades y/o fallas diagenéticas en los niveles más dolomitizados. A su vez, el campo abarca un conjunto de pozos con registros convencionales que en su gran mayoría no poseen registros de última tecnología como lo es por ejemplo el registro de imágenes resistivas, útil para observar la presencia y distribución de las porosidades.

Identificación del Problema

Algunos autores han resaltado la importancia del valor del exponente de cementación “m” utilizado para el cálculo de la saturación de agua (S_w) a partir de las ecuaciones derivadas de Archie (Ecuación 1). Aguilera y otros autores definen que el exponente de cementación “m” varía de acuerdo a la geometría del espacio poroso y que dicha geometría está relacionada a la fábrica de la roca. Estos autores han creado metodologías para modelar el exponente de cementación variable en profundidad, en yacimientos carbonáticos puros con múltiple porosidad. Esto conlleva a realizar un cálculo de S_w más preciso, lo cual impacta directamente en el cálculo de reservas de los yacimientos.

$$S_w = \left(\sqrt{\frac{a * R_w}{\phi^m * R_t}} \right)$$

Ec. 1. Ecuación de Archie para el cálculo de Saturación de Agua

En este proyecto, se propone realizar una adaptación de las metodologías previas para modelar el exponente de cementación “m” variable, de forma que conlleve a un cálculo de S_w más confiable, y así cuantificar con mayor claridad la cantidad de reservas remanentes existentes.

Dado que los yacimientos en estudio no son carbonatos puros, sino que se trata de carbonatos de mezcla, de litología compleja y de marcadas variaciones mineralógicas a nivel vertical y lateral, es necesario generar un flujograma de trabajo que considere todos estos retos planteados. A su vez, se busca diseñar una metodología capaz de ser aplicada en ausencia de registros de última tecnología, tales como los registros de imágenes, los cuales no se han corrido casi en ningún pozo del campo.

Metodología Aplicada

Descripción Macroscópica de los Núcleos Disponibles

Para alcanzar los objetivos planteados fue necesario comenzar con una descripción de los núcleos de los pozos preservados a nivel del Miembro “O” de la Formación Escandalosa, detallando la

litología y textura de la roca. Adicionalmente se cuenta con un muestreo de secciones finas y con análisis de difracción de rayos X (DRX) aproximadamente a cada 3' (~1 m). También se examinaron los tapones de núcleos donde se realizaron los análisis especiales de medidas eléctricas de FF, de donde se obtienen los exponentes de cementación "m" para cada muestra.

Se describe la apariencia de la roca, su reacción al ácido clorhídrico, presencia de conchas, precipitaciones de calcita y otros minerales, que permiten establecer la predominancia de siliciclásticos o carbonatos macroscópicamente. También se observa si la roca tiene una textura de solo matriz o si adicionalmente presenta vugas y/o fracturas visibles. Debido a la alta heterogeneidad y variaciones verticales es de gran importancia integrar los resultados de DRX, cuyos porcentajes mineralógicos fueron corroborados con el análisis petrográfico de las secciones finas. A partir de esta descripción integrada, se realiza la clasificación de la roca de acuerdo a su composición. Por tratarse de un carbonato de mezcla se utiliza en forma preliminar la clasificación para mezcla de carbonatos y siliciclásticos de Mount, J. (1985) y la clasificación de carbonatos Dunham (1962) para las rocas carbonáticas (Figura 2).

En la descripción petrográfica de secciones finas se definen los porcentajes de minerales y se hace un especial enfoque en la textura microscópica de la roca, con el objetivo de describir las porosidades primarias y secundarias a pequeña escala, y así relacionarla con la litología predominante y su aspecto macroscópico. De esta manera se definen las facies para el Miembro "O" integrando el contenido litológico con la identificación del espacio poroso, tomando como referencia lo establecido por Lucía (2007), quien resalta la importancia de relacionar la fábrica de la roca con la distribución del tamaño de poro y las propiedades petrofísicas en rocas carbonáticas. Tomando en cuenta la complejidad litológica y las variaciones laterales y verticales en los carbonatos de mezcla del Miembro "O", se hace necesario encontrar una relación entre la naturaleza de roca y el tipo y distribución del espacio poroso que permita realizar una clasificación práctica, adaptando la metodología de Lucía, que a pesar de ser aplicable para rocas carbonáticas puras, establece la relación entre el tipo de roca y la distribución del espacio poroso; y la clasificación de Méndez utilizada en la cuenca de Barinas (2002).

La litología presente es relacionada a la textura aparente de la roca determinando la presencia de vugas y fracturas visibles, adicionalmente en el análisis petrográfico se define la porosidad y su distribución. La porosidad es dividida en interpartículas y vugas, y a su vez las porosidades tipo móldicas e interpartículas se clasifican como aisladas, mientras que las fracturas, disoluciones y cavidades se toman como conectadas. Es importante destacar que las fracturas son mayormente del tipo diagenético como lo establece Méndez en el 2002. Se realiza la clasificación de la roca (según Dunham o Mount), sin embargo, esta clasificación debe ser complementada con la porosidad y la distribución observada.

Se plantea una escala de 4 texturas de acuerdo al aspecto de la roca. La textura 1 representa una roca que solo presenta porosidad primaria de matriz, la textura 2 representa una roca que presenta matriz y fracturas, la roca con textura 3 presenta matriz y vugas y finalmente la textura 4 es una roca con porosidad de matriz, vugas y fracturas.

En la figura 3 se muestra la descripción realizada en los núcleos donde se observa una roca con porosidades de vugas y fracturas diagenéticas que se corrobora en la muestra y la sección fina, que es plasmada en una clasificación discreta en la escala anteriormente descrita. Así es como los valores de coeficiente de cementación "m" calculados a partir de las mediciones directa de muestras de núcleos, se pueden relacionar a una textura que a su vez responde a un tipo y distribución de poros, y de esta manera establecer los valores de "m" para rocas con porosidad de sólo matriz y aquellas con porosidades secundarias, que haga posible establecer un modelo.

Fig. 3. Texturas definidas para los carbonatos de mezcla del Miembro "O"

Modelo Matemático Diseñado para el cálculo del Exponente "m" variable.

En el año 2011 Al-Ghamdi y Aguilera establecen un modelo para calcular el exponente de cementación "m" para rocas carbonáticas con múltiples sistemas de porosidad (Ecuación 2). Como se observa en la fórmula, este modelo toma en cuenta la porosidad total (Φ_T), la porosidad primaria bulk (Φ_b), la porosidad secundaria conectada (Φ_2), la porosidad secundaria no conectada (Φ_{NC}) y el exponente "m" sólo de la matrix "m_b". Se considera que para cada pozo sería posible determinar cada uno de estos componentes, y así calcular una curva de "m" total variable en profundidad. Este modelo permite obtener un valor de "m" variable de acuerdo a la variación en las propiedades de la roca, tanto para un sistema de doble porosidad ($\Phi_{NC}=0$), como para un sistema de triple porosidad ($\Phi_{NC}>0$).

$$m = \frac{-\log \left[\phi_{NC} + \frac{(1 - \phi_{NC})^2}{\phi_2 + (1 - \phi_2 - \phi_{NC}) / \phi_b^{-mb}} \right]}{\log(\phi_T)}$$

Ec. 2. Modelos del exponente de cementación para doble y triple porosidad (Al-Ghamdi y Aguilera, 2011).

Por otra parte, Aguilera en el año 2010 destacaba la gran influencia en el valor del exponente de cementación "m" que tiene la tortuosidad e inclinación de las fracturas, por lo que establece un coeficiente de cementación de las fracturas "m_f" (Figura 4).

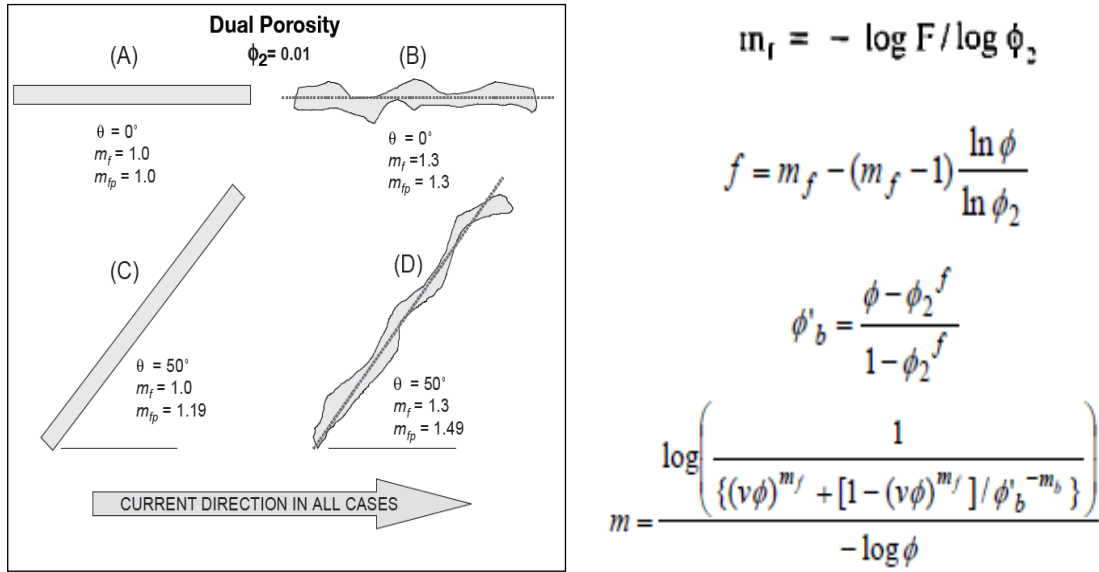


Fig. 4. Esquema que muestra el efecto de la tortuosidad e inclinación de las fracturas (Aguilera, 2010).

En este estudio, para el modelo del exponente de cementación "m" en los carbonatos de mezcla del Miembro "O", se realiza una adaptación de la ecuación de Al-Ghamdi y Aguilera (2011) considerando el coeficiente de cementación de las fracturas "m_f" definido por Aguilera en el 2010, colocándolo como potencia de la porosidad secundaria (Φ_2), es decir integrando ambas ecuaciones en una más general, la cual se muestra a continuación:

$$m = \frac{-\log \left[\phi_{NC} + \frac{(1 - \phi_{NC})^2}{\phi_2^{m_f} + (1 - \phi_2^{m_f} - \phi_{NC}) / \phi_{b(*)}^{-mb}} \right]}{\log(\phi_T)}$$

Ec. 3. Modelos del exponente de cementación para yacimientos complejos adaptada por Guzmán y Barrios, 2019.

Inclusive, esta ecuación tiene dos variantes con respecto a la porosidad secundaria conectada. Es decir, usando la misma ecuación general de triple porosidad, se tienen dos alternativas para ser aplicada a nivel de registros, se puede utilizar directamente la variable dependiente Φ_2 (Ver figura 5 derecha); o se puede utilizar como variable dependiente el coeficiente de partición “v” que multiplica la porosidad total ($\Phi_2 = v \cdot \Phi_T$) (Figura 5 izquierda).

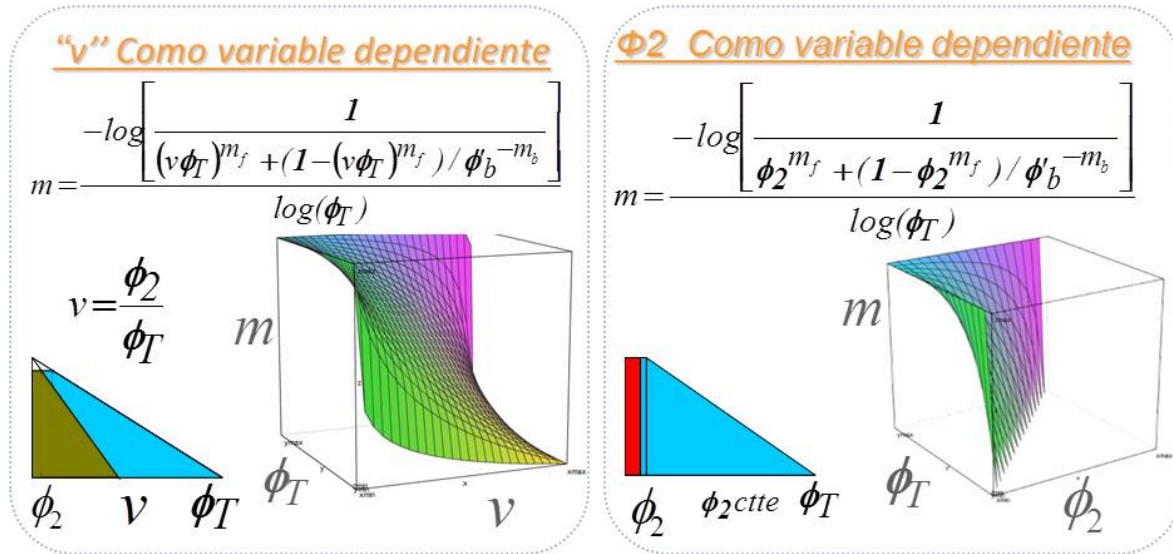


Fig. 5. Diferencias entre el uso del coeficiente de partición "v" y Φ_2 .

En la figura 5, se muestra un par de gráficas 3D del exponente de cementación total "m" en función de Φ_T y "v" (izquierda) y de Φ_T y " Φ_2 " (derecha) para modelos de doble porosidad ($\Phi_{NC}=0$), $m_b=2$ y $m_f=1$. Se observa el efecto geométrico que genera mantener en la ecuación general la variable dependiente “v” ó la variable dependiente “ Φ_2 ”. El comportamiento en la gráfica de la izquierda es más convexo, que en la gráfica de la derecha. En este estudio, se observa que la mayoría de las pruebas de laboratorio de FF, siguen tendencias de funciones cóncavas para los rangos bajos de porosidad total del yacimiento, como el grafico de la derecha. Por ello, el modelo que mejor se ajustan a los datos de “m” medidos, es el modelo que presenta la Φ_2 como una variable dependiente. Esto fue recurrente en los 5 núcleos analizados y será mostrado más adelante. Esto último también sugiere que a nivel de la formación, es muy probable que las porosidades secundarias conectadas no mantengan una relación lineal con la porosidad total.

Para la aplicación de la ecuación general (Ecuación 3), primero es necesario determinar cada uno de sus componentes o dato de entrada. Se puede anticipar que la porosidad total Φ_T , se determina sencillamente promediando los valores de porosidad provenientes del registro de densidad y el

registro neutrón (Ecuación 4). La porosidad del registro de densidad (Φ_D) fue calculada utilizando una densidad de grano (ρ_g) derivada de los análisis mineralógicos de la formación (DRX o evaluaciones cuantitativas de tipo multimineral).

$$m = \frac{-\log \left[\phi_{NC} + \frac{(1-\phi_{NC})^2}{\phi_2^{mf} + (1-\phi_2^{mf} - \phi_{NC}) / \phi_b^{-mb}} \right]}{\log(\phi_T)} \rightarrow \phi_{T_DN} = \frac{\phi_D + \phi_{N_Lim}}{2}$$

Ec. 4. Cálculo de la porosidad total Φ_T .

Dado que no se cuenta con registros de última tecnología, es necesario diseñar metodologías con basamento geocientífico orientadas a estimar el resto de los parámetros que sirven de *input* a esta ecuación, especialmente Φ_2 y Φ_{NC} . Por lo tanto, a partir de este punto, la metodología se bifurca en dos técnicas que dependen de los registros corridos a hoyo abierto disponibles en cada pozo:

Técnica #1 – Cálculo de parámetros en pozos donde se cuenta con un registro sísmico.

La porosidad primaria o intergranular, se calculó a partir del registro sísmico (Φ_m), haciendo un ajuste a la ecuación de Raiga-Clemenceau (1988), agregándole el factor de ajuste “C”, que varía para las trampas del área de acuerdo a la información de núcleo como se muestra en la figura 6.

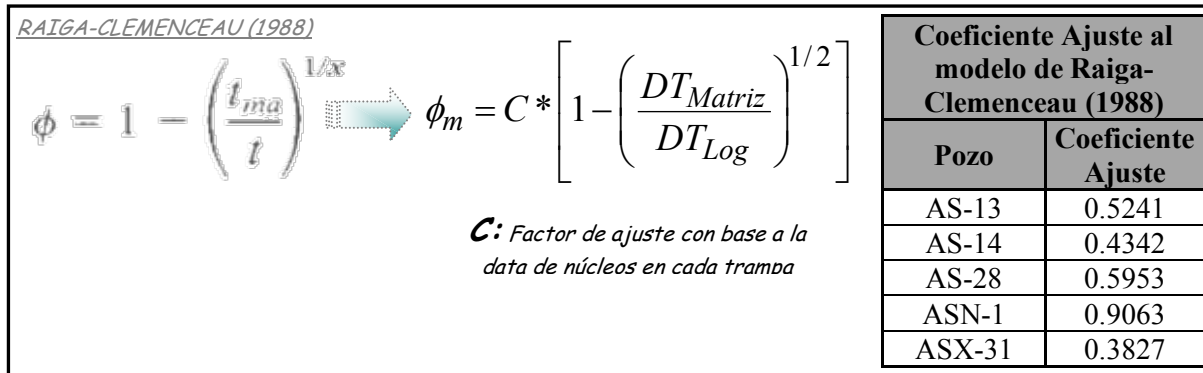


Fig. 6. Cálculo de la porosidad de matriz Φ_m .

El DT_{matriz} se calculó a partir de la ecuación 5, como un promedio ponderado en función de los datos de DRX de los núcleos disponibles. Como forma de validar los porcentajes arrojados por el análisis de DRX, se calculó una densidad de grano total (ρ_{gT}) sintética a partir de estas proporciones mineralógicas, y se observó que efectivamente ésta cotejó con la ρ_g que se midió en los tapones de los núcleos más cercanos. En los pozos no control la ρ_{gT} será generada a partir de evaluaciones petrofísicas multimineral.

$$DT_{mat_DRX} = \frac{(DT_Q \times V_{Qz} DRX \times \rho_{Qz}) + (DT_{Cal} \times V_{Cal} DRX \times \rho_{Cal}) + \dots + (DT_N \times V_N DRX \times \rho_N)}{(V_{Qz} DRX \times \rho_{Qz}) + (V_{Cal} DRX \times \rho_{Cal}) + \dots + (V_N DRX \times \rho_N)}$$

Ec. 5. Cálculo del DT_{matriz} utilizando datos de núcleo.

La porosidad secundaria Φ_{SecTot} se obtiene restando la porosidad total (Φ_T) menos la porosidad de matriz Φ_m obtenida del registro sísmico (Ecuación 6).

$$\Phi_{SecTotal} = \Phi_{T_DN} - \Phi_m$$

Ec. 6. Cálculo del Φ_{matriz} utilizando datos de núcleo

La porosidad primaria del Bulk Φ_b , se considera la relación del volumen poroso de la matriz con respecto al volumen total de la matriz. Se obtiene a partir de la porosidad de la matriz Φ_m y la porosidad secundaria Φ_{SecTot} . (Ecuación 7):

$$\Phi_{Bulk} = \frac{\Phi_m}{1 - \Phi_{SecTotal}}$$

Ec. 7. Cálculo de la porosidad del Bulk Φ_b .

El valor de “ m_b ”, corresponde al exponente de cementación de la roca solamente considerando la porosidad intergranular o primaria. Preliminarmente, este valor se extrajo de los análisis especiales de FF vs. Porosidad. Primero, se seleccionó la información proveniente sólo aquellos tapones de núcleo en los que, durante una detallada descripción macroscópica y microscópica, no se observó claramente ningún tipo de fracturas ni vugas, a ninguna escala. Luego, se generó un promedio estadísticamente representativo. Este promedio estadístico se llevó a cabo cada uno de los 4 núcleos estudiados y luego fueron asignados a cada trampa a la cual pertenecen.

Tabla-1.Valores de m_b por núcleo	
Nucleo	m_b (Ctte)
AS-13	0.5241
AS-14	0.4342
AS-28	0.5953
ASN-1	0.9063
ASX-31	0.3827

Tabla 1. Exponente m_b definido para cada trampa.

Finalmente, para poder aplicar la Ecuación General de “ m ”, es necesario discretizar cuanta de esa porosidad secundaria total calculada es porosidad conectada (Φ_2 , lo cual se refiere a fracturas o vugas conectadas), y cuanta es no conectada (Φ_{NC} ó Φ_{VNC} , porosidad asociada a vugas aisladas). Ver Ecuación 8.

$$m = \frac{-\log \left[\phi_{NC} + \frac{(1 - \phi_{NC})^2}{\phi_2^{m_f} + (1 - \phi_2^{m_f} - \phi_{NC}) / \phi_b^{-m_b}} \right]}{\log(\phi)}$$

$\phi_{SecTotal} = \phi_2 + \phi_{NC}$

Ec. 8. Cálculo de la porosidad no conectada Φ_{NC}

Es necesario buscar una manera de estimar los valores por separado de porosidad secundaria conectada y no conectada. Debido a la falta de registros de imágenes acústicas o resistivas, se acude a la revisión de la información que ofrecen los análisis especiales de núcleo de FF. El procedimiento

consistió en construir una serie de curvas simuladas de "m", utilizando la ecuación general (Ecuación 3) y considerando un modelo de triple porosidad. El objetivo fue lograr un cotejo entre el tren de curvas generadas, con el comportamiento general de los puntos medidos de "m" en los tapones de núcleos (puntos mostrados en las siguientes gráficas como rombos en color azul). Para ello, es necesario realizar sensibilidades de los parámetros involucrados (Φ_2 , Φ_{VNC} , m_b , m_f), de forma que este tren de curvas ajuste bien con el conjunto de puntos de "m" provenientes de las pruebas de FF para cada núcleo estudiado.

Se busca que todas las curvas generadas, sean construidas a partir de los mismos valores de " m_b " y " m_f ", y luego definir que parámetros se deben iterar para crear la serie de curvas: Φ_2 , Φ_{VNC} ó el cociente entre ellos. Es decir, se pueden desarrollar tres posibles métodos:

- Variando la relación definida como (Φ_{VNC}/Φ_2) , lo que es análogo a definir un cociente de $(\Phi_{VNC}/\Phi_{SecTotal})$.
- Manteniendo constante la Φ_2 y variando la Φ_{VNC} .
- Manteniendo constante la Φ_{VNC} y variando la Φ_2 .

En las figuras 7, 8 y 9, se presentan los tres esquemas que muestran las diferencias entre cada técnica de cotejo "a", "b" y "c", respectivamente.

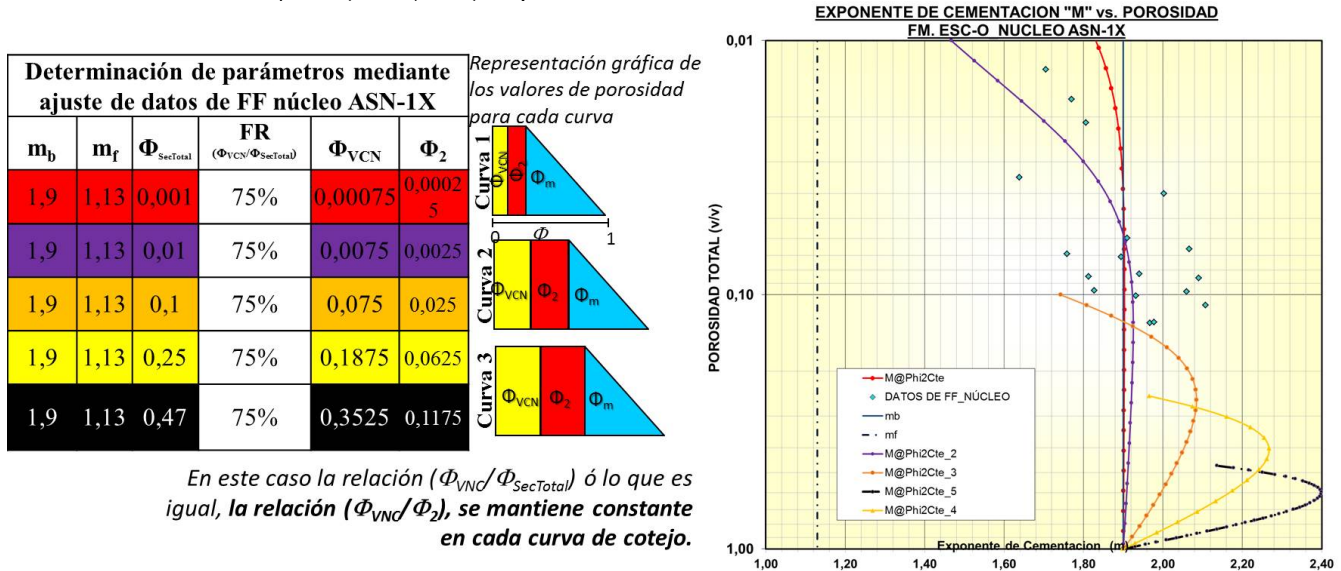


Fig. 7. Método "a" para estimar parámetros a partir de análisis FF de núcleos.

En general, **el modelo que mejor representó las tendencias de los datos de núcleos del campo de estudio fue el tercer modelo "c"**, es decir, una serie de curvas que mantienen valores de Φ_{VNC} constantes en todas las muestras, mientras que el factor variante es la Φ_2 (porosidad secundaria conectada). Esto puede representar que el yacimiento efectivamente contiene vugas aisladas a lo largo de la mayoría del estrato, sin embargo, lo que diferencia una zona de otra es la cantidad de fracturas o el índice de vugas conectadas.

Una vez que se han determinado el valor de Φ_{VNC} para cada trampa, en cada uno de los pozos se crean registros constantes de Φ_{VNC} . Teniendo previamente la curva continua de $\Phi_{SecTotal}$ (proveniente del cross-over Den-Neu-Sónico), se calcula intrínsecamente una curva de Φ_2 ($\Phi_2 = \Phi_{SecTotal} - \Phi_{VNC}$). Adicionalmente, al alcanzar el cotejo, se logran determinar con más certidumbre los valores de m_b y m_f para cada trampa. En algunos casos se confirmó exactamente los m_b definidos estadísticamente en la Tabla 1. En otros casos, se refinó de manera más precisa este parámetro. Finalmente, cuando

ya se han calculado sistemáticamente cada uno de los componentes de la ecuación general de triple porosidad (Ecuación 3) la misma se aplica para cada profundidad medida en los pozos

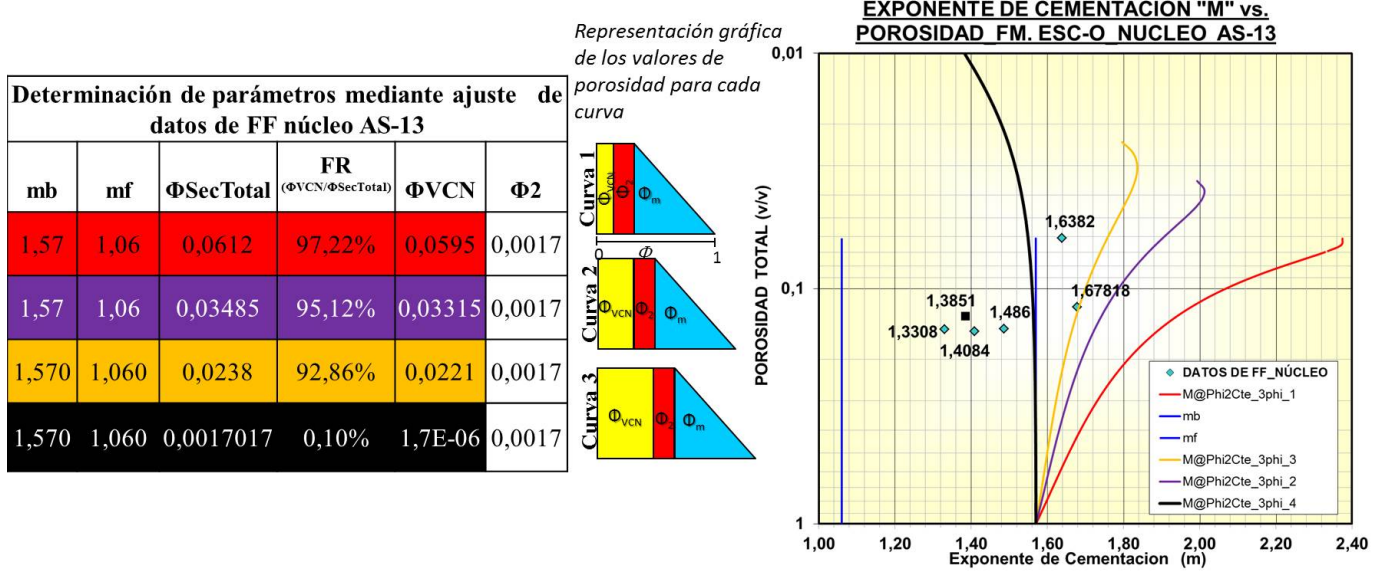


Fig. 8. Método "b" para estimar parámetros a partir de análisis FF de núcleos.

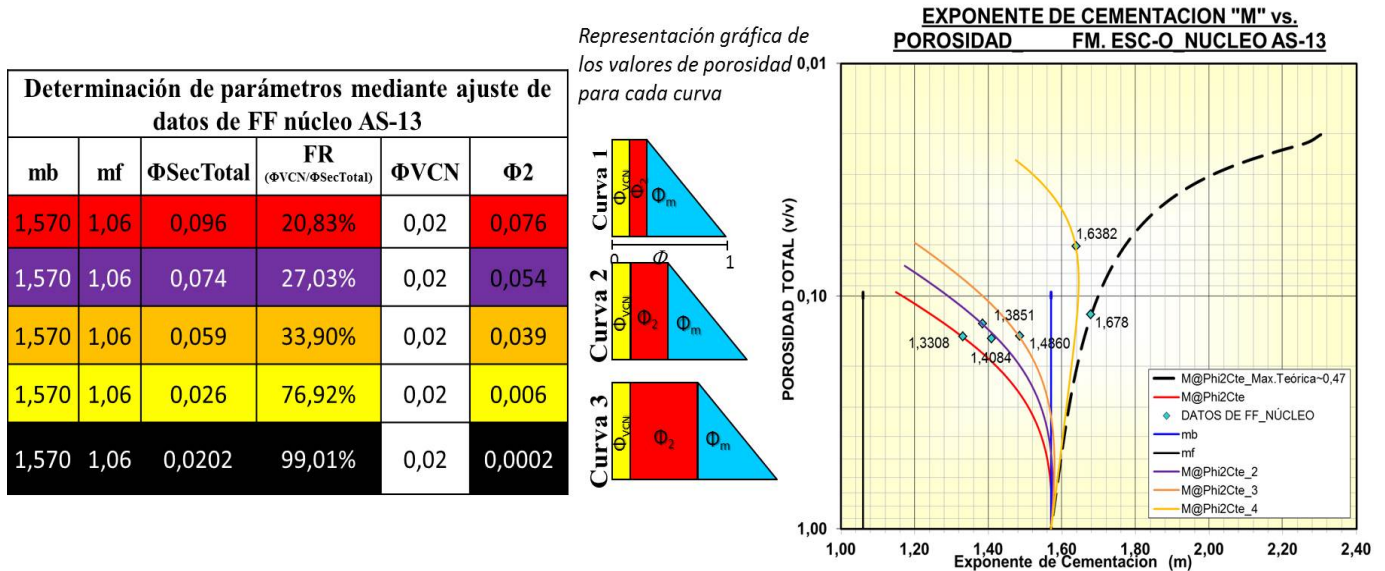


Fig. 9. Método "c)" para estimar parámetros a partir de Análisis FF de núcleos.

Técnica #2 – Cálculo de Parámetros donde no se cuenta con un Registro Sónico, pero sí se cuenta con registros de Resistividad Laterolog.

En este caso se busca utilizar igualmente la ecuación general de AlGhamdi y Aguilera adaptada por Guzmán y Barrios, presentada anteriormente. Sin embargo, en este caso difiere la manera de determinar los parámetros básicos de la porosidad secundaria conectada Φ_2 , y el exponente m_f .

Para la determinación de la porosidad conectada (Φ_2) se diseñó una técnica basada en el trabajo del profesor Roberto Aguilera de 1994, donde se definió Φ_2 (porosidad de fracturas) y el exponente " m_f " de las fracturas, a partir de los registros de resistividad y laterolog. Aguilera R., 1994 establece que las porosidades de las fracturas son un factor determinante en el proceso de invasión y por lo

tanto, influyen en gran manera en las lecturas de resistividad de la zona somera y la zona virgen de la formación. Este autor propone calcular la porosidad secundaria (Φ_2) y el exponente de cementación de las fracturas (m_f) a partir de los registros eléctricos Laterolog (*deep* y *shallow*) y los valores de R_{mf} y R_w ; considerando un modelo de matriz cúbica.

En la figura 10 se muestra este modelo y las ecuaciones definidas por el autor (B-1, B-2,...). Al final de su estudio, se obtienen dos ecuaciones (B-4 y B-5) con dos incógnitas (Φ_2 y m_f), en las cuales, dada la complejidad de los términos, no es fácil obtener un despeje sencillo y por lo tanto se deben aplicar iteraciones entre ambas ecuaciones para obtener los valores que satisfacen las ecuaciones para cada pie registrado del pozo, es decir las soluciones a las ecuaciones. Esto es totalmente correcto, pero quizás no es lo suficientemente práctico si se requiere evaluar grandes volúmenes de datos y numerosos pozos. En el presente trabajo, se propone un planteamiento algebraico para determinar directamente, sin iteraciones ni aproximaciones, los valores de la porosidad secundaria (Φ_2) y exponente de cementación de las fracturas (m_f) de manera continua para cada pozo, partiendo de la metodología del profesor Aguilera mencionada en el párrafo anterior.

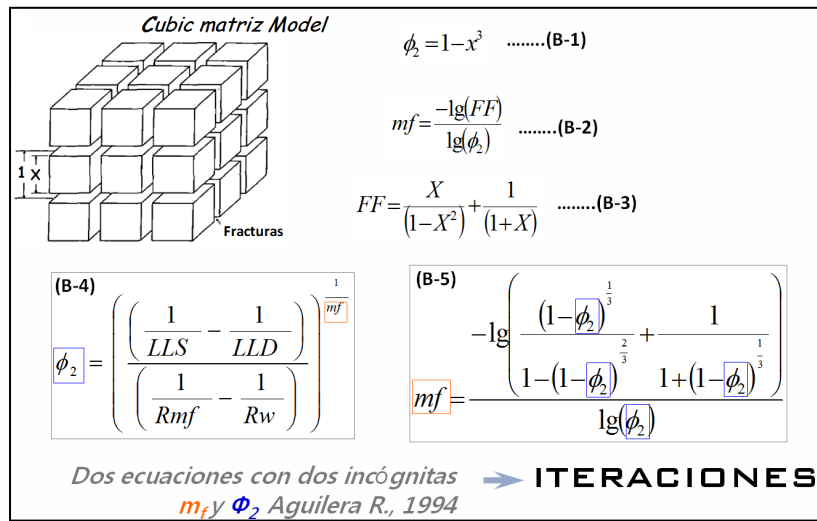


Fig. 10. Modelo propuesto por Aguilera 1994 para el cálculo de Φ_2 y m_f .

En este proyecto, se presentan un conjunto de artificios matemáticos para manejar las ecuaciones de una forma un poco más operacional, pues se busca realizar los cálculos directamente sin acudir a iteraciones ni aproximaciones.

Para ello, regresamos a la premisa inicial de Aguilera:

- ❖ $\Phi_2 = 1 - X^3$ (B-1)
- ❖ $m_f = -\lg(FF) / \lg(\Phi_2)$ (B-2)
- ❖ $FF = X/(1-X^2) + 1/(1+X)$ (B-3)
- ❖ $\Phi_2 = [(1/LLS - 1/LLD) / (1/R_{mf} - 1/R_w)]^{(1/m_f)}$ (B-4)

Sustituyendo FF de (B-3) en (B-2), se tiene que,

- ❖ $m_f = -\lg [X/(1-X^2) + 1/(1+X)] / \lg(\Phi_2)$ (B-6)

Por otro lado, para mayor practicidad llamaremos "G" al valor resultante de las operaciones con LLS, LLD, R_{mf} y R_w de la ecuación (B-4):

$$\diamond G = (1/LLS - 1/LLD) / (1/R_{mf} - 1/R_w), \dots\dots\dots(B-7),$$

Por consiguiente, la Ec. B-4 se puede expresar como:

$$\diamond Lg(\Phi_{i2}) = Lg(G)^{(1/mf)}, \dots\dots\dots(B-8), \text{ y ordenando factores se tiene que,}$$

$$\diamond mf = Lg(G) / Lg(\Phi_{i2}) \dots\dots\dots(B-9)$$

Igualando ambas ecuaciones (B-9) y (B-6), se tiene lo siguiente:

$$\diamond Lg(G) / Lg(\Phi_{i2}) = -Lg [X/(1-X^2) + 1/(1+X)] / Lg(\Phi_{i2}) \dots\dots\dots(B-10)$$

Seguidamente, se elimina el denominador a ambos lados de la ecuación y se eliminan ambos logaritmos, respetando el signo negativo en el lado derecho de la igualdad:

$$\diamond Lg(G) = -Lg [X/(1-X^2) + 1/(1+X)] \dots\dots\dots(B-11)$$

$$\diamond G^{-1} = [X/(1-X^2) + 1/(1+X)] \dots\dots\dots(B-12)$$

Ahora para mayor practicidad, llamaremos H al inverso de G. También podemos ejecutar la suma de fracciones en el lado derecho y obtener lo siguiente:

$$\diamond H = \frac{(X + \cancel{X^2} + 1 - \cancel{X^2})}{(1 + X - X^2 - X^3)} \dots\dots\dots(B-13)$$

$$\diamond H * (1 + X - X^2 - X^3) = (1 + X) \dots\dots\dots(B-14)$$

Resolviendo las operaciones y agrupando, tenemos:

$$\diamond H * X^3 + H * X^2 + (1-H) * X + (1-H) = 0 \dots\dots\dots(B-15)$$

Se puede observar que obtenemos un polinomio de tercer grado donde seguramente tendremos tres raíces reales. Ahora bien, se puede detectar que una de las raíces es (-1). Por lo tanto, podemos simplificar la ecuación a la siguiente expresión:

$$\diamond (X + 1) * [H * X^2 + (1-H)] = 0 \dots\dots\dots(B-16)$$

Se consideran como válidas sólo las raíces de signo positivo, de lo contrario no existe solución física real para X, pues significaría que $\Phi_{i2} > 1$, lo cual es imposible. Por lo tanto, se despeja la ecuación de segundo grado y se obtiene

$$\diamond X = \sqrt{[(H-1)/H]} \longrightarrow X = \sqrt{(1-1/H)}; \dots\dots\dots(B-17); \text{ Donde } G=1/H$$

$$\diamond X = \sqrt{(1-G)} \dots\dots\dots(B-18)$$

Una vez que se resuelva la ecuación, simplemente se devuelven los cambios para obtener los valores de Φ_{i2} y m_f :

$$\diamond \Phi_{i2} = 1 - X^3; \dots\dots\dots(B-19)$$

$$\diamond mf = Lg(G) / Lg(\Phi_{i2}) \dots\dots\dots(B-20)$$

En resumen, se generó un flujograma donde es posible determinar directamente los valores de Φ_{i2} y m_f , de manera continua para cada pozo (pie a pie), usando como data de input los registros de LLS, LLD y los valores de R_{mf} y R_w , sin necesidad de acudir a iteraciones. Solo se debe generar el algoritmo de cálculo de cuatro pasos:

$$m = \frac{-\log \left[\phi_{NC} + \frac{(1 - \phi_{NC})^2}{\phi_2^{mf} + (1 - \phi_2^{mf} - \phi_{NC}) / \phi_b^{-mb}} \right]}{\log(\phi)}$$

$$G = \frac{\left(\frac{1}{LLS} - \frac{1}{LLD} \right)}{\left(\frac{1}{R_{mf}} - \frac{1}{R_w} \right)}$$

$$X = \sqrt{1 - G}$$

$$\phi_2 = 1 - X^3$$

$$mf = \frac{Lg(G)}{Lg(\phi_2)}$$

Ec. 9. Ecuaciones para el cálculo de Φ_2 y m_f continuo.

Vale resaltar que esta técnica no es aplicable cuando los registros de resistividad que se disponen son registros de inducción, corridos con lodo base aceite, por lo cual, no cumplen con las condiciones para poder aplicar las ecuaciones relacionadas con la teoría matemática de relacionar valores de LLD y LLS, con valores de R_{mf} y R_w .

Seguidamente, para estimar la porosidad secundaria asociadas a vugas aisladas (Φ_{VNC}) también se utilizó la información de los análisis especiales de FF en lo taponos seleccionados del pozo SXX-23, el cual no cuenta con un registro sónico. Esto se llevó a cabo de forma parecida a la Técnica #1, método "c)". Se realizaron iteraciones y se determinó que la mejor manera de cotejar la información era considerar un Φ_{VNC} constante e iterar la porosidad Φ_2 . En la figura 11 se muestra un cotejo aceptable con respecto a los datos medidos. En este caso, se consideró un promedio de 2,8% de porosidad asociada a vugas o microvugas aisladas. A nivel de registros, se colocaron restricciones o "constraints"; por ejemplo, que la Φ_{VNC} no sea nunca mayor que la Porosidad Total (Φ_T), ó que siempre se cumpla que $\Phi_{VNC} < (\Phi_T - \Phi_2)$.

Determinación de parámetros mediante ajuste de datos de FF núcleo AS-23					
mb	mf	$\Phi_{SecTotal}$	FR ($\Phi_{VCN}/\Phi_{SecTotal}$)	Φ_{VCN}	Φ_2
1,875	1,08	0,0294	95,24%	0,028	0,0014
1,875	1,08	0,03108	90,09%	0,028	0,00308
1,875	1,08	0,03332	84,03%	0,028	0,00532
1,875	1,08	0,0392	71,43%	0,028	0,0112
1,875	1,08	0,02800003	100,00%	0,028	2,8E-08

Representación gráfica de los valores de porosidad para cada curva

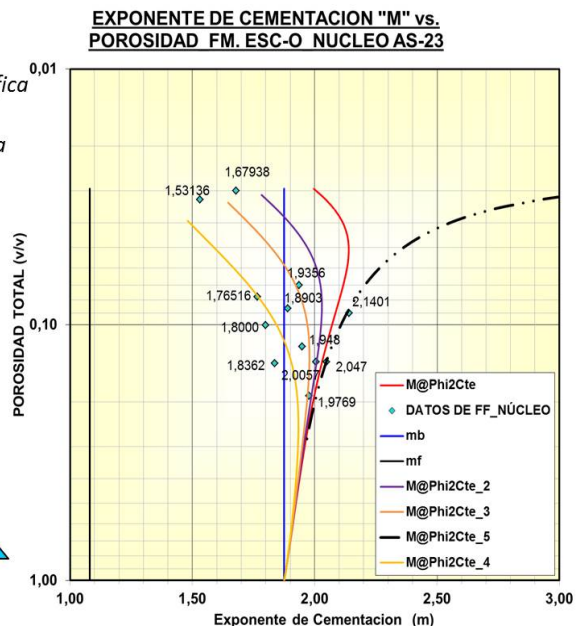
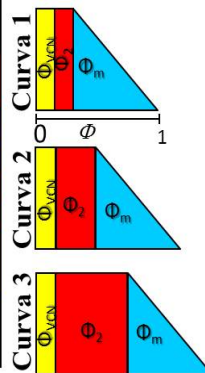


Fig. 11. Método propuesto para estimación de parámetros en Técnica #2.
Discretización de Modelos de Doble o Triple Porosidad

En los párrafos anteriores, se explicó cómo fueron estimados valores constantes de Φ_{VNC} , para cada pozo. Sin embargo, sería incorrecto suponer que en la totalidad de los intervalos de los pozos la porosidad secundaria total incluye siempre porosidades de VNC, ya que, bien podría abarcar solamente porosidades conectadas, y esto no se puede determinar con el simple *crossover Den-Neu-Sónico*. Para resolver este problema, se ha propuesto aplicar otro método adicional que permita la identificación de las zonas donde sí existen porosidades de vugas aisladas y donde no.

Para ello, se precisa hacer uso de la descripción macroscópica y microscópica que se realizó en cada pie de núcleo disponible. Como bien se mencionó en páginas anteriores, se realizó una descripción en función de la textura de la roca observada, la cual se definió de 1 al 4 (En algunas zonas se definió "0" para zonas sin ningún tipo de porosidad como por ejemplo secciones lutíticas).

En cada uno de estos 5 pozos con núcleo se cuenta con información suficiente para relacionar la textura observada con las respuestas provenientes de otras fuentes de información. Por ello, se decidió desarrollar un modelo matemático de redes neuronales convencional, en un *software* petrofísico, en un módulo de tipo MLP (*Multi Layer Perceptron Classification*), que nos permitiera correlacionar la textura con ciertas propiedades interpretadas, considerando que la Textura es una variable discreta similar a una *Petrofacies*. De esta manera, las texturas pueden ser propagadas en el resto de los pozos sin núcleos y así saber con mayor certeza en qué intervalos utilizar modelos de doble o triple porosidad.

Preliminarmente se observó que la textura de la roca guardaba cierta concordancia con el contenido mineralógico de la formación. Esto fue inferido al relacionar la textura con los análisis de DRX ejecutados en los núcleos estudiados, los cuales fueron solicitados detalladamente por los autores durante este estudio (Ver figuras 12 y 13, núcleos ejemplo AS-28 y AS-13).

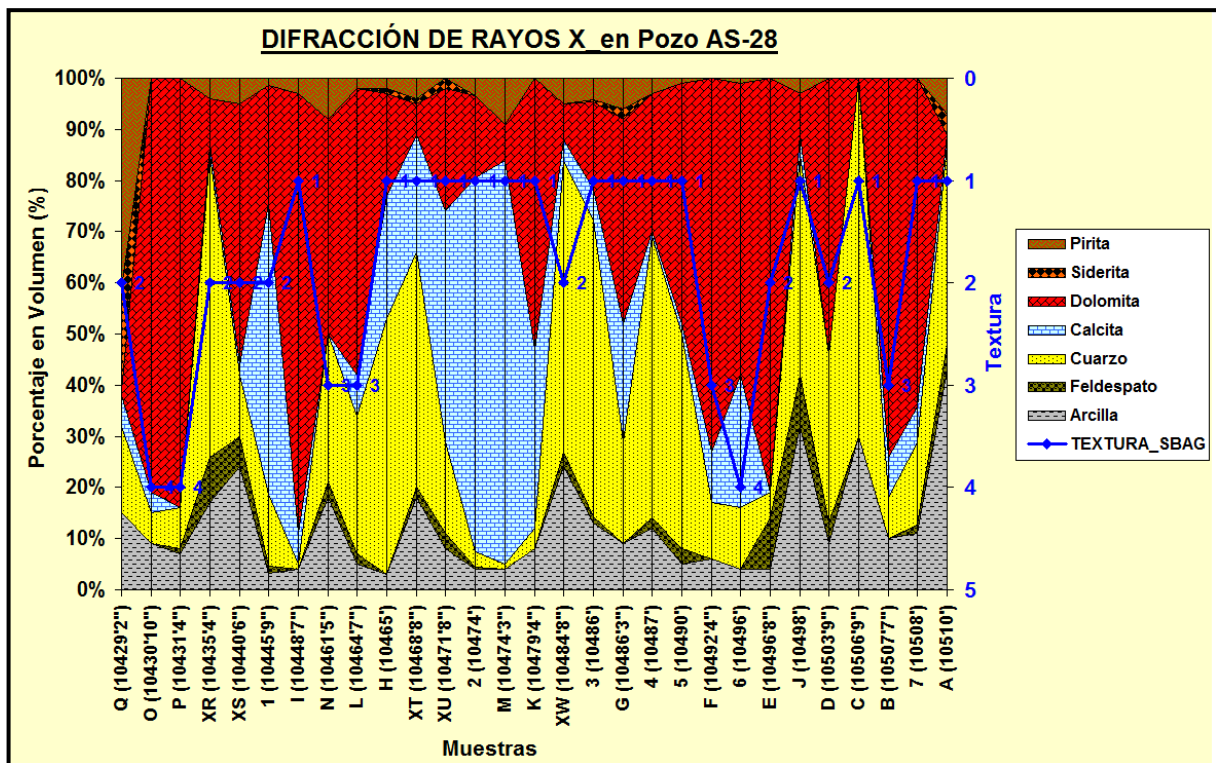


Fig. 12. Relación entre resultados mineralógicos y textura definida en descripción de

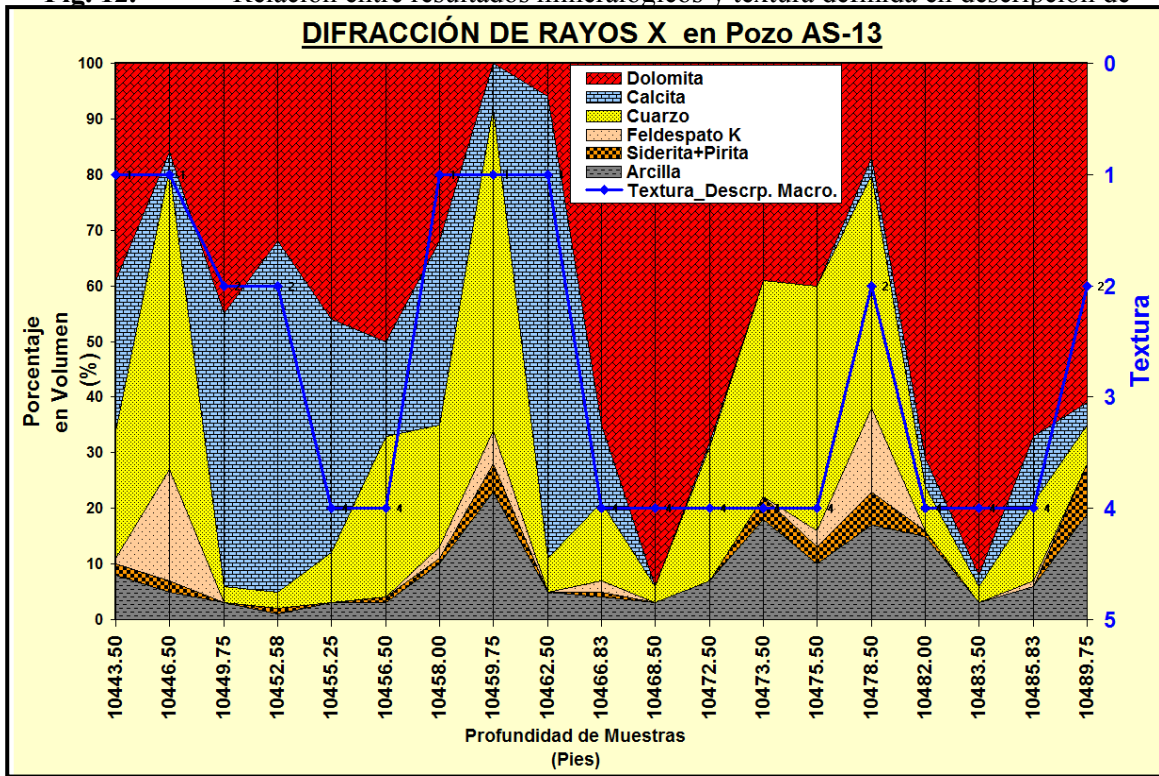


Fig. 13. Relación entre resultados mineralógicos y textura definida en descripción de núcleos.

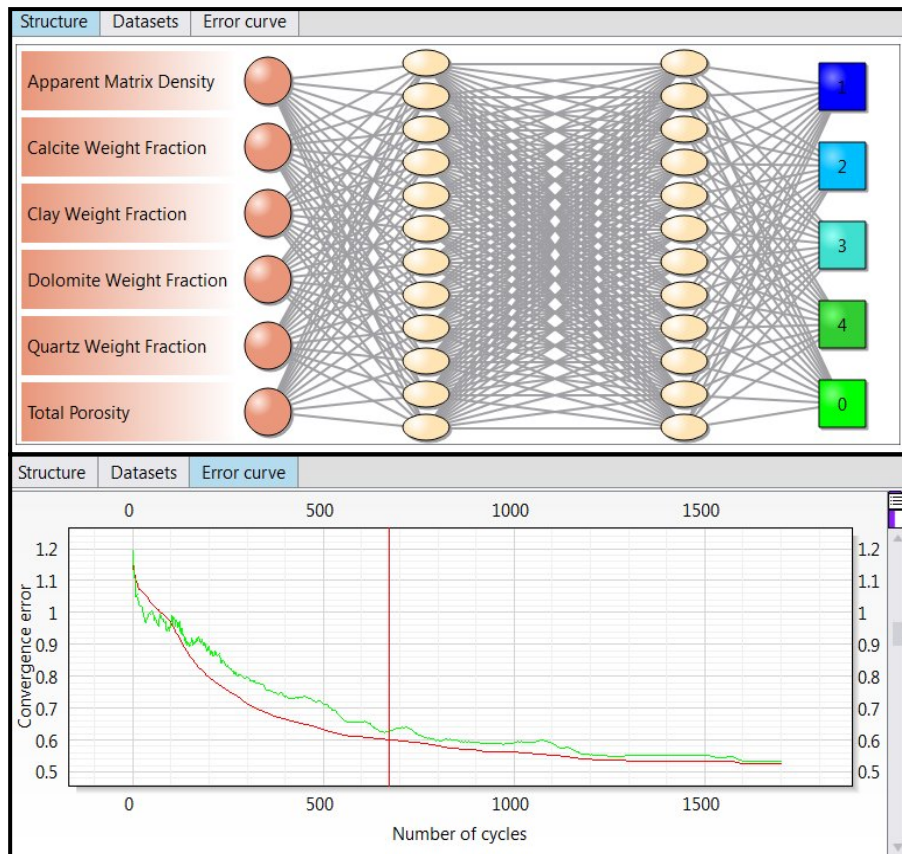


Fig. 14. Diseño del modelo de redes neuronales para propagación de texturas. A pesar de que la correlación no es 100% directa, se observa que existe una relación proporcional mayoritaria entre los valores de la Textura de la roca y los volúmenes de los minerales calcáreos. En algunas de las trampas, la textura se relaciona sólo con el volumen de dolomita, mientras en otros casos, se relaciona con el volumen total de carbonatos (Calcita + Dolomita). A pesar de que las relaciones no son completamente directas, representa un punto de partida bastante efectivo para alimentar el modelo de redes neuronales.

A parte de los principales componentes volumétricos mineralógicos de la roca (Vol_{Cuarzo} , $Vol_{Calcita}$, $Vol_{Dolomita}$, $Vol_{Arcillas}$), se incluyeron también en el modelo las curvas de porosidad total (Φ_T) y de densidad total de grano (ρ_g), ya que ambas curvas pueden ser reproducidas como *output* en los pozos en los que se realizan las evaluaciones petrofísicas cuantitativas tipo multimineral. Como resultado, las mínimas condiciones para un modelo con el menor error, fueron alcanzadas a través de dos Capas de 12 nodos cada una, alcanzando la convergencia a los 1800 ciclos (ver figura 14).

Se observa que existe buena correlación entre la textura simulada y la real, salvo algunas secciones minoritarias, especialmente en los pozos AS-23 y AS-28 (Fig. 15). Sin embargo, la representación de la textura en estos pozos control se considera bastante aceptable para ser propagada al resto de los pozos sin núcleos.

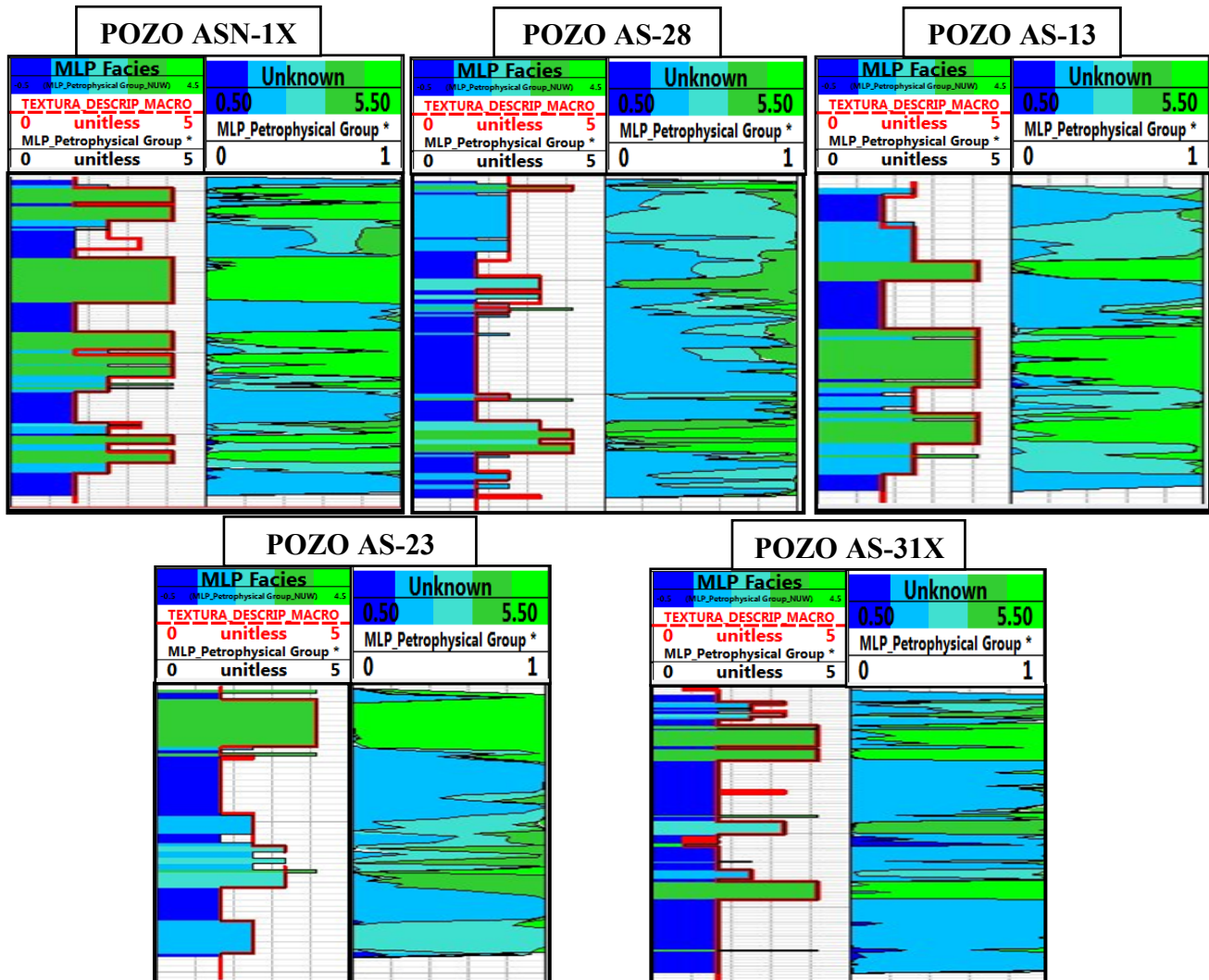


Fig. 15. Cotejo alcanzado en el modelo de redes neuronales en pozos con núcleos (pozos control).

Protocolo para realizar las evaluaciones petrofísicas Cuantitativas

Para la ejecución de las evaluaciones petrofísicas cuantitativas en cada pozo se siguió el siguiente protocolo de forma individual y sistemática (Tabla 2). Por supuesto, con la finalidad de comprobar la metodología diseñada, este flujograma de trabajo se llevó a cabo primero en los Pozos Control para así evaluar resultados coherentes y consistentes. Luego de efectuar las modificaciones pertinentes en los modelos, se procedió a aplicar el protocolo en el resto de los Pozos No control.

TABLA 2 - PROTOCOLO PARA LAS EVALUACIONES PETROFÍSICAS CUANTITATIVAS.	
POZOS CONTROL (CON NÚCLEOS)	POZOS NO CONTROL (SIN NÚCLEOS)
✓ Inicialmente, se realizó en cada pozo con núcleo una evaluación petrofísica multiminerar previa, sin fluidos, para estimar los volúmenes mineralógicos y la curva de densidad de grano total (ρ_{gT}). Estos se comparan y se corroboran con la DRX y con los análisis convencionales en los <i>plugs</i> de tales núcleos. Es de recordar que a nivel de núcleos los datos no son continuos sino que están realizados en niveles de profundidad discretos.	✓ Inicialmente, se realizó una evaluación previa sin fluidos para definir los volúmenes mineralógicos de roca seca, y la curva de densidad de grano total (ρ_{gT}).
✓ Se calculó la porosidad total (Φ_T) en base a las curvas de Densidad-Neutrón. Se resalta que la porosidad de Densidad (Φ_D) se ajustó utilizando la densidad de grano total (ρ_{gT}) proveniente de la evaluación previa multiminerar.	
✓ Se realizó el cálculo de parámetros necesarios para la aplicación de la Ecuación General de Aguilera y Al-Gamdi (adaptada por Guzmán y Barrios). Tales parámetros son la Porosidad Intergranular, la Porosidad Secundaria Conectada, Porosidad Secundaria no Conectada, m_b y m_f. Este paso dependía de si se estaba evaluando un pozo control ó un pozo no control:	
✓ Para cada pozo control, se aplicó una de las técnicas descritas en la Metodología: ↳ En 4 pozos con núcleos se aplicó la Técnica#1 anteriormente descrita, ♦ Se calibró el DT_{matrix} en función de las proporciones mineralógicas. ♦ Seguidamente, se calcula la porosidad primaria o intergranular (Φ_m). ♦ Se determinó la Porosidad Secundaria Total realizando la resta ($\Phi_{SecT} = \Phi_T - \Phi_m$). ♦ Se calculan valores separados de Φ_2 y Φ_{VNC}, además de m_b y m_f, a partir de los análisis especiales de núcleo (FF). ↳ En el pozo SXX-23 con núcleo, se aplicó la Técnica #2 anteriormente descrita. La porosidad secundaria conectada (Φ_2) fue medida a partir de la integración de las curvas de resistividad LLD/LLS. Dado que en este pozo no se cuenta con un registro sínico, El valor de Φ_{VNC} fue estimado de los análisis especiales FF de este núcleo.	✓ En los pozos no control, se aplicó una de las técnicas descritas en la Metodología, dependiendo de si el pozo cuenta con registro sínico: ↳ Si el pozo cuenta con un Registro Sínico, se aplicó la Técnica#1 anteriormente descrita: ♦ Se calibró el DT_{matrix} en función de las proporciones mineralógicas. ♦ Seguidamente, se calcula la porosidad primaria o intergranular (Φ_m). ♦ Se determinó la Porosidad Secundaria Total realizando la resta ($\Phi_{SecT} = \Phi_T - \Phi_m$). ♦ Se calculan valores separados de Φ_2 y Φ_{VNC}, además de m_b y m_f, a partir de los análisis especiales de núcleo (FF). ↳ Si los pozos no disponían de Registro Sínico, pero sí de Resistividad Laterolog, se aplicaba la Técnica #2 anteriormente descrita. La porosidad secundaria conectada (Φ_2) fue calculada de la integración de las curvas de resistividad LLD/LLS. Los valores de Φ_{VNC} se estimaron a partir de los análisis FF del núcleo más cercano.
✓ Se calcularon las curvas de “m 3p” para un modelo de triple porosidad con la $\Phi_{VNC} > 0$ definido	

en el paso anterior, y también un "m_2p" para un modelo de doble porosidad considerando una $\Phi_{VNC}=0$.	
✓ Luego, de acuerdo a la textura definida durante la descripción macroscópica de los núcleos en cada intervalo (llevado a profundidad de registro), se generó una curva compuesta de "m_final". Es decir, donde la textura es de 1 ó 2, se utilizaría la curva del modelo de doble porosidad "m_2p"; y donde la textura es 3 ó 4, se utilizaría "m_3p" modelo de triple porosidad.	✓ Se propagó la Red Neuronal para determinar la curva de Textura. Luego, de acuerdo a la textura definida se generó una curva compuesta de "m_final". Es decir, donde la textura es de 1 ó 2, se utiliza la curva del modelo de doble porosidad "m_2p"; y donde la textura es de 3 ó 4, se utilizará la curva del modelo de triple porosidad "m_3p".
✓ Posteriormente, aplicando la Ecuación de Simandoux Modificada, se calcularon las curvas de Saturación de Agua (S_w) y de Permeabilidad Absoluta, para cada pozo control, y para cada pozo no control.	
✓ Finalmente, se calcularon valores de ANT y ANP en función de los resultados obtenidos, tal como se realizó para los pozos control. Igualmente, se definió un "Flag" denominado <i>Pay_Sec</i> , referido a las secciones de ANP que a su vez poseen una textura mayor de "1", es decir, zonas de ese ANP que adicionalmente poseen fracturas o vugas.	

Análisis de Resultados

Clasificación de roca

En la clasificación por composición se observa la mezcla de los materiales carbonáticos y siliciclásticos en este miembro, encontrándose algunos intervalos de carbonatos más puros. Para los fines de este trabajo una vez identificada la roca de acuerdo a su composición, se realizó una clasificación amplia que permite relacionar el contenido litológico con la porosidad presente y su distribución. De esta manera se pudo establecer una relación entre el contenido carbonático y la presencia de porosidades secundarias conectadas que permita el almacenamiento y flujo del hidrocarburo, o la disminución de porosidades debido a la alta inclusión de siliciclásticos o la precipitación de material carbonático (Fig. 16). A continuación, se describe la clasificación ampliada:

Dolomía Masiva: Roca con dolomita como mineral mayoritario acompañada de calcita y/o siliciclásticos. Macroscópicamente es una roca con porosidad tipo vugas y fracturas sinsedimentarias. Microscópicamente presenta porosidad interpartícula, vugas aisladas intrapartícula y móldica, y vugas conectadas tipo cavidades, disoluciones y fracturas. Esta dolomía es una roca masivamente dolomitizada con más de dos tipos de porosidad que permita su conexión y efectividad. En la figura 10 se puede observar el aspecto de la dolomía masiva con presencia de vugas cuya ocurrencia por pie y tamaño varía de un núcleo a otro con un rango de tamaño de 0.03 a 10mm. Las fracturas diagenéticas no tienen un patrón fijo y también varían en los diferentes núcleos. En las secciones finas se observa la presencia de dolomita barroca y los diferentes tipos de porosidades secundarias ocasionalmente disminuidas por precipitaciones de calcita.

Dolomía Parcial: Roca con dolomita como mineral principal acompañada de calcita y/o siliciclásticos. Macroscópicamente esta roca puede desarrollar porosidad secundaria tipo vuga y presenta conchas, estilolitas y escasas fracturas. Ocasionalmente presenta precipitaciones de calcita. Microscópicamente presenta porosidad interpartícula, del tipo aislada intrapartícula algunos moldes y conectada con cavidades y disoluciones. No presenta fracturas sinsedimentaria. La dolomita presente es del tipo barroca, presenta granos de siliciclásticos y precipitaciones de calcita que disminuyen la porosidad secundaria.

Arenisca Carbonática: Roca con mayor ocurrencia de silicicláastos acompañado de material carbonático, en algunos casos los porcentajes de silicicláastos y carbonatos se encuentran bastante parejos. Macroscópicamente es una roca de aspecto arenoso masivo, eventualmente presencia de pequeñas vugas, algunas conchas y precipitaciones de calcita. Microscópicamente se observan granos de silicicláastos con cristales de dolomita, en algunas ocasiones precipitaciones de calcita. La porosidad es interpartícula y tipo vuga no conectada intrapartícula y conectada tipo disoluciones y cavidades que le proporciona buenas propiedades. En las secciones finas se pueden observar los granos de siliciclastos sub redondeados a sub angulares con granos de dolomita, precipitaciones de calcita y minerales arcillosos.

Dolomía Arenosa: Roca con porcentajes equivalentes de dolomita/calcita y silicicláastos. Macroscópicamente tiene una textura masiva/arenosa, con algunas precipitaciones de calcita, laminaciones y estilolitas. Microscópicamente son cristales de silicicláastos en una matriz dolomítica y solo presenta porosidad del tipo intercrystalina y vugas no conectadas intrapartícula. En las secciones finas se observan los granos de silicicláastos sub angulares en una matriz carbonática, minerales de arcilla y pirita.

Carbonato Compacto: Roca mayormente compuesta por carbonatos. Macroscópicamente tiene un aspecto masivo calcáreo con conchas preservadas y algunas fracturas rellenas de material calcáreo. Microscópicamente es una roca con cristales de dolomita barroca o calcita con muy poca porosidad interpartícula y ocasionalmente acompañada de siliciclastos, pirita, material orgánico y arcilloso.

Packstone Dolomitizado: Roca mayormente compuesta por calcita con un poco de dolomita. Macroscópicamente es de carácter masivo presenta conchas en algunos casos piritizadas, laminaciones, estilolitas y fracturas rellenas. Microscópicamente se observan conchas mayormente calcificadas en una matriz micrítica, rombos de dolomita bien definidos y algunos granos de siliciclastos, con escasa porosidad tipo vuga aislada y escasas fracturas.

Relación de litología e índice de texturas de roca

Las rocas que conforman el Miembro “O” de la Formación Escandalosa en el área de estudio se clasificaron según su aspecto macroscópico, contenido mineralógico y características microscópicas, con especial enfoque en el espacio poroso y su distribución en la roca. En general estas rocas tienen una importante influencia carbonática, con gran presencia tanto de dolomita como de silicicláastos; solo pocas rocas llegan a tener solo un 5% de siliciclastos, por lo que se definen como carbonatos de mezcla.

Por una parte, se tienen las rocas en las que el carbonato domina sobre los siliciclastos como: Dolomías masivas, Dolomía parcial, carbonatos compactos y *packstone* dolomitizados. De este grupo, las rocas que muestran la mejor interconexión de poros son:

- **Dolomía masiva:** Muestra una textura 4 con vugas y fracturas y se encuentra impregnada en todos los núcleos.
- **Dolomía parcial:** Macroscópicamente presenta textura de 1 a 4: sin embargo, en núcleo se encuentra impregnado cuando desarrolla porosidad secundaria macroscópicamente.

Por otro lado, se tienen dos tipos de rocas ricos en carbonatos con muy baja porosidad e interconexión de poros:

- **Carbonato compacto:** Es una roca que solo puede desarrollar porosidad interpartícula no conectada que no muestra impregnación de hidrocarburo en los núcleos de pozos. Se identifica con textura de matriz 1 y eventualmente fracturada textura 2.
- **Packstone Dolomitizado:** Esta roca con alto contenido fósil presenta porosidad aislada del tipo interpartícula y móldica. La textura de esta roca va de 1 a 3 y no muestra impregnación de hidrocarburo.

Carbonatos con poca o nada de porosidad



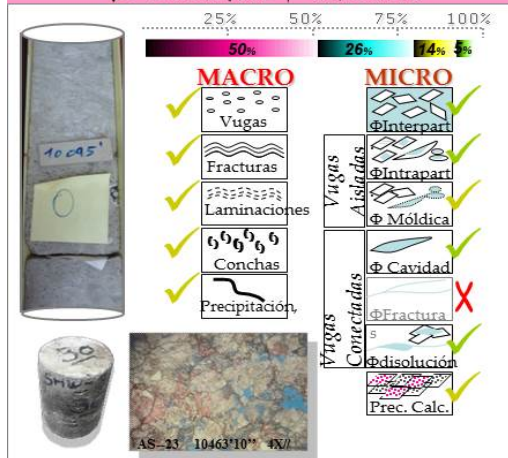
Carbonatos con buena porosidad



Carbonatos con inclusión de clásticos



Dolomía Parcial



Dolomía Arenosa



Fig. 16. Clasificación de la roca del Miembro “O” Formación Escandalosa
Existen rocas en las que domina el siliciclasto sobre el carbonato, que es mayormente dolomita, son:

- **Arenisca Carbonática:** El aspecto microscópico de esta roca de granos de siliciclastos con cristales de carbonatos tiene una buena interconexión del espacio poroso, con disoluciones y cavidades que conectan la porosidad inter e intrapartícula. Macroscópicamente puede tener textura de 1 a 4 y se encuentra impregnada en los núcleos de pozos.
- **Dolomía Arenosa:** Esta roca microscópicamente tiene una apariencia de granos de siliciclastos en una matriz calcárea con porosidad inter e intrapartícula del tipo aislado. Generalmente tiene textura de matriz y eventualmente con algunas vugas sin impregnación de hidrocarburo en los núcleos de pozos.



Fig. 17. Relación de Textura y clasificación de roca

Finalmente se tiene el grupo de rocas arciliticas y bioturbadas que macroscópicamente muestran una textura solo matriz y eventualmente fracturada, y son ricas en minerales arcillosos con escasa porosidad interpartícula. En la figura 17 se hace una relación de la clasificación de las rocas, la textura y la impregnación de hidrocarburo mostrada en los núcleos. Como se observan las rocas con impregnación de hidrocarburo son en las que hay una buena distribución del espacio poroso y éste se encuentra interconectado. En este caso las rocas más prospectivas son las esas rocas carbonáticas altamente dolomitizadas cuyo espacio poroso está interconectado por las vugas, disoluciones y fracturas diagenéticas. Igualmente, las rocas con siliciclastos como componente principal pero con un desarrollo importante de material carbonáticos, pueden considerarse como unidades prospectivas, en este caso las cavidades y disoluciones del material carbonático produce la interconexión del espacio poroso interpartícula entre granos y cristales.

Por su parte, en las rocas que presentan gran acumulación de restos fósiles (*Packstone* dolomitizado), la interconexión de poros se ve limitada por el bajo índice de disoluciones que se dan de manera aislada al igual que el espacio interpartícula. En los carbonatos compactos la acumulación de dolomita y los procesos posteriores que revierten la dolomitización, producen una roca sin espacio poroso interconectado.

En el campo Maporal los subambientes en los que ocurrió la dolomitización masiva son muy locales por lo que lateral y verticalmente las texturas no se mantienen ni hay un cambio gradual de las mismas que permita la identificación de bloques o zonas con propiedades constantes, no

obstante, en las zonas en las que se reúnen rocas de diferentes texturas consideradas unidades de flujo con porosidades por encima del 6% son capaces de almacenar hidrocarburo.

Resultados de Evaluaciones Petrofísicas Cuantitativas

Tal como fue explicado previamente, fue diseñada una metodología capaz de modelar los valores del exponente de cementación total, basado en la definición previa de varias propiedades de la roca, tal como porosidad total, porosidad secundaria conectada, porosidad secundaria no conectada, textura de la roca, mineralogía, entre otros. A continuación, se presentan algunos resultados obtenidos durante el desarrollo de esta metodología, así como también las evaluaciones petrofísicas finales ejecutadas en pozos control y no control.

Siguiendo el protocolo mostrado en la Tabla 2, para los pozos control se generaron curvas de exponente de cementación que luego fueron cotejadas con los valores de "m" provenientes de los análisis especiales de núcleos medidos en una serie de tapones, la mayoría seleccionados por los autores, con texturas variadas.

En las figuras 18 al 20, se observan los resultados de esta metodología llevada a cabo en los pozos control ASN-1X, AS-23 y AS-31X. En estos pozos control, se presentan dos carriles mineralógicos, el carril de la izquierda representan los análisis de DRX en los núcleos, mientras que el carril de la derecha constituye la evaluación volumétrica de minerales a partir de la evaluación petrofísica preliminar. En todos los casos se observa que existe correlación entre las composiciones mostradas en ambos carriles, lo cual corrobora la representatividad de los resultados obtenidos.

En el pozo ASN-1X se aplicó la Técnica # 1, donde se cuenta con un registro sísmico. En la Figura 18, en los últimos carriles del set de registros de las siguientes figuras, se muestra la estimación de las curvas de exponente de cementación de "m" variable, tanto para un modelo de doble porosidad ($\Phi_{VNC}=0$) en el carril 3 de derecha a izquierda; como para un modelo de triple porosidad ($\Phi_{VNC}>0$) en el carril 2 de derecha a izquierda. La curva final de "m" compuesta ("m_final"), presentada en el último carril, en última instancia depende de la Textura definida durante la descripción macroscópica pie a pie. Se recuerda que en los pozos no control, la textura fue definida a partir de las redes neuronales. En cada pozo control, incluyendo los mostrados en las figuras anteriores, se observó una correlación bastante aceptable entre la curva compuesta "m_final" y los datos reales medidos en el laboratorio. Esto también se observa en la figura 20 en el pozo control AS-31X.

También se presentan los resultados en el pozo AS-23 (Figura 19), pozo control que no dispone de registro sísmico. Igualmente se observa buen cotejo entre los datos simulados y los datos leídos. Se observa que hacia el ciclo O3_A_AC se presenta una leve disminución del exponente "m" que también se reproduce en la curva generada.

Seguidamente, se realizó la evaluación petrofísica en estos pozos control, enfocando el estudio en los resultados de la saturación de agua (S_w). Como ejemplo de la evaluación petrofísica final se muestra la evaluación final en el pozo control AS-31X (Figura 20). El modelo de saturación de agua usado fue el de Simandoux modificado y fue corroborado primeramente en función de los resultados volumétricos de producción en los pozos, en segunda instancia a las pruebas de saturación de fluidos llevadas a cabo en los tapones de núcleos; y en último término, en la inspección macroscópica al núcleo en el cual se asignó una escala de 0 a 4 en intensidad de impregnación de crudo (último carril, figura 20).

Se observa que, a grandes rasgos, existe correspondencia entre los datos de la Curva de S_w resultante de la evaluación petrofísica y los datos de S_w medidos en los tapones de núcleo. A su vez, se observa que el análisis de ANT, ANP muestran alrededor de 3 intervalos con porosidad total y

saturación de agua aptas para el aporte de hidrocarburos. lo cual se correlaciona muy bien con las texturas descritas en el núcleo.

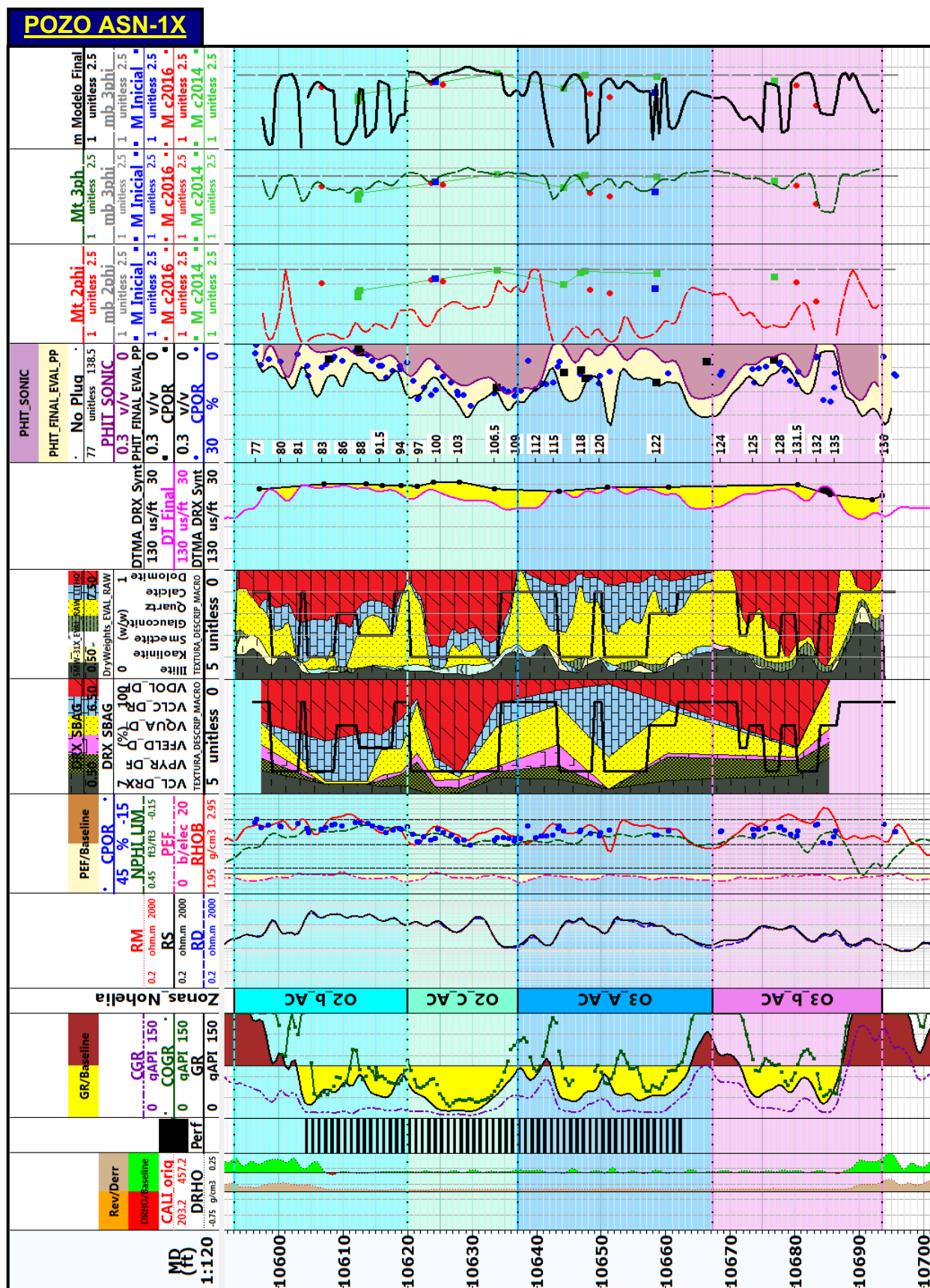


Fig. 18. Resultados del modelo de exp. de cementación total "m". Pozo control ASN-1X.

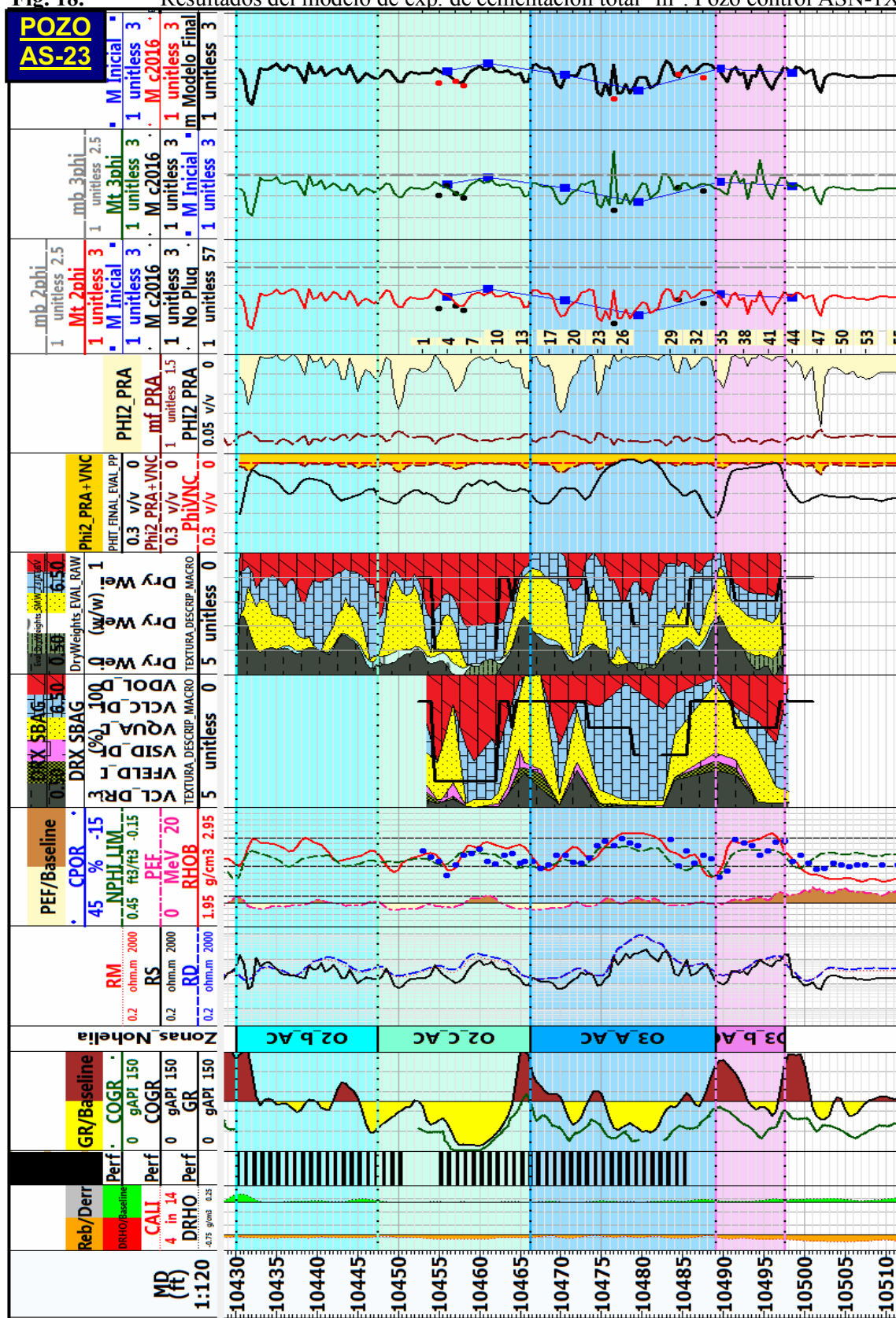
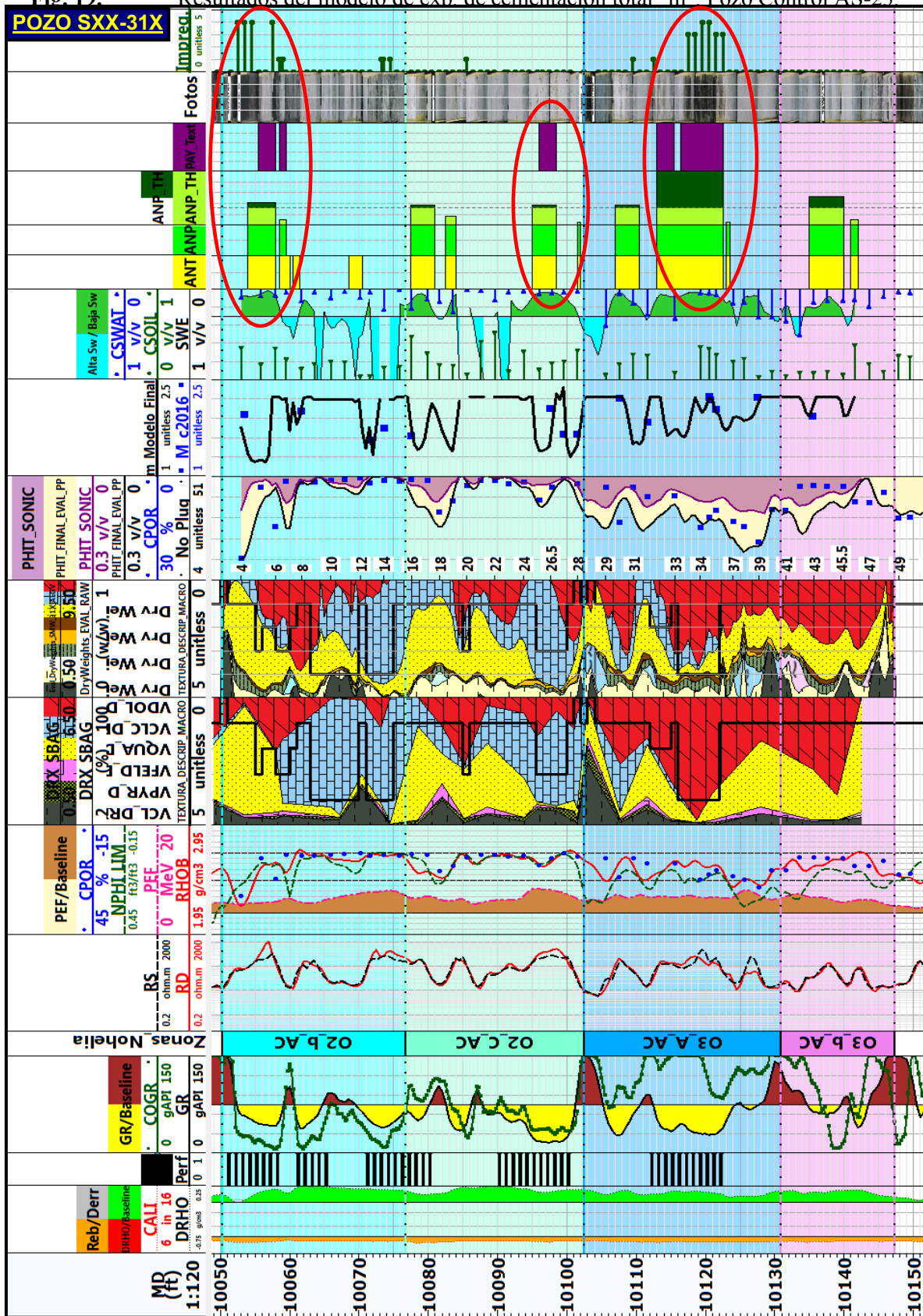


Fig. 19. Resultados del modelo de exp. de cementación total "m" Pozo Control AS-23



POZO AS-17

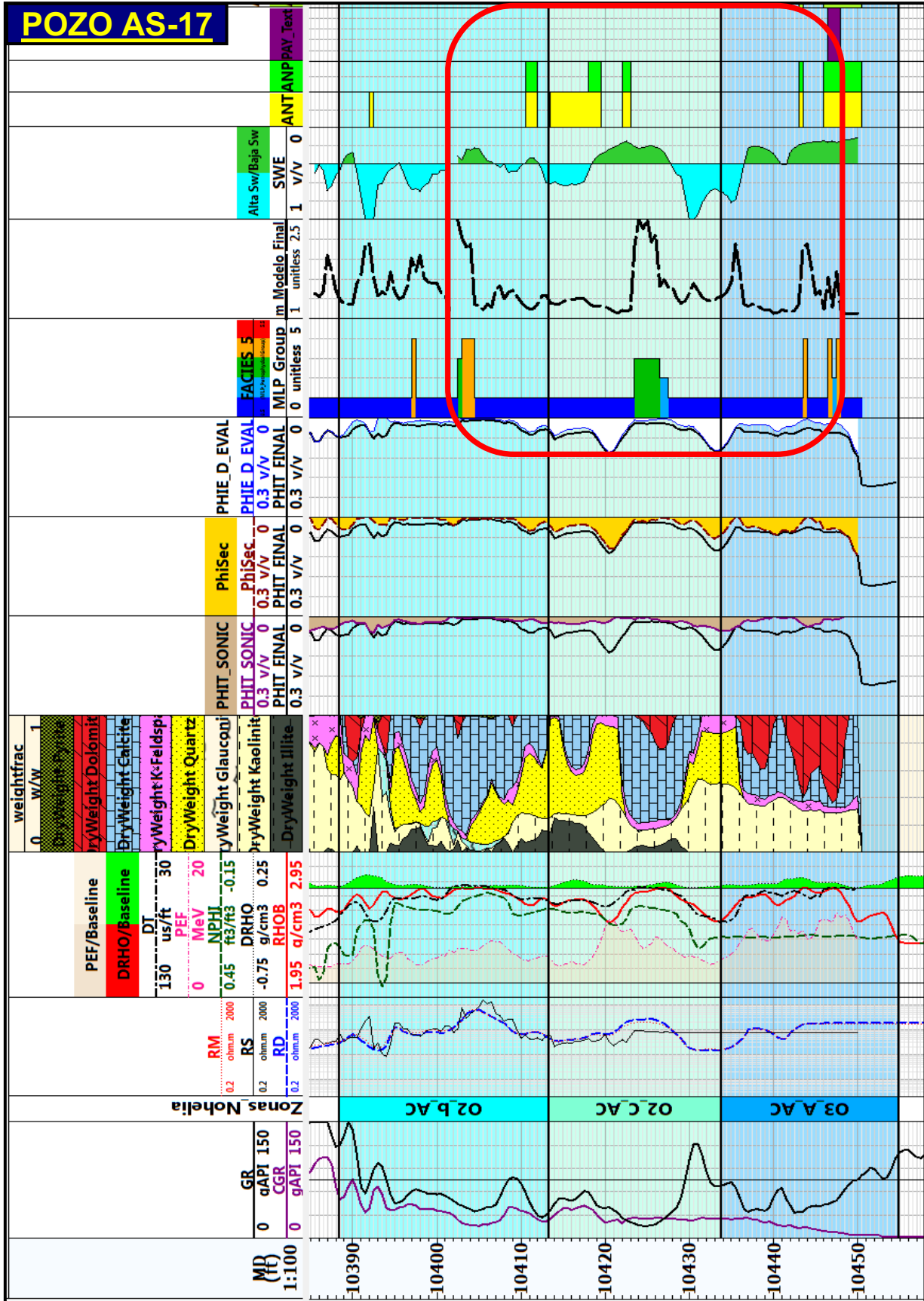


Fig. 21. Resultados de la Evaluación Petrofísica Completa. Pozo No Control AS-17.

Durante este proyecto, el pozo AS-31X, fue re-evaluado a través de la metodología mostrada. Los cambios realizados en la variable "m" generaron una disminución de la S_w promedio de 50% (valor oficial) a 20%. El pozo estaba suspendido por bajo aporte, pero dado que durante este estudio aún se reconocía prospectividad, se propuso acidificar los intervalos intermedios que fueron perforados durante la completación original 10990'-10100' (3075m-3079m), y perforar adicionalmente los intervalos inferiores y superiores que mostraban menor resistividad pero mejor calidad de roca e Índice de Textura >1; inclusive, allí en esos intervalos también se mostraba impregnación en los núcleos preservados. En función a estas recomendaciones realizadas, el pozo fue abierto a producción, obteniendo altas tasas de crudo con poco %AyS. A la fecha, el pozo ha logrado acumular un total de 290.442 BNP, reportando 300 BNPD y 4%AyS (Julio-2019). Adicionalmente, la reinterpretación petrofísica de este pozo ejecutada en este estudio, permitió actualizar el mapa isópaco-estructural y el modelo geoestadístico, conllevando a un incremento en el volumen de reservas recuperables de este yacimiento en un 100%.

Por otra parte, se presentan resultados de la evaluación petrofísica en un pozo no control tomados como ejemplo (Figuras 21). En el pozo AS-17, se observa que los intervalos que presentan mejores prospectividades a nivel de este miembro, ya han sido cañoneados (carril 1), coincidiendo con una buena tasa de producción. Sin embargo, al poco tiempo el pozo presentó un atascamiento de un equipo BES (pescado) y fue suspendido (Nov-92). La última tasa reportada fue de 335 BNPD y 26%AyS, acumulando hasta esa fecha un N_p de 51.540 BNP. Esto significa una posible oportunidad para continuar desarrollando reservas en una trampa donde sólo existe este pozo perforado. En base a una nueva interpretación estructural y petrofísica, esta trampa se considera separada del yacimiento oficial tradicional, y se propone oficialmente como un nuevo yacimiento.

Por otro lado, en varios pozos no control, se pudo observar que existen intervalos de alta prospectividad en términos de ANT y ANP y que a su vez, ciertos intervalos tienen texturas >1 (*Flag Pay_Sec*). Estos espesores de ANP aún no han sido cañoneados y permanecen como oportunidades para el desarrollo de reservas mediante algún trabajo de RA/RC.

Cálculo de Reservas

El Miembro "O" de la Formación Escandalosa en el área de estudio, consiste en un nivel litológicamente complejo con cambios de facies laterales y verticales abruptos que no permite realizar un cálculo de reservas de la manera convencional. Este Miembro dista mucho de ser un yacimiento carbonático puro, más bien es un carbonato de mezcla donde la inclusión de siliciclastos es alta y donde su prospectividad depende del desarrollo de espacios porosos que logren conectarse y formar una red de flujo. Para los yacimientos definidos a nivel del Miembro "O" se debe tener en cuenta que no se trata de un yacimiento convencional, por lo que el cálculo de reservas no se puede efectuar de manera regular.

En la figura 22 se muestra un esquema (a) que representa un modelo de un yacimiento convencional en la que la parte verde representa la zona saturada de hidrocarburo (con Saturación de agua irreducible) y la parte azul el acuífero, si a nivel del Miembro "O" se calculan las reservas con este modelo, se estarían sobrestimando las reservas ya que se consideraría que todo lo que se encuentre estructuralmente por arriba de la Base de la Columna de Petróleo (BCP) está totalmente saturado de hidrocarburo, cuando realmente en estos yacimientos las zonas saturadas de hidrocarburo se intercalan con zonas saturadas de agua.

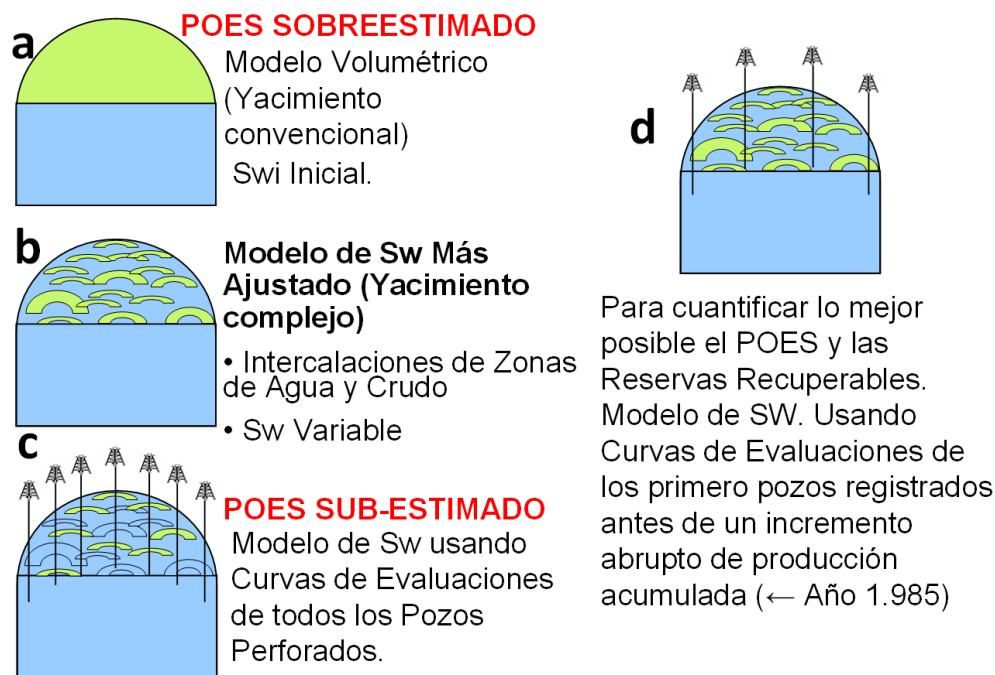


Fig. 22. (a) Modelo de yacimiento convencional. (b) Modelo del yacimiento complejo que representan los yacimientos del Campo Maporal a condiciones originales. (c) Modelo de yacimiento considerando las curvas de Sw, donde se ve el drenaje de hidrocarburo. (d) Modelo de yacimiento complejo considerando las condiciones originales a partir de las curvas de Sw calculadas en pozos perforados antes del drenaje masivo.

En el esquema (b) se representan los a condiciones originales, en la que por encima del BCP se tiene la intercalación de zonas de petróleo y agua. Por otra parte, si se considera que la intercalación de zonas de hidrocarburo y zonas de agua en estos yacimientos complejos y se realiza el cálculo de reservas utilizando las curvas de saturación de agua realizadas a partir de las evaluaciones petrofísicas, se estarían subestimando las reservas, ya que en este caso los pozos estarían detectando el drenaje ocurrido en los yacimientos como se muestran el en esquena (c).

Con la finalidad de realizar un cálculo de reservas más preciso en los yacimientos, se evalúa la producción de petróleo y agua de los pozos, notándose que hasta el año 1985 no había ocurrido un drenaje importante e irrupción de agua, por lo que se puede considerar que las curvas de S_w calculadas en los pozos perforados hasta esta fecha representan las condiciones originales (d).

Por otro lado, como fue sugerido por el profesor Roberto Aguilera en su trabajo JCPT-94-09-02, en yacimientos con porosidad secundaria, originalmente en las zonas petrolíferas (No acuífera, $S_o > 0\%$), se puede considerar que la S_w en las fracturas debe ser casi despreciable, debido principalmente a la baja presión capilar existente en este espacio poroso. Por ello, para el cálculo de POES se sumaría: 1.-El POES encontrado en el espacio intergranular a partir de la porosidad primaria y el modelo de S_w irreducible; 2.-El POES encontrado en el espacio de porosidad secundaria con una saturación de hidrocarburo cercana a 1 como se muestra en el siguiente esquema (Figura 23).



Fig. 23. Cálculo de POES en los yacimientos a nivel del Miembro “O”.

Conclusiones

- Litológicamente el Miembro “O” de la Formación Escandalosa se definió como un carbonato de mezcla con alta inclusión de siliciclastos. En general estas rocas tienen un porcentaje de carbonato y siliciclastos bastante parejos. En las rocas cuyo dominio es el material carbonático las unidades prospectivas son aquellas con porosidad secundaria conectada por vugas y fracturas sinsedimentarias (Dolomía masiva y dolomía parcial). Las rocas con predominio de siliciclastos definidas como arenisca carbonáticas poseen porosidad interconectada consideradas unidades de flujo.
- Las fracturas presentes en el Miembro “O” son fracturas diagenéticas sin una orientación preferencial, por lo que no se considera un yacimiento naturalmente fracturado. Este miembro es un yacimiento en el que la capacidad de sus rocas para almacenar hidrocarburo se condiciona a la presencia de dos o más tipos de porosidad secundaria, móldica de disolución, cavidades y fracturas que interconecta el espacio poroso.
- En el Campo Maporal las facies cambian bruscamente tanto vertical como lateralmente, por lo que no se pueden definir capas o bloques con propiedades constantes, sin embargo, en las zonas en las que se reúnen rocas de diferentes texturas consideradas unidades de flujo se muestran como zonas prospectivas.
- La textura 1 predomina en el Campo Maporal con un 70% de ocurrencia seguida por la textura 4 con 18% y en menor proporción las texturas 2 y 3 (8% y 7%).
- La variabilidad en la textura de la roca genera cambios verticales muy marcados en los valores de “m”. Se pudo estimar un modelo de “m” variable con base a la utilización de los registros de Densidad-Neutrón-Sónico y su integración con los análisis especiales petrofísicos FF-IR, especialmente en los tapones de núcleos seleccionados con texturas diversas (Técnica#1).
- En algunos casos donde los registros sónicos no se encontraban disponibles, se acudió como segunda instancia a la interpretación de los registros de LLD/LLS mediante la metodología del Prof. Aguilera adaptada por Guzmán-Rangel (Técnica#2), obteniendo resultados satisfactorios.
- El modelo geoestadístico elaborado en función de las evaluaciones petrofísicas y la determinación de Texturas, muestra que la mayoría de las rocas no superan el 15% de porosidad total, mientras que las porosidades secundarias son bajas, con predominancia de 0 a 2%.
- En el yacimiento AS-31X, la reinterpretación petrofísica generó una disminución en la saturación de agua inicial. Esto, en conjunto con el nuevo enfoque para el cálculo de POES

nivel geostadístico y volumétrico, conllevó a incrementar sus reservas recuperables en un 100%.

- Se re-evaluaron en este proyecto 5 yacimientos probados, y se definieron 2 nuevos yacimientos probables denominados "O AS-17" y "O AS-25". El pozo AS-17 se ubica en una pequeña cuña al sureste de la trampa "O AS-1" (Área tradicional), donde se calculó alrededor de 1 MMBNP de POES y 277 MBNP de Reservas Remanentes. Este pozo fue reinterpretado y presenta buenas prospectividad, sin embargo, tiene un equipo BES atascado que debe ser recuperado.

Referencias

- Aguilera Roberto, 1994, "Formation Evaluation of Coalbed Methane Formations". Servipetrol Ltd.
- Aguilera Maria Silvia, Aguilera Roberto, 2003, "Improved Models for Petrophysical Analysis of Dual Porosity Reservoirs", PETROPHYSICS, Vol. 44, No. 1 (January-February 2003); P. 21–35.
- Aguilera Roberto F., Aguilera Roberto, " A Triple Porosity Model for Petrophysical Analysis of Naturally Fractured Reservoirs". PETROPHYSICS, Vol. 44, No. 1 (March-April 2004); P. 157–166.
- Aguilera Roberto, University of Calgary, 2008, "Role of Natural Fractures and Slot Porosity on Tight Gas Sands", SPE Paper 114174.
- Aguilera C.G, Aguilera, R., 2009, "Effect of Fracture Dip on Petrophysical Evaluation of Naturally Fractured Reservoirs", JCPT, Vol. 48, No. 7.
- Alden Martin, Stephen Solomon, and Dan Hartmann, 1997. " Characterization of Petrophysical Flow Units in Carbonate Reservoirs". American Association of Petroleum Geologists.
- Ali Al-Ghamdi, Aguilera Roberto, Universidad de Calgary; Bo Chen, Yangtze University; SPE 2011, "An Improved Triple-Porosity Model for Evaluation of Naturally Fractured Reservoirs". Paper presented at the Trinidad and Tobago Energy Resources Conference 2010.
- Archie, G.E. 1942. The Electrical Resistivity log as aid in determining some reservoir characteristic. SPE-942054-G. Trans. AIME, 146: 54-62.
- Bejarano, C., 2000. Sequence Analysis and Sedimentology of the Gobernador Formation, Barinas Basin, Venezuela. VII Simposio Bolivariano de Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas, Caracas Septiembre 2000.
- Berg C.R., SPE, 2006. "Dual Porosity Equations From Effective Medium Theory", SPE 101698.
- Dunham, R. J., 1962, Classification of carbonate rocks according to depositional texture. In: Ham, W. E. (ed.), Classification of carbonate rocks: American Association of Petroleum Geologists Memoir.
- Lucia, F. J., 1995, Rock-fabric/petrophysical classification of carbonate pore space for reservoir characterization: AAPG Bulletin, v. 79, no. 9, p. 1275–1300.
- Nelson Philip H. and Bird Kenneth J., 2005, "Porosity-Depth Trends and Regional Uplift Calculated from Sonic Logs, National Petroleum Reserve in Alaska". U.S. Geological Survey. Scientific Investigations Report 2005–5051.
- Lucia, F., 2007, Book "Carbonate Reservoir Characterization",
- Méndez, J., 2002, Caracterización Sedimentológica del Miembro "O" en el área de Barinas Venezuela.
- Mount, J., 1985, "Mixed siliclastic and carbonate sediments: a proposed first-order textural and compositional classification.

Curriculum Vitae - Autor: MSc. Andrés Eduardo Guzmán (Autor Presentador)

Egresado de la Universidad del Zulia (Venezuela), distinción *Summa Cum Laude*, en Ingeniería de Petróleo. Inicialmente en el año 2006, al comienzo de su carrera se desempeñó como Ingeniero de Yacimientos por dos años, y posteriormente como Petrofísico de Estudios Integrados hasta la actualidad. Durante estos años ha realizado modelos petrofísicos completos y evaluaciones cuantitativas en formaciones clásticas y en complejas formaciones de carbonatos de mezcla y

múltiple porosidad. Entre los años 2009-2012, trabajó como Profesor Adjunto en la *Universidad Experimental de las Fuerzas Armadas* (UNEFA-Venezuela), dictando cátedras de ciclo profesional como Ingeniería de Yacimientos o Evaluación Petrofísica de Formaciones. En 2018 obtuvo con honores el grado de Magister en Caracterización y Explotación de Yacimientos, orientando su investigación a la Petrofísica Avanzada de Yacimientos de Crudos Extrapesados en la FPO.

Curriculum Vitae - Autor: Ing. Geol. Sara Barrios

Ingeniero Geólogo de la Universidad de los Andes, Mérida Venezuela, egresada en Abril de 2007. Desempeñó en la industria petrolera desde 2007 a la actualidad como Sedimentólogo en la elaboración de estudios integrados de yacimientos de la cuenca de Barinas Venezuela. Durante el desempeño profesional ha desarrollado: modelos sedimentológicos en rocas siliciclásticas y carbonatos de mezcla, modelos geoestadístico para yacimientos convencionales y complejos, cuantificación de reservas en diferentes yacimientos de la cuenca de Barinas, Venezuela. En 2009 realizó diplomado titulado “*Advanced reservoir characterization and simulation*” dictado por IFP-School.

Agradecimientos

Se hace extensivo nuestro sincero agradecimiento al Profesor Roberto Aguilera (*Servipetrol Ltd.*), por su valiosa asesoría a este trabajo, y su grato interés en aportar sus amplios conocimientos como basamento teórico inicial para el desarrollo de esta metodología.

Nomenclaturas

ANT = Espesor Total de Arena Neta.

ANP = Espesor Total de Arena Neta Petrolífera.

DT_{matriz} = Tiempo de transito de onda compresional en la matriz de la roca.

DT_{Log} = Tiempo de transito de onda compresional medida en la formación por un registro sísmico.

FF = Factor de Formación.

Φ_T = Porosidad Total.

Φ_D = Porosidad Total proveniente del registro de Densidad.

Φ_N = Porosidad Total proveniente del registro de Neutrón.

Φ_{T_DN} = Porosidad Total proveniente del registro de Densidad-Neutrón.

Φ_b = Porosidad Primaria de Bulk, referenciado al sistema Granos(Sólido)-Porosidad Intergranular.

Φ_m = Porosidad Primaria de Bulk, referenciado al sistema total de Matriz-Fracturas.

Φ_2 = Porosidad Secundaria Conectada.

Φ_{NC} = Porosidad Secundaria No Conectada.

$\Phi_{SecTotal}$ = Porosidad Secundaria Total.

LLD = Resistividad Medida de herramienta Laterolog Profunda.

LLS = Resistividad Medida de herramienta Laterolog Somera.

m_b = Exponente de Cementación de Bulk o de Matriz.

m = Exponente de Cementación del Sistema Total.

m_f = Exponente de Cementación de las Fracturas Conectadas.

m_{2p} = Exponente de Cementación del Sistema Total, mediante modelo de Doble porosidad.

m_{3p} = Exponente de Cementación del Sistema Total, mediante modelo de Triple porosidad.

ρ_{gT} = Densidad de Grano Total de la Roca.

R_w = Resistividad del Agua de Formación.

R_{mf} = Resistividad del Filtrado de Lodo.

S_w = Saturación de Agua en la zona virgen.

S_o = Saturación de Petróleo en la zona virgen.

S_{wirr} = Saturación de Agua Irreducible en la zona Virgen.

v = Coeficiente de Partición de Porosidad (Φ_2 / Φ_T).

X = Arista del Cubo teórico en la estimación matemática de un modelo *Cubic-Matrix* de Aguilera.

Curriculum Vitae - Co-Autor: MSc. Jean Carlos Rangel

Ing Geólogo Egresado de la Universidad de los Andes en el 2003, en ese mismo año ingresa a PDVSA como geólogo de Estudios Integrados, y en enero del 2004 comienza a desempeñarse como petrofísico del mismo Departamento, adquiriendo destreza en la evaluación petrofísica de yacimiento carbonáticos. Durante el periodo 2007-2008 cursa el postgrado de Ingeniería de producción petrolera en la Universidad Robert Gordon, en Aberdeen-Escocia. En el año 2008 comienza a desarrollarse como geomodelador, ocupando el cargo de Geoestadístico y Petrofísico, hasta el año 2015, fecha a partir de la cual ocupa el cargo de Líder de Modelo Estático en el Departamento de Estudios Integrados División Boyacá. Ha participado en diferentes congresos nacionales e internacionales como ponente en el área de Petrofísica y geomodelado de Carbonatos. Participó en la realización del primer modelo petrofísico de triple porosidad y primer Estudio Integrado de un Yacimiento Naturalmente Fracturado en la División Boyacá. Se ha desempeñado como tutor de diversos trabajos de pre-grado y post-grado, y también como profesor universitario de la cátedra de registros de pozos en las Universidades UNEFA y UNELLEZ (Pregrado), en la Universidad Venezolana de Hidrocarburos e INEGAS-Bolivia (Post-Grado). De igual forma ha sido instructor de cursos de Petrofísica y de la Primera gira geológica de Carbonatos en PDVSA.