

Sesión Regular

GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

Organizador:

José Manuel Grajales Nishimura

GP-1

DIAGÉNESIS DE LA BRECHA CARBONATADA DEL LÍMITE K/T EN EL SURESTE DE MÉXICO: SU IMPORTANCIA ECONÓMICA PETROLERA

Grajales Nishimura José M.¹, Velasquillo Martínez Luis G.¹, Murillo Muñetón Gustavo¹, García Hernández Jesús² y Torres Villaseñor José de Jesús²

¹Instituto Mexicano del Petróleo
²Pemex Exploración y Producción
 mgrajal@imp.mx

La secuencia carbonatada detrítica que incluye la brecha productora de hidrocarburos en la Región Marina de Campeche, se formó por procesos sedimentarios inducidos por el impacto que originó la estructura de Chicxulub en la Península de Yucatán hace 65 Ma. Esta brecha productora de hidrocarburos fue descubierta por PEMEX en 1978 y desde entonces ha sido una de las unidades productoras de hidrocarburos más importante en el SE de México. Los datos sedimentológicos y petrográficos indican que la mayoría de los componentes de la brecha provienen de la plataforma somera. Entre los componentes observados están: fragmentos de evaporita tipo sabkha; mudstone con *Microcodium*; mudstone con pellets; wackestone con discórbidos y miliolidos; wackestone con alveolínidos; wackestone con orbitolínidos; wackestone con rudistas y algas; y escasos clastos de wackestone con foraminíferos planctónicos, y fragmentos de dolomía cristalina mediana.

Las porosidades identificadas se pueden subdividir en: a) porosidades primarias de origen somero formadas en el área fuente original (e.g. mólida y fenestral); b) porosidades asociadas a disolución en ambientes diagenéticos de sepultamiento profundo y estrechamente asociada a dolomitización (e.g. vugular por disolución de fragmentos, vugular asociada a estilolitas y porosidad ó microporosidad por disolución de dolomita ó calcita); c) porosidad asociada a fracturas de sepultamiento profundo o heredadas de eventos anteriores; d) finalmente, se reconoce un fracturamiento ligado a un evento tectónico del Neógeno que corta a la porosidad y al fracturamiento más antiguo.

En algunas zonas del subsuelo de Campeche, la brecha está dolomitizada. Dentro de la secuencia del límite K/T, y con base en estudios de petrografía, MEB y elementos traza, se pueden diferenciar al menos tres tipos de dolomita, ligadas a tres niveles estratigráficos distintivos dentro de la secuencia. Las inclusiones de hidrocarburos en uno de los tipos de dolomita indican que, al menos en parte, la dolomitización fue contemporánea con el proceso de emplazamiento de hidrocarburos. Las inclusiones fluidas en los cementos de dolomita indican temperaturas entre 80°C y 100°C durante este proceso diagenético.

La sedimentología y estratigrafía de la secuencia del límite K/T permite predecir la arquitectura estratigráfica de yacimientos de la Región Marina y también su distribución regional asociada a la Plataforma de Yucatán y de Chiapas-Tabasco. Esta distribución y la alta porosidad y permeabilidad de la brecha tiene claras implicaciones económico-petroleras para exploración y explotación de hidrocarburos.

GP-2

EL IMPACTO DE LAS FRACTURAS TECTÓNICAS EN LA POROSIDAD Y PERMEABILIDAD DE LOS YACIMIENTOS CARBONATADOS MESOZOICOS DE LA SONDA DE CAMPECHE

Velasquillo Martínez Luis G.¹, Murillo Muñetón Gustavo¹, Grajales Nishimura José M.¹ y García Hernández Jesús²

¹Instituto Mexicano del Petróleo
²Pemex Exploración y Producción
 lgvelas@imp.mx

Este trabajo presenta los resultados del análisis de la tectónica de ruptura y como la dolomitización acentúa la fragilidad de las rocas carbonatadas. Estos dos factores (tectónico y diagenético) controlan en la mayoría de los casos la permeabilidad y la porosidad secundaria de los yacimientos carbonatados mesozoicos de la Sonda de Campeche (YCSC). En estos yacimientos la producción proviene en gran parte de porosidad secundaria, ya sea de porosidad por disolución o bien de fracturas tectónicas. El estudio de la distribución y geometría de las fallas (escala sísmica y de núcleos) y fracturas (escala de núcleos) y su relación con los principales episodios tectónicos, así como la dolomitización, constituyen elementos esenciales para la evaluación de los YCSC.

La caracterización de las fallas y fracturas observados en los núcleos y su relación con las fallas y pliegues a escala sísmica permitió poner en evidencia que existe una superposición de estrías (asociadas a los últimos dos episodios tectónicos). Esta superposición indica que las estrías asociadas a algunas fallas normales (episodio extensivo del Terciario tardío) cortan o desplazan a las estructuras (planos de falla, fracturas o estilolitas) que se originaron en el evento compresivo del Terciario temprano. Esto también implica que algunas fallas de desplazamiento lateral (evento compresivo NE-SW) fueron reactivadas por el evento post-compresional, episodio extensivo NW-SE y acentuadas por la tectónica salina que ha provocado la formación de sinclinales y anticlinales. Los acortamientos y alargamientos asociados a estos episodios tectónicos generaron varios patrones

de fracturas paralelos o subparalelos a las fallas y pliegues principales, los cuales fueron identificados en los núcleos.

El estudio de núcleos extraídos de los diferentes intervalos litoestratigráficos de la Sonda de Campeche ha revelado que en la mayoría de los casos las fracturas no representan necesariamente un volumen importante en términos de porosidad (excepto en la Brecha Carbonatada del límite Cretácico-Terciario, BK/T, en el campo Cantarell); sin embargo, incrementan en forma considerable la permeabilidad de estos yacimientos. Adicionalmente, este análisis mostró que la mayor densidad de fracturas se presenta la BK/T y fue favorecida por el episodio de dolomitización que afectó la región. Algunos núcleos extraídos de las litofacies del Paleoceno también están afectados por estas fracturas tectónicas. En la mayoría de los intervalos litoestratigráficos analizados se identificaron al menos dos sistemas principales de fracturas: tempranas (pre o sincrónico al episodio compresivo) y tardías (asociadas a la distensión post-compresional y/o acentuada por la tectónica salina). Las fracturas tempranas exhiben un ensanchamiento por disolución y cementación por dolomita y en algunos casos impregnadas de hidrocarburos, mientras que el sistema de fracturas tardías frecuentemente sin disolución y escasa o nula cementación presentan impregnación de hidrocarburos. Los sistemas de fracturas tempranas presentan patrones muy irregulares y direcciones arbitrarias que son cortadas por las fracturas tardías que presentan inclinaciones mayores a 60°. Esto implica que la circulación de fluidos y la conexión de los sistemas de fracturas esta controlada por el sistema de fracturas tardías.

GP-3

POTENCIAL PETROLERO EN ROCAS DEL NEÓGENO DEL CAMPO CANTARELL

Yañez Vázquez Rodrigo y González Castillo Martín
 Instituto Mexicano del Petróleo
 jrjanezv@pep.pemex.com

El desarrollo del Campo Cantarell se enfocó principalmente a las rocas del Mesozoico, y se prestó poco interés a las rocas del Terciario, las cuales durante la perforación han presentado evidencias de acumulación y producción de gas y/o aceite en rocas de edad Plioceno y Mioceno.

Los ritmos de extracción y la actual declinación del Campo Cantarell han ocasionado un acelerado avance de los contactos de agua y gas ha traído como consecuencia el cierre definitivo de pozos sin posibilidad de explotación.

A partir de entonces se han desarrollado estrategias para mantener o incrementar el nivel de producción del campo. Dentro de estas estrategias se incluye la evaluación del potencial de acumulación y producción de hidrocarburos en el Terciario, y más específicamente en el Plioceno-Mioceno (Neógeno).

Para la evaluación se recopiló la información disponible que pudiera evidenciar la presencia de hidrocarburos:

- * Reportes diarios de perforación en donde se mencionen: presencia de aceite en el lodo, disminución de densidad del lodo por gasificación, manifestación del pozo, entre otras.

- * Núcleos cortados en rocas de edad Mioceno-Plioceno.

- * Registros geofísicos.

- * Pozos productores.

- * Estados Mecánicos de pozos.

- * Interpretación sísmica de horizontes potencialmente almacenadores.

GP-4

MODELO DE VELOCIDAD PARA LA CONVERSIÓN TIEMPO-PROFUNDIDAD

Jiménez Guerrero Martín y Castañeda Aguilar Roberto
 Schlumberger
 mguerrero5@slb.com

El modelo de Velocidad funciona como puente en la conversión de la información sísmica interpretada en tiempo a profundidad. El tener un buen modelo de velocidad es fundamental en la exploración petrolera, por la profundidad en que se encuentran las estructuras productoras de hidrocarburos y por el tirante de agua, que al paso del tiempo es mayor (aguas profundas). Ya que en un futuro no muy lejano, la perforación de pozos se realizara con tirantes de agua mayores a los 500m, y en estructuras geológicas con mayor riesgo de producción.

Existen diferentes estrategias para lograr una buena conversión Tiempo- Profundidad, pero en general podemos mencionar dos metodologías prácticas y de mayor empleo en la industria petrolera. Una de ellas es la Conversión Tiempo – Profundidad basada en información sísmica (velocidades de proceso) y la otra es el Modelado de Velocidades utilizando toda la información disponible de pozos (VSP, Check-shots). Todo esto basado en el modelo geológico realizado con la interpretación sísmica en tiempo.

GP-5

MONTÍCULOS DE LODO CALCAREO MICROBIANO Y METAZOARIOS EN LA FORMACION CUPIDO (CRETACICO INFERIOR), NE DE MEXICO: POSIBLES ORIGENES E IMPLICACIONES SEDIMENTOLOGICAS

Murillo Muñetón Gustavo
 Instituto Mexicano del Petróleo
 gmurill@imp.mx

La Formación Cupido del Cretácico Inferior representa una plataforma carbonatada excelentemente expuesta en el NE de México. La exposición de este sistema sedimentario en el Cañón de Bustamante exhibe la transición plataforma somera a plataforma externa/cuenca, por lo que es posible definir la arquitectura de las diversas facies de la Formación Cupido e interpretar mecanismos de sedimentación. En esta localidad se presentan numerosos aparatos carbonatados de origen orgánico en el que los microbios jugaron un papel fundamental en los procesos constructivos de la plataforma carbonatada. Cuatro tipos de montículos de lodo calcáreo microbiano y otros metazoarios fueron identificados: montículos microbianos con esponjas silíceas (Tipo 1), montículos microbianos con esponjas silíceas y calcáreas (Tipo 2), montículos microbianos con esponjas y corales (Tipo 3) y montículos biotriticos con calciesponjas-microbios-corales (Tipo 4). Los montículos Tipo 1 son los más antiguos y están asociados con facies de mudstone y mudstone arcilloso de rampa profunda/cuenca; su núcleo consiste de boundstone de sedimentos microbianos, esponjas silíceas y diversos organismos incrustantes. Los montículos Tipo 2 son similares a los montículos Tipo 1, pero están asociados a facies de wackestone-packstone de rampa externa. Los montículos Tipo 3 contienen solo 40-50% de facies de boundstone y están asociados a facies de packstone de rampa externa. Los montículos Tipo 4 son los más jóvenes y están circundados por facies de packstone de rampa externa y facies de rudistas de cresta de rampa. Las dimensiones (longitud y altura) de los montículos tipos 1, 2 y 3 varían de pocos metros a 10's de metros y desarrollan relieve sinóptico, sólo los montículos Tipo 4 alcanza varios 100's de metros y hasta 90 m de espesor y casi no desarrollan relieve sinóptico. Adicionalmente se identificaron varios complejos de montículos constituidos principalmente por montículos Tipo 1 alcanzado más de 100 m de espesor y 200 m de anchura. Un factor fundamental para el desarrollo de estos cuerpos carbonatados fue el perfil depositacional tipo rampa homoclinal que desarrolló la plataforma carbonatada Cupido. Dentro de este escenario se exportaba poco material carbonatado desde la plataforma somera hacia las partes más profundas del sistema, lo que permitió en el desarrollo de los numerosos montículos calcáreos principalmente hacia el área de rampa externa a cuenca. Los cambios sistemáticos en biota, morfologías, dimensiones, abundancia, distribución estratigráfica y asociaciones de facies son el resultado de la interacción de los factores que controlan las "fábricas" de carbonatos tanto "tropical" como "de montículos de lodo"; uno de esos factores clave fue los cambios en el espacio de acomodo de "segundo orden", lo cual también contribuyó a la progradación a gran escala de la plataforma. Estos datos son útiles para comprender la arquitectura de facies, distribución y posibles orígenes de montículos de lodo calcáreo microbianos mesozoicos que contienen acumulaciones de hidrocarburos.

GP-6 CARTEL

BITUMEN HIDROTHERMAL GENERADO A PARTIR DE MATERIA ORGÁNICA SEDIMENTARIA EN LAGOS TECTÓNICOS. EJEMPLO DEL LAGO DE CHAPALA, JALISCO, MÉXICO

Zarate Del Valle Pedro F.¹, Simoneit Bernd R.T.² y Rushdi Ahmed I.³

¹Universidad de Guadalajara

²Oregon State University

³King Saud University

zavp.pvaz@gmail.com

El Lago de Chapala, ubicado en el occidente de México dentro del Rift Citala, está caracterizado por su actividad geotérmica, la cual, tradicionalmente ha incluido: manantiales termales terrestres y halos de alteración hidrotermal, en San Juan Cosalá, Jal., depósitos fósiles carbonatados tipo sínter ("La Calera") en Cojumatlán, de R., Mich., y volcanes de lodo ("Los Negritos") en Villamar, Mich. Sin embargo, dentro del Lago de Chapala existen tanto manantiales sublacustres ("Los Gorgos", "El Fuerte") como emanaciones de petróleo hidrotermal tipo asfalto las cuales constituyen pequeñas isletas. Los hidrocarburos que se generan en zonas con actividad geotérmica, tanto continentales como marinas, tienen un origen hidrotermal, ya que el agente causante de la alteración de la materia orgánica (MO) así como de la transferencia de masa es el agua caliente circulante en el sistema hidrotermal. Por ello, este tipo de hidrocarburo se denomina petróleo hidrotermal (PH). Los análisis del PH del Lago de Chapala, obtenidos por cromatografía de gases acoplada a espectrometría de masas (GC-MS), muestran que está formado por hidrocarburos saturados que incluyen una mezcla compleja amorfa de hidrocarburos cíclicos y ramificados (UCM). Los biomarcadores maduros, derivados de la microbiota lacustre (algas), consisten principalmente de hopanos 17#(H), 21#(H) desde C27 hasta C34 (sin C28); gammacerano, terpanos tricíclicos (C20-C26, sin C22); carotano y sus productos de cracking primario; esteranos C28 y C29; y drimanos (C14-C16). El PH de Chapala no contiene hidrocarburos policíclicos aromáticos (PAH) ni n-alcános. Por carecer tanto de n-alcános como de isoprenoides y por la presencia de UCM, hopanos, esteranos y biomarcadores

carotenoides, su composición es similar al PH reportado del Rift del Este de África y consistente con una generación rápida de hidrocarburos. A partir de experimentos de simulación hidrotermal (hydrous pyrolysis) con sedimentos actuales del Lago de Chapala, se logró identificar a la fuente del asfalto lacustre ya que los productos de la pirólisis hidratada son similares a los componentes reportados del PH. Los resultados experimentales permiten concluir que el PH no corresponde a residuos de petróleo convencional biodegradado sino que fueron generados hidrotermalmente, durante períodos breves de tiempo geológico, a partir de MO lacustre a temperaturas inferiores a 250°C que es la requerida para el cracking primario de los alcanos a partir del kerogeno. El carbono total del PH del Lago de Chapala tiene una media #13CPDB de -21.4‰ que es un valor típico para materia orgánica lacustre mientras que su edad por ¹⁴C rebasa los 40 ka. Se estima que, después de formado, el PH del Lago de Chapala fue forzado tectónicamente hasta el lecho actual del lago desde una profundidad estimada entre 300 y 500 m. La ocurrencia de PH en sistemas de rifts continentales está plenamente comprendida y, debido a su potencial, debe de ser considerada como objetivo a evaluar en la exploración futura de recursos energéticos en estos sistemas tectónicos.

GP-7 CARTEL

LA GEOQUÍMICA Y EL CICLO DE VIDA DE UN YACIMIENTO PETROLERO

Guzmán Vega Mario Alberto
 Instituto Mexicano del Petróleo
 maguzman@imp.mx

La Geoquímica del Petróleo juega un papel importante en las diferentes fases del ciclo de vida de un yacimiento, desde su exploración hasta su abandono. La composición del aceite es afectada por los fenómenos asociados a la generación, migración, acumulación y los efectos que ocurren durante la producción del yacimiento. La Geoquímica define estos cambios composicionales y detecta variaciones que pueden proporcionar información crítica para apoyar una eficiente administración del yacimiento.

Por ejemplo, durante las primeras etapas de la exploración, se requiere saber si en la cuenca en estudio puede contener cantidades de aceite o gas potencialmente explotables, se requiere conocer la distribución regional de aceite versus gas y se requiere conocer la calidad del aceite que pueda explotarse. Por otra parte, en las fases finales de desarrollo de los yacimientos, es muy importante definir oportunidades de desarrollo con la ubicación de áreas no drenadas, con la definición de la arquitectura interna y con la identificación de horizontes productores no explotados dentro de un yacimiento.

En este trabajo se darán ejemplos de aplicación de la Geoquímica en la definición de sistemas petroleros, la predicción de la calidad de hidrocarburos y la definición de la arquitectura interna de yacimientos.

Particularmente, se mostrarán ejemplos de aplicación de la Geoquímica Petrolera en México para la definición de los sistemas petroleros en la Planicie Costera y en el Golfo de México, para la predicción del momento de expulsión utilizando asfaltenos de aceites, para el reconocimiento de compartimentos en yacimientos, para la definición de células de drenaje durante la producción de un yacimiento, y para evidenciar fenómenos de migración terciaria en un área en prospección.

GP-8 CARTEL

MODELO DE AJUSTE PARA LA RELACIÓN PRODUCCIÓN VS RESERVAS DE PETRÓLEO EN MÉXICO

González Guevara José Luis, Lezama Tapia Claudio, Martínez Mirón Yleana Claudia, Soriano Garbo Isaac, Vázquez Sánchez Raúl, Gómez Ceballos Luis Fernando y Grijalva y Ortiz Nicolás
 Benemérita Universidad Autónoma de Puebla
 jose.gogu@gmail.com

En los últimos meses hemos escuchado un sin número de reacciones generadas por la propuesta de Reforma Energética (principalmente en lo que a PEMEX se refiere) enviada por el presidente Felipe Calderón al Congreso de la Unión. Aparentemente todo radicaba en la interrogativa de si deberá PEMEX aceptar o rechazar la inversión extranjera en la exploración y explotación del petróleo mexicano, sin embargo, es necesario hacer conciencia que el problema de los energéticos va mas allá ya que en un futuro cercano el problema no va a ser solo la exploración y explotación del petróleo sino la escasez del mismo debido a la gran demanda que existe de este producto a nivel mundial.

El tema del petróleo es muy complejo, pero si se trata de listar la gran primera interrogante es sobre las reservas. Para ello hemos realizado una investigación bibliográfica de diversas fuentes, encontrando discrepancias en los números, y por tanto esto requiere de un análisis; por lo que se hizo una transpolación de datos para obtener un modelo de producción vs reservas y más adelante hacer un análisis de los modelos y los métodos de producción.

