



Recepción de resúmenes CCG

Título / Autores / Institución

TÍTULO DE LA PONENCIA

Empleo Adecuado de Parámetros Petrofísicos para la Evaluación de Recursos y Volumetría en un Yacimiento Naturalmente Fracturado. Lecciones Aprendidas de un Yacimiento de Carbonatos Cretácicos en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia.

AUTORES

Fredy Rubén García Rodríguez

INSTITUCIÓN

Innergy S.A.S

CORREO ELECTRÓNICO

fredy.garcia@innergy.com.co

Estilo preferido

ESTILO DE PRESENTACIÓN

- Presentación Oral

Categoría del resumen

ÁREA TEMÁTICA

Bio - Geo - Química

LÍNEAS TEMÁTICAS BGQ

Sedimentología, proxies y petrofísica

Resumen

PALABRAS CLAVE

Yacimientos Fracturados, Fracturas, Reservas, Recursos, Carbonatos

CONTENIDO DEL RESUMEN

La mayoría de los yacimientos de petróleo y gas en el mundo aún contienen cantidades significativas de hidrocarburos recuperables en Yacimientos Naturalmente Fracturados (NFR). En Colombia, en la región norte del Valle Medio del Magdalena (VMM), uno de los principales objetivos exploratorios corresponde a la secuencia cretácica de carbonatos naturalmente fracturados. Esta región ha sido prolífica durante décadas y ha tenido un papel decisivo en el desarrollo de la industria petrolera del país. El tipo de yacimiento que compone estas secuencias está compuesto principalmente por litología calcárea que varían entre packstone,



wackestone y mudstone.

Estos depósitos cretácicos almacenan recursos de hidrocarburos esenciales para la nación, pero su explotación comercial y económica representa un desafío debido a la comprensión de una combinación de aspectos tecnológicos y geocientíficos relacionados. El petróleo in situ y los factores de recobro de estos yacimientos presentan resultados inferiores a los esperados debido a la aplicación habitual de métodos volumétricos en un medio de doble porosidad con complejidades geológicas y petrológicas. En un yacimiento naturalmente fracturado, existe mayor incertidumbre en la estimación de reservas que en los sistemas convencionales debido al aumento en el número de variables a estimar.

Afortunadamente, la aplicación de instrumentos modernos de registros ha mejorado la caracterización de la interacción matriz/fractura en estos yacimientos. Esta práctica se ha implementado desde las etapas iniciales de explotación del campo; sin embargo, el concepto convencional de un sistema homogéneo e isotrópico sigue siendo el modelo empleado para la estimación de reservas. Además, a pesar del uso de instrumentos especiales de registro para la evaluación de fracturas, las propiedades del yacimiento inferidas a partir de estos dispositivos no se incorporan en el modelo volumétrico. Por lo tanto, la estimación de reservas sigue basándose en supuestos convencionales. La porosidad secundaria no debe ser ignorada en los NFR, dado que el sistema fracturado se superpone al medio matriz intergranular primario.

En esta exposición se presenta información general relacionada con la evaluación volumétrica del NFR basada en el análisis convencional aplicado durante décadas pasadas. Con la integración de los parámetros petrofísicos y geológicos de un sistema de doble porosidad mejorará la precisión en la estimación de reservas. El modelo que se propone para la modificación de la evaluación volumétrica permite un mejor reconocimiento de las expectativas de reservas y la gestión del yacimiento. Es fundamental que el análisis volumétrico para yacimientos NFR sea evaluado incluyendo las propiedades del sistema de doble porosidad.