



Recepción de resúmenes CCG

Título / Autores / Institución

TÍTULO DE LA PONENCIA

Génesis de hidrocarburos en la cuenca Sinú-San Jacinto a partir de análisis geoquímico y modelamiento 1D

AUTORES

Wilson Casallas-Osorio, Cristian Peñafort, Juan Camilo Beltrán, Yuliana Malagón, Carlos Rodríguez-Esquivel, Estefanía Hernández R, Gabriel Mendoza-Rodríguez, Fredy Tovar Rojas.

INSTITUCIÓN

Servicio Geológico Colombiano. Dirección de Hidrocarburos

CORREO ELECTRÓNICO

wcasallas@sgc.gov.co, cpenafort@sgc.gov.co, jbeltranr@sgc.gov.co, lymalagon@sgc.gov.co, cerodriguez@sgc.gov.co, ehernandez@sgc.gov.co, gamendoza@sgc.gov.co, fatovar@sgc.gov.co

Estilo preferido

ESTILO DE PRESENTACIÓN

- Presentación Oral

Categoría del resumen

ÁREA TEMÁTICA

Energías y recursos naturales

LINEAS TEMÁTICAS ERN

Geología del petróleo e hidrocarburos

Resumen

PALABRAS CLAVE

Cuenca Sinú-San Jacinto, modelos geoquímicos 1D, geoquímica orgánica, diapiros y volcanes de lodo, rezumaderos

CONTENIDO DEL RESUMEN

La cuenca Sinú-San Jacinto ha registrado hallazgos de gas y petróleo desde inicios del siglo XX (Perdices, Repelón, San Sebastián) y mediados del mismo (Floresanto, Tolú), aunque estos no han sido comercialmente viables. Sin embargo, en la última década, descubrimientos como Bullerengue y Yoda, operados por Hocol, la han posicionado como la cuenca frontera con mayor potencial para gas natural y crudos livianos en Colombia, consolidándola como una región con



perspectivas crecientes de producción.

Aunque cuenta con el mayor número de reportes de rezumaderos de hidrocarburos del país, persisten incertidumbre y falta de consenso sobre la génesis y los mecanismos de migración de estos recursos. Por ello, en 2023 se llevó a cabo una primera fase de diagnóstico, recopilando información existente y generando modelos geoquímicos 1D. Este proceso identificó fortalezas y debilidades en los datos disponibles, permitiendo optimizar los esfuerzos para la adquisición de nueva información en la fase 2024-2025, con el objetivo de reducir la incertidumbre en los modelos.

Para optimizar la calibración de los modelos en esta segunda fase, se desarrollaron bases de datos integrales que recopilan información sobre rezumaderos de petróleo y gas, geoquímica orgánica de rocas y fluidos, pozos, estratigrafía, bioestratigrafía y petrofísica. Con este propósito, se diseñó un plan de muestreo para fluidos y rocas, abarcando análisis como porcentaje de carbono orgánico total (%TOC), pirólisis (Rock-Eval), reflectancia de vitrinita (Ro) y análisis visual de querógeno (AVK), fraccionamiento SARA (Saturados, Aromáticos, Resinas, Asfaltenos), cromatografía gaseosa de hidrocarburos, biomarcadores, análisis de isótopos de gases ($\delta^{13}C$) y difracción de rayos X (DRX). Las muestras se recolectaron de núcleos, zanjas de pozo, afloramientos del Cretácico asociados a columnas estratigráficas, rezumaderos, diapiros, volcanes de lodo y emanaciones de gas, garantizando una cobertura representativa de las fuentes de datos.

Con base en la información compilada, adquirida y analizada entre 2023 y 2025, se desarrollaron modelos geoquímicos 1D en pozos distribuidos regionalmente con amplia información geológica y geoquímica. Además, se realizaron levantamientos estratigráficos y muestreo sistemático para geoquímica orgánica en cinco sucesiones litológicas de la Formación Cansona, principalmente en el Cerro Cansona y el anticlinal de Chalán, con el propósito de caracterizar geoquímicamente esta formación, ausente en los pozos modelados en las primeras fases del proyecto.