

GP-1

AVANCES EN LA INTEGRACIÓN GEOLÓGICA-GEOFÍSICA PARA LA EVALUACIÓN DE LOS SISTEMAS PETROLEROS EN EL GOLFO DE MÉXICO PROFUNDO

Navarro Hernández Rebeca¹, Miranda Canseco Ernesto¹, Rojas Rosas R.¹, Ruiz Osorio A.S.¹, Rodríguez Arvizu L.I.¹, Carrillo Montiel I.Y.¹ y Méndez Vázquez J.²

¹ Exploración y Producción, PEMEX

² Instituto Mexicano del Petróleo
rebeca@hotmail.com

En la parte mexicana del Golfo de México Profundo, la zona con batimetría mayor a los 500 m de profundidad constituye un área de potencial interés petrolero dada su clara definición como parte de una cuenca sedimentaria de dimensiones regionales, de la que solo sus bordes externos han sido explorados y reconocidos de manera sistemática. Dicha zona profunda cuenta característicamente con muy poca información directa y constituye un área frontera donde se están aplicando estudios regionales de acuerdo al proceso exploratorio.

El trabajo que aquí se presenta forma parte de una serie de estudios encaminados a evaluar el potencial petrolero de esa megacuenca y consiste en la interpretación geológica geofísica de las principales secuencias presentes en el Golfo así como sus respectivas facies sísmicas. Se interpretó toda la información sísmica adquirida en el golfo de México incluyendo las campañas más recientes. Es importante mencionar que a este proyecto sísmico se han agregado algunas líneas aleatorias 2D generadas a partir de cubos sísmicos, con la finalidad de tener amarres más confiables con pozos y con áreas de mayor control estratigráfico.

En las áreas cercanas a la costa se tienen pozos que permiten tener un control estratigráfico hasta el inicio del talud, ya que en la planicie abisal únicamente se cuenta con los pozos del Deep Sea Drilling Project. La interpretación regional se definió en función de 9 transectos regionales, llevando la correlación de la planicie abisal hacia la costa en forma radial.

La columna estratigráfica definida en este estudio consta de 16 secuencias sísmicas y esta sustentada al norte por la correlación de información de pozos y líneas sísmicas compradas a los Estados Unidos; al Este, Sur y Sureste de la cuenca la interpretación es amarrada por los pozos que bordean la costa del Golfo de México. Esta interpretación permitió definir las provincias geológicas que conforman el Golfo de México Profundo, sus estilos estructurales y épocas de deformación.

Una vez establecido el marco cronoestratigráfico, se identificaron las facies sísmicas dentro de cada una de las principales secuencias estratigráficas, generándose 12 mapas de facies. En algunas secuencias se pueden identificar varios ciclos sedimentarios, pero debido al carácter regional de este proyecto se tomó de manera generalizada la reflexión predominante dentro de cada secuencia estratigráfica. Los principales parámetros para la descripción de las facies fueron: configuración de la reflexión, amplitud y continuidad. De manera general, las principales configuraciones de reflexión identificadas en este proyecto son las paralelas, subparalelas, hummocky, caóticas y algunas combinaciones de ellas. Este análisis ha permitido elaborar mapas de facies, definir depocentros y nos da elementos para predecir la ocurrencia de rocas generadoras, almacenadoras y sellos.

La información obtenida en este estudio se está integrando con los estudios tectónicos regionales y con la información geoquímica obtenida de pozos perforados en la plataforma continental y del muestreo de fondo marino para realizar el modelado de los sistemas petroleros del Golfo.

GP-2

ESTUDIO MORFOTECTÓNICO DEL SUR DE MÉXICO

Reyes Bache Gustavo
Pemex Exploración y Producción, PEMEX
gusrobert@hotmail.com

El Análisis Morfotectónico del Sur de México, posibilita identificar en la Plataforma de Yucatán y Llanura Costera del Golfo de México, entre los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche. Diferentes Sistemas de Depresiones y Magabluques, delimitados por franjas débiles regionales las cuales fueron determinadas, con el apoyo de Transectos Morfotectónicos que inician en la línea de costa en el estado de Oaxaca y Chiapas y finalizan en las costas del Caribe en la Península de Yucatán y Golfo de México.

El estudio está basado con Imágenes de Satélite, modelo digital de elevación, líneas sísmicas, información de pozos y métodos potenciales.

Fueron identificados seis principales Megabloques: Río Hondo, Valladolid, Campeche en la Plataforma de Yucatán y Villahermosa, Palenque y Chiapas en el SE de México. Se determinó un escalonamiento regional con dirección al Golfo de México y la zona de transición entre la plataforma de Yucatán y el Megabloque Villahermosa, en este se encuentra la principal producción de Hidrocarburos en rocas del Terciario y Mesozoico de la Región Sur.

En el Megabloque Campeche se encuentra la depresión Edzna con dirección N-S, en la cual se localiza el Campo Xan, dentro de la República de Guatemala con producción comercial de Hidrocarburos pesados de 13° API.

Las posibilidades de almacenamiento de Hidrocarburos comerciales en el Bloque Villahermosa son excelentes, ya que durante el Tithoniano el sur de México fue completamente inundado, desarrollándose ambientes profundos de baja energía con buen aporte de sedimentos oleogeneradores.

GP-3

SEDIMENTOLOGIC AND DIAGENETIC CONTROLS ON RESERVOIR QUALITY OF THE EOCENE WILCOX SANDSTONES, ARCABUZ-CULEBRA FIELDS BURGOS BASIN, NORTHERN MEXICO

Torres Vargas Ricardo¹, Hernández Jauregui Ricardo¹, Cruz Castillo Manuel¹, Gallo Padilla Ismael¹ y Téllez Avilez Mariano²

¹ Instituto Mexicano del Petróleo

² Pemex Exploración y Producción, PEMEX
rtorresv@imp.mx

The Wilcox equivalent Eocene reservoir sandstones of the Arcabuz-Culebra fields in northern Mexico, represent upper delta front facies from a wave modified delta that gradually evolve to a tide modified system. Sandstone rich facies were initially deposited to the

south (Culebra field), with a slow migration of the depocenter to the north (Arcabuz field). To the west, channel, lagoon, marsh, tidal flat and costal facies were identified but have minor economic interest.

Igneous and carbonate rich litharenites are the main reservoir sandstones, implying that both basement and carbonate rocks from the Eastern Sierra Madre are the source of the sediments. That information, together with sedimentologic data suggests that sediments were supplied directly from the west and that the main sand pulses were between 51.5 and 50.5 MA. Shaly sediments associated to the maximum flooding surface, around 50.3 MA, represent the regional reservoir seal.

Sedimentary facies, bioturbation and pervasive spary calcite cement are the main controls on reservoir quality. Lithic compaction, chlorite and authigenic silica and feldspar have minor volumetric significance. Only the upper most part of the delta front facies are important as reservoirs in both fields. Reservoir quality is bed modified by the amount of cementing calcite which is controlled by bioturbation, sediment contouring, microfaulting and clay content.

GP-4

DIAPIRISMO SALINO Y MINI-CUENCAS COMO PROSPECTOS EN LA EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS EN LA BAHÍA DE CAMPECHE

Araujo Mendieta Juan¹, Aguayo Camargo Joaquín Eduardo² y Sandoval Ochoa J. Héctor²

¹ Instituto Mexicano del Petróleo

² Facultad de Ingeniería, UNAM
jaraujo@imp.mx

A la Bahía o Sonda de Campeche donde se encuentra la zona de Dápiros Salinos la limitan, al norte, la planicie abisal del centro del Golfo de México; al sur, la franja litoral de los estados de Tabasco y Campeche; al occidente, el alto volcánico de los Tuxtlas y el margen oriental del Cañón de Veracruz y, al oriente, el Cañón de Campeche. A esta provincia, también se le denomina, Zona de Dápiros Salinos, debido a que en ella inciden una gran densidad de domos salinos simples y compuestos, que intrusionan a la columna estratigráfica desde el subsuelo profundo del Jurásico Medio, llegando algunos de ellos hasta la superficie del piso marino actual.

Debido a la densidad de las intrusiones salinas en la Bahía de Campeche y a la extensión de las mismas de varios kilómetros, desde el subsuelo profundo hasta la superficie marina, y por los efectos del movimiento de los cuerpos salinos se han formado entre éstos, mini-cuencas interdómicas, que presentan columnas de sedimentos que pueden alcanzar desde cientos de metros hasta varios kilómetros de espesor. Estos dápiros salinos han actuado como altos, modificando el drenaje marino, en la plataforma y talud continentales, formando depresiones interdiapíricas, las cuales actúan como trampas de los depósitos de sedimentos turbidíticos. Estos cuerpos sedimentarios tienen propiedades petrofísicas adecuadas para almacenar y preservar los hidrocarburos que migran hacia ellos. Los sedimentos finos tienen buenas propiedades como generadores de petróleo y de gas natural, ya que se depositaron bajo condiciones reductoras y tasas de alta sedimentación y rápido sepultamiento.

La existencia de estas estructuras geológicas ya han sido detectada en secciones sísmicas de reflexión continua en la región y la geometría de su relleno está relacionado con los paleo-drenajes en la plataforma y talud continentales y las fuentes de aporte de los

sedimentos hacia las zonas de depósito, así como por la forma de la mini-cuenca que se haya generado por la evacuación de las masas salinas y la subsidencia por la carga sedimentaria en la cuenca.

GP-5

MODELO SEDIMENTARIO DE LAS CALCARENITAS DEL EOCENO MEDIO DEL CAMPO KU-ZAAP-MALOOB

Aguilar Luis Juarez y López Rios Jaime
Instituto Mexicano del Petróleo
luis_juarez@hotmail.com

El Complejo Ku-ZAAP-Maloob esta compuesto de tres estructuras anticlinales con orientación principal Este-Oeste. El yacimiento se explota desde 1979 con los pozos Maloob 1 y Ku 1. La principal producción proviene de una brecha del Cretácico Superior y en menor proporción de las rocas del Jurásico Kimmerdgiiano. Debido al constante avance del contacto agua-aceite en los yacimientos del Cretácico es prudente buscar alternativas para explorar nuevos yacimientos en el Terciario. En 1986 se probó en las calcerenitas del Eoceno Medio en el pozo Ku no. 10 resultando productor de aceite y gas. En el presente trabajo se expone un posible ambiente de formación para las calcerenitas del Eoceno Medio.

GP-6

ZONIFICACIÓN DE REGISTROS DE POZO CON ONDÍCULAS

Rivera Recillas David y Coconi Morales Enrique
Instituto Mexicano del Petróleo
drivera@imp.mx

Se usa la transformada ondicular (wavelet) para estimar una zonificación usando registros de pozo. Esta técnica se basa en la capacidad de esta transformada para determinar las discontinuidades en una señal. La utilidad del método reside en su aplicación para la interpretación de los registros, la identificación de estratos y para correlacionar diferentes pozos. Se presentan resultados usando el registro sísmico para varios pozos. A partir de esta zonificación cada registro sísmico se puede filtrar para obtener un registro suavizado. Con los registros filtrados obtenidos con este método se calcula la porosidad; luego se compara con la porosidad calculada con el método tradicional. Se analizarán los resultados.

GP-7

LA EXPLORACIÓN Y EL ÁMBITO PETROLERO EN MÉXICO: ELEMENTOS PARA EL DIAGNÓSTICO

Ortuño Arzate Salvador
Instituto Mexicano del Petróleo
sortunoa@imp.mx

Desde hace varias décadas, en México se ha desarrollado una intensa actividad exploratoria, la cual ha permitido el hallazgo, cuantificación e incorporación de grandes volúmenes de recursos petroleros. Durante los primeros años de la década de 1980 fueron incorporadas reservas que llegaron a alcanzar hasta 70,000 Mb. Sin embargo, ya hacia el final de esa misma década y hasta la actualidad fueron disminuidas drásticamente las actividades exploratorias. Las consecuencias de esta disminución de las actividades exploratorias han

repercutido en el rápido descenso de los montos de reservas en el país. En el año 2000 la reserva probada era de 32,614 Mb y ahora sólo alcanza los 18,895 Mb.

El potencial petrolero y la incorporación de reservas del país se fundamenta en el conocimiento de las provincias geológicas. Actualmente, todas las reservas probadas de hidrocarburos se encuentran en las áreas tradicionales, las cuales podrían corresponder sólo al 20% de las cuencas con potencial petrolero en el país. El país posee provincias petroleras productoras y altamente promisorias para el futuro, tanto en áreas terrestres como las situadas en las regiones marinas. Tal es el caso de la Región Marina de Campeche y de la Plataforma continental, las cuales constituyen el portal de entrada a la exploración y producción petrolera en aguas profundas y ultraprofundas del Golfo de México.

Sin embargo, México ha tenido una importante reducción del monto de sus reservas de hidrocarburos a partir de la década de los años 80. Esta reducción ha sido notoria entre los años 2000 y 2004, descendiendo de 32,614 Mb hasta 18,895 Mb. Este hecho necesariamente tendrá repercusiones en la producción nacional petrolera en los próximos años. Particularmente afectará las expectativas de aumento sostenido de la producción en los próximos años.

Efectuando cálculos sencillos sobre las reservas probadas contra las tasas de producción diarias –la producción anual de petróleo crudo equivalente durante el año 2003 fue de 1,587 Mb–, México tendría un período de autonomía energética sólo para cerca de 11 años para el petróleo y de aproximadamente 7 años para el gas natural. Todo esto, desde luego, de mantenerse las condiciones actuales de producción, precios, tecnología y no incorporación de nuevas reservas probadas en el corto plazo.

Actualmente, es urgente e inaplazable, que en los aspectos técnicos de la cadena de valor del petróleo, se pueda llevar a cabo un reforzamiento de cada una de las etapas de la exploración y producción petrolera. Tales acciones requieren estrategias científicas, tecnológicas, financieras, administrativas y políticas para llevar a cabo el fortalecimiento de la industria petrolera. La tecnología petrolera jugará un papel determinante: éste es el reto.

Palabras clave: Exploración, producción petrolera, cuenca sedimentaria, reservas probadas, reservas probables, petróleo, gas.

GP-8

APPLICATIONS OF THE FLUID INCLUSION TECHNIQUE TO PETROLEUM GEOLOGY

Pironon Jacques y Jacquemet Nicolas
 Université H. Poincaré, Nancy, France
 jacques.pironon@g2r.uhp-nancy.fr

Fossil fluids from petroleum basins are present in diagenetic minerals as fluid inclusions. They are the witnesses of the original oil or gas composition and the memory of the pressure and temperature conditions at the time of fluid emplacement. Brines are always present as non-miscible phase at equilibrium with oils in reservoir in the form of free or irreducible water. During diagenesis, newly formed minerals can trap such aqueous or hydrocarbon fluids as fluid inclusions. Defects generated during crystal growth are responsible for the

formation of microcavities inside minerals. Filled with the oil, water and/or gas that accompanied the diagenetic episode, the microcavities are called fluid inclusions.

In order to reconstruct the conditions of fluid emplacement (pressure, temperature and composition) an analytical procedure of both aqueous and petroleum inclusions has been developed (Pironon, 2004). It is based on PVT properties and gas composition estimates. Temperature of phase transitions is measured by microthermometry, dissolved methane content of aqueous inclusions is quantified by Raman spectrometry, CH₄ and CO₂ content of petroleum inclusions is approximated by Fourier transform infrared spectrometry and the volume of petroleum inclusions is reconstructed by confocal scanning laser microscopy. Thermodynamic models are based on Duan and Peng-Robinson equations of state and are applied to aqueous and petroleum inclusions respectively. They allow the P-T reconstruction of the fluid system with bubble and dew point curves and iso-density curves (i.e. isochore). The intersection of the isochores of the two fluid systems gives the true pressure and temperature conditions of fluid trapping. The knowledge of the fluid pressure allows us to reconstruct the hydrodynamic evolution of reservoirs in various geodynamic regimes.

The fluid inclusion technique is not only applied to natural systems in order to reconstruct the geological history, but it has been recently applied to hydrothermal experiments in laboratory (Jacquemet et al., 2004). The inclusion technique is used as a microsampling technique of fluids at high temperature and high pressure conditions. It has been developed for experiments about aging of well and reservoir materials in the case of greenhouse and acid gases (CO₂+H₂S) sequestration. A natural quartz sample with decrepitated inclusions is put inside the reactor with reactive fluids and solids. It is heated up between 100 and 200°C under several hundreds of bars to mimic reservoir conditions. The decrepitated microcavities are filled by the experimental fluids and sealed during the experiment. After the experiment, the inclusions can be re-heated to the temperature condition of fluid trapping using a heating stage adapted for microanalyses. Microthermometry gives the state of the fluid phases (liquid, gas or critical phase) and salinity variations, whereas Raman analyses of aqueous fluids and gases give the composition of the fluid system at equilibrium with newly formed minerals.

GP-9

ANÁLISIS ISOTÓPICOS DE SALMUERAS PETROLERAS DE LOS CAMPOS PETROLEROS SARAMAKO Y AGAVE EN TABASCO MÉXICO. COMPARACIÓN CON DATOS DE INCLUSIONES FLUIDAS

Carrillo Chávez Alejandro¹, Méndez Ortiz Blanca Adriana¹, Tritlla Jordi¹, González Partida Eduardo¹, Levresse Gilles¹, Oviedo Pérez Adán², Martínez Kemp Hugo² y Gonzalez Posadas Fernando²

¹ Centro de Geociencias, UNAM

² PEP, PEMEX

ambiente@geociencias.unam.mx

Aguas de formación procedentes de los pozos petroleros Saramako y Agave en Tabasco, fueron recolectadas y analizadas de elementos mayores, elementos traza e isótopos de oxígeno y deuterio (18O y D). Los resultados indican diferencias entre los pozos petroleros de Saramako y Agave, aun dentro de los pozos de Agave, pero los datos indican una tendencia que relaciona a las diferentes

muestras con una posible evolución hidrogeoquímica común. Los pozos Saramako 1 y 2 producen gas y condensado con algunas salmueras de 29,500 ppm (2.95% salinidad). La composición isotópica es de $d18O = +2.110/00$ (VSMOW) y $dD = -13.770/00$ lo cual indica una composición isotópica de agua evolucionada y en equilibrio termodinámico con la roca encajonante (carbonatos cementados). La salinidad de las aguas de formación en el pozo 1 de Saramako se encuentra por debajo del promedio de salinidad en las inclusiones fluidas del mas profundo de los núcleos del mismo pozo (11 wt% NaCl). Los datos de las inclusiones fluidas de Saramako sugieren que hubo al menos cuatro diferentes salmueras migrando dentro del sistema. Las salmueras actuales representan el último evento de migración.

Las salmueras de los pozos petroleros del campo Agave presentan un rango de salinidad entre 4.4 a 15.5%, indicando al menos tres intervalos de producción dentro de tres diferentes horizontes. Los datos hidrodinámicos (Presión vs. Profundidad) e hidrogeoquímicos del campo Agave hincan que no hay una conexión hidráulica entre estos horizontes producidos.

La meta final de este proyecto es determinar la evolución hidrogeoquímica de las salmueras en la región y las probables rutas de migración de las salmueras y los hidrocarburos.

GP-10 CARTEL

HIDROCARBUROS: ORIGIN "ABIÓTICO" Y MIGRACIÓN EN EL NOROESTE DE MÉXICO: EL CASO DE LA HIDROGEOLOGÍA PETROLERA EN EL ESTADO DE SONORA

Nájera Garza Jesús¹, Rodríguez Torres Rafael² y Kenney J.E.³

¹ Consultor

² Depto. de Geología, Universidad de Sonora

³ Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia
jng1207@hotmail.com

Los trabajos de campo y las investigaciones que se han realizado en las últimas décadas, se han dedicado al estudio del origen, migración y evolución hidrogeoquímica de los fluidos en cuencas sedimentarias, tanto en rocas detríticas como en rocas fracturadas sedimentarias y volcánicas; estos fluidos han comprendido tanto, aguas subterráneas someras y profundas, como aguas salinas profundas (derivadas de evaporitas), hidrocarburos (líquidos y gaseosos) y desechos tóxicos lixiviados. Se han utilizado técnicas de evaluación, que incluyen análisis químicos e isotópicos ambientales, tanto de rocas como de fluidos, así como de registros eléctricos de pozos profundos. Estas evaluaciones se han dirigido, ampliamente, a los aspectos ambientales y de impacto económico, hacia la región donde se localizan. La Costa de Sonora, en el Golfo de California (o Mar de Cortés), constituye un interesante laboratorio natural para verificar las interacciones físicas e hidrogeoquímicas entre estos fluidos y las rocas que los contienen, por medio de los datos, ahora accesibles, de muestras y reportes respectivos, y de la amplia información sobre geología regional. En este contexto, se presenta aquí la "reciente" teoría (ruso-ucraniana de hace 50 años, Kenny, et al., 2002) "El origen ABIÓTICO de hidrocarburos", sintetizados naturalmente, a profundidades de 70-130 km, que corresponden al ambiente termodinámico y físico-químico del Manto de la Tierra. Este origen es aplicable actualmente, a las manifestaciones de hidrocarburos descubiertas por exploración submarina, que fluyen de las Crestas Meso-Oceánicas Basálticas (MORB), del fondo del Golfo de California (Mar de Cortés), así como en anteriores pozos de

exploración de PEMEX y de la antes Secretaría de Recursos Hidráulicos (SARH), en las Costas de Sonora; éstos últimos analizados por el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP, 1969?). Una de las posibles explicaciones de la presencia de hidrocarburos, de origen ABIÓTICO, en el noroeste de México, sería el impulso ejercido por "paleo-gradientes" o "paleo-potenciales" hidrogeológicos regionales, sobre los hidrocarburos, hacia su localización actual, tierra adentro, en las costas sonorenses. Esta situación de los hidrocarburos, podría significar la gran posibilidad de evaluar nuevos yacimientos, por medio de estudios hidrogeológicos e hidrogeoquímicos con isótopos estables y radioactivos naturales, para determinar o definir, pasados o anteriores sistemas de geología de fluidos, o hidrogeología petrolera, en la región noroeste de México.

GP-11 CARTEL

HIDROGEOQUÍMICA DE SALMUERAS PETROLERAS DE LOS CAMPOS PETROLEROS SARAMAKO Y AGAVE EN TABASCO, MÉXICO

Méndez Ortiz Blanca Adriana¹, Carrillo Chávez Alejandro¹, Tritlla Jordi¹, González Partida Eduardo¹, Levresse Gilles¹, Oviedo Pérez Adán², Martínez Kemp Hugo² y González Posadas Fernando²

¹ Centro de Geociencias, UNAM

² PEP, PEMEX

bmendez@geociencias.unam.mx

La industria petrolera, con vistas a la exploración de nuevos recursos, necesita entender los mecanismos de origen, transporte, migración, evolución y atrapamiento de los hidrocarburos. Dentro de estas herramientas se encuentra la caracterización hidrogeoquímica de las salmueras petroleras (aguas saladas de formación que acompañan a los hidrocarburos). Estos fluidos contienen parte del registro de los procesos de migración y acumulación de hidrocarburos en la cuenca. Su correcta interpretación permite definir la dinámica de flujo de los hidrocarburos y salmueras asociadas.

Se llevaron a cabo análisis químicos de aguas de formación de nueve pozos petroleros de los campos Saramako y Agave en Tabasco (Saramako 1, Saramako 2, Agave 42, Agave 73, Agave 201, Agave 242, Agave 512, Agave 611, Agave 721), además de agua de mar, pudiendo observar una clara conexión entre todos ellos, observando así la gran interacción agua – roca que han sufrido las salmueras a lo largo del tiempo. Las densidades de las salmueras se calcularon en rangos desde 1.009 g/mL para el pozo Saramako 1 (25,440 ppm de salinidad) hasta 1.138 en el pozo Agave 242 (salinidad de 133,492 ppm).

Se modelaron el estado de algunas fases presentes en la muestra, encontrándose al yeso y a la halita en solución y a la calcita precipitada. Se encontró una clara tendencia y conexión en los datos químicos de los halógenos (Cl/Br vs. Na/Br). Así como la limitada presencia de sulfatos y magnesio en solución, lo que nos indica una alta interacción agua-roca.

La finalidad de este proyecto es determinar los procesos que han ocurrido durante las rutas de migración de las salmueras así como hacer una comparación con datos de inclusiones fluidas procedentes de los núcleos de perforación de los pozos, así como aumentar el número de pozos muestreados para poder tener una mejor visión acerca del campo petrolero.

GP-12 CARTEL

MULTIBEAM SWATHMAPPING AND HIGH RESOLUTION SEISMIC PROFILES ON THE NORTHERN AREA OF THE CAMPECHE KNOLLS FROM THE RV SONNE CRUISE SO174 - OTEGA II PROJECT, GULF OF MEXICO

Mortera Gutierrez Carlos¹, Bohrmann Gerhard², Macdonald Ian³, Escobar Briones Elva⁴, Abegg Friedrich⁵, Blanchon Paul⁴, Bandy William¹, Blinova Valentina², Bruckmann Warner⁵, Drews Manuela⁵, Eisenhauer Anton⁵, Han Xiquiu⁵, Heesch Katja², Meier Florian², Naehr Thomas³ y Orcutt Beth⁶

¹ Instituto de Geofísica, UNAM

² Universtat Bremen

³ TAMU, Corpus Christi

⁴ Instituto de Ciencias del Mar y Limnología, UNAM

⁵ Kiel University

⁶ University of Georgia
carlosm@ollin.igeofcu.unam.mx

At the southern region of the Gulf of Mexico (GM), multibeam bathymetry data and high-resolution seismic data were collected at the abyssal province of the Campeche Knolls (CK) during the RV SONNE cruise SO174, at the end of 2003, as part of the OTEGA-II interdisciplinary project carried by scientist from Germany, Mexico and U.S.A. One of the cruise objectives at the CK province was to explore for evidences of seafloor structures and processes that could be related to the dynamic of gas hydrates. Swaths of seafloor bathymetric data were collected by the German vessel with a SIMRAD EM120 multibeam echo sounder of 12 kHz with 191 beams. The swath bathymetry data evidence the existence of 22 knolls at the northern area of the CK province (60 by 110 km area), never before reported at any GM seafloor map. On board the vessel, the high-resolution multibeam map allows us to identify process on the knolls that have controlled their surface form and sedimentary deposits surrounding them. Some of the knoll summits shows a topography reflecting the deformation caused by salt tectonics underneath. At the CK northern area, small semi-circular mounts and elongated salt massifs dominate the topography. At the NW corner of this area, asphalt clasts were observed at the knoll CK2135 (named thereafter Chapopote Hill). High-resolution subbottom sediment profiles were collected with the Atlas PARASOUND narrow-beam echo sounder, with an interference frequency between 2.5 and 5.5 kHz. The sediment profiles have a wide-ranging signal penetration between 5 to 40 m. Crosswise the northern CK province; PARASOUND profiles show almost identical and laterally continuous sequences on the near surface stratum. These profiles crossed 18 of 22 knolls and confirm that are salt-diapir structures with steep flanks and rough surface at their crest. Faulting around the knolls is also documented with the PARASOUND profiles, showing as radial faults and keystone grabens on the multibeam map. German Federal Ministry of Education and Science, the USA NOAA Office of Ocean Exploration, UNAM and Harte Research Institute supported this research.

GP-13 CARTEL

FOSSIL FLUIDS FROM SARAMAKO PETROLEUM FIELD, MÉXICO

González Partida Eduardo¹, Levresse Gilles¹, Tritlla Jordi¹, Carrillo Chavez Alejandro¹, Pironon Jacques, Oviedo Perez Adan³, Martínez Kemp Hugo³, Gonzalez Posadas Fernando³ y Priftuli Edlira²

¹ Centro de Geociencias, UNAM

² G2R-Cregu, France

³ PEP, PEMEX

egp@geociencias.unam.mx

The brines and oil inclusions of four shafts (Lisboa#1, Pueblo-Nuevo#1, Crimen#1 y Saramako#1) from Saramako oil field have been investigated. Microthermometry and Raman microspectroscopies have been used to characterize the gas composition of brine gas. Three types of inclusions have been observed biphasic brine (Laq+V), and oil (Lhc+V) and triphasic (Lhc+Laq+V) in the neoformation minerals (calcite, dolomite). More than 2000 fluids inclusions are analyzed in the productive zone. The Lisboa#1 and Saramako#1 shaft present a range of salinity and homogenization temperature respectively from 1.74 to 12.8 wt%NaCl with a statistic mode at 5 y 11 wt%NaCl and from 80° a to 160 °C with a statistic mode at 105±5 °C. The Crimen#1 and Pueblo-Nuevo#1 present a range of homogenization temperature of aqueous and oil inclusions respectively from 60°C to 150°C and from 40°C to 120°C. The salinity of the brine of the Crimen#1 and Pueblo-Nuevo#1 shaft present a four mode distribution, 5 wt%NaCl, 10.5 wt%NaCl, 16 wt%NaCl, and a complex brine (Ca-Mg-Na-Cl) with final melting temperatures ranging from -23°C to -26°C. This suggests that at least four different brines could accompany the hydrocarbon. The evolution of the field should be structurally controlled with several pulses of fluid inputs coming from different formations.

GP-14 CARTEL

FLUID INCLUSIONS CHARACTERIZATION OF POL OIL FIELD, MÉXICO

Levresse Gilles¹, Gonzalez Partida Eduardo¹, Tritlla Jordi¹, Carrillo Chavez Alejandro¹, Priftuli Edlira², Pironon Jacques², Sanchez Trejo Antonio³, Pancardo Ceballos A.³, Leon Ventura R.³ y Casimiro Contreras Alfonso

¹ Centro de Geociencias, UNAM

² G2R-Cregu, France

³ PEMEX-PEP

glevresse@geociencias.unam.mx

The main oil reservoir in the POL Field, offshore Campeche, consists of a dolomitized carbonate breccia with an ejecta seal on top, considered to have been formed during the Chicxulub impact event. Fossil fluids (i.e. brine, liquid petroleum and gas) have been trapped in microcavities in diagenetic minerals. Fourier transform infrared and Raman microspectroscopies and microthermometry have been used to characterize the gas composition of petroleum and brine. Confocal scanning laser microscopy allows us to determine the volume of gas phase at a given temperature and describes the shape of the inclusions. Homogenization temperatures and volume measurements are the input data for the PIT software that has been applied to reconstruct the P, T conditions of fluid trapping and to model the petroleum composition. In all shaft, three types of inclusions have

been observed: biphasic brine (Laq+V), and biphasic oil (Lhc+V) and triphasic (Lhc+Laq+V). The oil composition presents an important variation from black oil to light oil. All different type can be trapped in the same crystal without chronological evidence. Brine and oil microthermometric data are similar. The range of variation of homogenization temperature of (Laq+V) and (Lhc+V) are respectively, from 101°C to 128°C and from 45°C to 130°C. The range of salinity and CH₄ in (Laq+V) associated with oil inclusion are respectively from 3.4 to 7 moles of NaCl/kg H₂O and from 0.11 to 0.23 moles of CH₄/kg H₂O. The statistic distribution of the data suggest, as in Cantarelle oil field (Martinez-Ibarra et al., 2003), the existence of two events. This supports the idea of a complex maturation and migration history.

GP-15 CARTEL

SEDIMENTOLOGY AND DIAGENESIS ON THE ARCOS FIELD, NORTHERN MEXICO

Cruz Castillo Manuel¹, Hernandez Jauregui Ricardo¹, Torres Vargas Ricardo¹, Gallo Padilla Ismael¹ y Téllez Aviles Mariano²

¹ Instituto Mexicano del Petróleo

² PEMEX

macruz@imp.mx

The Arcos Field represents a wave dominated deltaic system with its associated wave modified costal barriers. It is related to a unique depocenter developed during Eocene time in the Burgos Basin, Northern Mexico.

Provenance analysis shows two modal suites of sandstones, one silica and feldspar rich interpreted as the main source of the sediments, coming from the northwest probably in a system related to an ancestral Rio Grande. The other one is less significant, it is made of sedarenites, with sediments supplied from the west or southwest directly from the Eastern Sierra Madre.

Sedimentary facies, sandstone composition, bioturbation, lithic compaction, and pervasive cements (silica and calcite) are the main controls on reservoir quality. Grain coating chlorite and other swelling clays play a significant role on permeability reduction, especially to the eastern portion of the reservoir. Lithic-arkoses are the main composition of the reservoir sandstones.