

M3-1

DETECCIÓN DE HIDROCARBUROS EN EL GOLFO DE MÉXICO MEDIANTE EL USO DE IMÁGENES DE SATÉLITE Y SISTEMAS DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA, PARA LA EXPLORACIÓN PETROLERA

Limón González Mario y Mendez Sánchez José Guadalupe
Exploración y Producción, Subdirección de la Coordinación Técnica
de Exploración, PEMEX
Correo Electrónico: mlimong@pep.pemex.com

La estrategia de Petróleos Mexicanos para exploración, es la de buscar nuevos yacimientos en aguas profundas del Golfo de México; la Gerencia de Modelado Geológico Regional de la Subdirección de la Coordinación Técnica de Exploración está coordinado conjuntamente con la Región Marina Suroeste, el proyecto Caracterización de los sistemas Petroleros de México, Basado en el Análisis Geoquímicos de Alta Resolución de Crudos Condensados y Gases, dentro de este Macro proyecto se está realizando la detección, muestreo, análisis y ubicación de manchas de aceite en el Golfo de México que es la parte que se expondría en la XIII Reunión Nacional SELPER-México 2003.

El proyecto inicia con el uso de imágenes de satélite Radarsat de diferentes fechas, mismas que son interpretadas por especialistas de imágenes de satélite, quienes realizan la vectorización de las emanaciones de aceite en la superficie del mar en diferentes fechas, igualmente se llevan a cabo diferentes análisis de temperatura de la superficie del mar, nubosidad, corrientes marinas, etc., la información interpretada y vectorizada es llevada a un sistema de información geográfica, donde se realizará la integración de toda la información espacial que se genere en el transcurso del proyecto. El siguiente paso es el de correlacionar la ubicación de las manchas con líneas sísmicas para corroborar o descartar la ubicación de un posible punto de muestreo. Actualmente se está empezando la etapa de obtención de muestras (núcleos) de las áreas seleccionadas para realizar el estudio de estas y poder realizar la correlación de información para determinar posibles áreas de exploración en el Golfo de México.

Básicamente en este trabajo se presentará el uso de imágenes de satélite y las herramientas SIG para la integración, análisis y correlación de información de diversas fuentes y la interacción con las geociencias para la exploración petrolera.

M3-2

RECONOCIMIENTO DE FALLAS TRANSVERSALES NE-SW DE LA PENÍNSULA DE BAJA CALIFORNIA A PARTIR DE UN MODELO DIGITAL DE ELEVACIÓN

Bernal Campos Amado¹ y Alvarez Béjar Román²

¹ Escuela Nacional de Estudios Profesionales, Aragón, UNAM
Correo Electrónico: abc@uxdea4.iimas.unam.mx

² Instituto de Investigaciones en Matemáticas Aplicadas y en Sistemas, UNAM

El movimiento de la Baja California acoplado a la placa del Pacífico se ha considerado como el de un bloque rígido cuyo límite oriental esta constituido por una serie de fallas transformantes NW-SE a lo largo del Golfo de California. Se conocen algunas fallas en la península y su plataforma continental con ese rumbo aproximado, entre las que se encuentran las fallas de San Pedro Mártir, Guerrero Negro y Tosco-Abreojos. Los reportes geológicos y tectónicos

disponibles no reportan fallas importantes perpendiculares a la dirección de las fallas transformantes. Primero construimos un mosaico de la península basándonos en un modelo digital de elevación (MDE), con una resolución de 3" de arco, para subsecuentemente resaltar los alineamientos y posibles fallas transpeninsulares en la dirección NE-SW. Estos rasgos se acentuaron mediante la iluminación artificial del MDE ajustando parámetros de la fuente de iluminación como su azimut y su ángulo de elevación, y luego se confirman mediante acercamientos y seguimiento en vuelos simulados. El trazado de los alineamientos se hace en forma automática pero supervisada. Los resultados muestran que entre las latitudes 24°-29°N y longitudes 111°-115°W se encuentran por lo menos cinco alineamientos transpeninsulares en la dirección NE-SW, que pueden ayudar a entender mejor los procesos tectónicos de extensión y compresión en el área.

M3-3

SEGMENTACIÓN DE IMÁGENES DE TOMOGRAFÍA DE RAYOS X DE LAS MUESTRAS DE NÚCLEOS DE PERFORACIÓN

Taud Hind, Martínez Ángeles Raymundo y Hernández Escobedo Luis

Instituto Mexicano del Petróleo
Correo Electrónico: htaud@imp.mx

En un yacimiento petrolero pueden ser medidas propiedades físicas importantes de una roca como la porosidad secundaria mediante el procesamiento y el análisis de una serie de imágenes de tomografía de rayos X, con la ventaja de obtener, en forma no destructiva, una visión del interior de este tipo de rocas. El procedimiento tradicional empieza con la segmentación de la imagen en dos regiones de interés: el espacio vacío (poros o vugulos) y el sólido. Esta etapa de segmentación es crucial en cualquier sistema de visión por las dificultades que conlleva y por la importancia de sus resultados.

Aunque las imágenes de tomografía se prestan a una interpretación visual simple, ciertas limitaciones que surgen durante el proceso de generación o de construcción y de la composición de algunas rocas hacen que los valores de densidad desde el vacío hasta la densidad de los sólidos crezcan de manera continua, sin mostrar un límite claro entre las dos regiones. Dicho de otro modo, la frontera observada es borrosa. Estas limitaciones junto con la ausencia de un conocimiento a priori de las propiedades de la roca y la complejidad e irregularidades de los patrones del espacio vacío que la constituyen, complican el proceso de segmentación y por consiguiente el de una interpretación adecuada.

En el presente trabajo se describen estas limitaciones y sus consecuencias en el proceso de segmentación. Se presentan algunas técnicas de segmentación, a través de las cuales se obtienen resultados diferentes. Dado que no hay por el momento ningún elemento para evaluar los resultados, aparte de los datos de la densidad, que arroja la tomografía, no se puede destacar la eficacia de un método sobre otro.

Una mejor evaluación se logrará a través de la integración de cinco métodos diferentes: tomografía de rayo X, inyección de helio, análisis visual, microregistro de imágenes eléctricas y petrografía cuantitativa.

M3-4

SEGMENTACIÓN DE REDES DE MÁXIMOS, MÍNIMOS Y PUNTOS DE INFLEXIÓN EN IMÁGENES DE: SATÉLITE, MODELOS NUMÉRICOS DE TERRENO Y TOMOGRAFÍA DE RAYOS X DE ROCAS

Martínez Ángeles Raymundo, Taud Hind y Hernández Escobedo Luis

Instituto Mexicano del Petróleo
Correo Electrónico: rmangele@imp.mx

En la prospección petrolera existe una variedad de imágenes digitales que pueden ser reinterpretadas en términos de redes de máximos, mínimos y puntos de inflexión. En esta comunicación se presentan tres casos diferentes de aplicación: una imagen de satélite, un modelo numérico de terreno y una sección de tomografía de rayos X en una roca. En el primer caso la segmentación de las redes en una zona desértica y montañosa corresponde a eventos geológicos (estratificación, fallas) y geomorfológicos (cimas, valles, red hidrográfica). En el segundo ejemplo las redes de máximos, mínimos y puntos de inflexión corresponden a redes de cimas, red hidrográfica y red de versantes respectivamente. Mientras que en el último dominio las redes de máximos, mínimos y puntos de inflexión están correlacionadas con regiones impermeables, regiones de flujo de fluidos y dominios de porosidad. Las redes se obtuvieron mediante algoritmos (filtrado lineal y morfología matemática) del procesamiento y por un análisis interpretativo de cada imagen digital.

M3-5

MODELO GRAVIMETRICO DEL MARCO TECTONOSEDIMENTARIO ACTUAL DEL GOLFO DE CAMPECHE, MÉXICO

Sandoval Ochoa José Héctor¹, Araujo Mendieta Juan², Aguayo Camargo J. Eduardo² y Ángeles Cordero Edgar²

¹ División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Facultad de Ingeniería, UNAM

Correo Electrónico: ance25@yahoo.com

² Exploración y Producción, Instituto Mexicano del Petróleo

Con los análisis de datos y distribución de anomalías de gravedad observados en el mar del suroeste del Golfo de México, integrados del proyecto IDOE-LEG2 y satelitales de NOAA (UCSD-SIO) se ha modelado asimismo, con los resultados obtenidos de la Geomorfometría Avanzada de la región; la expresión gravimétrica regional de los elementos estructurales mayores de la corteza terrestre ubicada encima del manto superior.

Los datos cruzados soportan el modelo de la organización estructural adquirida en la actualidad por la región y sus alrededores después de: 1-Haberse creado el cuenco receptor del relleno sedimentario en la zona distensiva basamental "post-rift", al término del Periodo Triásico. 2-Una vez generado el hueco para el depósito sedimentario, éste a partir del Jurásico Medio, recibió los mantos salinos y a otros. 3- Los cuerpos de sal sepultados fueron deformados con el diapirismo del Terciario con predominancia vertical de gran altura y/o profundidad sindeposicional hacia el Reciente.

En este arreglo tectonosedimentario el prisma sedimentario del Terciario-Reciente, aunque deformado, tuvo el aporte de los terrígenos clásticos continuamente en su mayor proporción, desde las sierras altas del sureste mexicano; se extiende hasta la depresión de

Sigsbee, se sustenta sobre el basamento de rocas calcáreas del Periodo Cretácico y sobre la corteza oceánica de la cima solidificada del manto superior, la cual fue emplazada en el Jurásico.

La Zona de Transición Océano-Continente se localiza ahí donde los basamentos mesozoicos se juxtaponen con la cima solidificada del manto superior a lo largo de un lineamiento orientado NE-SW. El extremo NE se encuentra al sur de la latitud 20°N a una profundidad aproximada de 17 km. debajo de la prolongación norte de la Sonda de Campeche (i. e. Cañón de Campeche). El extremo SW se encuentra al norte de la latitud 18°N en la parte oriental del Macizo de San Andrés a una profundidad aproximada de 20 km. Esta zona transicional delimita hacia el Golfo de México la extensión de las prolongaciones soterradas de las sierras plegadas del sureste de México como núcleo tectónico de las tres porciones orogénicas que respectivamente parten del norte de Oaxaca, Chiapas y Guatemala, con tendencias hacia el noroeste, y definiendo así, parte de la margen continental en el SW del Golfo de México.

Así la región tectonosedimentaria submarina y terrestre del Golfo de Campeche de acuerdo a los datos, esta enmarcada por nueve grandes elementos corticales o provincias tectónicas diferentes, las cuales se enumeran en el sentido del movimiento de las manecillas del reloj: a) La plataforma occidental y/o la microplaca de Yucatán delimitada a lo largo del Cañón de Campeche, el cual corre desde el sur del Petén, incluye la zona sumergida de la Laguna de Términos, la Sonda de Campeche y desemboca en la depresión abisal de Sigsbee. b) El Núcleo Tectónico de Centroamérica y sus prolongaciones soterradas de las sierras del sureste de México, que se extienden hasta la Zona de Transición Océano-Continente, referida antes. El Núcleo Tectónico en la región esta compuesto por tres bloques basales que en conjunto tienen una forma esfenooidal de expresión positiva y soportado tanto por la geomorfometría como por la gravimetría, siendo en apariencia un bloque cortical soterrado aunque elevado y buzante al noroeste, que pudiera ser, sino un estribo desprendido de la plataforma yucateca, sí un contrafuerte juxtapuesto a la microplaca. c) El núcleo continental del este y sur del continente mexicano, el cual se delimita a lo largo del Cañón de Veracruz, que corre desde el sur del Macizo de San Andrés y la zona de topografía mas baja del Istmo de Tehuantepec, al norte del Macizo hasta el frente inferior de las Cordilleras Submarinas Mexicanas del occidente del Golfo, asimismo, a lo largo del propio Cañón de Veracruz, hasta la depresión abisal de Sigsbee. d) La Región de Deformaciones Salinas Diapiricas de la cubierta o prisma sedimentario del Terciario-Reciente, se la ubica sobre la corteza oceánica solidificada del suroeste del Golfo de México y cuyo límite austral se encuentra a lo largo de la Zona de Transición Océano-Continente.

Se espera que la distribución espacial de los elementos estructurales tectonosedimentarios obtenida de los análisis e integración de los resultados geofísicos y geomorfométricos en el modelo, pueda tener aplicación para normar criterios holísticos en la exploración petrolera marina, cuando sean conocidos los tipos de rocas asociadas a cada elemento descrito en su posición actual y respecto a las componentes que exige la definición moderna de un Sistema Geológico Petrolero.