

Sesión Regular

# **Geología del Petróleo**



GP-1

### **GEOQUÍMICA DE AGUAS DE FORMACIÓN (SALMUERAS PETROLERAS) EN CAMPOS MESOZOICOS DEL SURESTE DE MÉXICO**

Méndez Ortiz Blanca Adriana<sup>1</sup>, Carrillo Chávez Alejandro<sup>1</sup>, Tritlla Jordi<sup>1</sup>, Levresse G.<sup>1</sup>, Martínez Kemp Hugo<sup>2</sup> y González Posadas Fernando<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Centro de Geociencias, UNAM

<sup>2</sup>PEMEX, Exploración y Producción, Activo de Exploración  
ambiente@geociencias.unam.mx

Trazar los mecanismos de origen, transporte y acumulación que controlan la movilización de hidrocarburos, es de vital importancia para la industria petrolera, ya que con ello se puede evaluar y descubrir nuevos yacimientos de gas y aceite. Dentro de las herramientas geoquímicas para lograr este objetivo, destacan aquellas que pueden proveer información suficiente para poder evaluar los yacimientos petroleros, las cuales son: caracterización de salmueras (agua de formación que acompaña a los hidrocarburos), evolución geoquímica e interacciones agua-roca que experimentan las aguas con las dolomías o cuerpos evaporíticos.

Las salmueras petroleras contienen parte del registro de la migración y acumulación de hidrocarburos dentro de las cuencas sedimentarias. La correcta interpretación de los datos químicos de las aguas, permite descifrar la historia dinámica de la cuenca así como determinar las rutas de flujo de los hidrocarburos y de las aguas de formación asociadas y las interacciones agua-roca.

En este trabajo se presenta la composición química de aguas de formación de 23 pozos petroleros localizados en el Sureste de México pertenecientes a los campos petroleros Agave, Cactus y Saramako. Las composiciones de los elementos mayores y traza, permiten reconstruir los procesos hidrogeoquímicos que afectaron la evolución e interacción de las aguas de formación durante su migración. Una de las metas de este proyecto entre Geociencias-UNAM y PEMEX, es el de ayudar a entender los procesos de migración y acumulación de hidrocarburos en la Cuenca Mexicana del Sureste.

Los datos químicos obtenidos de los pozos petroleros de la Cuenca del Sureste de México, muestran una compleja evolución geoquímica determinada por los dos principales procesos: 1) mezcla con salmueras altamente evaporadas, pasando el punto de la precipitación de halita en la curva de evaporación de agua de mar; y 2) interacciones agua-roca entre las salmueras y las rocas carbonatadas (dolomías).

GP-2

### **EFFECTOS DE LA GEOMETRÍA DE LA RED DE VÚGULOS CONECTADOS POR MICROCANALES SOBRE LA RECUPERACIÓN DE ACEITE Y GAS**

Martínez Angeles Raymundo

Instituto Mexicano del Petróleo

rmangele@imp.mx

Se presenta una descripción de cómo los gases y líquidos se mueven (o no se mueven) dentro de una red de vúgulos conectados por microcanales, donde dicha red es representativa de un yacimiento naturalmente fracturado – vugular, YNFV. Asimismo, se presenta cómo la geometría de esta red

afecta las eficiencias de barrido de algunos mecanismos de desplazamiento.

Se describe el comportamiento de líquidos y gases dentro de rocas calizas, provenientes de YNFV y cómo se mueven esos fluidos en el interior de esa red en respuesta a ciertos mecanismos de desplazamiento de fluidos, tales como: imbibición, drene forzado e inyección de gas. La herramienta usada para la descripción de la evolución de la saturación es la tomografía computarizada de rayos X, TCRX.

Se presentan imágenes de TCRX, donde se muestra, esquemáticamente, cómo el gas queda atrapado en la parte superior de los vúgulos, mientras que los líquidos (aceite o agua), pueden quedar atrapados en la parte inferior.

De esta manera, se explica el por qué en algunos yacimientos abandonados de aceite ligero, aún quedan saturaciones moderadas de aceite residual, después de pasar por una etapa de producción por recuperación secundaria.

Asimismo, se explica el por qué en el casquete de gas de grandes campos como el complejo Cantarell, aún quedan altas saturaciones de aceite residual o aceite remanente, después de pasar por una etapa de mantenimiento de presión por inyección de nitrógeno.

Se presentan evidencias experimentales de cómo la estructura interna del modelo poroso representado por una red de vúgulos conectados por microcanales, influye en la eficiencia de recuperación de los mecanismos de desplazamiento empleados dentro de ese tipo de yacimientos.

Se pone en consideración un modelo físico de la red de vúgulos conectados por microcanales y algunas ideas acerca de la distribución de fluidos (aceite, agua y gas) dentro de los vúgulos y de cómo estos fluidos se transportan en una red de vúgulos conectados por microcanales, en respuesta a los efectos de la aplicación de algunas técnicas de recuperación mejorada de hidrocarburos del yacimiento.

Las ilustraciones de los modelos físicos (en acrílico y en núcleos de laboratorio) muestran, esquemáticamente, cómo el gas puede quedar atrapado en las partes superiores de los cuerpos de vúgulos de la red y los líquidos (aceite o agua) en las partes inferiores de dichos cuerpos, explicando de una manera muy sencilla el por qué algunos yacimientos de aceite se cerraron aún con cantidades significativas de saturaciones residuales de aceite, después de una historia de producción tanto primaria como secundaria y terciaria (inyección de agua, inyección de N, inyección de CO<sub>2</sub>).

Luego, se discuten las implicaciones que genera ese modelo sobre los mecanismos de recuperación primaria y mejorada, tales como: el desplazamiento por segregación gravitacional, el drene forzado y la inyección de N en el casquete de gas. En particular, se describe a escala de núcleo la enorme influencia de mecanismos del tipo segregación gravitacional.

Por último, se discuten algunos experimentos realizados en un núcleo de campo, apoyados con el modelo propuesto de medio poroso (red de vúgulos conectados por microcanales).

GP-3

### CARACTERIZACIÓN INTEGRAL DE YACIMIENTOS: INTEGRACIÓN DE DATOS DE REGISTROS DE POZO CON ATRIBUTOS SÍSMICOS USANDO GEOESTADÍSTICA

Jiménez Guerrero Martín, Díaz Viera Martín y Casar González Ricardo

Instituto Mexicano del Petróleo

mjguerre@imp.mx

En el presente estudio se aplicó una metodología para la caracterización de yacimientos petroleros, la cual integra de manera sistemática la información geológica (modelo estratigráfico y litológico), petrofísica (datos de registros de pozo) y sísmico – estructural en un modelo geológico - petrofísico.

Un aspecto fundamental del trabajo, consistió en el empleo de atributos sísmicos, tanto para la definición de rasgos estructurales del yacimiento, como para la modelación de la distribución de propiedades petrofísicas a lo largo de todo el yacimiento. En particular, se aplicaron técnicas geoestadísticas que permiten correlacionar la información proveniente de registros geofísicos de pozos con atributos sísmicos.

En la caracterización de yacimientos existen diversas técnicas geoestadísticas de estimación y simulación de propiedades petrofísicas en áreas con escasa información. Estas técnicas, presentan limitaciones y ventajas que dan un carácter adecuado o no en la reproducción de dichas propiedades. A medida que la caracterización de yacimientos sea más completa, es decir, se cuente con mayor y mejor información, y se apliquen las herramientas adecuadas, dicha caracterización será más confiable y dará como resultado, modelos de yacimientos petroleros más cercanos a la realidad. Las técnicas de estimación aplicadas fueron: kriging y cokriging colocado usando como variable principal la porosidad y como variable secundaria la impedancia acústica. Mientras que como técnica de simulación se aplicó el método de cosimulación colocada con bandas rotantes. Los resultados de cada uno de los modelos fueron comparados observándose que la distribución de la porosidad fue muy coherente y no presentó rasgos contrastantes. Además, se establecieron las condiciones bajo las cuales se pueden aplicar los métodos de estimación y de simulación conjunta de la porosidad con la impedancia acústica.

GP-4

### CARACTERIZACIÓN SÍSMICA DE CUERPOS IRREGULARES DE SAL A NIVEL MESOZOICO Y ALTERNATIVAS PARA EL DISEÑO DE POZOS DE DESARROLLO. CASO SEN

Lugo Flores Eduardo<sup>1</sup> y Victoria Marcos<sup>2</sup><sup>1</sup>PEMEX, Exploración y Producción<sup>2</sup>Schlumberger

elugof@pep.pemex.com

El campo SEN ubicado al SE de México muestra un sistema estructural complejo. Por un lado, la tectónica compresiva a nivel Mesozoico produjo pliegues y cabalgamientos con fuertes echados; posteriormente, la tectónica extensiva a nivel Terciario generó fallas de crecimiento con cuerpos de arcilla en la base. Adicionalmente, las grandes masas de sal de edad Jurásica han evolucionado a formas muy complejas, manifestándose incluso a nivel Oligoceno justo en la base de las fallas de crecimiento. El área bajo estudio cuenta con un levantamiento sísmico 3D de

pobre calidad. Todo este escenario y la perforación de 4 pozos que quedaron en sal, desalentó la continuación del programa de desarrollo en este yacimiento.

Además del reto que plantea la interpretación sísmico-estructural en estas condiciones, la predicción de la columna geológica esta íntimamente relacionada con el diseño del pozo y en particular con la programación de las tuberías de revestimiento que lo protegerán, de manera que cualquier error en nuestra predicción compromete el resultado del pozo y en consecuencia de la inversión.

La arcilla y la sal a nivel Terciario, son relativamente fáciles de predecir, sin embargo, la sal a nivel Mesozoico no lo es ya que su impedancia acústica es muy similar a la de los carbonatos y esto plantea un reto bastante fuerte ya que la tenemos a nivel del yacimiento y ha comprometido el resultado de varios pozos. En este trabajo práctico, se muestra como los algoritmos de procesado post-apilado y en particular los filtros de frecuencia y la descomposición espectral, mejoran notablemente la imagen sísmica y nos permiten predecir el comportamiento de la sal a nivel Mesozoico. El uso de estas imágenes filtradas como entrada al algoritmo de "Ant-tracking", junto con atributos de falla nos permite delinear razonablemente la distribución del sistema de fallas. Como resultado, los últimos cuatro pozos han resultado exitosos y actualmente se tienen programados siete pozos adicionales.

GP-5

### ESTUDIO DE PLAYS HIPOTÉTICOS TERCIARIOS EN EL BORDE OCCIDENTAL DE LA PLATAFORMA DE YUCATÁN (AREA CHILAM-CHACMOOL)

Ruiz Torres Alejandro<sup>1</sup>, Ruiz Morales José<sup>1</sup>,  
Barceló Duarte Jaime<sup>1</sup>, Beauregard Beauregard  
Sergio<sup>1</sup>, Vara Rubio Luisa<sup>1</sup> y Robles Gervasio<sup>2</sup><sup>1</sup>PEMEX, Exploración y Producción,  
Activo Regional de Exploración Marina<sup>2</sup>Schlumberger

aruizt@pep.pemex.com

El estudio de Plays del área Chilam-Chacmool está alineado con el Plan Estratégico de Pemex Exploración y Producción que tiene como objetivo evaluar el potencial petrolero del país y encontrar nuevas reservas de hidrocarburos.

El área de estudio se localiza en aguas territoriales de la Sonda de Campeche, su parte central se encuentra a 60 Km. al Norte de Cd. Del Carmen, Campeche. Geológicamente se ubica en el borde occidental de la Plataforma de Yucatán y al oriente de la cuenca de Akalan. El estudio fue enfocado a la columna del Terciario, donde se ha encontrado la presencia de gas contenido en intervalos arenosos detectados durante la perforación de pozos y por el muestreo geoquímico de fondo marino.

En el análisis sísmo-estratigráfico se utilizó el método de estratigrafía sísmica y de secuencias, mediante el cual se identificaron rasgos estratigráficos como canales, abanicos, acuñamientos etc. que pueden constituir plays potenciales de hidrocarburos. Mediante el análisis de datos paleontológicos (Nannoplancton Calcáreo), registros de pozos y sísmica 3D, se identificaron 10 secuencias estratigráficas, del análisis sísmo-estructural se interpretaron dos eventos mesozoicos: compresivo-distensivo, mientras que para el terciario solo un evento distensivo.

Como resultado del análisis geológico – geofísico se obtuvo la integración de mosaicos estructurales y atributos de 6 cubos sísmicos para cada secuencia, arrojando datos claves para entender los factores que controlaron la depositación y evolución de los sistemas deposicionales del Terciario. De las secuencias identificadas, el grupo de la 55 Ma a 16.4 Ma constituyen los plays potenciales mas importantes del área, como el Play Calcarenitias del Paleoceno-Eoceno probados en los campos Cantarell, Ku y Zaap, este play en algunas areas puede tener interes en el Oligoceno, mientras que los plays potenciales para el grupo de secuencias de 16.4 Ma al reciente toman importancia en el campo Cantarell a nivel del Plioceno Medio probado en Utan y algunos otros, se encuentran al noroeste del área en estudio.

GP-6 CARTEL

### EL ROL DEL MODELO SÍSMICO-ESTRUCTURAL EN LA EVALUACIÓN DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS

Mora Cornejo Nicolás y DelAngel González Ernesto

PEMEX, Exploración y Producción

nmoraco@pep.pemex.com

El proceso de estimación de reservas de hidrocarburos, para campos nuevos y campos en desarrollo, se basa en evidencias físicas de: la presencia, flujo y posibilidad de explotar económicamente un yacimiento de hidrocarburo. Como todo proceso en que se interpreta información y se construye un modelo y existen factores tangibles e intangibles para su concepción y análisis.

Los factores Tangibles al ser resultados de lecturas de datos o cálculos son la parte dura del proceso de estimación de reservas.

Los intangibles, (SPE 94680, Ferruh Demirmen) son los criterios humanos y la conducta, se es proclive a ignorar algunas reglas y la incertidumbre estadística, lo que podría llevar a sobre valoraciones de la reserva. Estos factores son controlados en cierto modo por la normatividad existente, las restricciones que se le colocan al modelo del yacimiento para mantenerlo en niveles adecuados y realistas.

Dentro de la normatividad que aplicamos, cabe resaltar: Lineamientos para la estimación y clasificación de las reservas de Hidrocarburos - Pemex, Junio 2004, Normatividad de Pozos – Pemex, Junio 2006, Normatividad del Proceso Exploratorio y de las Geociencias de Producción –Pemex, Diciembre 2004. Así como la normatividad internacional SPE-AAPG-WPC.

En la construcción del modelo geológico, el enfoque parte de la cadena de valor de PEMEX, Evaluación del Potencial e Incorporación de Reservas van proveyendo el modelo y madurándolo. La creciente interrelación de los profesionales de geociencias con el de ingeniería petrolera claramente nos lleva de los parámetros del sistema petrolero a mostrarlos en términos de beneficio económico del recurso, lo que finalmente constituye la reserva.

Las disciplinas involucradas llevan el objetivo de profundizar en el conocimiento del subsuelo en general y en particular de un yacimiento de hidrocarburos. Las etapas de Evaluación de Potencial, Incorporación de Reservas, Caracterización y Delimitación de yacimientos así como el desarrollo del campo, se pueden relacionar a unidades de análisis: Cuenca, Sistema Petrolero, Play Hipotético, Play Establecido, Prospecto, Yacimiento, Campo, donde la información sísmica juega un papel importante.

La evaluación de la reserva se detona con la obtención de un éxito exploratorio y comercial. Cuando un prospecto fue perforado y nos proporciona un yacimiento que pueda ser explotado y desarrollado. En esta etapa el modelo geológico estructural ha tenido un desarrollo, una madurez que se la ha dado por la información que se ha incorporado y analizado. La información sísmica en algunos casos reduce el riesgo pero reduce la reserva evaluada.

GP-7 CARTEL

### EXPLORACIÓN GEOFÍSICA DE HIDRATOS DE METANO EN EL SECTOR MEXICANO DEL GOLFO DE MÉXICO DURANTE LAS CAMPAÑAS OCEANOGRÁFICAS SO174 Y M67-2

Morera Gutiérrez Carlos<sup>1</sup>, Escobar Briones E.<sup>1</sup>, Bohrmann G.<sup>2</sup>, Spiess V.<sup>2</sup>, MacDonald I.<sup>3</sup>, Bandy William<sup>1</sup>, Pelaez Gaviria J. R.<sup>1</sup>, Cruz Melo C. E.<sup>1</sup> y Mateos Escobar D.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Universidad Nacional Autónoma de México<sup>2</sup>Univeristy of Bremen, Alemania<sup>3</sup>Texas A&M University, USA

carlosm@ollin.igeofcu.unam.mx

Resultados de la exploración de hidratos de metano en el fondo marino con métodos de geofísica en la región profunda del campo de los domos Campeche Knolls del Golfo de México. En los últimos tres años, dos campañas oceanográficas multidisciplinares se realizaron en el sector mexicano del Golfo de México para caracterizar los indicadores superficiales de la presencia de hidratos de metano cercanos a la superficie del piso del golfo. Durante la primera campaña SO-174 en 1973 a bordo del buque RF SONNE de Alemania, datos del relieve e imágenes de la reflectividad del piso marino en la planicie de Sigsbee y en el campo de los domos Campeche Knolls fueron obtenidas con una ecosonda multihaz EM12, además perfiles sísmicos de muy alta resolución con un sistema PARASOUND proporcionaron secciones de la estratificación del subsuelo hasta una penetración de 150 m. Los resultados de esta campaña muestran que hay varios domos de forma cónica en la parte profunda al norte y de forma alargada al disminuir la profundidad en el sur del campo. Estos datos multihaz e imágenes muestran rasgos superficiales en la cresta de los domos que pudieran estar asociados a las filtraciones de hidratos y asfalto a la superficie y a la formación de carbonatos autóctonos. Los perfiles del PARASOUND muestran una estratificación en que el contraste acústico es variante con la profundidad y lateralmente, marcándose estratos de alta y baja amplitud que pudieran ser indicadores de la presencia de gases. En la segunda campaña M67-2<sup>a</sup> durante 2006, la investigación a bordo del buque RF METEOR de Alemania se registraron datos multihaz y backscattering con una ecosonda multihaz EM120, perfiles sísmicos de muy alta resolución con un sistema PARASOUND recientemente modificado, perfiles sísmicos de alta resolución con una penetración mayor de casi 500 m, utilizando un sistema de dos GI-airguns y un cableado de hidrófonos que variaba entre 48 a 96 canales de registro. Los datos batimétricos multihaz de esta campaña son procesados son conjuntado a los de la campaña SO-17402, un nuevo mapa con una mayor cobertura de la región de los domos Campeche Knolls ha sido integrado. Varios de los perfiles sísmicos muestran evidencias de la presencia de hidratos de metano a pocos metros de la superficie. Imágenes del backscattering con el EM120 muestran variabilidad acústica en la reflectividad del piso oceánico que pudiera estar asociado a la formación de carbonatos autógenos, asociados a las filtraciones de hidratos hacia la superficie.

