

Sesión regular

# **Geología del petróleo**

Organizadores:

Alberto Arias

Enrique Coconi Morales

Javier Arellano Gil

GP-1

## INTERPRETACIÓN SÍSMICA ESTRUCTURAL Y ESTIMACIÓN DE LA GEOMETRÍA DE LAS FRACTURAS NATURALES LOCALIZADAS EN LOS YACIMIENTOS SILICICLÁSTICOS PRESENTES EN EL DOMO SUR DE UN CAMPO UBICADO AL SURESTE DEL LAGO DE MARACAIBO.

Campos V Alvis L, Ramírez Augusto, Perdomo José, Collins Kimberly y Rosillo Liz  
Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima, PDVSA  
camposaq@pdvsa.com

El Domo Sur del Campo analizado, tiene una extensión aproximada de 13 Km de largo por 4 Km de ancho y se encuentra ubicado en la región suroriental del Estado Zulia, al oeste de Venezuela, abarcando parte de los Estados Zulia y Trujillo. La producción de este Campo proviene de las arenas basales de la Formación Pauji y de las arenas de la Formación Misoa, ambas de edad Eoceno. Con el objeto de comprender las características de las fracturas, se han realizado diversos estudios en el área detectándose gran cantidad de fracturas verticales y subverticales, en su mayoría abiertas, en todas las facies descritas en los núcleos analizados y con buena impregnación de hidrocarburos, con contribución importante en el incremento de la permeabilidad y porosidad de los yacimientos en esta área. En este trabajo se presentan los resultados de la generación del modelo sísmico estructural y la definición de la geometría de las fracturas naturales localizadas en los yacimientos siliciclásticos del Eoceno en el Domo Sur del Campo en estudio. Se realizó el análisis de interpretación sísmica 3D, VSP, pruebas de pozo, datos de perforación, registros de imágenes, petrofísicos y núcleos que permitió la construcción de un modelo estructural y caracterización del sistema de fracturas consistente con la historia de deformación geológica del área, lo cual a su vez explicó el origen, geometría y clasificación por tipo de apertura de las fracturas naturales. Como resultado, el conocimiento de las propiedades y características geométricas de las familias de fracturas obtenido a partir de la integración permitirá la generación de un modelo que contribuirá a desarrollar un plan óptimo de explotación que maximice la recuperación de hidrocarburos.

GP-2

## IMPORTANCIA ECONÓMICA-PETROLERA DE LAS CUENCAS FORELAND EN LA PARTE CENTRO-ESTE DE MÉXICO.

Arellano Javier, Loza Roberto, Aguayo Joaquín Eduardo y Santillán Noé  
Universidad Nacional Autónoma de México, UNAM  
arellano@unam.mx

Las cuencas sedimentarias que se desarrollaron al frente de la Sierra Madre Oriental en la parte centro-este de México durante el Paleógeno y parte del Neógeno, están relacionadas al proceso orogénico que formó la Sierra Madre Oriental, con la consecuente flexura litosférica que originó la subsidencia que permitió el desarrollo de dos muy importantes cuencas petroleras productoras de México (Chicontepec y Veracruz), las que corresponden a cuencas foreland de retro-arco relacionadas a un margen tectónico de colisión océano-continente, que se encuentran al frente del orógeno producido por la interacción de las placas Farallón y Norteamericana. Estas cuencas se rellenaron principalmente de secuencias turbidíticas con sedimentos provenientes principalmente de la Sierra Madre Oriental y de otros elementos de relieve positivo que se ubicaban en las proximidades. Los sedimentos terrígenos son en gran parte derivados de calizas mesozoicas que se depositaron discordantemente sobre rocas del Jurásico-Cretácico, que en conjunto permiten la existencia del sistema petrolero, donde las secuencias turbidíticas con mayor contenido de arena son las unidades almacenadoras, las que se caracterizan por presentar una alta complejidad geológica al tener apilados múltiples eventos de sedimentación turbidítica sobrepuestos procedentes de diferentes direcciones, con volúmenes y composición granulométrica variables. Además, se debe considerar que la columna estratigráfica cenozoica presenta modificaciones producidas por dos fases de deformación post-laramídica, la primera originó fallamiento normal y la segunda es la responsable del fallamiento lateral; dicha deformación favoreció el desarrollo de porosidad secundaria (fracturas y microfracturas), rutas de migración y trampas mixtas. Un cambio de paradigma en los trabajos de exploración mejoraría el éxito geológico y el desarrollo de los yacimientos de aceite y/o gas.

GP-3

## ANÁLISIS PETROGRÁFICO, PETROFÍSICO Y DE MICROFACIES EN ROCAS ALMACENADORAS DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES EN EL NORESTE DE MÉXICO: FORMACIONES AGUA NUEVA Y SAN FELIPE.

Zavala Arriaga María Mercedes<sup>1</sup>, Dávila Harris Pablo<sup>2</sup>, Arvizu Harim<sup>2</sup>,  
González Piña Juan Manuel<sup>1</sup> y Del Angel Juárez Raúl Edgardo<sup>2</sup>  
<sup>1</sup>Instituto Potosino Investigación Científica y Tecnológica, A.C., IPICT  
<sup>2</sup>Instituto Potosino Investigación Científica y Tecnológica, A.C  
maria.zavala@ipicyt.edu.mx

Los Yacimientos Carbonatados Naturalmente Fracturados (YCNF) son el componente más importante de las reservas mundiales de hidrocarburos (Nelson, 2001) y parte de la producción del Noroeste de México proviene de YCNF, por ello es importante realizar investigación en este tipo de reservorios. Un Yacimiento Naturalmente Fracturado es un volumen de roca compuesto por un sistema múltiporo, en el que se encuentran microfracturas, mesofracturas, macrofracturas, microvugulos, y redes de fracturas, las cuales pueden actuar simultáneamente o no, y son saturados por hidrocarburos y/u otros fluidos. El presente estudio examina el impacto de las macrofracturas determinadas en diversas localidades a nivel afloramiento, y el análisis de las microfracturas naturales en el yacimiento. Se realizó el análisis e interpretación en fragmentos de núcleos de pozo proporcionados por PEMEX en el marco de un Proyecto CONACYT-SENER y muestras recolectadas en área específicas. El objetivo de este estudio es caracterizar las unidades que hospedan hidrocarburos pesados en yacimientos no convencionales, describir las familias de fracturas presentes para con ello reconocer los tipos de porosidad que actúan en el reservorio y determinar de forma semicuantitativa y cuantitativa los valores de la porosidad, permeabilidad y como actúa el sistema poroso a escala de yacimiento. Se presentan los resultados de un estudio petrográfico, microfacial y microestructural para rocas calcáreo-arcillosas de las formaciones del Cretácico Superior: Agua Nueva (Coniaciano/Turoniano) y San Felipe (Santoniano/Coniaciano). Corresponden en general a sedimentos marinos arcillosos, arenosos y calcáreos margosos, calizas y lutitas. Con el fin de determinar las características texturales y estructurales de las unidades, se realizaron reconocimientos geológicos de campo seleccionando afloramientos como análogos de formaciones a profundidad para la obtención de muestras, llevándose a cabo la medición de cinco perfiles estratigráficos-faciales. Es importante mencionar que la porosidad se determinó utilizando diferentes métodos y técnicas de laboratorio, aplicado a muestras recolectadas en campo que posteriormente se procesaron a 40 láminas delgadas. El análisis petrográfico incluyó la definición de las características texturales y microfaciales de la roca, considerando el porcentaje y el tipo de matriz, tamaño de grano, texturas, estructuras y microfósiles, en rocas carbonatadas almacenadoras de hidrocarburo. Las unidades inspeccionadas corresponden a rocas carbonatadas de cuenca, constituidas por calizas biomicríticas con matriz micrítica de color gris claro de texturas mudstone-wackestone en facies de cuencas profundas. Por medio del microscopio electrónico de barrido se determinaron composiciones semi-cuantitativas por medio de EDS, análisis y profundidad de poro, microfracturas, tipo de cementos y el reconocimiento del nannoplanton. Adicionalmente se realizaron estudios de DRX para conocer los tipos de arcillas presentes en la roca. Los resultados del análisis de las familias de fracturas, los datos petrográficos y petrofísicos apoyaran y contribuirán al desarrollo del modelo estático y dinámico dentro del proyecto en donde se enmarca este trabajo.

GP-4

## EVOLUCIÓN DE CUENCA RESTRINGIDA: ANÁLISIS ESTRATIGRÁFICO, DEPOSICIONAL Y MODELADO DE FACIES USANDO REDES NEURONALES EN LA FORMACIÓN CHICONTEPEC (PALEOCENO-EOCENO), EN EL BLOQUE SOLEDAD. NORESTE DE MÉXICO.

Alvarado Arias Guadalupe<sup>1</sup>, Guerrero Suastegui Martín<sup>2</sup>, Sanchez Adolfo<sup>1</sup>, Gonzalez Perez Georgina<sup>1</sup> y Cervantes Aguilar Jorge<sup>1</sup>  
<sup>1</sup>Baker and Hughes

<sup>2</sup>Unidad Académica de Ciencias de la Tierra, Universidad Autónoma de Guerrero  
guadalupe.alvarado@bakerhughes.com

La Formación Chicontepec es una secuencia turbidítica del Paleoceno-Eoceno, bien expuesta en afloramientos y subsuelo de la Cuenca Tampico-Misantla en el noreste de México. Esta unidad es un ejemplo de secuencia foreland, producida durante la Orogenia Laramide durante el Cretácico Tardío – Terciario Temprano, y está relacionada a deformación flexural, la cual forma cuencas restringidas. La estratigrafía, sedimentología y estratigrafía de secuencia del Bloque Soledad, localizado al norte de la Subprovincia de la Cuenca de Chicontepec, son documentadas usando datos de núcleos, registros de pozo (petrofísica) y sísmica 3D. La Formación Chicontepec tiene un espesor aproximado de 1500m y consiste de depósitos proximales y distales que contienen sistemas complejos deposicionales de aguas profundas, los cuales fueron reconocidos y mapeados usando nueve cimas estratigráficas. Los cuatro sistemas turbidíticos son; (1) canal sinuoso y planicie de cuenca; (2) sistemas de canal-lóbulo; (3) complejo de canal erosional y deposicional;

y (4) sistema de canal – desborde. El patrón de apilamiento de cada desarrollo del estadio estratigráfico turbidítico está compuesto de microciclos, de 8-15m de secuencias agradacionales (sistemas relacionados a canales) y progradacionales (sistemas canal-lóbulo), formando, en general, mesociclos agradacionales de 15 a 60m en espesor. Cada uno de estos ciclos está caracterizado por características petrofísicas y sísmicas. La caracterización estratigráfica, sedimentológica y geofísica con datos de núcleos, petrofísicos y sísmicos, son usados para postular un esquema estratigráfico de secuencias (sismoestratigrafía). Estas secuencias representan tres estadios de desarrollo, con patrones de apilamiento progradacional y agradacional en la secuencia turbidítica de la Formación Chicontepec, estudiadas en el Bloque Soledad. Las secuencias de canal-lóbulo y canal-desborde representan las zonas potenciales más atractivas para almacenamiento de hidrocarburos. Así como, producción acumulada y valores de presión relacionados a estas secuencias. La propuesta de estratigrafía de secuencia para el Bloque Soledad puede ser usada como un modelo para secuencias turbidíticas de cuencas restringidas, que producen depósitos de foreland en modelos turbidíticos de mezcla arena-lodo. Finalmente, la interpretación general de la secuencia turbidítica en el Bloque Soledad se realizó usando modelaje de facies, que consiste en el análisis de núcleos y su calibración con petrofísica, así como una propagación geostatística en una malla 3D, usando parámetros elásticos y evaluación petrofísica. Este modelo permitió detectar zonas de alto potencial de producción de hidrocarburos, para proponer trabajos de intervención a pozo y definir zonas de interés para nuevas localizaciones.

GP-5

### EVAPORITAS Y TECTÓNICA SALINA EN MÉXICO. CASO DE ESTUDIO: CAMPO JT EN EL SURESTE DE MÉXICO

Santos Ruth<sup>1</sup>, Ortiz Ubilla Arturo<sup>1</sup> y Vázquez Meneses Mario Ernesto<sup>2</sup><sup>1</sup>Instituto Politécnico Nacional<sup>2</sup>Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)

ruthsnaranjo@gmail.com

En el presente trabajo se analizaron las localidades de evaporitas dentro de la República Mexicana, se visualizó la estructura con la que se presentan y dado el caso, el mecanismo de deformación asociado, resaltando las relacionadas a tectónica salina. Al respecto, como ejemplo de caso de estudio, se realizó la interpretación sísmica de un cubo sísmico dentro del Campo JT en el sureste de México, generándose un modelo estructural a partir de los horizontes y fallas marcados; de las secciones sísmicas trabajadas una de ellas se restauró y de esta manera describir la evolución de las estructuras salinas presentes. La ubicación de las localidades evaporíticas se desarrolló a partir de la recopilación de información de estudios relacionados a evaporitas tomando en cuenta afloramientos, datos de pozos y sísmica. Para el caso de estudio se utilizaron datos de pozo e información sísmica; con el software Move de la compañía Midland Valley se hizo la interpretación del modelo geológico y la restauración de la sección. De acuerdo al análisis de localidades de evaporitas, para la parte continental de México la ocurrencia se encuentra en el norte, oriente y sureste; para el Golfo de México en la zona norte y sur. Su edad de depósito varía del Jurásico Medio al Cretácico Medio; el tipo de roca cambia de anhidrita a yeso o sal (halita). En cuanto a tectónica salina hay una variedad de estructuras salinas como: domos, diapiros, canopies, hojas de sal alóctona, anticlinales, rollers de sal, etc., que se asocian con diferentes mecanismos de deformación que actuaron de manera combinada. Para la zona de estudio, a partir de la interpretación se identificaron cuatro fallas de tipo inverso con orientación NW-SE, tres afectando la cubierta sedimentaria ubicándose un nivel de despegue en la secuencia salina y formando pliegues por propagación de falla y una afectando hasta el basamento. Se determinó que existen cuatro estructuras salinas: una almohadilla, un tronco salino (salt stock), cabalgamiento salino (salt thrust) y un bloque por expulsión (pop-up). Por último, con la restauración se definió el modelo de evolución estructural estableciéndose tres etapas de deformación.

GP-6

### MODELO GEOLÓGICO-ESTRUCTURAL DE UN SECTOR DEL GOLFO DE MÉXICO ENTRE POZA RICA Y TUXPAN, VER., MÉXICO.

García Araceli<sup>1</sup>, Ortiz Arturo<sup>2</sup> y Alzaga Humberto<sup>3</sup><sup>1</sup>Instituto Politécnico Nacional, IPN<sup>2</sup>Instituto Politécnico Nacional<sup>3</sup>Instituto Mexicano del Petróleo

pablocho\_@hotmail.com

El presente trabajo de investigación se encuentra ubicado entre los Municipios de Poza Rica y Tuxpan, en el estado de Veracruz, México. La información proporcionada para el trabajo consiste en información sísmica de reflexión. Las tres secciones sísmicas 2D (A, B Y C) presentan diferentes longitudes, la sección sísmica A tiene una longitud aproximada de 66 km, la sección sísmica B tiene una longitud de 87 km y la sección sísmica C una longitud de 74 km. Para realizar la interpretación geológica de las secciones sísmicas fue necesario conocer las propiedades sísmicas como continuidad, frecuencia, amplitud, configuraciones de los reflectores sísmicas, intensidad de reflexión y la estratigrafía sísmica para posteriormente asociarlas con unidades sismoestratigráficas y determinar los estilos estructurales, ya que en su conjunto formarán un modelo geológico en donde se podrá visualizar la disposición en espacio y tiempo relativo de eventos, así como

el depósito y los estilos estructurales que determinen la historia geológica de la zona de interés. La Cuenca del Golfo de México (CGM) es originada por varios episodios geodinámicos de suma importancia. En el Jurásico Inferior al Jurásico Inferior inicia un episodio de fragmentación de Pangea, que dará lugar a varios bloques corticales, uno de ellos es el bloque de Yucatán que tendrá un movimiento relativo de aproximadamente 20 km al Sureste del actual Territorio Mexicano, dará lugar a la CGM. A finales del Jurásico Superior comienza el desarrollo de corteza oceánica y formación del Proto-Golfo, este episodio termina a finales del Neocomiano (K1). A inicios del Neocomiano al Cretácico Medio se forman las grandes Plataformas Carbonatas. Para el Cretácico Superior inicia la formación de la Orogenia Laramide y la sedimentación está formada por una mezcla de sedimentos siliciclásticos y carbonatos (Alzaga, 2008). En el Paleógeno se tienen depósitos de sedimentos hemipelágicos y pelágicos turbidíticos (Mora, 2004), y a inicios del Eoceno concluye la Orogenia Laramide (Alzaga, 2008). Para el Neógeno a finales del Mioceno Inferior se origina un desprendimiento (Zona de despegue) producido por la gravedad, en las unidades arcillosas del Eoceno-Oligoceno, esta época se caracteriza por el desarrollo de las grandes fallas lítricas y "roll-overs" (Sistema Distensivo Quetzalcóatl) en la Plataforma Continental y pliegues por gravedad (Cordilleras Mexicanas) en el Talud Continental de la CGM. Estos relieves alargados de orientación norte-sur son paralelos a la costa (Salomón, 2009). A partir del Mioceno Medio se depositan estratos de crecimiento que van a deformar al Paleógeno y unidades más jóvenes. En el Mioceno y Plioceno (23-5Ma), se han depositado arenas a lutitas turbidíticas en la CGM. Recientemente se están depositando sedimentos pelágicos-hemipelágicos en la CGM (Salomón, 2009). Se realizó una identificación de los principales horizontes sísmicos de las secciones sísmicas 2D, y posteriormente se hizo un reconocimiento de patrones de reflexión y geometrías, para determinar unidades sismoestratigráficas y facies sísmicas, para caracterizar la estratigrafía y los estilos estructurales con el fin de proponer un Modelo Geológico-Estructural del Paleógeno al Neógeno del área de estudio.

GP-7

### EL CARÁCTER DE LA ONDA SÍSMICA COMPRESIONAL EN UN YACIMIENTO NO CONVENCIONAL.

Aviles Martínez Tania Osiris<sup>1</sup>, Salguero Hernández Eduardo<sup>2</sup> y Alzaga Ruiz Humberto<sup>3</sup><sup>1</sup>Facultad de Ingeniería, UNAM<sup>2</sup>UNAM<sup>3</sup>IMP

geo.tania9aviles@gmail.com

En la actualidad, la búsqueda de hidrocarburos en yacimientos no convencionales es un tema de interés estratégico para la nación mexicana. La experiencia histórica, adquirida en los yacimientos convencionales, ha mostrado que no hay un método estandarizado para explorar e identificar los reservorios. En México, las áreas Galaxia y Luminaria son exploradas con datos sísmicos multicomponente y múltiples técnicas, entre ellas, AVO (Amplitud versus offset). Sin embargo, está latente la inquietud de identificar cuáles son las herramientas (que se han utilizado en los yacimientos convencionales) que pueden ayudar en el estudio de los reservorios no convencionales. En este trabajo, se propone calcular y analizar el comportamiento de la amplitud, fase, frecuencia y polaridad en un horizonte no convencional interpretado: contrastando el comportamiento de dichos atributos en zonas con y sin presencia del fluido. En la actualidad existen muchos atributos sísmicos que pudieran parecer sofisticados. Sin embargo, solo varían los modos de cálculo de la misma propiedad geofísica, o el formato de presentación. Los atributos fueron seleccionados basándonos en la experiencia publicada y en las propiedades físicas de las ondas interactuando con medios elásticos y viscoelásticos: análisis de traza compleja y descomposición espectral. Por último, se reporta los resultados preliminares del análisis comparativo de atributos sísmico, el procedimiento realizado para la identificación de horizontes con aceite a través del estudio de registros geofísicos de pozo: resistividad, rayos gamma, densidad, neutrón y sónico. Además, cálculos de saturación de agua, y conversión tiempo-profundidad para poder correlacionar los registros de pozo con las imágenes sísmicas.

GP-8

### METODOLOGÍA PARA LA CONVERSIÓN TIEMPO-PROFUNDIDAD DE UN CUBO SÍSMICO EN EL SE DE MÉXICO

Vite Díaz Luis Alberto<sup>1</sup>, Murillo Cruz Efrén<sup>2</sup> y Ortiz Ubilla Arturo<sup>2</sup><sup>1</sup>Instituto Politécnico Nacional, IPN<sup>2</sup>IPN

luisvite\_90@hotmail.com

El presente trabajo consiste en proponer una metodología para la conversión a profundidad de un cubo sísmico ubicado en el Sureste de México a partir de la generación de modelos de velocidad provenientes de tiros de verificación (checkshots) y de marcadores geológicos (cimas). Durante el desarrollo de este proyecto se utilizó como herramienta el software Petrel® de la compañía Schlumberger. Se abordó la interpretación del cubo sísmico, en donde el marco sismoestratigráfico se estableció con base en la integración de la columna geológica de la zona y datos de pozo, definiéndose los horizontes sísmicos relacionados con las cimas de las formaciones geológicas, los cuales se marcaron 14 horizontes

a lo largo de toda el área de estudio. Se determinaron dos estilos estructurales por zona, un sistema compresivo para el Mesozoico presentando un conjunto de fallas inversas con orientación NW-SE generando un anticlinal entre éstas, y para el Cenozoico un sistema distensivo, presentando fallas normales de geometría lística orientadas NE-SW. Con la generación de los sismogramas sintéticos se comprobó que las reflexiones sísmicas sí pertenecen a las formaciones de los pozos. Con la aplicación de los atributos sísmicos de volumen se mejoró la visualización de la señal sísmica ayudando a interpretar la continuidad de los horizontes y a la identificación de las fallas. Mediante la construcción del modelo estructural, permitió tener un mejor entendimiento geológico de la zona. Para la generación de los modelos de velocidad se trabajó con el enfoque de pastel de capas, utilizando una función de velocidad para cada zona y comprobando los cálculos con los reportes proporcionados por el software y de esta manera elegir el modelo de velocidad que proporcione una conversión más exacta y una imagen sísmica con sentido geológico. Como último punto, se convirtió el modelo estructural al dominio de la profundidad, ya que éste, es el de importancia para el modelado de yacimientos.

#### GP-9 CARTEL

### IDENTIFICACIÓN DE YACIMIENTOS DE LUTITAS GASÍFERAS Y ACEITÍFERAS MEDIANTE INVERSIÓN GEOFÍSICA DE REGISTROS DE POZOS

Pérez Ortega Fernando  
Facultad de Ingeniería, UNAM  
fnando92@hotmail.com

En este trabajo se presenta una metodología para identificación de los yacimientos de lutitas gasíferas y aceitíferas: delimitación de capas litológicas y cálculo del carbono orgánico total, del volumen de kerógeno y su madurez, de la reflectancia de la vitrinita y de los volúmenes de los minerales. La delimitación de capas es un paso muy importante para ayudar a realizar una interpretación, es más fácil la identificación de horizontes de lutitas gasíferas o aceitíferas una vez que los registros se han corregido por el efecto de las capas subyacentes y suprayacentes. Es posible determinar el nivel de madurez del kerógeno (LOM) a partir de la ecuación de Passey si se calcula la materia orgánica total (TOC) a partir de algún otro método, como es a partir de la ecuación de Schmoker, la cual relaciona el registro de densidad con la cantidad de materia orgánica presente en la formación. Una vez que se determina el LOM se puede obtener el valor de la reflectancia de la vitrinita (Ro%) mediante una ecuación elaborada a partir del análisis de núcleos en laboratorio. Tanto el nivel de madurez del kerógeno (LOM) como la reflectancia de la vitrinita (Ro%) ayudan a identificar la ventana de generación de hidrocarburos, indicando si se genera aceite, gas húmedo, gas seco o en su defecto no hay producción de hidrocarburos porque el kerógeno es inmaduro o sobremaduro. Mediante inversión geofísica de datos se puede obtener el volumen de los minerales que se encuentran en la roca, debido a que se tiene un sistema de ecuaciones lineales subdeterminado es necesario utilizar el método de mínimos cuadrados de longitud mínima. Para que pueda realizarse un fracturamiento hidráulico efectivo, es necesario que se posea al menos un 50% de minerales frágiles, como son el cuarzo y la calcita, por lo que la determinación de estos minerales permite saber de antemano si el fracturamiento hidráulico será efectivo o no. Al aplicar la metodología a un pozo de lutitas gasíferas se identificó el horizonte rico en materia orgánica, se predijo que sería productor y que su producción sería de gas seco, lo cual concuerda con la información proporcionada por PEMEX sobre el pozo, por lo que se demuestra que el programa elaborado para esta trabajo es funcional para identificar los yacimientos de lutitas gasíferas y aceitíferas, predice eficazmente si el pozo será productor o no e indica si su producción será de aceite, gas seco o gas húmedo.

#### GP-10 CARTEL

### ANÁLISIS DEL MODELADO BIDIMENSIONAL DEL SEPULTAMIENTO Y LA TERMICIDAD EN UNA SECCIÓN DE LA REGIÓN DE PERDIDO, GOLFO DE MÉXICO.

López Ramírez Jorge Daniel<sup>1</sup>, España Pinto José Aurelio<sup>2</sup> y Ortiz Ubilla Arturo<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Instituto Politécnico Nacional ESIA-TICOMÁN, IPN ESIA-TICOMÁN

<sup>2</sup>Instituto Mexicano del Petróleo

<sup>3</sup>Instituto Politécnico Nacional  
danielgeoesia@gmail.com

En el presente estudio se realiza el modelado geológico de la evolución de la subsidencia y la termicidad a lo largo de una sección sísmica del área del Cinturón Plegado Perdido, en aguas profundas del Golfo de México. Una síntesis de los conceptos teóricos fundamentales de la subsidencia y la termicidad considerados dentro del modelado, complementa este estudio. Esta sección representa una porción de una cuenca sedimentaria mesozoica-cenozoica, cuyo basamento se considera de tipo transicional. La cubierta sedimentaria por su parte, de una manera general, está conformada por rocas de naturaleza salina del Jurásico Medio (?) en la base, sobreyacidas por una secuencia arcillo-calcárea del Jurásico Tardío, la cual es seguida por una de tipo eminentemente carbonatado del Cretácico, que está influenciada parcialmente por depósitos terrígenos en su parte alta y, por último, por una secuencia predominantemente terrígena del Cenozoico. Con base en el análisis por "backstripping", se establecieron los espesores de depósito probables de las diferentes unidades sedimentarias y, con esto, las tasas de sedimentación respectivas, así como las geometrías de estas acumulaciones, a lo largo de la

sección. Además, se describe a través del tiempo, su grado de compactación y la ubicación espacial que guardan con el posterior depósito de unidades más jóvenes. El comportamiento de las curvas de subsidencia tectónica obtenidas a partir de la subsidencia total de la sección, se relaciona con el desarrollo de una cuenca de carácter extensional, en donde la Fase de Estiramiento o "Rift" se caracteriza para el Jurásico Medio-Tardío. La definición de variaciones de comportamiento en las curvas de subsidencia tectónica, con respecto al de las curvas definidas de manera teórica para una cuenca extensional, sugieren para la sección una historia de carácter polifásico, más que un evento de subsidencia simple. Bajo la consideración de una historia de flujo de calor variable, el gradiente geotérmico muestra variaciones laterales, relacionadas con el movimiento de Sal autóctona en la secuencia estratigráfica, y verticales (tipo "dog-leg") por la distinta conductividad térmica de las unidades sedimentarias.

#### GP-11 CARTEL

### EVALUACIÓN A TRAVÉS DE UN SISTEMA DE INFORMACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS SISTEMAS PETROLEROS DEL ESTADO DE CHIHUAHUA

Dena Ornelas Oscar Sotero<sup>1</sup>, Obeso Griselda<sup>2</sup> y Galdean Vega Miguel Angel<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Universidad Autónoma de Ciudad Juárez, UACJ

<sup>2</sup>Universidad Autónoma de Ciudad Juárez

<sup>3</sup>Servicios de Consultoría Científica y Tecnológica  
osdena@gmail.com

La reciente aprobación de la Reforma Energética en México permitirá, por primera vez, la participación de capital de inversión privado en el sector energético. Particularmente, en el área de las Geociencias, empresas petroleras, desvinculadas de PEMEX, podrán participar en las áreas de exploración y explotación de hidrocarburos. Este escenario legal, aunado al hecho de que la provincia geológica de Chihuahua se asienta parcialmente sobre una paleocuenca con un considerable potencial de formación de recursos petroleros no-convencionales (y posiblemente convencionales), distribuido a lo largo de una superficie de casi 33 000 kilómetros cuadrados, conforme a estimaciones divulgadas por personal técnico de PEMEX, así como su vecindad con las subcuencas de Delaware y Maverick (Marfa) de la notablemente productora y reconocida mundialmente Permian Basin en Texas, hacen suponer, en un análisis a-priori, que el advenimiento de esta industria es favorable para el estado de Chihuahua en términos económicos. Sin embargo, esta percepción generalizada de los sectores que integran la cadena productiva de esta entidad federativa, estaría dejando de lado las implicaciones de los aspectos de riesgo geológico, riesgo ambiental, disponibilidad de recursos hídricos, ausencia de masa crítica y poco conocimiento de la cadena de valor de esta industria. Por ello, el aspecto más prioritario cubierto por esta investigación consistió en inferir a mayor detalle el aspecto del riesgo geológico, dado los posibles efectos negativos que hayan tenido sobre los sistemas petroleros la orogenia Laramide durante el Mesozoico y el Río Grande Rift durante el Cenozoico. Para lograr lo anterior fue necesario el revisar estudios previos e integrarlos en una nueva base de datos en formato vectorial, el reprocesamiento de datos magnéticos y gravimétricos conformados por las bases de datos del Panamerican Center for Earth and Environmental Studies (PACES) y la Universidad Autónoma de Ciudad Juárez (UACJ) que conforman un total de 35 000 estaciones, y la recolección muestras de campo de las formaciones de lutitas con potencial gasífero y su posterior análisis petrofísico. El resultado de esta investigación muestra evidencia de que la continuidad geológica de las formaciones generadoras y productoras identificadas en las cuencas de Texas no está garantizada en el estado de Chihuahua, por lo que la evaluación de predios o bloques de exploración en el proceso de "land management" deberá hacerse a través de estudios específicos, motivo por el cual también se generó, como subproducto de esta investigación, un sistema de información geográfica conteniendo cartografía temática conformada por capas de estudios paleogeográficos, información de pozos, secciones sísmicas, y secciones geológicas construidas a partir de gravimetría y magnetometría de manera que a través de esta herramienta de gestión de información es factible el realizar una evaluación por predio o bloque con mayores elementos en términos del riesgo geológico, infraestructura disponible y variables ambientales.