

Sesión Regular

# **GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO**

Organizador:

Jaime Rueda Gaxiola

GP-1

### UN MODELO DEL ORIGEN Y EVOLUCION DEL GOLFO DE MEXICO, BASADO EN LA EXISTENCIA DE UN PUNTO CALIENTE CON TRIPLE UNIÓN

Rueda Gaxiola Jaime  
ESIA, Unidad de Ciencias de la Tierra, IPN  
jaime\_rueda@cablevision.net.mx

Los lechos rojos, los conglomerados y las evaporitas han sido considerados estratigráficamente como rocas problemáticas. Sin embargo, el Método Palinoestratigráfico y la Geoquímica Inorgánica, apoyados por el Método Arquitectónico de Facies, han probado ser útiles para situarlas en el tiempo y en el espacio.

A principios del siglo pasado, en el NE de México (Anticlinorios de Huizachal-Peregrina y Huayacocotla), sólo tres unidades de lechos rojos habían sido diferenciadas (Huizachal, La Joya y Cahuasas), pero situadas desde el Triásico Tardío hasta el Jurásico Tardío. Puesto que eran consideradas el basamento económico de las subcuencas petroleras mexicanas del Golfo de México, era muy importante detallar su posición estratigráfica.

En 1969, los análisis palinoestratigráficos permitieron datar la Formación Cahuasas y, en 1989, apoyados por los análisis de rayos X y el Método Arquitectónico de Facies permitieron saber que en el Anticlinorio de Huizachal-Peregrina no existen sólo los lechos rojos de La Joya y Huizachal, sino también los de La Boca, constituyendo estas dos últimas alloformaciones el Allogrupo Los San Pedros, caracterizado por la presencia de rocas transgresivas marinas identificadas por la presencia de palinomorfos sinemurianos marinos y glauconita. En 1991, se comprobó que este allogrupo continua hacia el SE cambiando a una secuencia de ambiente más marino correspondiente al Grupo Huayacocotla, aflorante en el anticlinorio del mismo nombre.

En 2008, el estudio petrológico del Grupo Consuelo (sensu Jiménez Rentería, J., 2004, establecido con base en el Método palinoestratigráfico), aflorante en el NW del Anticlinorio de Tlaxiaco, permitió correlacionarlo con el Grupo Huayacocotla y con el Allogrupo Los San Pedros, facilitando la reconstrucción de la Paleogeografía Mesozoica, basada en estas secuencias, depositadas en una misma fosa tectónica de más de 1000 Km de longitud, denominada ahora de Tlaxiaco-El Alamar. Ésta estuvo comunicada con el mar liásico epicontinental denominado Portal del Balsas que, durante el Jurásico Medio, se conectó con el incipiente Golfo de México formado por un "hot-spot" con unión triple, para formar primero el Corredor Hispánico y después evolucionar durante el Jurásico Tardío hasta formar el actual Golfo de México.

Palabras claves: Golfo de México; Anticlinorios de Huizachal-Peregrina, Huayacocotla, Tlaxiaco; Palinoestratigrafía, Rayos X, Método de Facies; Corredor Hispánico; Liásico.

GP-2

### SIMULACIÓN DE SISTEMAS LIGADOS EXTENSIÓN-ACORTAMIENTO EN LA ZONA DEL GOLFO DE MÉXICO NORTE MEDIANTE MODELOS ANALÓGICOS

Gracia Marroquín Diego y Cerca Martínez Mariano  
Centro de Geociencias, UNAM  
diegoqram@geociencias.unam.mx

Se presentan resultados de una serie de modelos analógicos que reproducen la deformación observada en la zona del Golfo de México Norte. Esta zona presenta una geología estructural compleja caracterizada por fallas extensionales hacia el borde continental (Cuenca de Burgos; CB), una zona de traslación de la deformación y un cinturón de pliegues y cabalgaduras (Cinturón Cabalgado El Perdido, CCEP) hacia el oriente. Todas estas estructuras se encuentran despegadas a lo largo de una sección de aproximadamente 350 km sobre una gruesa capa de sal jurásica, la cual se encuentra desplazada y ensanchada hacia el oriente. El CCEP se comenzó a formar en el Paleoceno-Eoceno hacia el poniente, tiene un pico de la deformación en el Oligoceno-Mioceno y ha continuado su deformación hasta el reciente. A partir de los datos disponibles de secciones sísmicas se han podido identificar al menos 3 eventos diacrónicos de extensión en la zona continental y sumergida de la CB que pueden correlacionarse con los eventos de acortamiento en el CCEP. El primer evento de extensión afectan rocas desde el Jurásico hasta el Eoceno con fallas normales sub-paralelas; el segundo evento afecta a las rocas entre el Paleoceno y el Oligoceno con rotación de bloques a lo largo de fallas lístricas de bajo ángulo; y un último episodio de extensión que forma estructuras de tipo graben en las rocas desde el Mioceno. Los modelos nos permiten investigar la consistencia mecánica de las interpretaciones y fueron construidos sobre una mesa experimental instalada en el Laboratorio de Mecánica Multiescalar de Geosistemas del Centro de Geociencias, con una escala geométrica de 1 cm en el modelo = 4 km en la naturaleza. Los modelos consisten de tres capas principales: a) capas de arena de cuarzo y microesferas de cerámica simulan el basamento quebradizo pre-Jurásico; b) silicón SGM 36 que representa la secuencia de sal Jurásica; c) capas de arena

de cuarzo y corindón que representan la cobertura sedimentaria deformada. Los modelos tienen un área de 100 x 15 cm. El basamento fue construido con una pendiente pre-establecida hacia la zona continental de 5°; posteriormente se añadió una capa de silicón con un espesor de aproximadamente 1 cm y las capas de pre-carga del Jurásico-Cretácico. Las capas de cobertura fueron añadidas progresivamente simulando la sedimentación después de acortar la parte poniente de los modelos (Orogenia Laramide). Toda la cobertura se continuó depositando a intervalos controlados de tiempo y la deformación posterior se produjo sólo por gravedad. Los resultados del modelo muestran que factores como la carga por sedimentación y el flujo de sal tienen una gran influencia sobre los estilos de extensión y acortamiento observados. El rol de la sal dentro de los sistemas ligados extensión – acortamiento es crucial para facilitar su formación. Se ha encontrado que la movilización de sal es mayor hacia la parte oriente de los modelos, debido al ensanchamiento y engrosamiento. De igual manera se reconocieron pliegues con vergencias opuestas controlados por el flujo de sal.

GP-3

### MODELACIÓN ESTOCÁSTICA DE LA MINERALOGÍA DE LA DISTRIBUCIÓN DE LOS GRANOS DE ROCAS SILICICLÁSTICAS A PARTIR DE IMÁGENES DE MICROSCOPIO ELECTRÓNICO DE BARRIDO

Mendez Venegas Javier<sup>1</sup> y Díaz Viera Martín<sup>2</sup>  
<sup>1</sup>Universidad Nacional Autónoma de México  
<sup>2</sup>Instituto Mexicano del Petróleo  
lemendez84@yahoo.com.mx

La reconstrucción de un medio poroso (matriz sólida y espacios de poros) es de gran interés en una amplia variedad de campos (Ciencias de la Tierra, Ingeniería, Biología, etc.) para predecir el flujo. En particular, en la industria petrolera puede ser una herramienta para el estudio de esquemas de recuperación secundaria y mejorada en formaciones terrígenas complejas como las del tipo Chicontepec. En este caso, además de tener un conocimiento general del medio poroso es crucial tener conocimiento de la distribución espacial de la mineralogía de las rocas siliciclásticas (arcillas, cuarzo y espacio poroso), esto con el fin de contabilizar las variaciones que sufren las propiedades petrofísicas del medio poroso debido a fenómenos como el hinchamiento de las arcillas al entrar en interacción con el agua o con otros compuestos químicos.

En el presente trabajo se propone generar medios porosos estocásticamente simulados a partir de imágenes de distribuciones reales de los componentes de rocas siliciclásticas obtenidas con el microscopio electrónico de barrido. Los modelos estocásticos obtenidos servirían de referencia para obtener propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad) efectivas a escala de núcleo. Además, nos permitirían investigar la modificación de las propiedades petrofísicas bajo diferentes condiciones de interacción de dicha mineralogía con diferentes formulaciones químicas, con el propósito de predecir su impacto en el flujo.

La metodología propuesta para simular el modelo estocástico consta de dos etapas. Primero, se simula el medio poroso (matriz sólida y espacios de poros) mediante el método de simulación monogaussiana usando una función de correlación espacial multipunto, y posteriormente se simula la mineralogía de las rocas aplicando el método de simulación plurigaussiana. La aplicación de la metodología se mostrará en un caso de estudio.

GP-4

### RELACIONES TECTONO-ESTRATIGRÁFICAS DE LA CUENCA CHICONTEPEC: ORIGEN DE LA CUENCA Y RUTAS DE MIGRACIÓN DE HIDROCARBUROS

Valencia Islas Juan José, Ronquillo Jarillo Gerardo y Coconi Morales Enrique  
Instituto Mexicano del Petróleo  
jivalen@imp.mx

En la cuenca de Chicontepec Veracruz México, desde hace más 50 años se han realizado un sin número de estudios geológicos enfocados a localizar y explotar yacimientos de hidrocarburos. En este trabajo se integran un buen número de estos trabajos y sumado a la información de trabajos de campo, petrográficos, geoquímicos y geofísicos realizados por nosotros se proponen nuevas ideas sobre el modelo sedimentario de turbidítico de la formación Chicontepec, una nueva alternativa de generación de hidrocarburos y sus rutas de migración.

GP-5

**EL DIAPIRISMO SALINO “TEMPRANO” COMO PRIMER EVENTO GENERADOR IMPORTANTE DE TRAMPAS ESTRUCTURALES/ ESTRATIGRÁFICAS DE HIDROCARBUROS EN ALGUNOS CAMPOS NATURALMENTE FRACTURADOS DEL SURESTE DE MÉXICO, Y SU POSIBLE ANÁLOGO EN SUPERFICIE**

Villaseñor Rojas Pedro Ernesto  
*Instituto Mexicano del Petróleo*  
 pvillase@imp.mx

En este trabajo se exponen las evidencias a escala de yacimiento de un tectonismo salino pasivo, ocurrido mucho antes de la principal deformación horizontal del Mioceno Medio que afectó gran parte del sureste de México.

Bajo conceptos de una tectónica de sal, y empleando modelado estructural 2D a partir de sísmica 3D así como análisis de electrofacies, de diagénesis, y de catodoluminiscencia, se ha caracterizado la interacción estructura-sedimentación a escala de yacimiento en algunos campos y se ha identificado que el tectonismo salino pasivo, normalmente subestimado o ignorado, fue muy activo al momento de generar las principales trampas estructurales/estratigráficas en algunos campos mesozoicos considerados actualmente como naturalmente fracturados.

Los domos de sal jurásica se levantaron y posteriormente se hundieron en repetidas ocasiones y en diferentes periodos durante el Mesozoico a consecuencia probablemente de la sobrecarga de sedimentos y la evacuación de sal.

En un campo petrolero ubicado en el límite de la cuenca de Comalcalco y el alto Reforma-Akal, durante el Cretácico Inferior, el terreno fue levantado y erosionado en las partes topográficas más altas, induciendo el depósito de cuerpos de brechas en forma de avalanchas hacia los depocentros de las cuencas adyacentes. Estos carbonatos reabajados fueron subsecuentemente afectados por dolomitización y disolución y una excelente red de vóvilos y canales –no fracturas tectónicas– fue desarrollada controlando de manera directa la permeabilidad y conectividad del yacimiento.

Al suroeste 8km del campo anterior, la actividad de un domo de sal provocó el engrosamiento anormal del Cretácico Inferior tres o cuatro veces su espesor, evento relacionado probablemente al colapso del domo provocado por la disolución de un importante volumen de sal. Los movimientos verticales diferenciales del domo de sal en este campo vía fallas listricas, provocaron durante el Kimmeridgiano y Tithoniano el adelgazamiento y erosión de las secuencias, y en algunas ocasiones crearon cavernas y fracturas karstificadas paralelas a las paleofallas listricas controlando de esta manera la producción.

El primer modelo descrito obtenido se comparó con los afloramientos evaporíticos del domo el Papatote en el NE de México, resultando un excelente análogo en superficie. Aquí, los pulsos verticales del diapiro generaron espectaculares afloramientos de brechas sedimentarias en distintos niveles de la columna sedimentaria terrigena.

GP-6

**CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICO-PETROLERA DEL NORESTE DEL CAMPO TUPILCO, EN LA CUENCA DE COMALCALCO, MÉXICO**

Mandujano Velázquez Jaime de Jesús<sup>1</sup>, Santiago Villafaña Raquel<sup>2</sup>, Pérez Ortiz José Antonio<sup>1</sup>, Villaseñor Rojas Pedro Ernesto<sup>1</sup>, Canipa Morales Nora<sup>1</sup>, López López Luis<sup>1</sup>, Alba Morales Gerardo<sup>1</sup>, Toledo Pineda Luis Raúl<sup>1</sup>, Rosas Toledo José Inés<sup>1</sup>, Gutiérrez Guevara Marytere<sup>1</sup>, Marín García José Manuel<sup>1</sup>, Castellano Solís Angel Vinicio<sup>1</sup>, Moreno Espino Agustín<sup>1</sup> y Colín Rodríguez Azucena<sup>1</sup>

<sup>1</sup>*Instituto Mexicano del Petróleo*

<sup>2</sup>*Petroleos Mexicanos*

jmanduja@imp.mx

En el Campo Tupilco las arenas 16A1, 16G2, 18A10, 18D4, 18E4 y 18F2 fueron caracterizadas con base a la información de 40 pozos.

Interpretación Sísmica-Estructural

Se llevó a cabo la interpretación sísmica en líneas a rumbo y echado de la estructura del Campo Tupilco de las cimas de los marcadores M5, M7, con la finalidad de definir el comportamiento del despliegue y correlación de las fallas del área de estudio. En una primera etapa se utilizó la TZ del pozo Mayacaste-1, y posteriormente, se elaboró el sismograma sintético del pozo Tupilco-2001. Asimismo, para realizar la conversión a profundidad, se elaboró un modelo de velocidades del Campo Tupilco utilizando las cimas de los horizontes interpretados M-5 y M-7, los cuales se obtuvieron como resultado de la correlación geológica. Finalmente se realizó la configuración de las cimas de las marcas M5 y M7 en tiempo y profundidad.

Estratigrafía

Se realizó la correlación de electrofacies en 16 secciones, lo que permitió establecer el modelo de evolución lito-estratigráfica general y la distribución de

litológica de las arenas 16A1, 16G2, 18A10, 18D4, 18E4 y 18F2 del Campo Tupilco.

Sedimentología

En función del análisis realizado a la evolución vertical litológica, la distribución litológica lateral y a la interpretación de las electrofacies, se establecieron los modelos de distribución de ambientes sedimentarios para cada una de las arenas estudiadas, el cual consistió del desarrollo de canales principales bordeados por sistemas de barras de arena, todos estos enmarcados en un ambiente de deltáico.

Geología de Estructural

Con base en 14 secciones estructurales, se estableció la presencia de un sistema de fallas extensivo con rumbo NE-SW el cual en la porción SE tiene echado hacia el NW y en su porción NW tiene su echado hacia el SE. Asimismo se generaron los planos de las cimas estructurales de cada una de las arenas estudiadas, las cuales conjuntamente con la ubicación de las fallas, definieron los compartimientos que actuaron como reservorios de hidrocarburos.

Registros

Finalmente se efectuó el modelo petrofísico de las 6 arenas estudiadas en los 40 registros ubicados en el bloque Noreste del Campo Tupilco, el cual permitió establecer la distribución de las propiedades petrofísicas denominadas espesor bruto, espesor neto, porosidad, saturación de agua, índice de hidrocarburos y volumen de arcilla en cada una de estas 6 arena, así como sus valores de corte para el posterior cálculo del volumen de los hidrocarburos presentes en este sector de la estructura.

GP-7

**ESTUDIO SÍSMICO DEL TERCIARIO EN UN CAMPO PETROLERO DEL SURESTE DE MÉXICO**

Rocha de la Vega Francisco Rubén, Cázares Zurita Paola Edith, España Bernardino José Mauricio, Guevara Caudillo Fernando y Zavala Paredes José Giovanni  
*E.S.I.A. Ticomán, IPN*  
 frochav@ipn.mx

La provincia geológica del Área Chiapas-Tabasco ha sido prospectada desde hace muchos años, siendo el objetivo primordial la localización de yacimientos de aceite en el Mesozoico quedando como objetivo secundario posibles yacimientos de gas en el paquete sedimentario del Terciario.

Razón por la cual el objetivo de este trabajo consiste en determinar un modelo geológico estructural a partir de datos sísmicos tridimensionales en el Terciario en un área al Sur de dicha provincia geológica.

Se presenta una metodología desarrollada para realizar la interpretación y el modelado estructura del área en estudio, utilizando el software Petrel®, de la compañía Schlumberger.

El desarrollo del trabajo fue dividido en dos partes, donde se contempla en primer instancia la interpretación estructural del paquete sedimentarios del Terciario en el Campo petrolero, la cual consistió en ubicar las diferentes formaciones en los datos sísmicos apoyándose en la información de pozos y en los diferentes atributos sísmicos calculados de los datos originales, dichas formaciones fueron corridas a lo largo del cubo en donde se pudieron identificar tres principales fallas listricas, obteniendo los mapas estructurales de cada formación.

Posteriormente se procedió a realizar el Modelado Estructural, en donde se llevó a cabo el modelado de las fallas, el modelado de velocidades, se realizó la conversión a profundidad de los horizontes seleccionados y se obtuvieron finalmente los mapas de isopacas. Asimismo, se comentan los resultados obtenidos con la utilización del software, estableciendo la hipótesis geológica más real del Campo.

Finalmente se presentan las conclusiones obtenidas de la Interpretación y se marcan algunas recomendaciones.

GP-8

**MODELOS DE VELOCIDAD Y SUS FRECUENTES ERRORES EN LA CONVERSIÓN TIEMPO-PROFUNDIDAD**

Jiménez Guerrero Martín<sup>1</sup> y Ruiz Torres Alejandro<sup>2</sup>

<sup>1</sup>*Schlumberger*

<sup>2</sup>*Pemex*

mguerrero5@slb.com

El modelo de velocidad funciona como puente en la conversión de la información sísmica interpretada en tiempo a profundidad. El tener un buen modelo de velocidad es fundamental en la exploración petrolera, por la profundidad en que se encuentran las estructuras productoras de hidrocarburos y por el tirante de agua, que al paso del tiempo continúa aumentando (aguas profundas). Ya que en un futuro no muy lejano, la perforación de pozos se realizará en tirantes de

agua mayores a los 500 m, y en estructuras geológicas con un alto riesgo de producción de hidrocarburos.

Entre los errores más frecuentes encontramos: a) La ubicación de las cimas geológicas correspondientes al Terciario, ya que éstas son identificadas por bichos (fósiles), los cuales, algunos de ellos son encontrados en un amplio rango de tiempo geológico. b) El análisis de las curvas de velocidad TZs, y velocidades de intervalo que son calculadas por la ecuación de Dix, la cual no se cumple adecuadamente para capas de baja velocidad encontradas en el Mesozoico.

GP-9

### TECNOLOGÍAS SÍSMICAS PARA LA DETECCIÓN Y CUANTIFICACIÓN DEL HIDROCARBURO EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Kerdan Kurdaliova Tatiana, León Ramírez Concepción Alejandra y Del Valle García Raúl  
*Instituto Mexicano del Petróleo*  
 tkerdan@imp.mx

Algunos campos petroleros pendientes por explorar en México presentan dificultades en exploración y extracción de hidrocarburo debido a que este se encuentra atrapado dentro pequeños cuerpos de arenisca discontinua. Actualmente que la producción en el mayor yacimiento de México, Cantarell ha disminuido, estos yacimientos no convencionales han cobrado mayor interés.

Por la complejidad geológica, es necesaria la incorporación de nuevas tecnologías en la caracterización de yacimientos para reducir la incertidumbre en la perforación de pozos.

La sísmica es una herramienta poderosa para evaluar la ubicación más favorable para perforación de los pozos. El yacimiento no convencional de interés presenta un panorama complejo de estratos delgados de lutita y arenas impregnadas de hidrocarburo. Por lo que es necesaria una metodología que permita ver detalles por debajo de nivel de resolución sísmica convencional. En la metodología propuesta se utilizará el análisis de los datos sísmicos en el dominio de la frecuencia: la combinación de teoría de sintonía, descomposición espectral y modelado.

Utilizando la teoría de sintonía en los dominios de tiempo y de frecuencia se pueden detectar los espesores por debajo de nivel de resolución convencional de sísmica en base a valores de amplitud y frecuencia.

Los contrastes de Impedancia y Relación de Poisson se utilizan en una primera clasificación entre arena y lutita para los datos sísmicos. Se observa una correspondencia entre atenuación anómala de la sísmica y menores valores de Poisson, que es un indicador de presencia de hidrocarburo.

Podemos concluir que dichas imágenes de descomposición espectral presentan mayor resolución para caracterizar estratos delgados de arenisca impregnados de aceite.

GP-10

### METODOLOGÍA PARA LA GENERACIÓN DE OPORTUNIDADES EXPLORATORIAS POR MEDIO DE ATRIBUTOS SÍSMICOS EN LA CUENCA TERCIARIA DE VERACRUZ

Saravia Ascencio Carmen Belem<sup>1</sup> y Rocha de la Vega Francisco Rubén<sup>2</sup>  
<sup>1</sup>Exploración y Producción, PEMEX  
<sup>2</sup>E.S.I.A. Ticomán, IPN  
 saravia.geolli@gmail.com

La metodología en estudio es determinar por medio de sísmica 3D oportunidades exploratorias para descubrir hidrocarburos, específicamente gas seco, que es la principal producción en la Cuenca de Veracruz.

El presente trabajo inició con el conocimiento de los antecedentes geológicos y geofísicos del área, posteriormente por medio de la plataforma de interpretación Landmark® se determinó una zona de interés económico, visualizando un horizonte característico productor del área, identificado inicialmente por reflectores fuertes en comparación con las reflexiones pobres aledañas, donde actualmente se tienen campos productores de gas.

En los pozos productores cercanos se identificaron los horizontes de interés donde se correlacionan por medio de secciones sísmicas para conocer la relación estructural con el reflector de interés visualizado.

Haciendo uso de distintas aplicaciones de la plataforma Landmark® se revisaron características sísmicas tales como fase, frecuencia y resolución, las cuales fueron muy importantes para conocer y definir a gran escala los alcances que por este método podemos tener, para ello con la ayuda de los registros geofísicos se pudo calibrar la información equivalente con la sísmica por medio de un sismograma sintético, lo que además permitió hacer la transformación de tiempo a profundidad para definir con mayor precisión el tamaño y espesor del yacimiento, posterior a ello, se realizó un análisis de AVO para dar certidumbre, ya que muchas anomalías de amplitud sísmica no son causadas por la acumulación de gas. Cuando esta serie de factores resultaron satisfactorios se comenzó con la interpretación.

El resultado final de la interpretación fue la construcción de un modelo geológico el cual fue congruente con los datos sísmicos, de pozo y geológicos de área, aunado a todo esto, los atributos sísmicos tales como amplitud, frecuencia, coherencia, sweetness, etc. constituyeron una herramienta primordial para definir las facies sedimentarias, la dirección de aporte y la sedimentación.

GP-11

### ESTRUCTURA DE LA CUENCA CENTRAL DE CUBA SEGÚN LA INVERSIÓN 3D DE DATOS GRAVIMÉTRICOS

Batista Rodríguez José A.<sup>1</sup>, Pérez Flores Marco Antonio<sup>2</sup> y Blanco Moreno Jesús A.<sup>1</sup>  
<sup>1</sup>Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa, Cuba  
<sup>2</sup>Centro de Investigación Científica y de Educación Superior de Ensenada  
 jbatistar@yahoo.com

Se presentan los resultados de la inversión 3D de datos gravimétricos en la Cuenca Central de Cuba, caracterizada por su perspectiva petrolera. Durante la inversión 3D se combinan datos geofísicos, geológicos, topográficos, sísmicos y de perforación. El modelo obtenido muestra nuevas características sobre la estructura de la Cuenca Central, relacionadas con las variaciones de los espesores y profundidades de los diferentes grupos de rocas (sedimentarias, vulcanógenas-sedimentarias, intrusivas, ofiolíticas y de las secuencias plegadas y sobrecorridas del antiguo margen de las Bahamas) y con la existencia de zonas de fallas que controlan la geometría y desarrollo de esta cuenca, muchas de las cuales se proponen por primera vez. De la interpretación del modelo 3D se infieren elementos relacionados con la historia geológica de esta área, como es el caso del emplazamiento de los mantos ofiolíticos. Los resultados obtenidos apoyarán los futuros trabajos de prospección de petróleo y gas que se realicen en esta cuenca, debido a que caracterizan las estructuras y rocas favorables para la acumulación de hidrocarburos.

GP-12 CARTEL

### METODOLOGÍA PARA GENERAR MAPAS DE RIESGO UTILIZANDO POBLACIONES DE PROPIEDADES EN UN MODELO GEOCELULAR

Diego Ortíz Gonzalo  
*Schlumberger*  
 gortiz6@slb.com

En la industria petrolera mexicana se trabaja actualmente con modelos tridimensionales sustentados en apilamientos de celdas, los cuales permiten ver con detalle la distribución de diferentes propiedades petrofísicas que son utilizadas para el cálculo de reservas de hidrocarburo (porosidad, saturación de agua, permeabilidad, espesor neto, etc.), así como características geológicas que sirven como guía (facies, fracturas, unidades de flujo, etc.) para las distribuciones de propiedades.

Cada propiedad poblada en un modelo tridimensional presenta una distribución propia y un rango de valores característico, los cuales son muy diferentes entre sí. El presente trabajo presenta una metodología que permite integrar estas diferentes distribuciones y rangos de valores en un solo modelo geocelular, el cual es utilizado para la obtención de mapas de riesgo.

Los mapas de riesgo son clasificados en zonas buenas, regulares y malas, las cuales tienen como objetivo ser la guía para el desarrollo de estrategias de perforación de pozos, así como jerarquizar el orden de perforación durante el desarrollo del campo.