

ANÁLISIS M-N PARA ACOPLAR EL PROCESAMIENTO DE PERFILES ELÉCTRICOS EN UN SIMULADOR DE YACIMIENTOS HIDROCARBURÍFEROS

Melio Sáenz¹ y Roberth Almeida²
Unidad de Investigación y Desarrollo Tecnológico
PETROECUADOR

INTRODUCCION

La determinación de la presencia de minerales en la roca de un yacimiento de hidrocarburos tiene importancia fundamental para la simulación del comportamiento del mismo. Así, alimentar los modelos matemáticos con información válida determina que los resultados que se obtengan se ajusten a la realidad de mejor manera que si los datos no corresponden a esa realidad. Existen varios métodos para construir los perfiles de los yacimientos, los cuales tienen ventajas particulares. El objetivo del presente trabajo es encontrar una manera de combinar las cualidades de tres métodos de adquisición de datos geológicos: el eléctrico, el neutrónico y el sísmico a fin de determinar la presencia de minerales y de cuantificar propiedades de la roca como la porosidad. En el presente trabajo sintetizamos los conceptos básicos, describimos el software construido con base en ellos y mostramos los resultados que se pueden obtener.

BASES CONCEPTUALES

En la mezcla de minerales más complejos que conforman una roca matriz saturada de hidrocarburos, la presencia de minerales es importante para planificar procesos de mantenimiento de las instalaciones de producción. Para hacerlo existen varios métodos entre los cuales se destacan los basados en la construcción de perfiles neutrónicos, sísmico y de densidad. Estos perfiles dependen tanto de la porosidad como de la litología de la formación y de las propiedades del fluido contenido en la roca, siendo afectados por ciertas propiedades de la roca matriz, que modifican la respuesta de la roca a cada uno de los estímulos a los que es sometida.

En nuestro trabajo utilizamos una combinación de los tres perfiles antes especificados, los mismos que son descritos mediante el sistema de ecuaciones siguiente:

$$\rho b = 1,0 \phi + 2,87 V_{dol} + 2,71 V_{ls} + 2,65 V_{sd} \quad (\text{densidad} - FDC) \quad Ec.[1]$$

$$\phi SNP = 1,0 \phi + 0,02 V_{dol} + 0,0 V_{ls} - 0,035 V_{sd} \quad (\text{neutrón} - SNP) \quad Ec.[2]$$

$$\Delta t = 189 \phi + 43,5 V_{dol} + 47,5 V_{ls} + 55,5 V_{sd} \quad (\text{sónico}) \quad Ec.[3]$$

$$1 = \phi + V_{dol} + V_{ls} + V_{sd} \quad (\text{ecuación balance de materiales}) \quad Ec.[4]$$

En el cual también interviene la ecuación de balance de materiales Ec. [4].

En estas ecuaciones, V_{dol} , V_{ls} , y V_{sd} representan la fracción del volumen total de los respectivos minerales, ϕ es la porosidad fraccional y los coeficientes numéricos en las ecuaciones corresponden a los valores de las propiedades de los fluidos $\rho_f, (\phi N) f$ y Δt . Las propiedades de la matriz mineral son descritas mediante los valores de $\rho_{dol}, \rho_{ls}, \rho_{sd}, (\phi N)_{dol}, (\phi N)_{sd}, \Delta t_{dol}, \Delta t_{ls}, \Delta t_{sd}$.

Para los valores de los perfiles densidad, porosidad neutrón y sísmico: $\rho b, \phi SNP, y, \Delta t$

Resolvemos el sistema de ecuaciones numéricamente, procedimiento que nos sirve como base para la construcción de un logicial que lo describimos a continuación.

DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE Y SU OPERACIÓN

El procedimiento descrito anteriormente nos ha permitido construir la herramienta digital que realiza el siguiente trabajo:

¹ msaenz@petroecuador.com.ec -

² ralm8305@campus.cepade.es

1) *Ingreso de información:* en el que describimos la interrelación entre los perfiles de porosidad (Fig.1) obtenidos con las señales eléctrica, iónica y neutrónica.

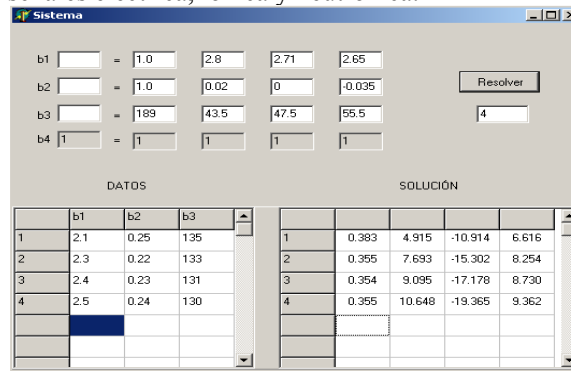


Figura 1. Sistema: interrelación de perfiles de porosidad

Cuando queremos estudiar la presencia de cuatro minerales imponemos la condición de porosidad nula en el sistema de ecuaciones y la reemplazamos por las características del cuarto mineral.

También tendremos en cuenta los efectos que causan factores como porosidades primarias ($\phi_{líq.}$, ϕ_g) y porosidades secundarias (ϕ_{sec}) en el comportamiento de los perfiles y tenerlas en cuenta como variables independientes de la litología

2) *Formulación de las ecuaciones:* para escribir el sistema de ecuaciones lineales que nos permite analizar los registros de los tres perfiles, asumimos que los valores de los parámetros efectivos de matriz de una mezcla de minerales se pueden determinar mediante una combinación lineal de los parámetros de matriz de los minerales constitutivos (**Figura 2**).

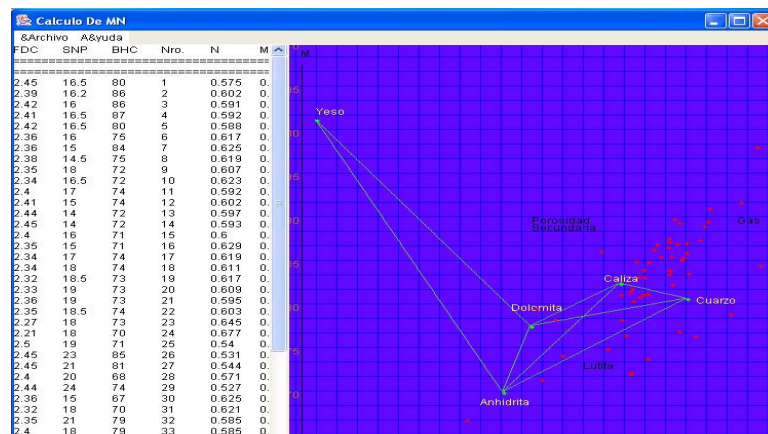


Figura 2. Sistema Crossplot MN 1

3) *En la construcción de nuestro sistema de ecuaciones,* hemos asumido que las curvas de respuesta, SNP vs. Porosidad, para arenisca y dolomita pueden ser aproximadas mediante rectas, cada una de las cuales quedan definidas por la intersección de la porosidad cero (ϕ_N)_{ma} y el punto de fluido, (ϕ_N)_f=1, para lodos dulces.

En la práctica tradicional, el especialista se sirve de una curva de referencia para determinar el porcentaje de roca presente. El comportamiento de la roca de referencia es descrito simplíficadamente

mediante la ecuación de una recta seleccionada de acuerdo al rango de porosidad de la roca. Muchas veces se hace, así, necesario resolver el sistema de ecuaciones dos veces: la primera para encontrar un valor aproximado de porosidad ϕ y la segunda para mejorar la selección del valor de la porosidad de la matriz. .

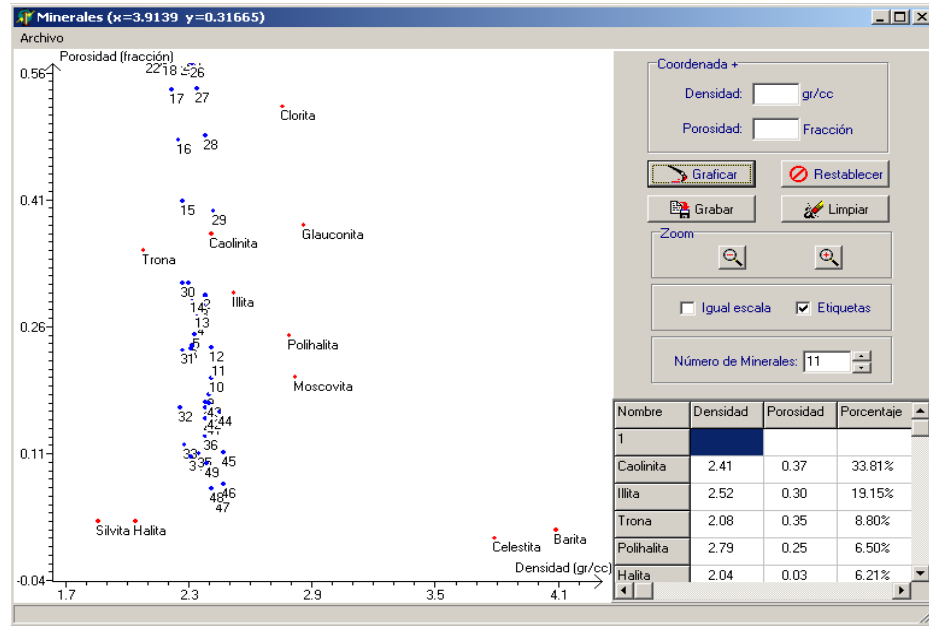


Figura 3. Sistema Crossplot MN 2

CROSSPLOT M-N DIGITAL.

La utilización del M-N Plot digital nos exige cumplir una fase de acondicionamiento de la información mediante la corrección de los efectos provocados en el registro por la formación de la costra de lodo, generalmente arcillosa, y por los efectos debidos a la presencia de hidrocarburos en zonas saturadas. En cada corrección debemos tomar en cuenta, también, de los efectos ambientales que provocan alteraciones en la señal recogida de los tres registros.

CONCLUSIONES

- Hemos construido un software que nos permite determinar litologías complejas en formaciones en las que los perfiles eléctricos de porosidad (neutrón, densidad, sónico) y resistividad, tienen un comportamiento difícil de interpretar por métodos tradicionales.
- Incorporado al Simulador de Yacimientos Hidrocarbúferos, estos programas disminuyen el tiempo de creación del modelo geológico utilizado en la simulación y aumenta la precisión de los datos introducidos al modelo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Gillingham, W. J. y W. B. (1938). Application of Electric Logging Methods to West Texas Problems, *Petroleum Engr.*, Vol. 9, No 7. pp. 52.
- Pirson, S.J. (1934): Interpretation of Three Layer Resistivity Curves, *Trans. AIME*, pp. 148.
- Bacon, L.O.(1949). Formation Clay Minerals and Electric Logging, *Producers Monthly*, enero, pp.18.
- Doll, H. G.: Introduction to Induction Logging and Application to Logging of Wells Drilled with Oil-base Mud, *AIME Tech. Pub.* 2850.
- Barber, R. C. (1950). Porosity Permeability Check by Electric Log, *World Oil*, agosto, pp. 165.

- Jones, Park, J. (1951): Electric Log-Invasion of Filtrate in Water, Oil and Gas Sandstone Beds, *World Oil*, 1 de abril, pp. 204.
- Howell, B. F., Jr. (1953): Electrical Conduction of Fluid Saturated Rocks, *World Oil*, febrero, pp.113.
- Fearon, R. E.: (1949). Gamma Ray Well Logging, *Nucleonics*, Vol. 4, No. 4. pp. 67.
- Fearon, R. E.: (1949). Neutron-well Logging, *Nucleonics*, Vol. 4, No. 6. pp. 30.
- Campbell, J. L. P. (1951). Radioactivity Well Logging Anomalies, *Petroleum Engr.*, junio, pp. B7.
- Wyllie, M. R., Gregory, A. R. y Gardner, L. W.:(1956). Elastic Wave Velocities in Heterogeneous and Porous media, *Geophysics*, 21 enero, 1941; enero, 1956.
- Vásquez, H. y Palacio R. (1965). Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos, *ED. OMEGA, S.A.* Barcelona, pp. 169-190.
- Turner, G.M., and Bryant, I.D. (1995), Application of a paleomagnetic reversal stratigraphy to constrain well correlation and sequence stratigraphic interpretation of the Eocene C1 sands, Maui field, New Zealand, *Geological Society [London] Special Publication*, No. 98, p. 205-221.
- Ambastha, A.K., and Moynihan, T.J., 1996, A simple and accurate method for an integrated analysis of core and log data to describe reservoir heterogeneity: *Journal of Canadian Technology*, v. 35, no. 1, p. 40-46.