



EVALUACIÓN DE LA POROSIDAD COMPUESTA Y SU DISCRETIZACIÓN EN RESERVORIOS CARBONATADOS CUBANOS POR REGISTROS GEOFÍSICOS CONVENCIONALES

Dolores González Despainne, Olga Castro Castiñeira

Centro de investigaciones del petróleo. Churrucá, No. 481 e/ Vía Blanca y Washington, municipio Cerro, provincia La Habana. ZIP 12000. E- mail: lolita@ceinpet.cupet.cu

RESUMEN

En los principales reservorios cubanos, constituidos por rocas carbonatadas, se ha podido demostrar la presencia de un sistema de triple porosidad, donde pueden aparecer vóculos y fracturas, además de la porosidad primaria, principalmente interpartícula, tanto por las más diversas técnicas indirectas, como por análisis directos en núcleos, así como la incidencia de cada tipo de porosidad en sus propiedades petrofísicas. Cuando solamente se tienen registros geofísicos convencionales, la definición de los tipos de porosidad en yacimientos naturalmente fracturados es más complicada, por lo que se requieren metodologías que se adapten a estos registros. Hasta el momento se han realizado estudios bajo estas premisas, pero contando con el registro de imágenes eléctricas (FMI). La propuesta de este trabajo es discretizar la porosidad cuando sólo se cuenta con registros geofísicos convencionales y su comparación con registros especiales. Para el presente estudio se utilizaron los registros geofísicos en diferentes pozos del yacimiento Seboruco, ubicado en la costa noroccidental de Cuba, utilizando para la calibración los registros de imágenes. Se programó en el software de interpretación toda la secuencia de ecuaciones necesarias. Dentro de los resultados se obtuvieron los mejores intervalos como reservorios y se pudo disminuir la incertidumbre en la relación de la porosidad que aporta al almacén del hidrocarburo y la porosidad que se asocia más al flujo del mismo, lográndose hacer una predicción del comportamiento productivo del yacimiento.

ABSTRACT

In the main Cuban reservoirs, constituted by carbonated rocks, it has been possible to demonstrate the presence of a triple porosity system, where can mainly appear vugs and fractures in addition to the interparticle primary porosity, as much with the several indirect techniques as with direct analyses in cores, as well as the incidence of each type of porosity in its petrophysical properties. When they are conventional well logs only had, the definition of the types porosity in naturally fractured reservoir is more complicated, reason why applicable to these well logs methodologies are require. Up to now studies under these premises have been made, but using the electrical imaging (FMI). The proposal of this work is to distinguish the porosity when only conventional wells logs are available and to compare it to special logs. For the present study well logs in different wells of Seboruco oil field were used, located in the coast Norwest of Cuba, using for calibration the micro-resistivity images. All the sequence of necessary equations was programmed in the interpretation software. As results the best reservoirs intervals were obtained and the uncertainty upon the relationship between porosity which contributes to the hydrocarbon storage and the porosity that is most associated with the flow of the same one, achieving make a prediction of the productive performance of the deposit.

INTRODUCCIÓN

El estudio y análisis de la porosidad compleja, es fundamental para la predicción del comportamiento productivo del yacimiento, proceso orientado a la explotación óptima de la reserva remanente de hidrocarburos.

Dada la heterogeneidad de los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados y de triple porosidad, como es el caso del Campo Seboruco, es difícil predecir y lograr un consenso en lo que respecta a las descripciones petrofísicas.



El yacimiento Seboruco presenta en su sistema poroso una triple porosidad, dividida en dos tipos de acuerdo a su origen, la primaria representada por el espacio poroso que adquiere la roca en el momento del depósito, denominada porosidad de matriz; y una porosidad secundaria que se genera por procesos posteriores al depósito, tales como disolución, recristalización (vúgulos) y fracturamiento entre otros, que generan sistemas porosos.

El proceso de discretización consiste en determinar, qué parte de la porosidad corresponde a la matriz y cuál a los vúgulos y fracturas, mediante el uso de las mediciones hechas por los registros geofísicos, que incluyen los métodos sónico, densidad y neutrón, e involucrando un *factor de dolomitización* ajustado a las características propias del yacimiento.

Esta discretización se complementa con la determinación de clases de porosidad, determinadas en función de los rangos de la misma y el contenido de arcilla en cada formación.

La discretización pretende disminuir la incertidumbre en el modelo estático, en la relación de la porosidad que aporta al almacén del hidrocarburo y la porosidad, que se asocia más al flujo del mismo, así como fortalecer la simulación numérica de los mismos.

De esta forma se analiza el yacimiento Seboruco, el cual se comenzó a desarrollar en el año 1999 con la perforación del Pozo Seboruco 1. Se ha podido comprobar y evaluar que en muchos de los pozos, las producciones obtenidas son bajas para los espesores que presentan.

En este yacimiento, de triple porosidad, que es el de tipo carbonatados naturalmente fracturados, las fracturas y los vúgulos conectados ayudan a generar la porosidad secundaria, con lo que mejora la permeabilidad de la matriz de la roca al establecer o aumentar la comunicación entre los poros. Los poros pueden o no tener un alto contenido de hidrocarburos y su producción varía enormemente.

Los estudios de Ingeniería de Yacimientos, han determinado que los factores dominantes en la movilidad del petróleo en el yacimiento Seboruco, son los vúgulos conectados y las fracturas abiertas, mientras que los vúgulos aislados entorpecen la permeabilidad; sin embargo, todos estos factores son identificados por los registros de imágenes eléctricas (FMI).

La definición de los tipos de porosidad en yacimientos naturalmente fracturados es muy compleja y es un problema latente cuando solamente se tienen registros geofísicos convencionales, de ahí que se requieren metodologías que se adapten a estos registros.

El presente trabajo propone como objetivo diseñar una metodología que permita generar curvas de porosidad efectiva, discretizada en porosidad de matriz y vúgulos/fracturas, cuando sólo se cuenta con registros geofísicos convencionales. Se ejemplifica en cinco pozos del total de este yacimiento, representados en la figura 1. Se comparan los resultados obtenidos en cada pozo, considerando la probabilidad de ocurrencia de flujo, para establecer la influencia que tiene cada tipo de porosidad en la calidad del reservorio.

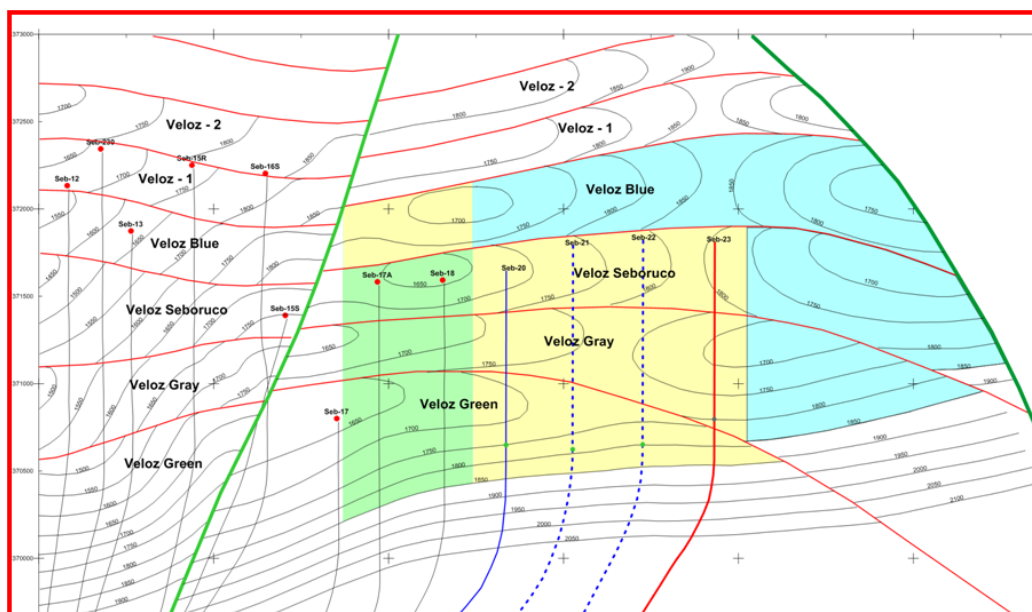


Figura 1. Mapa de ubicación de pozos perforados por Cupet del yacimiento Seboruco.

MATERIALES Y MÉTODOS

La presente investigación se inició con la realización de una intensa revisión bibliográfica relacionada con el tema, lo que dio fundamento a la selección del siguiente material indispensable:

- Registros geofísicos de los pozos a investigar con los valores de los parámetros medidos para cada intervalo de profundidad.

Los principales procedimientos que se deben realizar a los registros geofísicos, son normalización, edición y generación de registros sintéticos.

Metodología de trabajo

En la fase de evaluación, se analizan los pozos de estudio, aplicando técnicas complejas y se integra toda la información afín disponible.

Separación de las electrofacies: Se hace una división del corte de acuerdo a su litología y al comportamiento de los registros geofísicos primarios. Para la caracterización de las electrofacies se utilizaron los registros de pozo con tecnología de última generación, que incluye un complejo muy informativo de métodos, que en su conjunto contribuyen a diferenciar las mismas. (Castro, O., J. Fernández, and J. Hernández, 2007).

Se contó con los registros: rayos gamma (SGR), rayos gamma computados (CGR), potasio (POTA), torio (THOR), uranio (URAN), porosidad sónica (SPHI), porosidad neutrónica (NPHI), porosidad por densidad (DPHI), corrección a la densidad (DRHO), resistividad con cinco radios de investigación (RLA₁ a RLA₅), factor fotoeléctrico (PEF), cáliber (HCAL) y tiempo de tránsito (DT).

Interpretación compleja de los registros: Se realiza para la determinación de la porosidad (total y efectiva), saturación de hidrocarburos, espesores de reservorios y efectivos, litología, factor resistivo de la formación, volumen de arcilla e índices cualitativos de fracturación y de permeabilidad. Para ello se utiliza un software de interpretación electrofísica.

Para el cálculo del **Volumen de Arcilla** (Vcl) se tomaron la porosidad neutrónica (NPHI) y el gamma (CGR) como indicadores simples, finalmente se tomó el valor promedio para lograr un mejor ajuste al modelo litológico y para obtener volúmenes de arcilla más realistas.



La **Porosidad Efectiva (PHIE)** se calcula por la combinación de los métodos neutrón y densidad, utilizando para ello el modelo del promedio y la corrección por arcillosidad. Esta porosidad está conformada por la porosidad en la matriz, es decir la porosidad primaria que se generó en el momento de la deposición de la roca, y una porosidad secundaria, que incluye vóculos y fracturas, y que es el resultado de los procesos diagenéticos que actuaron sobre la roca, después de la deposición.

La **Saturación de agua** se calcula utilizando la porosidad efectiva y la resistividad profunda. Se emplea el modelo de Archie con una resistividad del agua (R_w) de 0.08 ohmm.

Para obtener los **espesores efectivos** se aplicaron valores de corte del volumen de arcilla menores de 25 % para eliminar los intervalos más arcillosos, se toman los valores de porosidad efectiva mayores de 6 % y una saturación de agua menor de 50 %.

Discretización Integrada de la Porosidad: Una vez obtenida la curva de porosidad efectiva, se puede iniciar con la aplicación de la metodología integrada de la discretización.

A través de la metodología presentada en este trabajo, se logra obtener un estimativo de la proporción de la porosidad que puede estar en 4 tipos de porosidad: Matriz, Microfracturas - Microvóculos, Vóculos conectados y Fracturas. La representación volumétrica de cada uno de los componentes de la roca reservorio se observan en la figura 2.

Para lograr una discretización lo más detallada posible, es necesario integrar diferentes metodologías, ya que cada una de ellas representa una distribución diferente del sistema poroso. (García, J. y otros, 2009).

En sistemas carbonatados, la dolomitización mejora frecuentemente la calidad de los yacimientos, incrementando el tamaño del cristal, el tamaño de la garganta de poro y disminuyendo la rugosidad del poro, incrementando así la permeabilidad de la roca carbonatada (Allan y Wiggings 1992).

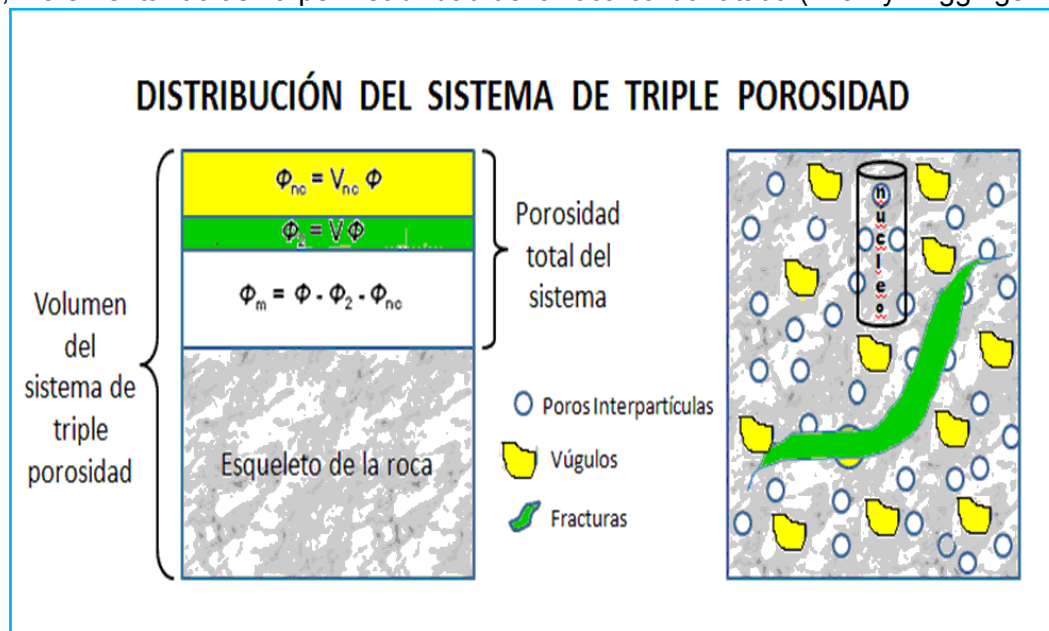


Figura 2. Representación volumétrica de cada uno de los componentes de la roca reservorio. Muestra el espacio ocupado por los vóculos, las fracturas y la matriz. (Figura tomada de González D., 2010).

La existencia de dolomita extensiva, común en el registro geológico, contrasta con la escasa dolomita que se forma en los ambientes actuales, y por otro lado la dificultad de sintetizar dolomita a condiciones de laboratorio.



Por tal motivo, primero es necesario determinar un factor de dolomitización (FD) que represente el comportamiento propio de la roca del yacimiento.

1. La primera técnica es el cálculo de FD para el yacimiento Seboruco en función de la respuesta de los registros de porosidad y de las características intrínsecas de la roca, según la ecuación:

$$FD = \sqrt{(((SPHI) * ((NPHI * DT) + (DPHI * (DT - DT_{MAT})))) / (NPHI * (DT - DT_{MAT})))}$$

PHIE = f (NPHI, RHOB). Porosidad Efectiva.

PHI_MATRIZ = f (DT * FD). Porosidad de Matriz.

PHIV/F = PHIE – PHI_MATRIZ. Porosidad Vúgulos y Fracturas.

Se puede separar la porosidad primaria, principalmente referida a la matriz, de la porosidad secundaria, representada por vúgulos y fracturas combinados. Se definen 5 clases de porosidad, reflejados en la tabla I.

Tabla 1. Clases de porosidad.

Clase	Porosidad	Características
1	Asociada a las arcillas	PHIE_VUFRA = 0 y Vcl > 25 %
2	De matriz	0 < PHIE_VUFRA < PHI_MATAV
3	En microfracturas y microvúgulos	PHI_MATAV < PHIE_VUFRA < PHIE_AV
4	Fracturas y vúgulos conectados	PHIE_AV < PHIE_VUFRA < 20%
5	Macroporosidad	PHIE_VUFRA > 20%

2. La segunda técnica es la determinación de factor de cementación variable.

$$mv = (mH * \log PHIE - 2.03 - mH / 0.9) / \log PHIE$$

$$mH = A - B \log a, \text{ donde: } A = 2.03, B = 0.9 \text{ y } \log a = \frac{A \log \Phi + \log FF}{1 + B \log \Phi}$$

$$\Phi = PHIE$$

El factor (mv) en rocas carbonatadas, puede variar según el tipo de poro, como se observa en la siguiente tabla.

Tabla 2. (Asquith, G.B., 2002). Carbonatos con diferentes tipos de poros.

Tipos de poros	Valor de mv
Intergranular	mv = 2
Vúgulos conectados	mv > 2
Vúgulos aislados	mv >> 2
Fracturas	mv < 2

Se determina la porosidad matricial, mediante la ecuación desarrollada por T.I. Elkewidy y D. Tiab.

$$PHIE_MATVUG (\text{matriz} + \text{vúgulos}) = (PHIE^{mv} - PHIE) / (PHIE^{mv-1})$$

Se realiza además, el cálculo de la porosidad de fractura.



$$PHIE_FRA = (PHIE^{(mv+1)} - IIF) / (IIF - 1),$$

Dónde: $IIF = PHIE^{mv}$ y está en función de la porosidad efectiva y el factor de cementación variable.

Con esta técnica se pueden separar las fracturas de toda la porosidad, pero la porosidad de matriz y vórgulos sigue en un sólo medio.

- La tercera técnica, estima la probabilidad de ocurrencia de flujo (POF) de la porosidad, y se basa en la respuesta de tres grupos de herramientas, la cual se refleja en la figura 3.

$$POF = 1 - (1 - P_{\text{eléctrica}}) \times (1 - P_{\text{radioactiva}}) \times (1 - P_{\text{rugosidad}})$$

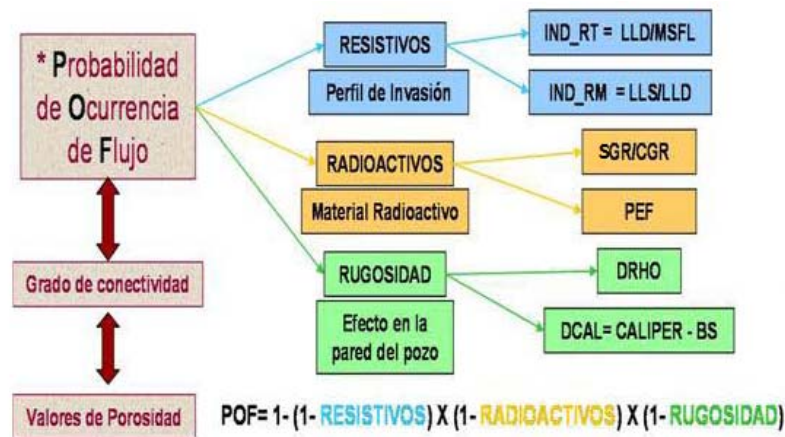


Figura 3. Determinación de la probabilidad de ocurrencia de flujo. (Tomado de J. García y otros, 2009).

Las probabilidades son:

- La $P_{\text{eléctrica}}$ (Probabilidad por registros eléctricos), determinada por las relaciones entre las diferentes curvas de resistividad, la profunda (LLD), la somera (LLS) y la microresistiva (MSFL).
- La $P_{\text{radioactiva}}$ (Probabilidad por registros radioactivos), determinada por la relación del registro Gamma Ray sin contenido de Uranio (CGR), y el Gamma Ray total (SGR).
- La $P_{\text{rugosidad}}$ (Probabilidad por registros de rugosidad), que puede considerar como indicadores, el registro caliper, la corrección del registro de densidad (DRHO), el propio registro de densidad (RHOB) y el factor fotoeléctrico (PEF).

Como resultado de la técnica de POF, el medio poroso será dividido en porosidad de baja capacidad de flujo y porosidad de alta capacidad de flujo, figura 4. La porosidad de matriz, constituida por porosidad interpartícula y la porosidad de microfracturas- microvórgulos, representan a la sección del reservorio con baja capacidad de flujo, al restarle la porosidad de matriz, se obtiene un estimativo de la porosidad en las microfracturas-microvórgulos ($PHIE_MVF$). La porosidad de alta capacidad de flujo estará constituida por vórgulos y/o fracturas conectados, y al restarle la porosidad de las fracturas, se puede obtener un estimativo de los vórgulos conectados ($PHIE_VC$).



Figura 4. Modelo del medio poroso.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Se tomaron cinco pozos que conforman el bloque Este del yacimiento Seboruco, estos son: SEB 17A, SEB 18, SEB 19, SEB 20 y SEB 22. Para cada pozo se aplicó la metodología descrita en este trabajo.

En la figura 5 se presenta el resumen de los resultados, donde se observa la interpretación realizada a los registros primarios para cada una de las formaciones, así como los registros sintéticos que se obtienen como producto de las técnicas aquí aplicadas.

El campo Seboruco está integrado por los paquetes carbonatados del grupo Veloz: Green, Gray, Seboruco y Blue, separados unos de otros por intercalaciones de la formación Vega Alta, nombradas por el pliegue de Veloz que las subyace (pista 1 del registro de la figura).

Las pistas de la 2 a la 6 muestran los registros primarios, en la 7 el coeficiente de cementación variable (mv), donde se destacan en color azul las zonas que presentan vugulos no conectados y en rojo las zonas fracturadas. En las pistas de la 8 a la 13 se reflejan las probabilidades eléctricas, radiactivas y de rugosidad. Para la obtención del POF en cada pozo, se escogen las probabilidades que den una mejor respuesta y el mismo se muestra en la pista 14. La pista 15 muestra la litología representativa a lo largo de todo el pozo, la pista 16 muestra las curvas de las porosidades determinadas según la metodología realizada, y por último, en la pista 17 están representadas las clases de porosidad en cada intervalo de profundidad.

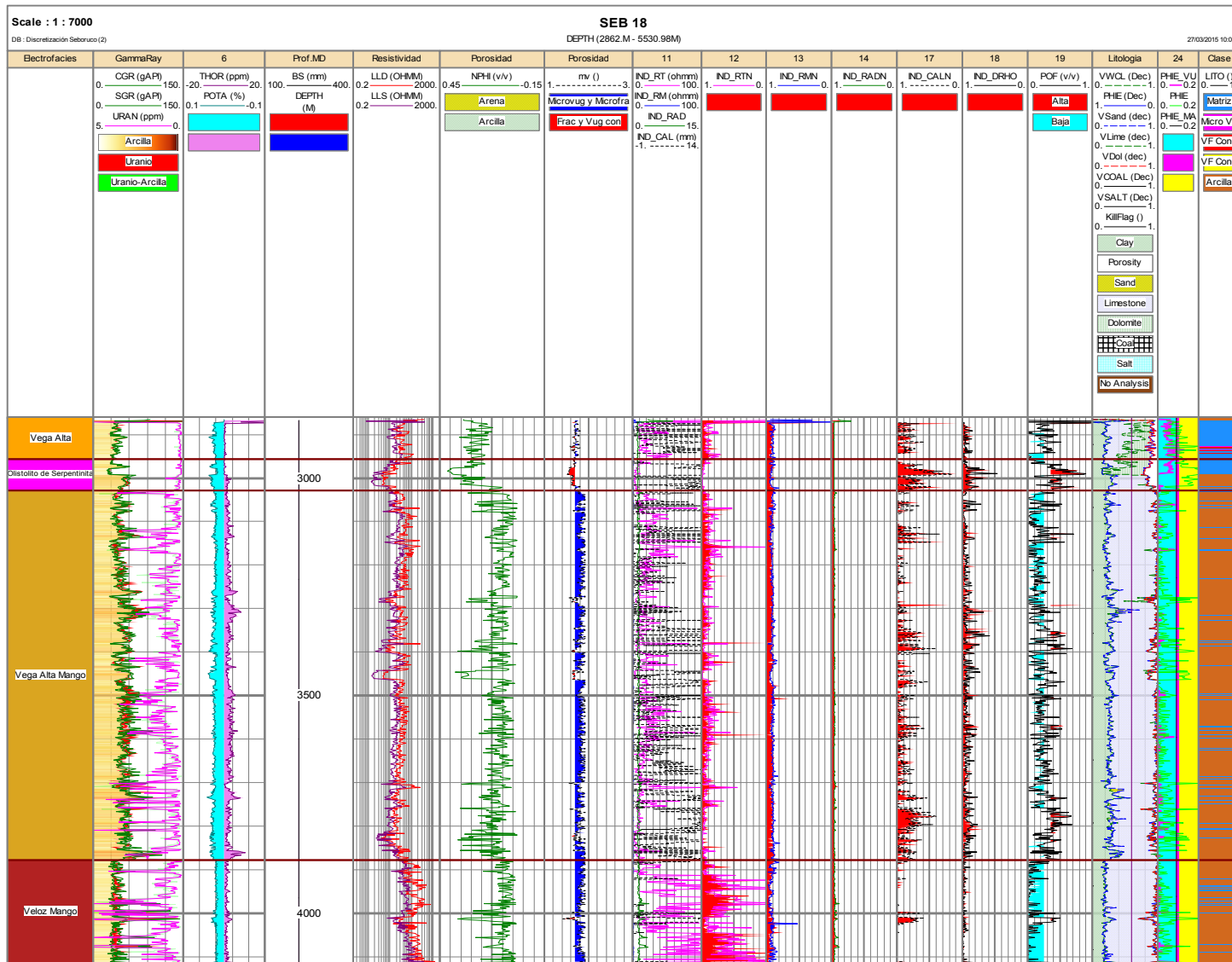


Figura 5. División del corte con los registros primarios y registros sintéticos resultados de la discretización de la porosidad en el Pozo SEB 18.



Se pudo calibrar el registro de FMI con los resultados de los registros sintéticos calculados. La figura 6 refleja el intervalo 4836-4964m MD del pozo SEB 17A, presenta rocas carbonatadas estratificadas resistivas pertenecientes al reservorio Veloz Gray; se observan variaciones en los buzamientos en pequeños intervalos producidos por la presencia de microplegues. Además es un intervalo muy fracturado con densidad de hasta 3f/m. Se observa buena correlación entre los registros, pues el coeficiente de cementación mv refleja la presencia de vórgulos aislados y fracturas, los cuales están bien representados en los registros de FMI. La Probabilidad de Ocurrencia de Flujo es aceptable a lo largo de este intervalo.

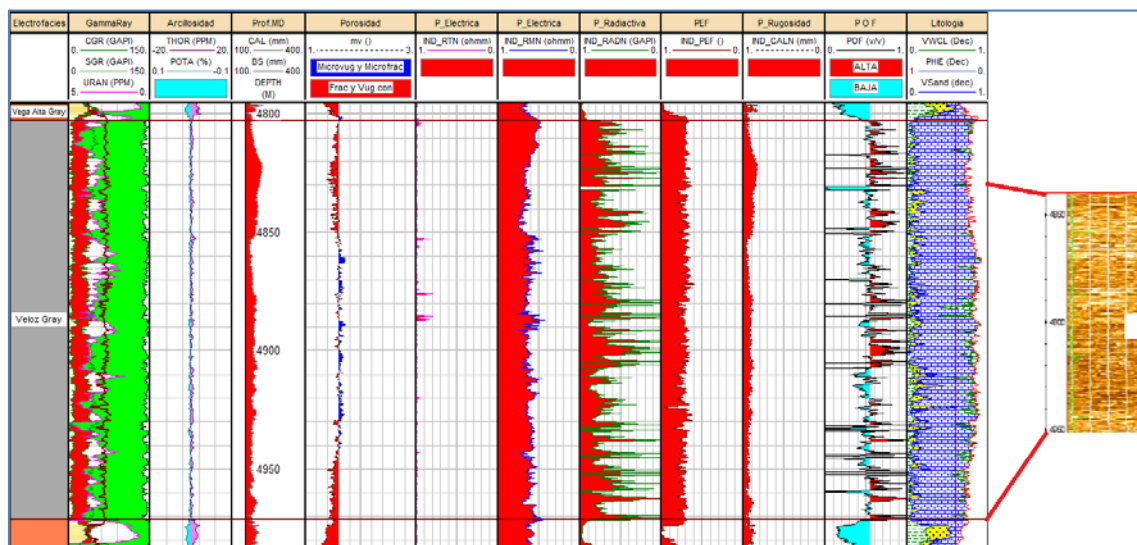


Figura 6. Calibración de los registros de imágenes y sintéticos en el pozo SEB 17A.

La tabla III muestra un resumen con los resultados de las unidades del sistema poroso en cada una de las formaciones atravesadas por los pozos estudiados del yacimiento Seboruco Este. También se incluyen los datos de los volúmenes de arcilla y saturación de agua obtenidos. Se observa que los reservorios de este yacimiento son del tipo fracturado.

Las saturaciones de agua (S_w) en las formaciones que constituyen sellos son elevadas y varían entre 53.3 % y 64.3 %, mientras que el volumen de arcilla promedio es del 40 %, y además, la probabilidad de ocurrencia de flujo es mínima, lo que refleja buenas características sellantes. Por otro lado, las formaciones que son reservorios del grupo Veloz, presentan saturaciones de agua bajas, que oscilan entre 15.4 % y 23.3 %, los volúmenes de arcilla son bajos y no superan el 11.3 %, y además, presentan altas probabilidades de ocurrencia de flujo, lo cual significa que las propiedades colectoras son excelentes.

Tabla III. Resumen de los resultados de la discretización en las diferentes formaciones atravesadas por los pozos en el yacimiento.

Formación	S_w	Vcl	Baja Ocurrencia de Flujo		Alta Ocurrencia de Flujo	
			PHIE_MVF	PHIE_MAT	PHIE_VC	PHIE_FRA
Vega Alta	0.533	0.411	0.021	0.313	0.070	0.039
Olistolito de Serpentinita	0.545	0.179	0.057	0.156	0.157	0.030
Vega Alta Mango	0.561	0.485	0.017	0.110	0.090	0.010



Veloz Mango	0.446	0.480	0.009	0.083	0.004	0.008
Vega Alta Green	0.643	0.437	0.115	0.090	0.096	0.033
Veloz Green	0.235	0.113	0.079	0.122	0.158	0.048
Vega Alta Gray	0.557	0.394	0.049	0.231	0.082	0.093
Veloz Gray	0.225	0.065	0.089	0.139	0.161	0.051
Vega Alta Seboruco	0.390	0.144	0.114	0.103	0.138	0.073
Veloz Seboruco	0.233	0.075	0.136	0.126	0.154	0.046
Vega Alta Blue	0.261	0.074	0.091	0.130	0.039	0.030
Veloz Blue	0.154	0.056	0.134	0.153	0.071`	0.037

Las tablas IV y V muestran un resumen con los resultados obtenidos en todos los pozos de estudio con los valores promedios de las unidades de porosidad y porcentajes de los reservorios del grupo Veloz, en las mismas se observa que Veloz Gray presenta las mejores propiedades colectoras con un 48.18 % de ocurrencia de flujo, mientras que Veloz Blue es el reservorio que presenta las peores propiedades colectoras con un 72.65 % de baja ocurrencia de flujo.

Tabla IV. Unidades de porosidad del grupo Veloz.

UNIDADES DE POROSIDAD					
Formación	PHIE	PHIE_MVF	PHIE_MAT	PHIE_VC	PHIE_FRA
Veloz Gray	0,44	0.089	0.139	0.161	0.051
		0,228		0,212	
Veloz Seboruco	0,462	0.136	0.126	0.154	0.046
		0,262		0,2	
Veloz Blue	0,395	0.134	0.153	0.071`	0.037
		0,287		0,108	

Tabla IV. Porcentajes de porosidad del grupo Veloz.

PORCENTAJES					
Formación	PHIE	PHIE_MVF	PHIE_MAT	PHIE_VC	PHIE_FRA
Veloz Gray	100%	20,23	31,59	36,59	11,59
		51,82%		48,18%	
Veloz Seboruco	100%	29,44	27,27	33,33	9,96
		56,71%		43,29%	
Veloz Blue	100%	33,92	38,73	17,97	9,37
		72,65%		27,34%	

Se espera que las producciones de estos pozos procedan de Veloz Gray, pues en resumen es el de mejores propiedades colectoras.



Simbología

BS	= Diámetro de la barrena, mm.
CAL	= Registro caliper, mm.
CGR	= Rayos gamma computarizado, GAPI.
DRHO	= Corrección de la densidad, g/c ³ .
DT	= Tiempo de Tránsito, us/ft.
DPHI	= Porosidad del registro de Densidad, %.
DTMAT	=Tiempo de tránsito de la matriz ponderada por litología, us/ft.
FD	= Factor de Dolomitización.
FF	= Factor resistivo de la formación.
IIF	= Índice de Intensidad de Fracturas.
LLD	= Resistividad profunda, ohmm.
LLS	= Resistividad somera, ohmm.
MSFL	= Microresistividad, ohmm.
mH	= Factor de cementación inicial de Gómez Rivero, ver referencia.
mv	= Factor de cementación variable.
NPHI	= Porosidad del registro Neutrón, %.
PEF	= Factor fotoeléctrico de la formación.
PHIE	= Porosidad Efectiva, %.
PHIE_AV	= Promedio de la porosidad Efectiva, %.
PHIE_FRA	= Porosidad de fractura, %.
PHIE_MAT	= Porosidad de matriz, %
PHIE_MATAV	= Promedio de la porosidad de matriz, %
PHIE_MATVUG	= Porosidad Matricial, %/.
PHIE_MVF	= Porosidad de microvúgulos y microfracturas, %.
PHIE_VC	= Porosidad de vúgulos conectados, %.
PHIE_VUFRA	= Porosidad de vúgulos y fracturas, %.
POF	= Probabilidad de Ocurrencia de Flujo, %.
SGR	= Rayos gamma espectral, GAPI.
SPHI	= Porosidad del registro Sónico, %.
Sw	= Saturación de agua, %.
Vcl	= Volumen de arcilla, %
Φ	= PHIE

CONCLUSIONES

Se aplica una Metodología Integrada de Discretización, que combina las técnicas aquí mostradas, con la que se obtiene un mayor grado de detalle y de conocimiento de las características del complejo sistema poroso que presenta la roca de la porción Este del yacimiento Seboruco.

Se pudo determinar las diferentes porosidades efectivas tanto de la matriz, como de las fracturas y vúgulos conectados en todas las formaciones atravesadas por los pozos en el yacimiento.

La formación Vega Alta, que por sus características constituye el sello regional del yacimiento Seboruco Este, presenta buenas propiedades de impermeabilidad.

La porosidad de vúgulos conectados y fracturas está bien representada en los reservorios del grupo Veloz. La microporosidad de vúgulos y fracturas y la porosidad de matriz se observa mayoritariamente en la formación Vega Alta.



RECOMENDACIONES

Se recomienda extender la aplicación de esta metodología de discretización de la porosidad a todos los pozos de la franja norte de crudos pesados que tengan los materiales necesarios, por la incidencia que tiene en la calidad de los resultados.

Es recomendable comparar los resultados de la discretización con los registros de producción, con el fin de identificar qué tipo de porosidad produce en determinados intervalos.

BIBLIOGRAFÍA

- Aguilera, R. F. and R. Aguilera. *A Triple Porosity Model for Petrophysical Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*, **Petrophysics**, March-April 2004, volume 45, no. 2, p. 157-166.
- Aguilera, M. S., R.F. Aguilera, and R. Aguilera, 2004, *Dual and Triple Porosity Models for Petrophysical Evaluation of Natural ly Fractured Reservoirs*, *Naturally Fractured Reservoirs*, Technical Notes, Servipetrol LTD Consultants. <http://www.servipetrol.com/n9uilern/technote.htm>.
- Amthor, J. E., and G. M. Friedman, 1992, Early –to Late- Diagenetic Dolomitization of Platform Carbonates: Lower ordovician Ellenburger Group, Permian Basin, West Texas, *Jour. Of Sed. Petr.* V.62, N-1, p. 131-144.
- Asquith, G. B., 2002, *Determining Carbonate Pore Types from Petrophysical Logs*, Department of Geosciences and the Center for Applied Petrophysical Studies. Texas Tech University, Lubbock, Texas.
- Castro, O., J. Fernández y J. Hernández, 2007, *Definición de las Electrofacies en el Yacimiento Puerto Escondido*.
- Elkewidy T. I. y D. Tiab, SPE 40038 “Application of Conventional Well Logs to Characterize Naturally Fractured Reservoirs with their Hydraulic (Flow) Units; a novel approach”.
- García, J., C. Cabrera, U. Pérez, J. González, J. Rodríguez, E. Solórzano y P. Fonseca, 2009. “Discretización de la Porosidad en el Mesozoico del Campo Sihil, Activo Integral Cantarell”.
- García, J., C. Cabrera, U. Pérez, J. González, 2010. “Discretización de la Porosidad en el Mesozoico del Campo Sihil, Activo Integral Cantarell”.
- Gómez R., “A Practical Method for Determining Cementation Exponents and Some Other Parameters as and aid in well log Analisis, The Log Analyst, October, 1976.
- González Despaigne, D. Trabajo final en opción al Título Académico de Especialista en perforación de pozos de petróleo y producción de petróleo, mención Ingeniería de yacimiento: “Desarrollo de modelos de interpretación petrofísica en reservorios carbonatados, aplicados en yacimientos de la Franja Norte de Crudos Pesados”. La Habana, Cuba, 2010.
- Martínez Ibarra, R. Tesis para obtener el grado de Doctor en Ciencias (Geoquímica y Petrología): “Dolomitización y generación de porosidad vugular en la brecha K/T del campo Cantarell, Zona Marina-Campeche”. México, 2009.