

Sesión Regular

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

Organizador:

José Manuel Romo Jones

GP-1

MODELADO GEOLÓGICO TRIDIMENSIONAL DE LOS SISTEMAS PETROLEROS DE LA CUENCA TIBURÓN, GOLFO DE CALIFORNIA

Ramírez Zerpa Nestor, Contreras Pérez Juan,
Martín Barajas Arturo y González Escobar Mario
División de Ciencias de la Tierra, CICESE
rzerpa@cicese.mx

Se presenta un modelo geológico preliminar en tres dimensiones de los sistemas petroleros de la Cuenca Tiburón. Esta cuenca se encuentra localizada en el centro-norte del Golfo de California, México, entre la isla Ángel de La Guarda y el margen continental de Sonora.

El Golfo de California reúne las características apropiadas para la exploración de hidrocarburos. La gran actividad tectónica a la que ha estado sometida la región en los últimos 15 millones de años, aunado al aporte de sedimentos del Río Colorado y afluentes que desembocan desde el margen de Sonora ha originado la acumulación de potentes espesores de sedimentos. En el rift también existen las condiciones geológico-estructurales y termodinámicas adecuadas para la preservación de materia orgánica y su transformación en aceite y gas.

Se construyó un modelo geológico integrado basado en líneas sísmicas, registros geofísicos y la columna estratigráfica de un pozo perforado en la Cuenca Tiburón. El análisis de secuencias estratigráficas en seis líneas sísmicas de la cuenca muestra la existencia de facies transparentes y continuas hacia el margen oriental de la cuenca. Estos se interpretan como depósitos de abanico en delta que gradan lateralmente a facies estratificadas de ambientes marinos. A éstas facies les sobreyace una sucesión en las que se observan abundantes clinofomas. Esto permite identificar dos regímenes depositacionales: uno de cuencas de apertura de rift entre el Mioceno Medio y tardío y otro de margen pasivo que se activa entre el Mioceno Medio y el presente. El periodo comprendido entre 9 y 7 millones de años es de transición entre los dos regímenes.

A partir de estos resultados se establecen los elementos del sistema petrolero (rocas generadoras, rocas almacén, rocas sellos y rutas de migración) y se simula la formación y acumulación de hidrocarburos en la cuenca, tomando en consideración valores de porosidad, permeabilidad y flujo de calor reportados en la literatura para la zona de estudio.

GP-2

POSIBILIDAD DE LA PRESENCIA DE CONTORNITAS EN LA CUENCA DE CHICONTEPEC

Ruiz Violante Agustín, Valencia Islas Juan José y Ronquillo Jarrillo Gerardo
Exploración y Explotación, IMP
aruizv@imp.mx

Con las características de las contornitas, estudiadas en la porción suroeste del Golfo de México y en el margen externo de la llanura costera, incluyendo la plataforma y talud continentales, aunado al análisis morfológico y estudios de afloramientos en la formación Chicontepec, se infiere la presencia de contornitas en el área de Coxcatlán, San Luis Potosí.

Aplicación.

Las contornitas se definen como: sedimentos depositados por corrientes de fondo siguiendo los contornos morfológicos del piso marino. Algunos autores indican que estos cuerpos, de arenas finas, representan originalmente depósitos turbidíticos, fuertemente retrabajados, y redepositados por corrientes de fondo, son muy atractivos como roca almacén. Se realizaron estudios para identificarlas en la formación Chicontepec.

Resultados

Para identificar las zonas en donde se podría localizar estas rocas se realizó un modelo computacional, en el software Dionisios, con los parámetros sedimentológicos y observamos que el modelo resultante daba una morfología de cuerpos de areniscas elongados.

Con el análisis tridimensional de las curvas de nivel y una subrutina de análisis de pendientes se observó que en el área de Coxcatlán, San Luis Potosí había características morfológicas de estas rocas. Los estudios de campo y la petrografía mostraron que se pueden considerar como depósitos contorníticos.

Observaciones y conclusiones

Sin ser determinantes, con los estudios de los afloramientos, los modelos numéricos y los estudios petrográficos y de microscopio de barrido electrónico, que se realizaron se tienen evidencias de contornitas en este sector de la Cuenca.

GP-3

EMANACIÓN NATURAL DE HIDROCARBUROS EN CANTARELL, GOLFO DE MÉXICO

Juárez Aguilar Luis¹, Soriano Mercado Esteban¹,
Pérez Aguilar Jorge¹ y Durán González Juan Alberto²
¹Exploración y Producción, PEMEX
²Halliburton
luis.juarez@pemex.com

En el año 2000 se dio inicio del monitoreo sistemático satelital para la detección de derrames de hidrocarburos por parte de GSIPA-RMNE, en dicho monitoreo se observaron puntos de emanación de aceite alineados con una longitud aproximada de 3 Km a lo largo de una falla por lo que se decidió armar una estrategia para evitar más fuga de aceite hacia la superficie. Como producto del análisis de la información se propuso hacer un pozo de alivio para la zona de emanaciones y tratar de incorporar dicho aceite a la producción de Akal.

La alineación de los puntos de emanación es consistente con una falla a nivel Neógeno, lo que hace suponer que dichas emanaciones puedan provenir de tres cuerpos calcáreos someros que atraviesa dicha falla identificados a +/- 520 mv, 805 mv o 1105 mv (correspondientes a las formaciones del Neógeno (2) y Eoceno Medio) y que pudieran estar filtrando aceite a través de la falla hasta el lecho marino.

Por esta razón, se ha elaborado un programa para perforar un pozo que atraviese desde su diseño estos tres cuerpos de tal manera que permita probar cada uno de ellos y así poder determinar una posible comunicación hacia la superficie. Así mismo, en caso de que estos cuerpos sean los responsables de las emanaciones superficiales, se pretende que dicho pozo sirva como un desfogue que mitigue de alguna manera la emanación natural del crudo al lecho marino permitiendo que el flujo sea redireccionado al pozo que servirá como colector de este hidrocarburo y a su vez incorporarlo a la producción del complejo Cantarell.

GP-4 CARTEL

MAPAS DE INCERTIDUMBRE TÉCNICA, UNA FORMA ALTERNA DE MITIGAR EL RIESGO DURANTE EL DESARROLLO DE YACIMIENTOS PETROLEROS

Diego Ortiz Gonzalo y Ríos Mendoza Daniela
Schlumberger
gortiz6@slb.com

Las estrategias para la recuperación de hidrocarburo en campos petroleros mediante perforación de pozos, incluyen la integración de diversas disciplinas, tiempo e inversión económica, donde se buscan identificar aéreas con mejor oportunidad. Sin embargo, la incertidumbre técnica de información de los yacimientos es alta. El presente trabajo busca optimizar la selección de áreas de oportunidad y mitigar el riesgo utilizando incertidumbre técnica de información, la cual es integrada en matrices que recopilan y analizan la información disponible para campos de hidrocarburo y finalmente son integrados en un producto de mapas en donde la incertidumbre técnica es gerenciada.

Las matrices de incertidumbre técnica apoyan a la gerencia integrada de yacimientos a identificar oportunidades y áreas de debilidad en la información del yacimiento.

El mapa de incertidumbre técnica busca incrementar la rentabilidad del negocio logrando jerarquizar de manera adecuada la oportunidad y mitigación de riesgo.

Con la metodología en el presente trabajo es posible proponer mejoras en posteriores adquisiciones de datos o en su integración al modelo estático del campo, también apoya a ubicar los objetivos de pozos a perforar de manera óptima.