

Sesión Regular

# **GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO**

Organizadores:

Alberto Arias

Enrique Coconi Morales

Javier Arellano Gil

GP-1

### CARTOGRAFÍA DE LAS FALLAS A NIVEL JURÁSICO, EVIDENCIAS DE MOVIMIENTO LATERAL Y SUS IMPLICACIONES EN LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN EL CAMPO AKAL, CANTARELL

Juárez Aguilar Luis<sup>1</sup> y Pineda Flores Daniel Alejandro<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Exploración y Producción, PEMEX

<sup>2</sup>Universidad Politécnica del golfo de México  
luis.juarez@pemex.com

El campo Cantarell se encuentra en etapa franca de declinación, sin embargo, aun se tiene áreas de oportunidad y dada su complejidad estructural requiere un análisis a detalle de los esfuerzos que actuaron sobre este campo, siendo uno de los yacimientos en carbonatos mas importantes del país y ubicado en segundo lugar tan solo superado por el Complejo Ghawar en Arabia Saudita

Particularmente a nivel Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK) actualmente se está realizando un cartografía de las fallas que afectaron al bloque de Akal encontrándose varias zonas de oportunidad. En la parte Occidental del bloque Akal está influenciado por movimiento lateral derecho de la falla que limita la estructura Kutz de Akal y se evidencia por rasgos transpresivos en el Bloque Akal,. Adicionalmente se observan rasgos que sugieren que existe una serie de rasgos en la porción norte del Bloque de Akal; que sugieren la presencia de fallas con movimiento lateral...lo que implica que probablemente el JSK esté mas dividido con la posibilidad de que existan bloques con aceite atrapado en ellos

Como analogía del movimiento lateral ejercido en el bloque de Akal, se comparó con la falla de transcurrencia de Ibangué en Colombia y se muestran algunas de las semejanzas encontradas, siendo esta una buena oportunidad de observar a nivel del terreno las estructuras que se forman en estos ambientes de trans-presión y adquirir un mejor entendimiento de este régimen estructural que afecta a los yacimientos del Complejo Cantarell.

GP-2

### ENCONTRANDO DOS ANÁLOGOS TERRESTRES PARA EL CAMPO CANTARELL

Ruiz Violante Agustín<sup>1</sup>, Valencia Islas Juan José<sup>2</sup>, Rosales

Contreras Eduardo<sup>2</sup> y Ronquillo Jarillo Gerardo Felipe<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Exploración y Explotación, IMP

<sup>2</sup>Instituto Mexicano del Petróleo  
aruizv@imp.mx

A nivel mundial, son pocos los trabajos de geología, en donde primero se presenta el estudio de un análogo para después compararlo con el problema que se trata de resolver en subsuelo. En nuestro caso encontramos un análogo terrestre para el campo Cantarell y otro en San Luis Potosí que nos muestra que las fracturas no son muy representativas en núcleos de un pozo.

Recién terminamos un proyecto de investigación para SENER – CONACYT, en el cual nos enfrentamos con la tarea de comprender al campo Cantarell.

Para poder entender a dicho campo, nos dimos a la tarea de encontrar un análogo terrestre que nos permitiera encontrar las zonas de mayor fracturamiento, que fuera similar en cuanto a litología al campo Cantarell y además que el mecanismo de deformación fuera el mismo.

Lo que nos dio una idea de que el análogo lo podíamos encontrar al sur del supergigante Cantarell fue el hecho de que uno de los autores ya venía estudiando desde el siglo pasado una falla de desplazamiento lateral derecho que ha sido denominada Falla Cantarell – Xicalango – Agua Blanca.

Se procedió al trabajo de campo buscando la continuación de dicha falla. Encontrándonos con una litología que era muy similar a la del campo de la zona marina antes mencionado. Pero además, nos dimos cuenta que, si la falla activa era la misma en tierra que en Cantarell, pues teníamos el mismo tipo de deformación en el análogo. Esto permitió muestrear con una cierta idea, y hacer los estudios necesarios.

Lo anterior nos permite afirmar que el Análogo terrestre del campo Cantarell se encuentra en tierra justo al sur de dicho campo, pues encontramos las mismas características litológicas y estructurales en ambas áreas.

Con respecto al análogo terrestre de los pozos petroleros y sus relaciones con las fracturas, encontramos una cantera cercana a Río Verde, S.L.P., la que pudimos observar y estudiar, de forma tal que sería un análogo de un campo con sus pozos petroleros; pues nos permitió advertir que las fracturas que se observan en los núcleos de un pozo, pueden no ser representativas del yacimiento.

GP-3

### INTERPRETACIÓN SÍSMICA ESTRUCTURAL ESTRATIGRÁFICA AVANZADA EN ÁREAS DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO DE CAMPOS. APLICACIÓN DE AVO Y ATRIBUTOS EN CARBONATOS.

Díaz Molina Oscar<sup>1</sup>, Vera Sánchez Jorge Ramón<sup>1</sup>, Flores Capetillo Ricardo<sup>2</sup>, Vera Sánchez René<sup>1</sup>, Navarro Salcedo Salvador<sup>1</sup>, Cuevas Rivera Fernando<sup>2</sup>,

Oviedo Pérez Adan Ernesto<sup>2</sup>, Navarro Tafolla César<sup>1</sup>, Bartolo Sánchez

Cruz<sup>1</sup>, Salgado Mendoza Jessica<sup>1</sup>, Herrera Morales Luis Guillermo<sup>1</sup>, Chávez

Hernández Guillermo<sup>1</sup>, De la Cruz García Margarita<sup>1</sup>, Herrera Garnica

Sergio<sup>1</sup>, Zúñiga Silva Laura Olivia<sup>1</sup>, Pardo Castro Guillermo<sup>2</sup>, Cortés Camacho

Angelica<sup>2</sup>, Gómez Santiago Miguel<sup>2</sup> y Velázquez Rodríguez Joaquín Pascual<sup>2</sup>

<sup>1</sup>CIG-COMESA

<sup>2</sup>COMESA

odiaz@sprofesionales.com.mx

En los últimos años, el desarrollo de la aplicación de nuevas tecnologías, en áreas de exploración y producción, para obtener en muy corto tiempo, la incorporación de reservas de hidrocarburos. Estas tecnologías necesitan de datos de buena calidad con buena resolución. La sísmica 3D procesada y acondicionada para procesos especiales mediante la integración del analista e interprete, guiando el procesado con un modelo geológico y trabajando en paralelo el procesado e interpretación reduciendo los tiempos de visualización de oportunidades exploratorias. La aplicación procesos especiales, anomalías de amplitud, atributos sísmicos, se han aplicado exitosamente a arenas terciarias. El correcto procesado sísmico y calibración con pozos, ha permitido la aplicación de procesos especiales AVO y atributos sísmicos en carbonatos exitosamente en campos de desarrollo, productores de aceite ligero y pesado.

GP-4

### RESULTADOS DEL POZO DE ALIVIO PARA LAS EMANACIONES NATURALES DE HIDROCARBURO EN AKAL, CANTARELL

Juárez Aguilar Luis<sup>1</sup> y López Rabatté Francisco Gerardo<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Exploración y Producción, PEMEX

<sup>2</sup>Pemex Exploración y Producción  
luis.juarez@pemex.com

Desde el año 2000 mediante el monitoreo sistemático satelital, se documentaron emanaciones naturales de hidrocarburo en el Campo de Akal. Al analizar la información y ubicar los puntos de emanaciones proporcionados se observó que dichas emanaciones se manifiestan en puntos alineados con una longitud aproximada de 3 Km Se observa que los puntos de emanaciones pueden estar asociados a la falla geológica que funciona como limite de las estructuras Akal y Nohoch. Los horizontes carbonatados que se tienen a nivel terciario son tres principales, dos de los cuales pertenecen a formaciones de edad Neógeno y uno mas a edad del Eoceno Medio, por lo que hace suponer que dichas emanaciones puedan provenir de alguno de estos tres cuerpos identificados a +/- 520 mv, 805 mv o 1105 mv y que pudieran estar filtrando aceite a través de una falla conductiva que llega hasta el lecho marino. Cabe señalar que el hidrocarburo no puede provenir de formaciones del Cretácico ya que actualmente se tiene un casquete de gas a ese nivel. Con base en la interpretación de la información geológica y sísmica se programó y perforó un pozo de Alivio, mismo que travesó los tres objetivos programados, terminando con un ángulo de 72° de inclinación y atravesando cada uno de los objetivos. Con los resultados analizados durante la perforación del Neógeno 1 con apoyo de registros geofísicos y de hidrocarburos así como el análisis de los recortes en superficie, se determinó que el tipo de hidrocarburo presente en este cuerpo Neógeno 1 a la profundidad de 475 md tiene condiciones desfavorables para ser comercialmente explotable ya que se observó un aceite tipo Asfalto.

Con respecto al Neógeno 2 e igualmente con apoyo de registros geofísicos y de hidrocarburos así como el análisis de los recortes, se encontró que este cuerpo tiene presencia exclusivamente de etano sin evidencias de hidrocarburos líquidos.

La perforación en su fase final, atravesó el tercer objetivo en las rocas carbonatadas de edad Eoceno Medio donde de acuerdo a los registros geofísicos y después de realizar la evaluación petrofísica, se determinó un cuerpo calcáreo de -40 mv con una resistividad promedio. Apoyados con esta interpretación, se procedió a realizar una prueba de producción en este horizonte la cual tuvo como resultado manifestación de aceite. Actualmente el pozo de alivio esta activo de manera ciclica y aportando aceite a la producción de Akal por lo que se considera un éxito y eventualmente se verá reflejado su impacto en las emanaciones de aceite a superficie por lo que concluye que la estrategia de dirigir un pozo de alivio fue correcta quedando como siguiente paso el de monitorear las emanaciones de forma satelital para verificar su agotamiento.

GP-5

### IMÁGENES SÍSMICAS DE PALEOCANALES EN LA CUENCA HUIMANGUILLO, SURESTE DE MÉXICO

Sánchez Layna Javier<sup>1</sup> y Urrutia Fucugauchi Jaime<sup>2</sup><sup>1</sup>Exploración, Pemex PEP<sup>2</sup>Instituto de Geofísica UNAM

javier.sanchezl@pemex.com

En el presente trabajo se analizan estructuras de paleocanales en imágenes sísmicas 2-D y 3-D de la cuenca de Huimanguillo en el sureste de México por medio de atributos sísmicos y su importancia en la visualización de oportunidades exploratorias en ciertas posiciones estratigráficas. En la interpretación, diferentes atributos sísmicos son calculados y analizados y la evaluación permite decidir qué tipo de atributos funcionan mejor para un objetivo o cuerpo que se intenta definir o encontrar. En este proyecto se analizan datos sísmicos para la cuenca de Huimanguillo. Para la interpretación sísmica se construye una malla de nueve transectos sísmicos regionales, los cuales se unieron a partir de los cubos sísmicos e información de sísmica 2-D apoyándose de registros de pozo, leyes de velocidades, contactos geológicos y bioestratigrafía. La calibración de sismogramas sintéticos correlacionado con la sísmica usando registros sísmico (Dt) y densidad (Rho<sub>b</sub>), perfiles sísmicos verticales (VSP) y "checkshots". La información incluye 47 pozos en los transectos sísmicos y 100 pozos como apoyo. Se realizó la interpretación de mapas estructurales regionales en tiempo de los horizontes Mioceno Medio y Mioceno Inferior. La integración e interpretación geológica-geofísica, combinados con la extracción de atributos sísmicos permite la identificación de rasgos estratigráficos que son consistentes con el modelo sedimentario del Mioceno Medio e Inferior de la cuenca de Huimanguillo por medio de geocuerpos asociados a lóbulos y canales. La extracción de geocuerpos por medio de las amplitudes nos ayuda a visualizar áreas de interés petrolero y coadyuvar a definir mapas de facies.

GP-6

### IMPLICACIONES GEOLÓGICO-PETROLERAS DE LAS MEGASECUENCIAS TURBIDÍTICAS EN EL PALEO-CAÑÓN DE CHICONTEPEC DEL EOCENO TEMPRANO, ORIENTE DE MÉXICO

Santillán Piña Noé, Aguayo Camargo Joaquín Eduardo, Arellano Gil Javier, Arcos Hernández José Luis y Alcalá Montiel Alan Ramsés

Facultad de Ingeniería, DICT, UNAM

noesant@hotmail.com

Las pulsaciones tectónicas intermitentes que ocurrieron durante el Paleoceno-Eoceno Inferior, como producto de los esfuerzos compresivos laramídicos que se propagaron en dirección SW-NE, en donde sirvió como contrafuerte el elemento rígido de la paleo-Isla de Tuxpan al Este; causaron el levantamiento con vergencia hacia el Noreste del frente de la actual Sierra Madre Oriental y la formación de la Cuenca de Chicontepec, cuyo depocentro migró hacia el Este durante el Paleoceno-Eoceno Temprano con sedimentación progradante, reduciéndose gradualmente la superficie de la cuenca hacia el Este-Sureste; hasta alcanzar un mínimo durante el Eoceno Temprano, con la formación de la fosa canalizada del paleo-Cañón de Chicontepec, durante la reactivación de la falla transcurrente Brinco-Escobal en su extremo occidental y la paleo-Isla de Tuxpan, en el oriental. Como consecuencia de estos eventos tectono-sedimentarios, los flujos turbidíticos se canalizaron del NW al SE, erosionando a las secuencias estratigráficas de las formaciones Chicontepec Superior y Medio y a la porción superior de la Chicontepec Inferior; en el extremo más suroccidental de la fosa del paleo-cañón, la columna paleocénica fue totalmente erosionada, alcanzando a las rocas sedimentarias marinas del Cretácico-Jurásico Superior.

Las megasecuencias litoestratigráficas identificadas y denominadas informalmente en este trabajo, como unidades 1, 2 y 3; son el resultado de diferentes procesos tectono-sedimentarios durante su depósito, reflejando las condiciones geomorfológicas endorreicas de la fosa canalizada del paleo-Cañón de Chicontepec de circulación restringida y semi-restringida, impidiendo que los sedimentos maduraran texturalmente sobre las superficies discordantes que separan a las tres megasecuencias turbidíticas. En orden ascendente, las cuatro superficies discordantes son: la basal K/T y las 'A', 'B' y 'C', las cuales indican períodos largos de erosión y no depósito. Las megasecuencias de las unidades 1, 2 y 3, representan franca progradación y tendencia a acuñarse hacia el E-SE y en orden secuencial, de la inferior a la superior, se interpretaron los siguientes procesos sedimentarios: (a) pasivo y nivelador en la Unidad 1, con facies arcillosas externas; (b) activo en la Unidad 2, con mayor presencia de depósitos sedimentarios lobulares de facies medias, areno-arcillosas, y (c) de colapso en la Unidad 3, con facies arcillo-arenosas, internas o proximales, depositadas caóticamente por deslizamientos, derrumbes y flujos de escombros predominantemente arcillosos. De estas tres megasecuencias, los depósitos sedimentarios intermedios de la Unidad 2, son los de mayor importancia económica-petrolera, ya que en ellos se encuentran los cuerpos arenosos lenticulares y permeables, potencialmente

almacenadores de hidrocarburos; las otras dos unidades que la infrayacen y suprayacen, sirven principalmente como rocas sello.

GP-7

### CONSIDERACIONES ESTRUCTURALES EN LA INTERPRETACIÓN DEL SISTEMA PETROLERO DE LA CUENCA DE CHICONTEPEC

Arellano Gil Javier<sup>1</sup>, Canales García Iza<sup>1</sup>, Pérez Cruz Guillermo Alejandro<sup>1</sup>, Santillán Piña Noé<sup>1</sup>, Larios Leonardo Meneses<sup>2</sup> y Arcos Hernández José Luis<sup>1</sup><sup>1</sup>Facultad de Ingeniería, UNAM<sup>2</sup>Comisión Nacional de Hidrocarburos CNH  
arellano@unam.mx

La Cuenca de Chicontepec es una cuenca sedimentaria tipo foreland que se rellenó por sedimentos turbidíticos de variada procedencia, siendo las más importantes las provenientes de la erosión de las rocas del poniente, desde la Sierra Madre Oriental, del oriente de la paleo-plataforma de Tuxpan, del suroeste del Macizo de Tezuitlán y desde el norte por variadas corrientes de fondo que redistribuyeron los sedimentos dando como resultado una gran complejidad en los depósitos; además de que se tienen zonas con derrumbes, flujos de detritos y deslizamientos por gravedad que se depositaron en tres episodios generales de sedimentación por lo que se encuentran limitados por cuatro discordancias regionales que separan a tres megasecuencias, mismas que presentan tres estilos de deformación contrastantes, que corresponden con deformación intraformacional (pliegues y fallas locales), plegamiento laramídico y un sistema de fallas laterales con desarrollo de fracturas.

El primer estilo corresponde con deformación intraformacional desarrollada a nivel local, dentro de las megasecuencias que constituyen al Grupo Chicontepec, el cual se debe al flujo de materiales turbidíticos en zonas de fuerte pendiente; por lo que se desarrolló durante el depósito un conjunto de pliegues intraformacionales de tipo recostado de dimensiones reducidas; además ocurrió el rompimiento de estratos y desplazamientos de bloques con la generación de fallamiento inverso local que afecta únicamente a los horizontes estratigráficos que se acumularon en zonas de fuerte pendiente. El segundo estilo de deformación afecta a la secuencia mesozoica y la de la base del Paleógeno, se caracteriza por desarrollo de plegamiento suave con orientación general NW20°SE originado por la Orogenia Laramídica, donde el paleo-esfuerzo principal fue sub-horizontal en dirección SW-NE; además, considerando las características geomecánicas de las secuencias calcáreas del Cretácico (mecánicamente competentes), éstas se presentan naturalmente fracturadas en la zona de charnela de los pliegues. El tercer estilo de deformación es el más importante en el sistema petrolero, corresponde con un conjunto de fallas laterales con dos direcciones preferenciales (NE25°SW y NW47°SE), que originaron estructuras en flor positiva, con un importante desarrollo de fracturas verticales o subverticales que indica que la zona estuvo sujeta a la acción del paleo-esfuerzo principal mayor de dirección "NW06°SE". Considerando que en las fallas laterales ocurre desplazamiento horizontal entre los dos bloques, algunos cuerpos arenosos afectados por las fallas laterales pierden continuidad lateral, sin embargo, adquieren una relación muy estrecha con la principal ruta de migración de hidrocarburos que es la falla, la zona de falla y las fracturas asociadas, lo que se respalda por el hecho de que las brechas de las fallas tienen abundante gilsonita, además de que en general, los pozos petroleros perforados sobre la zona de falla o su entorno próximo resultan no productores, en cambio, los pozos vecinos presentan una importante producción acumulada.

GP-8

### CARACTERIZACIÓN DE LOS HIDRATOS DE GAS MEDIANTE VELOCIDADES SÍSMICAS 3D DE ALTA RESOLUCIÓN PARA ESTRUCTURAS DEL GOLFO DE MÉXICO

Teutle Gutiérrez Adrián y Flores García Emanuel

Hampson-Russell Software &amp; Services, CGG

adrian.teutle@cgg.com

El gas presente en los sedimentos bajo el fondo marino puede aparecer en tres formas diferentes: 1) En solución, en el agua intersticial; 2) No disuelto, en forma de relleno de huecos (gas libre); 3) Hidratos de gas (BSR). Los hidratos de gas son sólidos parecidos al hielo, formados principalmente por agua que contienen altas concentraciones de gas, principalmente metano aunque pueden incluir otros gases en menor proporción. La formación del gas es posterior a la deposición de los sedimentos marinos, cuando se genera una gran cantidad de este gas, se acumula en las estructuras sedimentarias o intercepta las zonas de fractura buscando ascender a la superficie. La detección de sedimentos profundos con presencia de gas se realiza a menudo a partir de los perfiles de la sísmica de reflexión y los modelos de estimación de velocidades de alta resolución. Los rastros que dejan la acumulación y/o el escape del gas producen características únicas en este tipo de registros a través de los cuales se puede intuir su presencia.

La acumulación del gas altera significativamente las propiedades físicas de los sedimentos, y por ende modifica la resistencia de los mismos y la velocidad

de la onda incidente. El reflector simulador del fondo BSR (Bottom simulating reflector) es quizás el marcador geofísico indirecto de mayor peso para interpretar la presencia de hidratos de gas. En los perfiles de sísmica de reflexión, el BSR aparece como un reflector de gran amplitud que imita la forma del fondo marino. En los modelos de velocidad la presencia de los hidratos genera un incremento en los valores de la velocidad recíproco a la compactación de los hidratos y por debajo de la base de estos hidratos los valores de velocidad sufre un descenso drástico debido a la acumulación del gas libre. Este tipo de reflectores se forman por procesos que dependen de un equilibrio principalmente entre la profundidad, temperatura y la presión de los sedimentos marinos. Su polaridad sísmica puede ser igual o contraria a la del fondo marino, dependiendo de la naturaleza del BSR que se esté analizando.

GP-9 CARTEL

### **RESERVAS DE ACEITE REMANENTE EN LOS CAMPOS GIGANTES DE MÉXICO Y SUS ANÁLOGOS EN EL MUNDO**

Ledesma Herrera Karina<sup>1</sup> y Carmona Pozos Alfredo<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ESIA, Ciencias de la Tierra, IPN

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

celtakarina@hotmail.com

El geólogo petrolero ha evolucionado y adquirido cantidades de conocimientos en las últimas décadas de exploración petrolera, existen nuevas herramientas que nos permiten reevaluar esas reservas de aceite remanente de los campos gigantes de nuestro país, caracterizar las acumulaciones del fluido entre las rocas utilizando datos de pozos; los recursos mundiales de petróleo también se hallan concentrados en unos pocos países, se encuentran en los cuatro países con los mayores recursos recuperables conocidos. Este esquema permite crear analogías que sirvan para superar la exploración en el pasado y aumentar las posibilidades de futuros descubrimientos de cantidades importantes de hidrocarburo.