

Carta al editor¹:

A: Mtro. Julio César Javier Quero
Responsable Editor de la Editora Olmeca

Reciba usted cordiales saludos y respeto en esta carta, con el propósito de opinar sobre el artículo «Caracterización de intervalos potencialmente productores de gas mediante modeladores litofaciales» de los autores Julio Ernesto Gómez Herrera, Osvaldo Rodríguez Morán, José Hernández León, José Arias del Toro, Zulema Domínguez Sardiñas y Yeniley Fajardo Fernández, publicado en el Volumen 2, Número 2, del año 2019, de esta revista.

Ante los altos precios del petróleo mundial es una estrategia definida de forma clara, la utilización del crudo nacional en la generación de energía en Cuba, de manera que disminuya la dependencia externa y asegure en cierta medida la invulnerabilidad económica. En los últimos años el país logra crear una infraestructura para el óptimo aprovechamiento del gas acompañante que se extrae en los yacimientos petroleros del país, un ejemplo son las instalaciones de la empresa cubana Energas en la Franja Petrolera Norte Cubana (FPNC), lo que permite elevar la entrega de ese recurso para la generación de electricidad en la isla caribeña. Al tener en cuenta lo antes planteado se afirmará la importancia del artículo ya referido.

La Formación Vega Alta, constituye el sello regional de la FPNC. Desde la década de los años 70 del pasado siglo, se reportan en estas rocas la existencia de reservorios petroleros. Lo anterior refleja la naturaleza heterogénea de esta formación caracterizada por depósitos sinorogénicos con numerosos cambios faciales longitudinales y transversales. Krushin (1997), durante su investigación en el estudio de la capacidad del sello en arcillas, planteó que la petrología es el factor que mayor controla el desplazamiento en las dimensiones de los poros en las lutitas. Los mayores desplazamientos en las dimensiones porales se asocian con rocas que contienen componentes arenosos gruesos. Lo anterior demuestra que la existencia de litologías clásticas dentro de la formación se manifiesta como reservorios, aspecto tratado y demostrado en el artículo.

Para una mejor comprensión del tema y al tener en cuenta que se aborda esta investigación en una formación desarrollada durante la etapa orogénica, se definirá de forma adecuada la génesis de estos depósitos. Investigaciones anteriores lograron definir en la formación objeto de estudio dos paquetes de rocas, uno de carácter olistostrómico y otro caracterizado por intercalaciones alternantes de sedimentos de origen turbidítico (*flysch*), lo anterior se tendrá en cuenta a la hora de realizar el estudio litológico facial, al tener presente que los olistostromas por lo general obedecen a un evento tectónico. Cuando los deslizamientos no tienen límites bruscos, el olistostroma suele considerarse como resultado de un fenómeno sedimentario, estos pueden intercalarse en el *flysch* (Abbate *et al.*, 1970). Para el caso de la Formación Vega Alta, se está en presencia de un alolistostroma, donde gran parte de sus componentes son derivados de antiguas secuencias deposicionales originadas en otras cuencas, lo que determina el deslizamiento a favor de una pendiente de masas de rocas,

procedentes de un borde con actividad tectónica de levantamiento. Cuando se presentan estructuras de naturaleza turbidítica, las corrientes parecen estar relacionadas con el final del deslizamiento, por lo que una facies turbidítica puede estar integrada por olistolitos y otros productos después de su depósito (Roldán *et al.*, 2012).

Los aspectos explicados con anterioridad se tendrán en cuenta cuando se definan los intervalos de interés para abordar un estudio facial.

El hecho de abordar en este artículo la presencia de reservorios de gas en intervalos asociados a la Formación Vega Alta, constituye un elemento importante que se tendrá en cuenta durante los trabajos de perforación de nuevos pozos de exploración, lo cuales aportan mayor información que enriquecen las investigaciones realizadas.

Se le agradece a usted la posibilidad de brindar los criterios y consideraciones sobre este artículo.



Dr.C. Carlos Morales Echevarría
Geólogo JSC Zarubezhneft

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abbate, E., Bortolotti, V., Passerini P.**, 1970, Olistostromes and olistoliths. *Sedimentary geology*, vol. 4, issues 3-4, pp. 521-557
- Roldán, F. J., Rodríguez, J., Azañón, J.M.**, 2012, La unidad olistostrómica, una formación clave para entender la historia neógena de las Zonas Externas de la Cordillera Bética. *GEOGACETA*, 52. Sociedad Geológica de España.
- Krushin, J.T.**, 1997, Seal capacity of Nonsmectite Shale. *Seals, traps, and the Petroleum, System*. Edited by R. C Surdam Intitute for Energy research. University of Wyoming. AAPG Memoir, 6, pp.31-47.
- Morales, C.**, 2021, Estudio litológico facial del sello en la Franja Petrolera Norte Cubana. Tesis presentada en opción al grado de Doctor en Ciencias Geológicas inédita. Ciudad Habana, Cuba.