

GGP-01

**METAS EXPLORATORIAS EN EL PLAN DE NEGOCIOS
2002-2010 DE PEP**

Adán E. Oviedo Pérez

PEP, Coordinador Ejecutivo de Estrategias de Exploración, PEMEX
E-mail: adoviepr@sur.pep.pemex.com

El Plan de Negocios de PEMEX Exploración y Producción aspira a convertirnos en una empresa líder a nivel mundial y mantenernos como la mejor inversión de los mexicanos, mediante la definición de tres objetivos fundamentales y la implementación de 24 estrategias, agrupadas en 7 líneas de acción. Con una inversión, muy superior a las anteriormente realizadas, mantiene el compromiso de maximizar el valor de las reservas de hidrocarburos y compromete metas de incorporación de reservas de aceite y gas equivalentes al 75% de la producción para el año 2006 y del 100% para el 2010.

Para cumplir estos compromisos PEP se reorganiza, enfocándose a explorar las cuencas más prospectivas y los mejores proyectos de explotación, refuerza la aplicación de tecnología de alto impacto en el negocio, actualiza procesos y metodologías de trabajo, regionaliza y en casos estratégicos centraliza los suministros clave, depura su cartera de proveedores, documenta proyectos integrales multianuales, identifica los principales cuellos de botella que limitan nuestra capacidad de ejecución y nos esforzamos por elevar los estándares de Seguridad y Protección del Medio Ambiente.

La cartera de proyectos de PEP pone especial énfasis en el aumento de la actividad exploratoria para incrementar la incorporación de reservas y en la optimización de la explotación de campos maduros, en ambos casos el papel de los geocientíficos es fundamental porque se tiene la responsabilidad directa de conducir el proceso desde el inicio de la prospección hasta la caracterización inicial y delimitación de los nuevos descubrimientos, así como apoyar la optimización de la producción de los principales campos.

En este escenario, la estrategia de exploración se centra, fundamentalmente en:

- Ampliar el conocimiento geológico petrolero regional mediante la definición y evaluación de Plays para la detección de nuevas oportunidades exploratorias.
- Empezar agresivas campañas de adquisición sísmica 3D para reducir el riesgo de las nuevas localizaciones y soportar la reinterpretación de cuencas maduras con nuevos datos y tecnologías.
- Reducir el Tiempo de Ciclo desde el descubrimiento hasta la puesta en Producción.
- Ejecutar proyectos en Áreas Frontera, con visión de Ciclo Completo.

- Incorporar tecnologías de punta para emprender con éxito la exploración en aguas profundas y proyectos gasíferos como nuevas áreas de oportunidad.

- Reforzar el proceso de evaluación de volumetría y probabilidades de descubrimiento.

- Planear actividades con enfoque de Administración de Cartera.

- Implantar Análisis Post-Perforación para retroalimentar los procesos.

- Reforzar y adquirir nuevas habilidades de interpretación.

- Enfocarse a los mejores proyectos.

- Ampliar la Capacidad de Ejecución Actual.

GGP-02

**NUEVAS PRÁCTICAS EN LA EXPLORACIÓN PETROLERA
EN EL NORTE DE MÉXICO**

César Cabrera Cuervo, J. Rogelio Román R. y Mario Aranda
García

Activo de Exploración Misantla-Golfo de México, PEMEX
E-mail: ccabrerac@nte.pep.pemex.com

La Exploración Petrolera requiere la optimización de sus actividades mediante el uso de nuevas tecnologías y la innovación en sus prácticas metodológicas. Actualmente el Activo de Exploración Misantla-Golfo de México está implementando la reingeniería en sus procesos sustantivos. Como resultado se está logrando la reducción de tiempos entre el descubrimiento y el desarrollo de los yacimientos, así como la optimización de la inversión en la perforación exploratoria.

Para alcanzar estos objetivos se utilizan tecnología de punta y procesos innovadores:

La sísmica tridimensional de alta resolución para la definición y mapeo de los parámetros de riesgo de cada prospecto con mayor certidumbre.

Las técnicas de visualización tridimensional de las áreas prospectivas para delimitar la distribución y jerarquización de las trampas potenciales en función de su calidad y magnitud para reducir el tiempo de evaluación del potencial petrolífero en al menos un 50% respecto a una visión exploratoria tradicional.

Herramientas probabilísticas de evaluación para la evaluación de los recursos y riesgo exploratorio para sustentar la cartera de proyectos de inversión y la y la planificación estratégica de acuerdo al plan de negocios de PEMEX.

Programas compartidos de perforación exploratoria vertical y direccional a través de plataformas de desarrollo, ubicadas en las localizaciones clave para la reducción de costos en los proyectos integrales de exploración-producción.

Tecnología de punta en registros geofísicos y herramientas de terminación de pozos para optimizar los tiempos de adquisición y la calidad de datos geológicos y de ingeniería de yacimientos.

Integración y procesado de la información para generar una cartografía calibrada de las propiedades petrofísicas, clasificación-cálculo de reservas y la programación optimizada del desarrollo de campos.

Estas actividades se desarrollan mediante la interacción multidisciplinaria de Geociencias y de Ingeniería, con un alto sentido de trabajo en equipo y enfoque económico. Como resultado se fortalecen las habilidades de los recursos humanos a través de procesos innovadores y de la aplicación de mejores prácticas en la industria petrolera.

GGP-03

EXPLORACIÓN GASÍFERA EN ÁREA FRONTERA, PROYECTO LAMPREA, MÉXICO

Dionisio Rodríguez F., Eduardo Macias Z., Manuel Zambrano A., Juan M. Alvarado V., Francisco González P. y Cirilo Pérez B.

Exploración y Producción Tampico, PEMEX
E-mail: drofriguez@nte.pemex.com

La evolución tectónica sedimentaria del área del proyecto Lamprea, fue controlada por la apertura del Golfo de México a partir del Triásico Tardío al Jurásico Temprano y la subsecuente subsidencia de la cuenca debido al enfriamiento de la corteza (manto superior) y la carga sedimentaria de mas de 6000 Mts. de columna.

La base de la columna esta constituida por depósitos carbonatados del Mesozoico Tardío que fueron remplazados por sedimentos clásticos a lo largo del periodo Terciario.

La tectónica del Cenozoico fue dominada por despegues aunados a un sistema de fallas de extensión con su componente compresiva en la porción frontal de los despegues, estos estilos estructurales están asociados al desarrollo de cuerpos de sal y sedimentos de origen arcillosos. La extensión esta asociada con fallas de crecimiento de diferentes edades las cuales tuvieron al menos 3 superficies de despegues regionales.

La sal evacuada, la formación de diapiros arcillosos y los "toe thrusting" tuvieron su máximo desarrollo echado abajo hacia la porción occidental del área esta sal desalojada y las arcillas dieron lugar a una serie de mini-cuencas que fueron rellenadas con sedimentos de aguas profundas asociadas a depósitos turbidíticos.

Desde el punto de vista económico, en el área se encuentran presentes todos los elementos del sistema petrolero, y como principales riesgos pueden ser la migración de los hidrocarburos y la roca almacén. Se tienen trampas estratigráficas someras asociadas a barras de plataforma, arenas

de aguas profundas en mini-cuencas y arenas de aguas someras y profundas asociadas a cuñas progradantes en las fallas de crecimiento. Las posibles rutas de migración son de tipo vertical y están asociadas fallas normales de alto ángulo, fallas de crecimiento, los flancos de los domos arcillosos y las posibles soldaduras de sal.

La secuencia mas favorable para almacenar hidrocarburos comercialmente explotables son las rocas del Mio-Plioceno ya que se observan buenos sellos laterales y verticales además la interestratificación con las rocas arcillosas posibles generadoras propicia una buena sincronía.

Se concluye que la información exploratoria analizada a la fecha muestra un excelente potencial gasífero en esta área fronterera.

GGP-04

ARENAS SOMERAS CON POSIBILIDADES DE CONTENER HIDROCARBUROS EN EL CAMPO FORTUNA NACIONAL

Juan Ricardo Alcántara García
Exploración y Producción, Activo Macuspana, PEMEX
E-mail: jrag530902@yahoo.com

El campo Fortuna Nacional fue descubierto en el año de 1949, mediante la perforación del pozo Fortuna Nacional-1, en el anticlinal Belén en arenas profundas de la Formación Amate Superior. El potencial de las arenas someras del campo quedó de manifiesto al perforarse los pozos Fortuna Nacional-11 (accidente mecánico por descontrol) y Fortuna Nacional-11 A en el año de 1955, al resultar productor de gas seco en el intervalo 285-294 m de la Formación Zargazal.

Se propone la explotación de 68 intervalos pertenecientes a las Formaciones Belén y Zargazal, con espesores de 2 a 54 m y saturaciones de agua de 10-60 %, mediante la perforación de 14 pozos gemelos someros de entre 225 y 1070 m de profundidad.

La estructura Belén (Fortuna Nacional) es un anticlinal ligeramente recumbente al suroeste que se manifiesta geomorfológicamente en superficie, tiene una orientación de noroeste a sureste y está limitado al oeste-suroeste por un par de fallas que se unen entre sí denominadas Buergos y Fortuna.

La salinidad del agua de formación que se consideró para las evaluaciones fue de 8000 ppm a una temperatura de fondo de 47.5° C, que indica una resistividad de agua de formación equivalente de 0.46 ohm-m. El factor de cementación (m) que se manejó fue de 1.6. Se realizó la evaluación petrofísica de 21 pozos entre las profundidades de 20 a 1035 m. A los intervalos con permeabilidades de menos de 5 milidarcies se les propone para fracturamiento en una segunda etapa de explotación. No obstante, hay que considerar que por tratarse de yacimientos de gas los intervalos con permeabilidades de microdarcies pueden contribuir a la producción. Además, existen 19 arenas cuyas evaluaciones son alentadoras a pesar

de encontrarse a menos de 100 m de profundidad, pero es probable que sus sellos hayan sido rotos por el frente hidrodinámico de aguas meteóricas.

El contenido de hidrocarburos en las arenas someras es muy errático. En la cima de la estructura el gas está presente en las arenas de la Formación Zargazal, mientras que hacia el flanco este-noreste que es el que tiene un echado normal de las capas, la acumulación de gas se encuentra en las arenas de la Formación Belén.

Las reservas medias que se calcularon fueron para las arenas de la Formación Belén del orden de 187.86 bcf y para la Formación Zargazal de 30.25 bcf. De acuerdo a su evaluación económica, sus valores presentes netos son 199.4 MM\$ y 62 MM\$, respectivamente.

Actualmente se cuenta en el campo Fortuna Nacional con una capacidad instalada para 25 MMPCD de gas y 2500 BPD de aceite, el campo produce 9 MMPCD y 217 BPD de aceite.

GGP-05

CARACTERIZACIÓN GENÉTICA DE LOS GASES DE LA CUENCA DE MACUSPANA, TABASCO MÉXICO

Alejandro A. Sosa Patrón, R. Paul Philp y Ernesto Caballero
García

Exploración y Producción, PEMEX
E-mail: Alsosapt2000@yahoo.com

La Cuenca de Macuspana ha sido explorada y explotada desde el inicio de los años 40's y dejó de ser desarrollada a finales de los 60's. Debido a que las técnicas geoquímicas, para el estudio de hidrocarburos, no estaban desarrolladas ni se aplicaban en México en esas fechas, la caracterización de la roca generadora no fue realizada.

Como resultado, el interés de este trabajo es la de caracterizar genéticamente los gases de once campos de la Cuenca de Macuspana, utilizando datos isotópicos de compuestos orgánicos individuales, basándose adicionalmente con información existente de estudios de biomarcadores, chapopoterías y aceites pertenecientes a rocas generadoras Terciarias y Jurásicas de las Cuencas Terciarias el Sureste de México.

Es importante mencionar que los valores isotópicos de los aceites y chapopoterías estudiadas en la cuenca de Macuspana varían entre -22% a -21% ; los valores de los aceites provenientes de rocas generadoras del Jurásico Superior tienen un rango entre -25% y -26% . Esta información es valiosa ya que teóricamente se presume que el valor isotópico entre los hidrocarburos y su roca generadora presenta una variación de -1% a -2% . Este concepto es básico para determinar la probable roca generadora a través de la isotopía.

Las diferentes técnicas de estudios isotópicos para gases naturales fundamentadas en la integración de parámetros tales como la humedad de los gases, los valores $\delta^{13}\text{C}$ del metano al

butano, las tendencias de fraccionamiento isotópico, así como la aplicación de modelos matemáticos para la determinación de madurez de la roca generadora al momento de expulsar los gases, nos hacen concluir que los gases explotados en la cuenca de Macuspana son una mezcla entre gases termogénicos de diferente nivel de madurez y/o entre gases termogénicos y biogénico, siendo la mayor proporción de gas termogénico en el sur de la cuenca y de gas biogénico el norte y oriente de la misma.

Adicionalmente se determinó que existen dos familias bien diferenciadas de mezcla de gases, una de las cuales es representada en el campo José Colomo y la otra en el campo Usamacinta, ambas están presentes en el campo Hormiguero.

La madurez de los gases en la porción sur de la cuenca esta en el rango de 0.9 a 0.95% Ro, disminuyendo hacia el norte y el borde oriental, donde disminuye a 0.7% Ro y a rangos aún menores.

Los resultados del análisis de la relación $(\delta^{13}\text{C}_2 - \delta^{13}\text{C}_3)$ y $\ln(\text{C}_2/\text{C}_3)$, nos indican que los gases provienen de un craking primario. Más sin embargo nueva información acerca de diamantoides de los aceites y condensados del área (Moldowan, 2001) sugiere la posibilidad de que los bitúmenes alojados en la roca generadora Jurásica haya sufrido un craking secundario reciente y aporte proporciones de gas económicamente importantes.

GGP-06

EL TERCIARIO EN LA CUENCA DEL SURESTE Y SU POTENCIAL PETROLERO: ¿REGRESAR POR LO OLVIDADO?

Jaime González Alanís y Victor M. Chavez Valois
Exploración y Producción, Región Sur, Activo de Exploración
Reforma-Comalcalco, PEMEX
E-mail: vcchavvl@sur.pep.pemex.com

El propósito de este trabajo es el de conocer y evaluar el potencial petrolero de las secuencias siliciclásticas del Terciario presentes en el subsuelo una parte importante de la Cuenca del Sureste denominada Activo de Exploración Reforma-Comalcalco (AERC). Estas rocas dejaron de ser exploradas a raíz de los descubrimientos de hidrocarburos en el Mesozoico a principios de los años 70's, lo cual propició que se abriera una brecha de desconocimiento de casi treinta años en la columna sedimentaria del Terciario.

El Estudio de Identificación, Definición y Delimitación de los Plays Terciarios en el AERC fue realizado por un equipo interdisciplinario de trabajo que compiló y validó información para crear una base de datos; programar y armar trece transectos regionales apoyados con casi 1900 kilómetros de líneas sísmicas 2D y 3D, columnas geológicas y registros geofísicos de más de 200 pozos, estudio de 160 núcleos, estudios bioestratigráficos, información de producción de campos terciarios, etc. etc.

El análisis e interpretación integral de los datos nos permitió establecer el marco estratigráfico-secuencial de la columna terciaria del AERC identificando y correlacionando, a lo largo y ancho del área de estudio, siete secuencias de tercer orden y sus respectivos límites, así como los ambientes de depósito prevalecientes desde la interfase Cretácico-Paleoceno hasta el Holoceno y las facies sedimentarias asociadas a cada uno de ellas.

Se caracterizaron dos grandes familias estructurales: la más antigua, representada por un cinturón de pliegues y cabalgaduras que se despega sobre la sal jurásica, provocada por dos fases de deformación, la primera se desarrolla durante el Paleógeno y que es redeformada durante el Mioceno Medio tardío al Plioceno Medio. La segunda está representada por fallas normales generadas por deslizamiento gravitacional desde el Plioceno Inferior al Holoceno, originando, al norte del área, la subcuenca de Comalcalco asociada a evacuación de grandes masas salinas y al oriente la subcuenca de Macuspana asociada a movilización de gruesos depósitos de lutitas.

La caracterización de los sistemas petrolíferos recalca la importancia que tiene la roca generadora del J S Tithoniano como la principal contribuidora de hidrocarburos hacia los yacimientos de las secuencias del Terciario cuyas gravedades varían de 23° a 50° API. A partir del modelado geoquímico se identifican focos de generación que han funcionado desde hace 29 m. a. hasta la actualidad. La migración hacia las trampas terciarias ocurre principalmente desde hace 11.7 m. a., mediante fallas mesozoicas que se conectan con las del terciario facilitando el ascenso de los hidrocarburos.

Se identificaron zonas de oportunidad donde se postula el desarrollo de plays importantes:

- Porción occidental del AERC donde se postulan plays de edad Mioceno-Plioceno asociados a turbiditas no confinadas que tienen muy buenos desarrollos arenosos y sellos eficientes.
- Franja norte del AERC, en esta área se ubican los plays probados de los campos terciarios de la subcuenca de Comalcalco asociados a sistemas deltaicos de margen de plataforma desarrollados durante el Mioceno Superior-Plioceno.
- Parte noreste del AERC, se identifican plays de arenas turbidíticas del Mioceno Superior asociadas a minicuevas originadas por diapiros arcillosos.
- Extremo sur del AERC donde se encuentran los cuerpos de brechas calcáreas del Eoceno Medio desarrolladas como depósitos de talud o como flujos de escombros provenientes de la plataforma, al sur.
- Franja oriental del AERC, se han identificado y postulado plays asociados a acñamientos y truncamientos de capas arenosas de edad Plioceno de facies transicionales contra los flancos de las crestas arcillosas.

Estudiar los plays en cualquier cuenca es importante ya que estos representan la unidad operativa fundamental del proceso exploratorio a cualquier nivel de prospección en que ella se encuentre y, debido al considerable valor económico que agregan, deberán influir en las estrategias exploratorias futuras de la Región. El entendimiento de la historia tectónico-sedimentaria de la cuenca y la relación que guarda con sus sistemas petrolíferos nos permite reconocer las áreas más atractivas con presencia de plays de alto y mediano potencial que en un futuro permitan la incorporación de nuevas reservas además de revertir al corto plazo la tendencia de declinación de nuestros campos.

GGP-07

EL VALOR DE LA SÍSMICA 3D EN LA DELIMITACIÓN DEL CAMPO DE GAS MACUILE, ESTADO DE VERACRUZ

Arturo Escamilla Herrera, David Barrera González y Carlos T. Williams Rojas
Exploración y Producción, Activo de Exploración Salina del Istmo, PEMEX
E-mail: aescam@yahoo.com

Este trabajo tiene como propósito, resaltar la importancia de la interpretación de datos sísmicos tridimensionales dentro de la exploración petrolera y la manera en que éstos, dentro del proceso exploratorio, nos ayudan a establecer estrategias al delimitar la extensión de un campo y cuantificar sus reservas para sustentar su desarrollo.

En el año de 1974 con la perforación del Pozo Macuille-4 se cortaron dos horizontes de arenas de 5 y 7 metros de espesor dentro de la secuencia de edad Plioceno Inferior, dichos horizontes fueron probados con éxito, clasificándose a dicho pozo como productor de gas seco, sin embargo, dada la falta de instalaciones superficiales, la incertidumbre en cuanto a la extensión del campo y los resultados desalentadores al intentar delimitarlo con la perforación de otros 2 pozos en los años de 1975 y 1976, hasta la fecha no ha sido puesto a producir comercialmente.

Como una decisión estratégica enfocada a resolver el modelo geológico, extensión y distribución de los dos yacimientos de este campo, se programó la adquisición de un levantamiento sísmico tridimensional de 426 km² a finales del año 2000 y principios del 2001. La información sísmica obtenida fue preparada desde su adquisición y secuencia de procesado para preservar las amplitudes reales y los datos analizados fueron migrados en tiempo antes de apilar.

La interpretación del cubo sísmico y su calibración con los registros y columnas geológicas de pozos, a través de la generación de sismogramas sintéticos, y del análisis de las características de las trazas sísmicas en los intervalos productores, puso de manifiesto claramente la existencia de anomalías de amplitud relacionadas a ambos horizontes productores. Su correlación dentro del cubo y el análisis de su

distribución nos definen el modelo geológico al que están asociadas, denotándose además una clara componente estratigráfica que caracteriza a este campo que se combina con la componente estructural del trend Macuile.

Con los mapas de amplitud obtenidos y los rangos de anomalías calibradas se seleccionaron cinco localizaciones exploratorias que permitirán delimitar el Play del Plioceno Inferior en las dos arenas. Adicionalmente los resultados de esta interpretación permitieron evaluar y certificar reservas en el Campo Macuile, así como plantear un plan de desarrollo preliminar para su explotación.

GGP-08

EL POTENCIAL GASÍFERO DE LOS PLAYS WILCOX Y QUEEN CITY EN LA CUENCA DE BURGOS, MÉXICO

Mariano H. Téllez, Antonio Espiricueto, Alberto Marino, Jesús de León, Alcides Hernández, Douglas Hamilton y Alex MacKeon
Exploración y Producción, PEMEX
E-mail: mtellez@nte.pep.pemex.com

La Cuenca Terciaria de Burgos está localizada en la región noreste de México, al sur del Embahamiento del Río Grande y es la principal productora de gas no asociado en el país con una producción diaria de 1,000 millones de pies cúbicos (1,000 MMPC)

Los plays Wilcox y Queen City, aportan el 70% de la producción diaria de la cuenca, con una producción acumulada de 2.0 MMMMPC y reservas 3P (Probada + probable + posible) de 2.2 MMMMPC.

El estudio de los plays Wilcox y Queen City se inició a principios de 1998, con el fin de identificar áreas prospectivas y conocer los mecanismos que controlan la productividad de los yacimientos. El área de estudio cubre aproximadamente 10,000 km². y se ubica en la parte oeste de la cuenca.

Se analizaron y correlacionaron datos de más de 600 pozos calibrados con información sísmica 3D y 2D; asimismo mediante la aplicación de estratigrafía de secuencias se interpretaron secciones a detalle integrando datos petrofísicos y de producción, se estableció también el marco estructural y estratigráfico regional, definiendo los modelos de depósito e identificando grandes discordancias y fallas de crecimiento que afectan de manera importante la distribución de los plays.

Este estudio dio mayor certidumbre para el desarrollo de los campos y se identificaron 64 áreas de oportunidad entre exploratorias, de desarrollo y extensión de campos. El recurso remanente en estos plays, se estima en 0.8 MMMMPC en los Plays del Eoceno Wilcox y 2.2 MMMMPC en los Plays Queen City.

GGP-09

POTENCIAL GASÍFERO DE LA CUENCA DE SABINAS Y ÁREA PIEDRAS NEGRAS, MÉXICO

Genaro Ziga Rodríguez, Abel Pola Simuta, Jesús Gutiérrez Arroyo, Luis A. Puente Frago, Francisco González González, Gabriel Ramos Herrera y Lorena Calderón Santos
Exploración y Producción, PEMEX
E-mail: gzigar@nte.pep.pemex.com

La Cuenca de Sabinas y el Área Piedras Negras, se ubican en la porción norte central del país, cubriendo los estados de Coahuila, Nuevo León y parte oriental de Chihuahua. Su origen esta relacionado con la apertura del Proto Golfo de México, ocurrida en el periodo Jurásico.

La Cuenca de Sabinas, paleogeográficamente se encuentra limitada al Norte por la Península o Plataforma de Tamaulipas, al Sur por la Isla de Coahuila, al Oriente por la Cuenca de Burgos y al poniente por la Cuenca de Chihuahua. El Área Piedras Negras, para el Jurásico Superior, se localiza sobre la Plataforma de Tamaulipas.

La columna de estas cuencas esta compuesta por rocas sedimentarias de edad Triásico al Cretácico Superior.

La exploración en estas áreas se inició en la década de los 30's y es hasta 1975 cuando Petróleos Mexicanos establece producción comercial en la Cuenca de Sabinas con la perforación del pozo Buena Suerte 2-A, el cual resultó productor de gas seco, en carbonatos naturalmente fracturados del Cretácico Inferior. A la fecha se han descubierto y desarrollado 5 campos en los plays La Gloria y La Casita, del Jurásico Superior y Virgen y Padilla del Cretácico, que han acumulado 374 MMMpc de gas seco, de una reserva original de 406 MMMpc.

La producción acumulada por pozo productor varia de 5 a >30 MMMpc en el campo Monclova-Buena Suerte; 9 MMMpc en el campo Merced; 3.4 MMMpc en el campo Lampazos; 1.5 MMMpc en el campo Florida y 2.0 MMMpc en el campo Zuloaga. La producción máxima en la cuenca fué de 250 MMpc de gas seco por día en el año de 1982, en la actualidad la producción diaria es de 8.5 MMpc.

El Área Piedras Negras, tiene una producción acumulada de 9.6 MMMpc, con producciones iniciales máximas de 2.9 MMpc en el campo Trilobite; de 2.1 MMpc en el campo Omega; de 1.5 MMpc en el campo Vacas y de 0.6 MMpc en el campo Casa Roja, este último el único desarrollado en esta área, mediante 12 pozos.

La disminución de la producción, se considera ocurrió debido a la conjugación de los siguientes factores: Alta declinación de los yacimientos, complejidad en el tipo de trampa, y altos costos de exploración y desarrollo, aunado al descubrimiento de campos gigantes en el sur del país.

Existen además 7 pozos productores iniciales no conectados, que representan un potencial gasífero a evaluar: Minero-1, Ulúa-1, Huerta-1, Maestro-1, Patricio-1, Gato-1 y Garza-1, cuyo rango de producciones iniciales varía desde 0.4 hasta 4.7 MMpcd.

A partir del año pasado, se inició un estudio de Evaluación del Potencial Remanente, aplicando la metodología de análisis de sistemas petroleros y plays; por medio de este estudio, identificándose 3 sistemas petroleros: La Casita (i), La Casita-La Virgen(i) y Eagle Ford-Austin Chalk(z); 13 plays, de los cuales se han evaluado La Casita, La Virgen, Cupido, Austin Chalk, Arrecife Stuart City-El Burro, y Olmos.

De manera inicial, solo en los plays productores La Virgen y La Casita, en la Cuenca de Sabinas se estiman recursos no descubiertos en un rango de 0.5 a 2.2 MMMMpc. Mientras que en el Área Piedras Negras se está en etapa de evaluación interpretándose un potencial atractivo debido al número de campos y plays explotados en los condados de Maverick, Dimmit, y Webb del Sur de Texas, buscando la continuidad de estos plays productores en el norte de México.

Para este año, se tienen aprobadas 7 localizaciones exploratorias en esta área, de las cuales se perforaran 3 en el segundo semestre, buscando probar la continuidad en el norte de México, del Play Olmos y Austin Chalk, productores de gas y aceite ligero en el del Sur de Texas, además del potencial gasífero de los plays La Virgen y Hosston. La inversión exploratoria en estas actividades, alcanza 33 mm de pesos. Para el potencial desarrollo de estos campos se tiene programada la adquisición de sísmica 3D en un área mayor de 1000 Km².

Para continuar con el rejuvenecimiento de este proyecto, para el 2003, se tiene programado perforar en la Cuenca de Sabinas 9 pozos exploratorios, con profundidades que varían desde 2500 a 5000 m, con los que se pretende evaluar un recurso medio de 523 MMMpc con una probabilidad de éxito geológico de 11 a 55 %, con una inversión exploratoria de 326 mm de pesos. Además se tiene programado adquirir 2320 km de Sísmica 2D e iniciar un programa de 3160 Km² de Sísmica 3D para probable desarrollo.

Por último, el esfuerzo exploratorio en este proyecto, se refleja en una cartera exploratoria diversificada, la cual tiene un total de 70 oportunidades exploratorias, con objetivos distribuidos 13 plays y profundidades que van desde 1200 hasta 5500m, con un recurso medio de 2.4 MMMMpcg, una probabilidad de éxito geológico de 23 a 49 % y un recurso medio total a incorporar de 1.0 MMMMpcg.

GGP-10

CÁLCULO DE ATRIBUTOS SÍSMICOS MEDIANTE LA TRANSFORMADA ONDICULAR DISCRETA

David E. Rivera Recillas^{1,2}, J. Oscar Campos Enríquez³, M. Manuel Lozada Zumaeta¹ y Gerardo Ronquillo Jarillo¹

¹ Instituto Mexicano del Petróleo

E-mail: drivera@imp.mx

² Posgrado en Ciencias de la Tierra, UNAM

³ Instituto de Geofísica, UNAM

Los atributos sísmicos son de gran utilidad para analizar señales sísmicas en la exploración y la caracterización de yacimientos. Los atributos básicos son los atributos instantáneos: amplitud, fase y frecuencia. Para calcular estos atributos se emplea la transformada de Hilbert pues produce la cuadratura de una traza para completar una señal analítica. Con la traza y su cuadratura es posible obtener los atributos instantáneos. La técnica convencional para calcular la transformada de Hilbert se basa en la transformada de Fourier. También se puede obtener al convolucionar la señal con el filtro correspondiente al operador de Hilbert en el dominio del tiempo.

Por otra parte, la transformada ondicular permite descomponer una señal en diferentes componentes de frecuencia o escala, manteniendo la localización temporal. También las técnicas de eliminación de ruido tienen control tanto del tiempo como de la escala, permitiendo una mejor eliminación de eventos no deseados.

En esta investigación presentamos avances del uso de la transformada ondicular discreta para obtener los atributos sísmicos instantáneos. Esto se logra mediante la diagonalización del operador de Hilbert en el dominio ondicular: a partir de una base ondicular biortogonal se contruye una nueva base ondicular biortogonal en la que el operador está diagonalizado.

Presentamos la aplicación de éste método eficiente en el análisis de secciones sísmicas sintéticas y ventanas de secciones reales. Se compara con los métodos tradicionales y se muestran sus ventajas.

GGP-11

VISUALIZACIÓN DE UN CUBO SÍSMICO

Fernando Sánchez Lu y J. Gerardo López Leyva

Activo de Exploración Misantla-Golfo, PEMEX

E-mail: fsanchez@nte.pep.pemex.com

La necesidad de descubrir nuevos yacimientos de hidrocarburos nos ha obligado a utilizar tecnologías de punta, como lo es la visualización de un cubo sísmico en tercer dimensión.

Con este método se calibran las amplitudes anómalas, las que normalmente asociamos con horizontes que pueden contener hidrocarburos.

Al detectar estas anomalías analizando paquetes o rebanadas de tiempo cada 100, 200 o 500 milisegundos se pueden definir áreas con gran coincidencia de anomalías en profundidad; esto nos permite interpretar de manera más rápida y oportuna las estructuras donde exista mayor concentración de anomalías, ya que estas anomalías se mapean.

Posteriormente se jerarquizan estas anomalías por su extensión y coincidencia y se procede a interpretar la sísmica para definir en forma más precisa la distribución de anomalías de amplitud antes visualizada.

Este método nos permite obtener una cantidad de oportunidades exploratorias en un tiempo mínimo, lo que significa un ahorro considerable de horas hombre en la generación de localizaciones.

Si con el método tradicional de analizar la sísmica línea por línea se tardaba un año en generar de 25 a 30 localizaciones, ahora con este nuevo método se utilizaría un máximo de 6 meses en generar la misma cantidad de localizaciones para perforar.

GGP-12

REPRESENTACIÓN DE LA ESTRUCTURA DEL SUBSUELO MEDIANTE TOMOGRAFÍA SÍSMICA Y SU APLICACIÓN EN LA INGENIERÍA CIVIL

Arturo Malagón Montalvo¹ y Jorge Mendoza Amuchastegui²

¹ Instituto de Ingeniería Sísmica, Universidad de Guadalajara
E-mail: malagon_arturo@hotmail.com

² Instituto Mexicano del Petróleo

La Tomografía es una técnica usada comúnmente en la medicina para crear imágenes del interior del cuerpo humano. Este concepto se ha aplicado e implementado en la sismología, como una herramienta útil para la exploración de cuerpos anómalos que pudieran existir en el subsuelo. La Tomografía Sísmica tiene como objetivo desarrollar la metodología requerida para lograr la reconstrucción de imágenes basadas en inversión de datos y representar características físicas en el subsuelo.

En este trabajo se presentan las técnicas ART (técnica de reconstrucción algebraica) y SIRT (técnica de reconstrucción iterativa simultánea) para la reconstrucción de imágenes del subsuelo, y lograr la representación de parámetros sísmicos como la distribución de velocidad a partir de observaciones del tiempo de tránsito y la atenuación por medio de la inversión de la amplitud de una señal propagada a través del medio entre dos pozos, así como el poder resolutivo de los métodos y la importancia de la geometría en la adquisición de datos.

Estas técnicas se basan en el trazado de rayos para generar un sistema de ecuaciones, en donde el número de incógnitas a resolver está determinado por la cantidad de píxeles en que se haya discretizado el medio. La discretización depende del cubrimiento, si este número es pequeño la imagen reconstruida

será de baja resolución y representará sólo las características más generales, pero si es grande, implicará obtener una imagen más resolutive que permita observar más detalles de la estructura geológica. Si se tiene parte del modelo que no son cubiertos por rayos, tendremos un cierto grado de indeterminación en el sistema. En este caso podremos introducir un factor de amortiguamiento para reducir la influencia de la parte bajo determinada.

La técnica de reconstrucción algebraica (ART), se uso para un modelo sintético utilizando la metodología para tomografía de tiempos de tránsito y la técnica de reconstrucción iterativa simultánea (SIRT), se uso con el método de tomografía de atenuación, con datos reales de pozos obtenidos de un experimento realizado en un campo petrolero ubicado en el estado de Texas, E.U.A.

Se obtuvieron tomogramas con resultados muy satisfactorios que permiten conocer de una forma más precisa y detallada la estructura interna del subsuelo y por lo tanto la resolución de estos métodos de inversión, ya que es de suma importancia para analizar el comportamiento de reservorios, sus condiciones, estimación de profundidades, etc. Estas técnicas de tomografía sísmica son posibles aplicarlas a la ingeniería ya que permite determinar zonas anómalas ya sean de alta o baja velocidad con gran precisión debido a oquedades, fallas o cuerpos confinados. Es posible detectar cavernas, fisuras o accidentes estructurales geológicos que pudieran ocasionar problemas en la cimentación de estructuras civiles.

GGP-13

INTERPRETACION DE YACIMIENTOS INTERCONECTADOS MEDIANTE EL CUBO DE COHERENCIA

Juan Espinosa Luna, Moisés Medellín S. y Griselda García Olvera
IMP
E-mail: j0265@hotmail.com
PEMEX

La aplicación del cubo de coherencia en 3-D es un proceso extremadamente poderoso, mediante el cual podemos realizar una mejor caracterización del yacimiento, el proceso provee mapas exactos de cambios en la forma de onda sísmica, estos cambios definen zonas de fallas y horizontes, pudiéndose mapear directamente del cubo de coherencia.

Los cambios en la forma de onda sísmica son mapeados a través de un horizonte y permiten definir alineamientos, que son revelados como superficies de una falla, donde las reflexiones no fueron grabadas. Una de las características del cubo de coherencia es la exactitud con la cual se pueden visualizar las fallas antes de la interpretación, por una simple visualización del cubo.

En áreas donde las altas amplitudes de la sísmica son asociadas con acumulaciones de hidrocarburos, tal como ocurre en el golfo de México, el contexto estratigráfico y estructural puede ser definido más claramente a través de datos de coherencia. La amplitud convencional de las trazas sísmicas provee imágenes de hidrocarburos, pero no distingue claramente el contexto estratigráfico. Sin embargo el cubo de coherencia permite distinguir fallas complejas en cualquier dirección.

Con el objetivo de identificar si existe conexión estructural entre los campos KU de complejo KU-MALOOB-ZAAP y KUTZ del complejo CANTARELL. Se aplicó el cubo de coherencia a dicha área. Los resultados demuestran que existen zonas de interconexión entre dichos campos, por lo que se puede concluir que dichos campos se encuentran interconectados.

GGP-14

MODELO PARA LA INTERPRETACIÓN EN SECCIÓN SÍSMICA DE CUENCAS SEPULTADAS TIPO "FORELAND"

Ricardo Hernández Jáuregui y Juan José Valencia Islas
Competencia de Tecnología de Exploración, IMP
E-mail: rhernan@imp.mx

Se realizó un estudio de sedimentación sinorogénica de la Cuenca de Maconí, ubicada al Centro-Oriente de Querétaro, México, con la finalidad de caracterizarla desde el punto de vista estructural, sedimentológico y estratigráfico, para elaborar un modelo de aplicación en cuencas petroleras del mismo tipo que se encuentren en subsuelo con poca o escasa información geológica directa. Las condiciones geológicas de la región para este efecto son propicias, debido a que se tiene poca vegetación y a que la cuenca se encuentra expuesta superficialmente, aunado a lo anterior es fácilmente reconocible la geología gracias a las grandes y profundas cañadas que cortan convenientemente las estructuras geológicas de grandes dimensiones.

El resultado fue la creación de un modelo geológico de la cuenca, que permite visualizar en tiempo y espacio su evolución estructural y depositacional a lo largo del evento compresivo que le dio origen, también se determinaron las características más importantes en cuanto al tipo y la tendencia del fracturamiento y la identificación del tipo de estructuras sedimentarias generadas, todo ello a nivel de afloramiento, ya que como es sabido, esta clase de información se obtiene solo de forma puntual durante la perforación de un pozo.

El modelo obtenido se aplica bajo el mismo criterio geológico en algunas cuencas nacionales de importancia petrolera así como en la cuenca de Po en Italia, por tener las mismas condiciones genéticas que la cuenca de Maconí en Querétaro, con lo que se da una predicción de las condiciones geológicas que se pueden encontrar en ellas en subsuelo, lo cual resulta de gran utilidad especialmente si se quiere establecer un "Play" petrolero.

GGP-15

UNA METODOLOGÍA PARA OBTENER LOS FACTORES DE CALIDAD Q_p Y Q_s A PARTIR DE DATOS SÍSMICOS DE REFLEXIÓN

Miryam Ortíz^{1,2}, Carlos Calderón² y Jaime Ramos²
¹ DEPEFI, UNAM
E-mail: mrymx@yahoo.com.mx
² IMP

Existen diversos factores que afectan la amplitud de las ondas sísmicas durante su trayectoria en el subsuelo, uno de estos factores se relaciona a la transferencia de energía por fricción y se describe como atenuación intrínseca del medio. En sismología de exploración, este factor comúnmente no es tomado en cuenta en la secuencia de proceso que se aplica a los datos. Esto se debe en parte, a que normalmente no existe información in situ sobre la atenuación del medio en el que se propagan las ondas. Sin embargo, la recuperación de los factores de calidad de ondas compresionales, Q_p , y de ondas de corte, Q_s , podrían ser de gran ayuda en la caracterización de yacimientos de hidrocarburos.

En este trabajo revisamos una metodología para obtener el factor de calidad de onda P, y proponemos una metodología para recuperar el factor de calidad de la onda S, a partir de la onda convertida de P a S, medida en la componente radial de datos sísmicos multicomponente, para el caso de una fuente de tipo compresional. La propuesta está basada en un método espectral fundamentado en el modelo de atenuación de Futterman.

La metodología se ilustra utilizando sismogramas sintéticos obtenidos mediante el método de reflectividad. Enfocamos este estudio a la caracterización de yacimientos de arenas con gas y se discute el efecto que tiene la atenuación en el análisis de AVO para cuatro modelos diferentes de estos yacimientos.

GGP-16

CLASIFICACIÓN DE LITOLOGÍA Y BÚSQUEDA DE HIDROCARBUROS EMPLEANDO REDES NEURONALES Y ALGORITMOS GENÉTICOS EN DATOS SÍSMICOS

Luis C. Ramírez Cruz
Instituto de Geofísica, UNAM
E-mail: luisrc@axayacatl.igeofcu.unam.mx
Instituto Mexicano del Petróleo

Se muestran los resultados del análisis simultáneo de atributos con Redes Neuronales, en datos sísmicos de un yacimiento fracturado. El área de estudio se ubica en el norte de México y corresponde a un campo maduro en estado de explotación avanzada, por lo que se requiere mejorar sus niveles de producción.

El análisis simultáneo de atributos se presenta como una alternativa para la búsqueda de hidrocarburos y el desarrollo de nuevas zonas de interés petrolero; los atributos utilizados van

desde los instantáneos de traza compleja hasta el uso de la forma de onda. En este estudio se aplicaron técnicas de reconocimiento de patrones a través de las Redes Neuronales, las cuales fueron utilizadas de dos maneras. La primera para clasificar litología y la segunda para identificar zonas potencialmente productoras, a través de la firma sísmica (forma de onda) de las zonas productoras ya conocidas. También se experimentó con una técnica híbrida para clasificación de litología, la cual combina las redes neuronales y los algoritmos genéticos, generando un sistema más robusto que es capaz de resolver problemas no lineales. Los resultados mostraron el potencial que tiene este tipo de estudio en la clasificación de litología así como en la predicción de alguna característica del subsuelo, como el contenido de hidrocarburos o las propiedades petrofísicas, empleando los registros de pozo, los atributos y la sísmica como guía.

GGP-17

SIMULACIÓN ESTOCÁSTICA DE UN MEDIO POROSO VUGULAR Y SU APLICACIÓN A CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS PETROLEROS

Ricardo Casar González y Vinicio Suro Pérez
 Instituto Mexicano del Petróleo
 E-mail: rcasar@imp.mx
 Exploración y Producción, PEMEX

Los yacimientos petroleros de la Sonda de Campeche se caracterizan por estar asociados a medios porosos carbonatados, altamente heterogéneos y de tipo vugular. Un sistema poroso constituido por matriz-vúgulo es posible modelarlo mediante un enfoque estocástico; así, en este trabajo se propone un procedimiento original para describir, modelar y simular un sistema poroso con las características propias de los yacimientos mexicanos de dicha región, en particular, de los campos Cantarell y Abkatún. Primeramente, se establece la distribución espacial del medio poroso, a partir de información de tomografía computarizada de rayos X aplicada a núcleos obtenidos en pozos, donde la variabilidad espacial es caracterizada por medio de la función variograma. Después, este procedimiento es extendido a imágenes de pared de pozo basadas en resistividad, demostrándose la consistencia de los modelos de variabilidad espacial obtenidos en ambas escalas. Finalmente, ambos resultados son empleados para simular este medio vugular, numérica y estocásticamente, a través de la simulación secuencial de indicadores, con lo cual se identifica qué es vúgulo y qué no es vúgulo. Diversos ejemplos, contrastando la información observada y los resultados estocásticos obtenidos, demuestran la aplicabilidad del enfoque propuesto.

GGP-18

GRANDES INTERCOMUNICACIONES DE ACEITE CRUDO EN CAMPOS PETROLEROS DE MÉXICO; APLICACIÓN DE LA GEOQUÍMICA DE YACIMIENTOS

Demetrio Santamaría Orozco, Mario A. Guzmán Vega, Eduardo Rosales Contreras, Cristina Hernández Eugenio y Lilia Castro Ortíz
 Exploración, IMP
 E-mail: dsantama@imp.mx

El Complejo Cantarell principal productor de aceite crudo pesado en México está localizado en la parte marina de las costas de Campeche, Sur del Golfo de México. Este complejo está constituido por cinco grandes campos (Akal, Chac, Nohoch, Kutz, y Sihil) separados por grandes fallas y/o diapirismo salinos.

Los objetivos del estudio fueron definir las heterogeneidades internas de los aceites en sentido lateral y vertical, e identificar si existen compartimentos dentro del complejo o los campos.

El estudio se basó en el análisis geoquímico de 146 muestras de aceites de producción, haciendo énfasis en la cromatografía de gases de varios rangos de la fracción de los hidrocarburos saturados concluyendo lo siguiente:

Existen cuatro grupos similares de aceite crudo dentro del Complejo Cantarell, el principal localizado en el mega - bloque Akal, otro que incluye a los bloques Chac-Nohoch, otro en el bloque Kutz y otro en el bloque Sihil.

La compartimentalización sólo ocurre en los bloques separados, pero dentro de ellos mismos hay gran interconexión e intercomunicación. Lo que hace suponer, que las barreras que impiden los procesos de conectividad están relacionadas únicamente con grandes zonas de falla o diapirismo salino.

Por ejemplo, en el mega-bloque Akal fueron definidos 5 subgrupos, los cuales aparentemente están relacionados con al área de drene de las distintas plataformas de explotación. Dicha distribución sugiere que podrían estar asociados a pequeñas zonas de flujo que se forman durante la producción.

De aquí que los aceites lleguen a atravesar incluso fallas secundarias en forma lateral, una o varias formaciones geológicas en forma vertical y no necesariamente hacia arriba, a pesar de que el bloque tiene una columna de aceite de más de 1 kilómetro de espesor y un área de más de 100 km².

Se concluye que los procesos de intercomunicación y quizás de convección son muy grandes. Esto tiene implicaciones económicas en la forma de explotación de un campo petrolero.

Dicha interpretación debe ser apoyada con más estudios; tales como: porosidad, diagénesis, trazadores químicos o radiométricos y geología estructural, para su confirmación.

GGP-19

CONJUGACION DINAMICA Y ESTATICA EN LA CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS PETROLEROS COMPLEJOS

Roberto Padilla Sixto y Carlos Pacheco Gutierrez
Gerencia de Ingenieria de Yacimientos, Instituto Mexicano del Petroleo
E-mail: rpsixto@imp.mx

A partir de estudios de caracterización realizados en yacimientos carbonatados productores de hidrocarburos, se presentan los resultados logrados de la conjunción dinámica y estática en sistemas complejos. La parte dinámica se sustenta en la solución al problema de flujo de fluidos en medios porosos, trasladado a un análisis iterativo e interactivo de pruebas de pozo de presión y producción, mientras que la parte estática está dirigida a la definición geológica-petrofísica del yacimiento.

La conjugación de características dinámicas y estáticas, e información adicional soporta resultados como: La definición estructural y límites de yacimientos, esto es determinado a través de la detección de fronteras estacionarias o pseudo estacionarias, asociadas respectivamente a la existencia de acuíferos y fallas impermeables. Aunque la definición de contactos y volúmenes es establecida a través del análisis de registros geofísicos, su efecto es evaluado del análisis de datos de presión y producción. La valoración de permeabilidades es confrontada con los modelos de fracturamiento que se apoyan en microestructuras con base en el análisis de muestras de núcleos. De lo anterior, la existencia de sistemas de fracturas asociadas a plegamientos o fallamiento crean verdaderos sistemas referenciales de conducción de fluidos, afectando tanto porosidad como permeabilidad; esto es reflejado en términos dinámicos ya sea mediante sistemas heterogéneos compactos con baja capacidad de flujo u homogéneamente fracturados con transmisibilidades extremadamente altas, y en donde la comunicación entre bloques separados por fallas es factible de evaluar. Ya que el fracturamiento, puede no ser continuo, ni vertical ni lateralmente, y asimismo su intensidad y distribución es variable, a escala de pozo la influencia de microfracturamiento es asociado a valores favorables en la eficiencia de flujo. En este mismo sentido, la definición de zonas preferenciales de flujo establecidas de modelos de litofacies, justifican las variaciones en las capacidades de flujo encontradas a escala de estratos. Asimismo, basados en características de paleoambientes sedimentarios, de estudios megascópicos y microscópicos de fracturas, en función del tipo de porosidad, se delinean medios no fracturados altamente productivos, sistemas fracturados de baja productividad y otros altamente fracturados de extrema transmisibilidad que se comportan hidráulicamente como sistemas homogéneos.

El éxito de los resultados alcanzados son el producto de la interrelación, por un lado de la ingeniería de yacimientos, y por el otro del área geológica-petrofísica. Es importante señalar

que en la ausencia de una de estas áreas, o el caso de un trabajo aislado, difícilmente un estudio de yacimiento llegará a buen término. Estos resultados son de trascendental importancia en el establecimiento de estrategias tendientes a mejorar los esquemas de explotación de los campos.

GGP-20

ANÁLISIS FRACTAL DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO EN UN YACIMIENTO CARBONATADO NATURALMENTE FRACTURADO DEL GOLFO DE MÉXICO

R.D. Arizabalo¹, K. Oleschko², G. Korvin³, G. Ronquillo¹ y E. Cedillo-Pardo¹

¹ Instituto Mexicano del Petróleo
E-mail: rarizaba@imp.mx

² Instituto de Geología, UNAM

³ King Fahd University, Saudi Arabia

Demostramos que los registros de pozo medidos en un yacimiento carbonatado naturalmente fracturado tienen un carácter fractal, siendo sus parámetros fractales correlacionados con las propiedades petrofísicas de los depósitos. Con base en los registros de porosidad neutrón, densidad, rayos gamma, tiempo de tránsito de la onda P, resistividad laterolog somera y profunda, en el intervalo de profundidad estudiado, se definen cinco estratos: Jurásico Superior Tithoniano y Kimmeridgiano (JST, JSK), Cretácico Superior Medio e Inferior (KS, KM, KI). Cada una de estas capas tiene características y dimensiones fractales diferentes. Utilizando el software BENOIT se modelaron las trazas de los registros como movimiento Browniano fraccional (fBm) obteniéndose dimensiones fractales para el registro de porosidad: $D=1.70$ (KS), $D=1.66$ (KM), $D=1.75$ (KI), $D=1.84$ (JST), $D=1.67$ (JSK). Se concluye que la geometría fractal de los poros dentro del carbonato controla las fluctuaciones de los registros. Se propone atribuir las diferencias observadas en la dimensión fractal a la influencia de la porosidad primaria y secundaria característica para cada unidad geológica.

GGP-21

ANÁLISIS DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE FORMACIONES CARBONATADAS USANDO MÉTODOS ESTADÍSTICOS

Michiyo Ono Ishikawa y Aleksandr Mousatov

Instituto Mexicano del Petróleo

E-mail: ishikawa@imp.mx

Los métodos estadísticos son una herramienta importante para la evaluación de propiedades petrofísicas. Uno de los procedimientos más comunes para predicción es regresión. Una desventaja de este método es que si la dispersión de los puntos a la curva ajustada es grande, el error de predicción tiende a crecer. Este efecto se observa en el caso cuando deseamos predecir la permeabilidad hidráulica como una función de la

porosidad total en las formaciones carbonatadas con doble sistema de porosidad. El tipo de la porosidad secundaria (vúgulos o fracturas) y las variaciones de litología y de valores de porosidad primaria y secundaria pueden producir errores significativos en la predicción usando este simple método.

En este trabajo se considera una metodología para encontrar relaciones y tendencias entre dos variables, determinando las regiones que tienen probabilidades fijas de que (X,Y) se localice en dicha zona. Estas regiones se determinan empleando una estimación de la función de densidad de (X,Y) y pueden ser utilizadas con fines predictivos o decisionales. Se presentan dos tipos de estimadores de densidad que son los histogramas desplazados promediados y los estimadores de kernel.

Basando en la metodología propuesta fueron analizados los datos de núcleos para las formaciones carbonatadas de México. Análisis realizados permitieron determinar factor de formación para matriz con porosidad primaria, estimar la porosidad de fracturas y vúgulos, y además, encontrar la relación entre la porosidad de fracturas y la permeabilidad. Esta relación coincide con suposiciones teóricas que se usan para los modelos de resistividad y permeabilidad de formaciones fracturadas.

GGP-22

ESTUDIO DE PROCEDENCIA DE TERRÍGENOS Y SU APLICACIÓN EN LA INTERPRETACIÓN DEL BASAMENTO CRISTALINO DE LAS CUENCAS DEL SURESTE

Jorge Jacobo Albarrán, Juan José Valencia Islas y Gloria Suárez Ramírez
Gerencia de Geociencias, Instituto Mexicano del Petróleo
E-mail: jjacobo@imp.mx

La presente investigación tiene como objetivo presentar una hipótesis diferente a la interpretación que se ha realizado a una anomalía magnética de dirección N-S localizada en las Cuencas Petroleras del Sureste.

En el modelado de la cima del basamento magnético del área realizadas por el Instituto Mexicano del Petróleo se ha interpretado a esta anomalía como un alto de basamento que presenta una tendencia Norte-Sur con profundidades que varían de 6000 a 8000mbnm., la interpretación sísmica de esta zona revela que el basamento cristalino se localiza a profundidades de hasta 11000 mbnm.

No se tiene una correlación clara entre la morfología del basamento y las anomalías magnéticas. La referencia directa más cercana del basamento en esta área son las rocas de carácter esquistoso del Paleozoico que corto el Pozo Villa Allende-1 y el pozo Cobo 301 que alcanzó granitos del carbonífero, hacia la región marina, donde se distribuye esta anomalía, no existen pozos que hayan cortado el basamento cristalino, por lo cual se realizaron estudios de procedencia de

terrígenos en muestras del Jurásico Superior de los núcleos cortados por los pozos Chac-Mool-1, Nix-1, Ek-Balam DL-3, los análisis petrográficos dieron como resultado dos fuentes principales: una, relacionada a un arco magmático disectado y, otra derivados del levantamiento de un bloque cratónico. Los análisis de elementos mayores revelan que la fuente de origen de estos terrígenos no corresponde con rocas de alta susceptibilidad magnética debido a sus bajos contenidos de FeO, MgO y altos valores de SiO₂.

La interpretación geológica que se propone para explicar esta anomalía con tendencia N-S, es la presencia de un cuerpo intrabasamental sublitosférico con una fuerte componente de magmas procedentes del manto de alta susceptibilidad magnética con alto contenido de ferromagnesianos. Las evidencias directas de la presencia de estos magmas afloran en el intrusivo de Santa Fé el cual esta formado por andesitas basálticas de clinopiroxenos. La presencia de estos piroxenos cálcicos y alto contenido de magnetita, indican una fuente no solo de magmas orogénicos asociados a la subducción del pacífico sino tienen una fuerte componente magmatica sublitosférica cuyo emplazamiento has sido favorecido por la reactivación de fallas profundas asociadas a la deriva del bloque Yucatán, el movimiento del bloque continental, de las fallas del Istmo de Tehuantepec y del sistema Anegada-Los Tuxtlas.

GGP-23

MODELO SEDIMENTARIO DE LAS CALCARENITAS DEL EOCENO MEDIO PARA EL CAMPO KU-MALOOB-ZAAP, MÉXICO

Luis Juárez Aguilar, Citlalli Sarmiento López, Moises Medellín Salgado y Jaime Ríos López
Zona Marina-Yacimientos, IMP
E-mail: luis_juarez@hotmail.com
Exploración y Producción, Región Marina Noreste, PEMEX

Las calcarenitas del Eoceno Medio representan una magnífica roca para la captación de hidrocarburo. Por lo que este tipo de roca es de gran interés económico. Algunos de los factores que aumenta o disminuye la porosidad y permeabilidad de las calcarenitas son la compactación, contenido de arcilla, y la disolución, principalmente.

El ambiente de formación de las calcarenitas es principalmente marino, variando desde plataforma lagunar hasta pie de talud, en donde la acción de las olas redondea los clastos de carbonato de calcio. Este tipo de depósitos se forman a lo largo de la línea de costa pero su distribución no necesariamente es homogénea, por lo que es común encontrarlos en formas lenticulares.

En el área de estudio las calcarenitas se caracterizan por tener una porosidad primaria de tipo intergranular que oscila entre el 9 al 28 %, de acuerdo a estudios realizados por dependencias como el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), CanPetro, CoreLab y Pemex Exploración y Producción (PEP). Quienes sugieren que su ambiente de formación fue

principalmente de plataforma lagunar consistiendo principalmente de grainstone, wackestone y packestone con fragmentos de equinodermos, miliólidos y moluscos, propios de este ambiente sedimentario. Lo anterior cual no coincide con el actual modelo sedimentario (abanico submarino de pie de talud); modelo que se ha manejado para este tipo de roca en el área de estudio. La definición del ambiente sedimentario es de vital importancia para el desarrollo del campo además de ser clave en la programación de los pozos de desarrollo y exploratorios. Por lo que en el presente trabajo se presenta un modelo sedimentario basado en las características petrográficas de las calcarenitas del Eoceno Medio Para el caso particular del campo Ku-Maloob-Zaap en la Sonda de Campeche.

GGP-24

FBF. UN PAQUETE DE CÓMPUTO PARA CONSTRUIR SECCIONES ESTRUCTURALES BALANCEADAS

Juan Contreras

Depto. de Geología, CICESE, Ensenada, B.C., México
E-mail: juanc@cicese.mx

El paquete de cómputo FBF permite simular en dos dimensiones deformaciones geológicas producto de fallamiento normal como inverso. El algoritmo usado por FBF conserva masa y por lo tanto puede ser utilizado para construir secciones estructurales balanceadas. El paquete consiste de una serie de programas modulares que corren en modo texto cuyo código fuente es independiente de la plataforma de cómputo. El paquete FBF consiste de un pre-procesador (fbfmesh), un procesador (fbfault), y un post-procesador (fbfplot). El pre-procesador genera mallas de puntos materiales que representan el estado inicial sin deformar de formaciones geológicas. El procesador realiza una simulación directa para calcular el estado deformado dislocado de los puntos materiales inducido por fallamiento. Finalmente, el post-procesador toma la salida de procesador fbfault y los pone a en un formato conveniente para ser graficados.

Estos programas son útiles para simular la deformación de áreas donde la carpeta sedimentaria se encuentra desprendida del basamento tectónico a lo largo de una zona de cizalla. El modelo de deformación consiste en un autómata celular que desplaza los nodos de una malla, que representa el medio sin deformar, de forma paralela a la traza de la falla. Dado que el autómata celular no distingue entre tipos de fallas es posible modelar la deformación tanto de áreas bajo acortamiento como extensión. Aún más, la salida de estos programas puede ser utilizada para modelar procesos geológicos más complejos como la evolución de cuencas sedimentarias. Estos modelos a su vez, pueden ser útiles en la evaluación de cuencas y en la exploración de hidrocarburos.

GGP-25

DEFORMACIÓN EN MIOCENO EN LAS CUENCAS DEL SURESTE DE MÉXICO

Gerardo Ronquillo J., Manuel Lozada y Solé Salgado O.
Instituto Mexicano del Petróleo
E-mail: gronqui@imp.mx

El presente trabajo consistió en la delimitación de las estructuras mayores del Sureste de México. Estas investigaciones son con base en la interpretación de anomalías gravimétricas, de la interfaz corteza manto, sismicidad y mecanismos focales. Así mismo se realizó una comparación con las estructuras de superficie. Existen muchas controversias acerca del origen de deformación, ocurridas durante el Mioceno y muchos modelos son propuestos de la deformación de la cubierta sedimentaria y de la evolución de la litosfera. En el presente trabajo se analizan dos regiones una terrestre y otra marina, donde deduce que la parte terrestre, que algunas estructuras las cuales son interpretadas en la superficie se profundizan hasta la interfaz corteza manto. Las estructuras mas sobresalientes y que tienen importancia en este sector para exploración y caracterización de yacimientos petroleros son los Tuxtlas, Sierra de Chiapas, Macizo de Chiapas y las cuencas sedimentarias de Veracruz, Comalcalco y Tlaxiaco. Las anteriores estructuras son bien delimitadas por las anomalías gravimétricas. Así mismo los eventos sísmicos recientes en esta región nos lleva a la conclusión que en las diferentes etapas de búsqueda y explotación y caracterización de yacimientos deben considerarse los aspectos Tectónicos y también los movimientos modernos (Neotectónicos).

Para la parte marina que corresponde la sonda de Campeche, donde los yacimientos principalmente están en rocas carbonatadas fracturadas, existen probables eventos sísmicos, que muestran posibles zonas activas (fallas activas), que deben ser investigadas, para su comprobación con seriedad (con sismología pasiva) para evaluar su impacto en la caracterización y explotación de los yacimientos de hidrocarburos en el presente y las consecuencias que pueden originar en el futuro.

GGP-26

APPLICATION OF 1D AND 2D MATCHING PURSUIT FOR ESTIMATION OF ATTRIBUTES AND SEISMIC DATA PROCESSING

Nikolai Kouzoub¹ and Gerardo Ronquillo-Jarillo²¹ Universidad Autónoma de Nuevo León

E-mail: nkouzoub@prodigy.net.mx

² Instituto Mexicano del Petróleo

Conventional model of seismic section is the model of impedance jump on boundary between two layers. Actually, as it can be observed on well-log, the function of impedance is much more complex, than simplified block model. It was proved that the function of impedance of depth is enough well

described by a multifractal, where impedance or its derivative have a singularity in each point. The more complex model of impedance is entered. It consists of a set of generalized transitions between "layers" each one is characterized by its regularity. The process of reflection is described by convolution of a seismic impulse with time-dependent reflection coefficient that results in fractional derivation or integration of the reflection impulse.

For estimation of regularity several approaches have been proposed, most interesting of them is the method based on the Matching Pursuit. The decomposition of a signal is made over elements (atoms) from some set (dictionary) of uniquely defined elements. The matching pursuit algorithm consists of subtraction from the decomposed signal that atom, which one has, at the given iteration, the greatest coherence with the signal, which has leaved out after the previous subtractions. In our work we have explored two versions of selection of base atom (prototype) for layout of the dictionary: a) analytical basic wavelet based on the 2-nd (or higher) derivative of the function of probability of Gauss-not adapted dictionary, and b) the prototype, retrieved from the seismic section itself-adapted dictionary.

Also, we propose a 2D matching pursuit. The spatial atoms that have, along with the temporary support, also limited spatial support are entered. Alongside with regular parameters-scale, regularity and direction-these atoms also are characterized by a dip (temporary shift between adjacent traces in fraction of sample interval). During decomposition whole seismic section is analyzed at once.

The presented outcomes display essential improvement of space correlation of atoms. Furthermore, in consideration one more additional attribute of a seismic section is entered- local angle of inclination of a reflecting boundary.

The atomic decomposition based on matching pursuit has a lot of practical applications, among them were investigated following:

Denoising and estimation of uncorrelated noise dispersion.

Data coding and compression.

Increase of resolution of the seismic data.

Impedance recovering.

The conducted researches allow proposing a technique of atomic decomposition based on one- and bidimensional matching pursuit for the solution of the following tasks:

Increase vertical resolution of a seismic section,

Identification of reflecting boundaries,

Estimation of lithologic, petrophysics and collector properties of rocks.

GGP-27

DESARROLLO DE EQUIPO Y METODOLOGÍA DE MONITOREO DE CAMPOS GEOFÍSICOS

Nikolai Kouzoub¹, Cosme Pola S.¹ y Gerardo Ronquillo J.²

¹ Universidad Autónoma de Nuevo León

E-mail: gronqui@imp.mx

² Instituto Mexicano del Petróleo

En los últimos años fueron desarrollados nuevos equipos en el monitoreo de campos geofísicos para estudios o investigaciones de escala global y regional: Los campos geofísicos pueden ser sísmicos en tiempo real, generados (por el yacimiento mismo, al inyectar fluidos al yacimiento, por la misma perforación o fuentes sísmicas especiales integradas a la barrena), mediciones del campo telúrico, observaciones geotérmicas, meteorológicas y oceanográficas. Para la escala local: deslizamientos y derrumbes, construcciones de túneles, asentamiento de construcciones grandes, contaminación y agotamiento de acuíferos, llenado de presas y perforación de pozos. Por lo anteriormente mencionado, el monitoreo de campos geofísicos son de gran importancia en la actualidad, en la solución de diferentes problemas como: heterogeneidad de señales originadas por diferentes campos físicos implica una gran diversidad de ellas, desde el punto de vista de sus rangos dinámicos y composiciones espectrales, gran cantidad de información de entrada debe ser debidamente procesada y almacenada y factores de costo, tamaño y consumo de energía deben ser tomados en cuenta.

En la solución de los problemas anteriores mostramos el desarrollo del prototipo de sistema de adquisición de datos, el cual puede aplicarse tanto para el monitoreo de campos geofísicos como para estudios geofísicos integrados. El prototipo se desarrolló con instrumentos basados en la plataforma PXI (extensión de PCI) con alto rendimiento, modularidad, facilidad de modificar, actualizar y ampliar el desarrollo de aplicaciones mediante un ambiente gráfico de LabView y creación de instrumentos virtuales.

La estructura general del módulo de adquisición es con tarjetas multifuncionales conectadas al mainframe con interfase PXI, se conecta el controlador AMD-266, Interfase SCSI Fast Ethernet, pantalla, teclado y CD ROM. Se concluye que las pruebas del equipo que se realizaron, en condiciones de campo demostraron su utilidad para los objetivos trazados.

GGP-28

MODELIZACIÓN DE LA EVOLUCIÓN TECTÓNICA Y TÉRMICA DE LA PLATAFORMA DE CÓRDOBA, MÉXICO

Salvador Ortuño Arzate

Instituto Mexicano del Petróleo

E-mail: sortuno@www.imp.mx

Este estudio se enfoca a la historia de la deformación tectónica de la serie sedimentaria carbonatada de la Plataforma de Córdoba, desde su sector norte hasta su culminación en la

Sierra de Juárez. Durante esta evolución se conformó el Frente Tectónico Sepultado, el cual constituye una importante provincia productora de hidrocarburos en el borde oriental de la Plataforma. Las etapas metodológicas de este estudio son las siguientes: la construcción de secciones estructurales y su restauración, el estudio diagenético y la modelización cinemática (forward), de la historia térmica y de la maduración de la materia orgánica.

Los resultados principales de este estudio integral relacionan la evolución de la matriz de la roca almacén respecto a los sistemas de fracturamiento y de estilolitización, en el marco de la evolución de los sistemas petroleros involucrados.

Con relación a los sistemas petroleros del área, las rocas generadoras potenciales se localizan principalmente a lo largo del margen oriental de la Plataforma de Córdoba y en la Cuenca de Veracruz. La ventana de generación es alcanzada después de la deformación tectónica compresiva que conformó las estructuras de la plataforma durante el Cretácico Tardío-Eoceno, por lo que la migración de hidrocarburos ocurre desde la Cuenca de Veracruz hacia el Oeste y en forma ascendente, hasta cargar las estructuras conformadas en el Frente Tectónico Sepultado. Esta migración tiene lugar mucho tiempo después de las fases de deformación tectónica compresiva.

GGP-29

PROVINCIAS FISIGRAFICAS MARINAS RECIENTES, SU RELACIÓN CON LA TECTÓNICA SALINA Y PRESENCIA DE HODROCARBUROS, EN EL SUROESTE DEL GOLFO DE MÉXICO

Araujo Mendieta Juan^{1,2}, J. Eduardo Aguayo Camargo³, Mario A. Gutiérrez E.³ y J. Hector Sandoval O.³

¹ Instituto Mexicano del Petróleo

E-mail: jaraujo@www.imp.mx

² Posgrado en Ciencias de la Tierra, UNAM

³ Facultad de Ingeniería, UNAM

El Golfo de México comprende a un conjunto de provincias y subprovincias fisiográficas que son consecuencia de su origen y evolución a partir del Triásico Superior; de la carga litostática subsidente que cubrió a la zona distensiva basamental ("rift") que originó a la cuenca marina; de la presencia de extensos depósitos de sal precipitada durante el Jurásico Medio y que se movilizó diapíricamente desde el Terciario, a través de la columna estratigráfica del subsuelo hasta aflorar en el fondo marino actual.

En la superficie de la plataforma continental, es evidente la presencia de rasgos fisiográficos del Cuaternario, caracterizados por terrazas escalonadas de origen eustático, como productos de la erosión o el depósito sedimentario en antiguas franjas costeras y litorales. Los rasgos geomorfológicos debidos a erosión subaérea, depósitos fluvio-deltáicos y por corrientes marinas, están presentes a diferentes profundidades como, canales y valles erosivos, depósitos

sedimentarios en forma de bancos, rellenos y bordes de canales, barras y lóbulos, orientados en forma paralela y transversalmente a la franja costera, y como abanicos de talud en la terraza abisal, al pie de la plataforma continental; todos estos rasgos fisiográficos están presentes en la región de estudio.

La actividad de la tectónica salina es muy intensa, lo que es evidente por las irregularidades de la superficie del fondo oceánico, que son consecuencia de numerosos diapiros de sal que están intrusionando a la columna estratigráfica y que afloran en la superficie del fondo marino, lo que se observa en los mapas batimétricos y en los perfiles hidroacústicos del piso marino y del subsuelo somero. La provincia petrolera en la región, principalmente se localiza en las fosas y pilares tectónicos asociados con litofacies terrígenas y calcáreas, cuyos espesores son de más de 10 kilómetros, y se asocian comúnmente a diapiros de sal. Estos sistemas tectónicos y estratigráficos, comprenden al prisma acrecional del Terciario y del Cuaternario del margen continental de las cuencas del Sureste de México, que se extienden desde el sur, en el frente norte de la Sierra de Chiapas, y hacia el norte, en la planicie costera marina, en el Golfo de México. En esta porción marina, el límite norte del prisma acrecional, corresponde al frente sur de la proyección superficial del manto superior en el subsuelo profundo, emplazado estimativamente entre 15 y 16 kilómetros bajo el nivel del mar; éste mismo, en el fondo oceánico, se manifiesta con la geomorfología circular y grumosa de los diapiros salinos y con la distribución de los sedimentos del piso marino, formando lentes y lóbulos, cóncavos hacia el norte, que siguen, a la vez, la trayectoria del frente norte del prisma acrecional continental.

GGP-30

METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL TAMAÑO DE BLOQUE, POROSIDAD DE MATRIZ, FRACTURAS Y VÚGULOS EN ROCAS COMPLEJAS DE YACIMIENTOS, A PARTIR DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO CONVENCIONALES

Mercado-Díaz A., Samaniego-Verduzco F., Pérez-Rosales C. y Mercado-Díaz R.

Dirección Ejecutiva de Exploración y Producción, IMP

E-mail: amercado@imp.mx

Se presenta una expresión novedosa que relaciona el factor de resistividad con las porosidades de matriz, fractura y vugular, a partir de idealizar una roca compleja como un arreglo asimétrico con perforaciones en sus caras de tamaños diferentes de geometría hemisférica, que van desde la magnitud del poro de matriz hasta la representación de cavernas, lo cual permite cuantificar la porosidad de matriz, fractura y de vugulo en rocas complejas de yacimientos.

Considerando que la corriente eléctrica viaja esencialmente por las fracturas, vugulos y poros de la matriz que están en línea al campo eléctrico, el sistema se reduce a una

representación de un circuito de resistencias en paralelo de igual magnitud, donde la resistencia representa la oposición al paso de la corriente eléctrica de las fracturas, vugulos y poros de la matriz. Su capacidad de oponerse al flujo de corriente eléctrica de cada una de las resistencias que constituyen el sistema dependerá de la proporción del tamaño de los poros y vugulos en la matriz con respecto al tamaño de bloque (largo de la fractura). Así, al proponer la metodología se considera las hipótesis hechas para que al contar con datos de pozo de la porosidad total de la formación, la resistividad de la formación y del lodo se obtenga la porosidad de matriz, fractura y de vugulo.

El comportamiento de la formación indica que en algunas partes de la formación estudiada la porosidad de fractura es mayor que la porosidad de matriz y viceversa. Además el tamaño de bloque o largo de la fractura está entre 1 y 4 pies de largo en el intervalo productor.

GGP-31

CRACK AND VUGGY POROSITY USING ACOUSTIC DATA

E. Kazatchenko and M. Markov
Instituto Mexicano del Petróleo
E-mail: mmarkov@imp.mx

The evaluation of feasibility to determine the crack or vuggy porosity of carbonate rocks using acoustic data was studied. We carried out the analysis of experimental data and used effective medium approximation (EMA) to obtain P- and S-wave velocities as the functions of primary and secondary porosity taking into account different aspects ratios for pores, cracks and vugs. We propose an algorithm of data processing for secondary porosity determination.

The analysis of the experimental data has shown that the P- and S-waves velocities depend on the type of secondary porosity. So, describing the relations of V_p and V_s with porosity for the porous matrix, we can evaluate quantitatively the secondary porosity volume through the deviations of the measured velocities from the ones obtained previously.

To calculate the elastic moduli and P- and S-wave velocities of carbonate formations with secondary porosity we chose EMA model because it does not have limitations on the total pore concentration, on the inclusions' forms, and because this model can describe multicomponent media (mineralogical composition and different inclusions as pore system). We proved that EMA model with unimodal distribution of the aspect ratio could be applied to describe the elastic moduli of the consolidated sedimentary rocks with a high degree of accuracy. EMA model was verified using published experimental data for the porous rocks (one pore system) such as dry and saturated sandstone, clay sandstone and dolomite and saturated clay sandstone (two pore system).

The obtained results show that the difference between elastic moduli for formations with one pore system and formations with the secondary porosity exists and depends on the value of crack or vuggy porosity. So, using this model, we have a chance to determine the volume of secondary porosity.

Some examples of secondary porosity determination using acoustic log data are presented.

GGP-32

DELIMITACION DE ESTRUCTURAS SALINAS DEL PROBABLE MIOCENO UTILIZANDO TECNICAS DE MIGRACION EN EL AREA MARBELLA, PORCION CENTRAL DE LA CUENCA SALINA DEL ISTMO, MEXICO

León Ramírez Alejandra y Téllez Flores René Alejandro
Exploración y Producción, Instituto Mexicano del Petróleo
E-mail: aleon@imp.mx

La delimitación de estructuras salinas del Mioceno en el sureste de México, ha tenido una gran perspectiva en la exploración petrolera en los últimos 10 años, para reconocer áreas con gran potencial petrolero (plays), siendo la sismología una herramienta importante para lograr esta caracterización y evaluación de estructuras asociadas a la sal.

En el presente trabajo se utilizó la técnica de procesamiento de información sísmica 2D especialmente con la aplicación del algoritmo de migración en tiempo por "Diferencias Finitas". Este algoritmo se aplicó a cuatro líneas sísmicas 2D, localizadas en el área Marbella, al noreste de Coatzacoalcos, Veracruz, para delimitar cuerpos salinos y tiene la ventaja de que no consume grandes recursos términos de procesamiento geofísico, es rápido y eficaz debido a que permite un campo de velocidades con variaciones laterales y horizontales.

La calidad de la información obtenida después del reprocesamiento de los datos permitió mostrar una mejor continuidad de los eventos entre 0.5 y 5.0 segundos, por lo que se obtuvo una mejor calidad de la respuesta sísmica del material analizado, que permitió inferir con mayor certidumbre la cima y la base de las estructuras salinas, además de otras estructuras en la zona originada por la evacuación de la sal y el movimiento de esta hacia otras partes dentro de la misma sección sísmica.

Tomando en cuenta los resultados de un estudio gravimétrico y magnetométrico realizado en el área de estudio, se interpretaron ocho canopies localizados entre los 1500 a 5000 metros de profundidad, intercalados en la secuencia de rocas del Mioceno, reconociendo además la presencia de sal soldada "salt weld" asociadas a una cuenca de evacuación asimétrica y una zona de erosión.

Por lo anterior se establece que el campo de velocidades utilizado en el algoritmo de migración en tiempo, resultó una herramienta muy útil para mejorar la resolución de la

información sísmica, que además sirvió para confirmar la presencia de los cuerpos salinos siguiendo los valores típicos de la sal, confirmando que una correcta manipulación de las velocidades y una buena calidad obtenida en la imagen sísmica permiten mejorar el resultado del procesamiento 2D en áreas de geología compleja y por consiguiente el de obtener una adecuada interpretación geológica.

GGP-33

APLICACIÓN DE LA GEOMETRÍA FRACTAL A LA RECONSTRUCCIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO

R.D. Arizabalo, M. Lozada Z., G. Ronquillo J. y J.H. Flores
Instituto Mexicano del Petróleo
E-mail: rarizaba@imp.mx

Los registros geofísicos de pozo y las distribuciones petrofísicas de los medios porosos siguen la estadística fractal. Dicha estadística permite obtener en principio la reconstrucción de las diversas curvas observadas por recuperación de la arquitectura aleatoria de las mismas. Contribuye con la evaluación de las características del yacimiento y la subdivisión local de las unidades de producción. Obtenemos la reconstrucción de las trazas de porosidad, rayos gamma y resistividad observados en los registros de un pozo del Campo Cantarell, en un yacimiento carbonatado naturalmente fracturado en el sureste del Golfo de México. Proponemos que dicha reconstrucción reflejará la estructura de las variaciones locales presentes en las trazas de los registros y compensará, además, los errores circunstanciales de operación y efectuará la corrección por el alisado presente en los registros, por el efecto del movimiento vertical de la herramienta de medida. Los registros virtuales o pseudo-registros se generaron aplicando los conceptos geoestadísticos y de geometría fractal, particularmente mediante la generación de fractales aleatorios por el método de adiciones aleatorias sucesivas. Los registros de pozo, que son fractales aleatorios, se modelaron, como trazas de movimiento Browniano fraccional (fBm). El algoritmo generador este tipo de fractales, divide recursivamente el intervalo entre datos, interpolando valores linealmente en el punto medio de cada intervalo. Los registros estudiados fueron los de rayos gamma (GR), porosidad neutrón (NPHI) y laterolog profundo (LLD). El análisis fractal consistió en encontrar el coeficiente de Hurst, H (codimensión fractal) que es una medida de la rugosidad de la traza, mediante el método de rango reescalado (R/S) y en un paso posterior, la restitución de la arquitectura aleatoria del registro, como una situación previa a generar pseudosecciones de distribución de parámetros petrofísicos entre los pozos observados en una fase de caracterización del yacimiento, permite contribuir con la evaluación de las características del yacimiento y su subdivisión local de las unidades de producción.

GGP-34

CLUSTER LINUX Y SISTEMA DE BASE DE DATOS EN LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS

Gerardo Ronquillo Jarillo¹, Nikolai Kouzoub² y Manuel Lozada Z.¹

¹ Instituto Mexicano del Petróleo

E-mail: gronqui@imp.mx

² Universidad Autónoma de Nuevo León

Hoy en día las PCs se han vuelto más potentes con costos más bajos. Como resultado las PCs en red son más poderosas que las clásicas estaciones de trabajo y otros sistemas. Además, en los últimos años, el sistema operacional Linux (Unix para PCs) se ha vuelto extremadamente estable y poderoso, con la ventaja que es libre y disponible gratuitamente en la Red. Así mismo, actualmente existe gran variedad de software comercial en Linux para Cluster tanto para procesamiento sísmico, interpretación sísmica, base de datos Oracle Linux, Grafismo AVS, Compiladores potentes etc. Por otro lado, para superar los requerimientos de calculo masivo, Universidades e Institutos de investigación, así como compañías, están interesados en comunicaciones de mensajes entre PCs para simular una super-computadora. Por lo anterior en el proyecto D.1341. del programa YNF del IMP, se desarrollo un sistema integral de procesamiento de memoria distribuida basado en procesadores AMD Athlon 1GHz (24nodos), con capacidad de ampliación de 48 nodos o más. Con 12 Gbytes de RAM de memoria, espacio en disco disponible de 480 Gigabytes en IDE y 72 Gigabytes SCSI en el servidor.

En el Cluster-Linux se integro el sistema FIRESYS (desarrollado en IMP, en forma comercial) de base de datos modular de: 1) Física de Rocas; 2) Registros de pozo y 3) Sísmica de yacimientos. Con la finalidad de emplearse en la caracterización estática de yacimientos fracturados. La base de datos es relacional con programas de multi-escalamiento (utiliza la transformada ondicular continua para el análisis de datos de registros de pozo) y estimación de parámetros petrofísicos (estos consideran acústico, elástico, viscoelástico y poroelástico de datos de laboratorio y registro geofísicos de pozo), entre otros. Así mismo la carga de datos es automática tanto en forma cuantitativa como cualitativa.

Este desarrollo tecnológico de base de datos es la primera en México en sistema Linux en forma integral y modular en la caracterización de yacimientos.

Por lo que podemos concluir, que este tipo de herramienta integrada Cluster-Software-sistema de base de datos, es de gran importancia en la caracterización de yacimientos por sus bajos costos de mantenimiento, calculo masivo (modelado sísmico) entre otros.

GGP-35

EVOLUCIÓN DE LA SUBSIDENCIA DE 8 POZOS EN EL NORESTE DE LA SONDA DE CAMPECHE (DATOS COMPLEMENTARIOS)

Mandujano Velasquez J.¹ y Duncan Keppie J.²

¹ Dirección Ejecutiva de Exploración y Producción, IMP
E-mail: jmanduja@www.imp.mx

² Instituto de Geología, UNAM

Dentro de la evolución de un estudio se van incorporando datos adicionales, los cuales nos permiten tener mayor veracidad de los resultados, dejando lo aleatorio a un lado desde el punto de vista de cantidad, calidad y distribución de los datos a partir de los cuales se realizan los análisis

El objetivo de este trabajo es el de analizar la historia de la subsidencia de ocho pozos adicionales a los 19 presentados en un trabajo anterior para dar un total de 27.

El área de estudio se encuentra ubicada en el Golfo de México, dentro de las curvas batimétricas 0-200 m, hacia la porción nororiental marina de la Isla del Carmen, Campeche, en el borde occidental de la Península de Yucatán, lo que en este trabajo se denomina Noreste de la Sonda de Campeche.

En este trabajo se enmarcan los parámetros que se toman en cuenta para el modelado, iniciando con el cambio de espesores debido a cambios en los límites bioestratigráficos del Mioceno Inferior al Reciente, también se menciona la paleobatimetría, que es otro parámetro actualizado, así como el eustatismo. Factores que tendrán relación directa y en algunas ocasiones de estos dependerá otros parámetros adicionales como lo sería la evolución de los valores del flujo de calor el cual es el parámetro fundamental al momento de analizar los tipos de materia orgánica y se desee ver aspectos como edades de generación, saturación y expulsión de los hidrocarburos, dentro del fenómeno de migración de los mismos.

Al cambiar los límites cronoestratigráficos del Mioceno Inferior al Reciente, obviamente cambian los espesores para este mismo rango de edad, y de esta forma se tienen diferentes implicaciones de subsidencia, tectónismo, sedimentológicas como la procedencia, etc. De esta forma, se presentan los espesores de todos los niveles cronoestratigráficos de los 27 pozos como punto de partida, de lo que hasta ahora se han contemplado estudiar en el área de estudio.

Como sabemos la batimetría es uno de los parámetros utilizados para el modelado de la subsidencia, y por lo tanto juega un papel importante dentro de los mecanismos que originaron la evolución geodinámica del área de estudio. De hecho para ambientes profundos, la paleobatimetría es el tendón de Aquiles dentro del modelado de la subsidencia.

Cabe hacer la aclaración de que la evolución de la paleobatimetría en cada uno de los pozos se obtuvo a partir de la evolución de los ambientes de depósito, considerándola de

esta forma como valores preliminares, los cuales se deberán ajustar conjuntamente con la sísmica y que de esta forma nos permita establecer la magnitud de los valores para cada unidad de forma más exacta.

Uno de los parámetros que se utilizan en el modelado de la subsidencia, corresponde a la variación del nivel del mar con respecto a un nivel de referencia, a lo largo del tiempo geológico y este es denominado eustatismo. Analizando la tabla de variación de los niveles del mar a lo largo del tiempo geológico, se obtuvieron los valores para el modelado de la subsidencia.

Dentro de los resultados que se obtuvieron, se puede comentar que las conclusiones a las que se había llegado no varían substancialmente, es más, confirman los resultados que se habían obtenido.

GGP-36

ESTADO ACTUAL Y PERSPECTIVAS DE LA ENERGÍA Y LOS ENERGÉTICOS EN MÉXICO

José María Chávez Aguirre y Juan Sánchez Pérez
Subgerencia de Exploración Geológica y Geofísica, CFE
E-mail: jose.chavez@cfе.gob.mx

Considerando la situación actual y las perspectivas a corto plazo del uso de los energéticos en México, se plantea la necesidad de desarrollar las fuentes alternas de energía que, desde los últimos años del siglo pasado, han recibido un gran apoyo en otros países. En México todo parece indicar que no habrá problemas en cuanto a abasto de energéticos, por lo menos durante los próximos cincuenta años, ya que las reservas de hidrocarburos son suficientes para responder a nuestras necesidades y a las de algunos vecinos. Sin embargo, el petróleo no es solamente un generador de energía eléctrica y su derroche conducirá a la pérdida de materiales de uso común como los plásticos y de combustibles como las gasolinas. En la medida en que los precios internacionales del petróleo aumentan, el interés por las fuentes alternas se incrementa y a la inversa. Durante estos vaivenes de los mercados financieros la energía solar y la eólica se desarrollan y multiplican sus bondades y usos. Actualmente no es extraño encontrar comunidades rurales en África, Asia o América Latina que cubren sus necesidades de electricidad o de extracción de agua por bombeo mediante celdas fotovoltaicas o turbinas eólicas, las cuales se han reducido tanto en tamaño como en costo en los últimos veinte años.

Otras fuentes convencionales de energía, que aligeran la carga de los hidrocarburos en México, limitan su participación a la disponibilidad de recursos, entre ellas se incluyen la hidráulica, el carbón, la geotermia y la nuclear, que requieren estudios geológico-geotécnicos muy especializados para su óptimo aprovechamiento. Las centrales hidroeléctricas como Aguamilpa, Zimapán o Chicoasén, por citar algunas,

requirieron de varios años de estudios previos a su construcción y de la participación de profesionistas con un alto nivel de preparación técnica.

Desgraciadamente, las posibilidades de cubrir el cien por ciento de nuestra demanda de energía con estas fuentes y reducir la dependencia del petróleo son limitadas, pero se pueden complementar con las fuentes alternas que ya son una realidad en otros países como Francia, que utiliza principalmente la energía nuclear y tiende a desarrollar la solar como apoyo a la hidráulica ante la creciente preocupación por los desechos nucleares, mientras Brasil coquetea con el átomo y el petróleo ya que no tiene otras alternativas para las épocas de sequía, que reducen su producción a base de hidroeléctricas.

Al igual que esos países, México tiene una marcada preferencia por un energético, pero deberá tomar en cuenta las advertencias que recibe constantemente y que le aconsejan reducir su dependencia de los hidrocarburos, aprovechando en forma más agresiva las otras opciones, así como su combinación.

GGP-37

INVERSION ESTRUCTURAL, UN NUEVO CONCEPTO SOBRE LA EVOLUCION DE LA CUENCA DE MACUSPANA Y SUS IMPLICACIONES EN LA ACUMULACION DE HIDROCARBUROS

Enrique Guzmán Vera y Mario Aranda García
Activos de Exploración Macuspana y Misantra Golfo de México,
PEMEX
E-mail: e_guzman_v@hotmail.com

La cuenca de Macuspana se ubica en el sureste de México, dentro de la provincia geológica Cuencas Terciarias del Sureste y cubre un área de 7300km² costa adentro y aproximadamente 1800km² costa afuera. Limita al este con la plataforma de Yucatán, al oeste con el pilar Akal-Reforma, al sur con la Sierra de Chiapas y al norte se interna en el Golfo de México. El área de estudio, geográficamente se localiza a 49km al S85°E de Villahermosa, Tabasco y geológicamente se encuentra en la porción sur de la cuenca. Cuenta con una producción acumulada de 3779MMMP de gas y 10.1MMb de aceite, dividida entre los campos José Colomo, Chilapilla, Cafeto, Vernet, Fortuna Nacional y Macuspana, de los cuales el primero es considerado campo gigante. Estos campos, almacenan los hidrocarburos en arenas deltaicas (provenientes de la Sierra de Chiapas) de edad Mioceno Superior-Pleistoceno, las cuales en su mayoría cuentan con un buen espesor de roca sello, a excepción de los yacimientos de edad Pleistoceno.

Los campos se ubican en trends oblicuos de dirección NE-SW, los cuales están caracterizados por anticlinales en su mayoría largos y apretados que están muy cercanos a las fallas que originalmente fueron lístricas de crecimiento, así como amplios sinclinales, ambos originados por inversión estructural.

Comunmente se puede observar intrusiones de arcilla (de mayor magnitud que la original en los rollovers) sobrepresurizada, por debajo de las fallas originalmente lístricas de crecimiento.

Se considera que la cuenca de Macuspana presenta dos inversiones estructurales; la primera a finales del Mioceno Medio ó inicios del Mioceno Superior, y la segunda, desde el Plioceno medio y probablemente hasta el Pleistoceno. Mediante el empleo de líneas regionales a rumbo de echado por casi toda la cuenca (a excepción de la porción norte), se estableció que el modelo de inversión estructural es aplicable en muchos lugares de la misma.

El estudio solo consideró a las rocas de edad Neógena. En general, se considera que la porción sur de la cuenca de Macuspana ha evolucionado durante el Neógeno de la siguiente manera: 1a) Sistema de expansión, con la generación de fallas normales y lístricas de crecimiento durante el Mioceno Inferior?-Mioceno Medio, 1b) Inversión estructural a fines del Mioceno Medio y/ó inicios del Mioceno Superior, 2a) Sistema de expansión durante el Mioceno Superior e inicios del Plioceno Inferior, con la generación de fallas de crecimiento con caída hacia NW, 2b) Etapa de nivelación a finales del Plioceno Inferior, 2c) Inicio de la generación de fallas de crecimiento en el oeste de la cuenca con caída hacia el SE y desplazamiento de arcilla asociado, simultáneamente, inicia la inversión estructural por contracción en la cuenca, generando reactivación en sentido contrario de las fallas de crecimiento de edad Mioceno Superior-Plioceno Inferior, anticlinales apretados contra las mismas, grandes sinclinales, anticlinales en la parte central de la cuenca y estructuras del tipo "pop-up" asociadas a ellos, y lo más importante, la generación de las mejores trampas para la acumulación de hidrocarburos con que cuenta la cuenca.

GGP-38

IMPLICACIONES TECTONICAS Y ECONOMICAS DEL DESCUBRIMIENTO DE GAS EN LA DISCORDANCIA CRETÁCICO MEDIO-MIOCENO INFERIOR DEL ATOLÓN DE LA FAJA DE ORO MARINA EN EL MODELO DE LA TRIPLE UNION PARA EL ORIGEN DEL GOLFO DE MÉXICO

Jaime Rueda-Gaxiola
Unidad de Ciencias de la Tierra, ESIA, IPN
E-mail: jaimerueda@compuserve.com.mx

El reciente descubrimiento de gas en dos pozos perforados en la Faja de Oro Marina es un acontecimiento de gran importancia para la economía de nuestro país, ya que permite renovar el interés productor de hidrocarburos de la Zona Norte. Por otra parte, este hallazgo facilita la comprobación de la hipótesis emitida entre 1993 y 2001 por Rueda-Gaxiola, J., acerca del gran potencial petrolero que tienen algunas regiones submarinas relacionadas con el Modelo de la Triple Unión para el Origen del Golfo de México.

Con base en este modelo, durante el Triásico Tardío y Liásico Temprano, el Sur del Continente Norteamericano estuvo unido a la Pangea e inclinado hacia el W, ya que las aguas marinas eran de afinidad Pacífica. Durante el Liásico Tardío-Jurásico Medio, se originó la Triple Unión que permitió la formación del Golfo de México y se comunicaron las aguas pacíficas con las tethisianas por medio del Portal del Balsas. Durante el Cretácico Medio se efectuó la máxima transgresión marina tethisiana sobre el continente que estaba en una posición casi horizontal, con bloques subsidentes, tal como lo confirman los principales arrecifes desarrollados en las recientemente formadas plataformas alrededor del Golfo.

Uno de éstos es el Atolón de la Faja de Oro, que en su parte occidental ("continental") fue el principal productor de petróleo de la Cuenca de Tampico-Misantla y que, con base en el Modelo de la Triple Unión, estaba limitado al E por la Falla Nautla-Pico de Orizaba (Rueda-Gaxiola, J., 1999). Esta falla es el límite W del "rift" que permitió la formación del piso marino al desplazarse hacia el NW los bloques de México y Texas, mientras que el bloque de Chiapas-Tabasco-Yucatán permanecía estático. Del Cretácico Tardío al Mioceno Temprano, este atolón estuvo expuesto a la erosión (Gómez-Ponce, M., 1969) debido a que el continente se elevó en el W y el mar se retiró hacia el Golfo y posteriormente el atolón se hundió y basculó hacia el E y S (Gómez-Ponce, A y Gómez-Ponce, M., 1978) debido a que se tuvo el ajuste térmico subsidente al inactivarse paulatinamente el proceso de "drifting". A partir del Mioceno Temprano el atolón fue cubierto por las potentes secuencias terrígenas terciarias producidas por la erosión continental de las regiones que se encontraban en un proceso de epeirogénesis (al W) y orogénesis (al E). En las zonas más profundas, estas secuencias produjeron hidrocarburos que migraron hacia el continente y se alojaron al W y N del atolón, en las rocas porosas y permeables del arrecife (petróleo) y de la parte superior a la discordancia (gas). Las condiciones de generación y migración pueden deducirse del modelo de la Triple Unión propuesto.

GGP-39 CARTEL

INTEGRACIÓN DE INFORMES Y PRESENTACIONES GEOLÓGICAS INTERACTIVAS

Agustín Ruiz Violante
Instituto Mexicano del Petróleo
E-mail: Aruizv@imp.mx

Se expone un ejemplo de cómo pueden hacerse presentaciones e integrarse informes en formato digital, con la posibilidad de que el usuario obtenga la impresión de los documentos.

Esta manera de presentar los informes o de elaborar presentaciones, utiliza los diferentes lenguajes usados en INTERNET, tales como html, java, javascript, etc. Quien los consulta puede navegar en ellos como si estuviera en la www y además le permiten obtener los documentos impresos o en sus diferentes formatos digitales.

Esta forma de elaborar informes y presentaciones permite visualizarlos en cualquier PC que tenga un programa navegador para INTERNET, y los hace atractivos, interactivos, intuitivos y amigables con el usuario.