

GP-01

CÁLCULO DE ISOPACAS NETAS EN EL CUERPO CALCÁREO DEL EOCENO MEDIO PARA EL COMPLEJO CANTARELL

Citlalli Sarmiento López, Luis Juárez Aguilar y Enrique
Ortuño Maldonado
IMP
PEMEX

La caracterización de los yacimientos petrolíferos depende directamente de la correcta definición de los cuerpos específicos, lo que se repercute en las reservas de petróleo de nuestro país. Un yacimiento que se encuentra en fase inicial de exploración es el cuerpo calcáreo del Eoceno Medio, el cual está compuesto de calcarenitas intercaladas con delgados horizontes de lutitas calcáreas y lutitas bentoníticas que contiene fauna planctónica correspondiente a la biozona del Globorotalia Iehneri, ubicándolas exactamente en el Eoceno Medio, (Gutiérrez-Moreno *et. al.*, 1998).

Una parte sumamente importante en esta clase de trabajos multidisciplinarios es determinar el espesor real del cuerpo a estudiar; para poder realizar este cálculo se deben utilizar criterios petrofísicos y geológicos; es decir, a partir la definición de los cuerpos a estudiar y a través de software especializado, se realizan mapas de configuraciones a cima y base del cuerpo, configuraciones de isopacas brutas y finalmente se discretizan los cuerpos, definiendo así los espesores efectivos (isopacas netas) que impactarán en el modelo geológico final.

Se analizaron 56 pozos. El primer paso es la obtención de los registros geofísicos y determinar si en ese pozo existe el cuerpo de estudio, de esta manera se obtiene la cima y la base del mismo. Continuando con la generación del mapa de configuración de isopacas brutas. Posteriormente y basándose en los registros de rayos gama y rayos gama corregido, se determina si existe alguna zona de arcillas por lo que se aplica un filtro para eliminarlas; así se obtiene finalmente el mapa de configuración de isopacas netas.

GP-02

EVALUACIÓN DE LAS CALCARENITAS DEL EOCENO-PALEOCENO EN EL COMPLEJO CANTARELL

Luis Juárez Aguilar¹, Enrique Ortuño Maldonado², José Jesús
Gorian Figueroa¹ y Juan Gerardo del Angel Morales¹
¹ Zona Marina, Yacimientos, IMP

² Zona Noreste, Caracterización de Yacimientos, Exploración y
Producción, PEMEX

En el Complejo Cantarell, desde los inicios de su explotación, tres pozos tuvieron producción comercial en las Calcarenitas, C-71, C-19 y C-138. En 1997 se repararon 3 pozos (C-2013, C-2003 y C-2053) en el Bloque Nohoch, resultando productores en este horizonte. De esa fecha al momento se han perforado alrededor de 68 pozos, con objetivo Mesozoico, de los cuales a 15 se les tomó un juego completo de registros geofísicos y en algunos de estos se cortaron núcleos. En el 2000 se realizó una prueba de formación en el C-3087D de la plataforma Akal-DB con resultados favorables.

En el área de estudio las calcarenitas están representadas por Packstone a Grainstone de bioclastos, intraclastos y ooides, de 100 micras hasta 2 mm de diámetro, ligeramente dolomitizadas y con intercalaciones de lutita. La distribución de este tipo de depósito dentro del complejo es amplia y dadas sus características petrofísicas representa un potencial yacimiento de hidrocarburos. Los patrones estructurales juegan un importante papel al poner en franco contacto a las calcarenitas con el principal horizonte productor del Complejo Cantarell.

En el presente trabajo se revisaron más de 100 pozos de las plataformas: CHAC-A, AKAL- B, BN, G, D, I, L, TM, M, N, NOHOCH-A, NB, NC y KUTZ-TA. De estos 100 pozos se escogieron 56 por ser los más representativos y finalmente 27 fueron seleccionados por tener la información más completa. Los resultados indican que las calcarenitas tiene espesores netos de 30 metros en promedio y cubren un área de 90 km² con buenas expectativas para la acumulación de hidrocarburos; las zonas con mayor potencial se presentan en la parte Norte, Noreste y Este del bloque Akal.

GP-03

CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS FRACTURADOS CARBONATOS EMPLEANDO UNA SIMPLIFICACIÓN DE LA TÉCNICA DEL ANÁLISIS DE CURVATURA

Jorge Zaldivar-Ruiz y Fernando Castrejón-Vacio
Instituto Mexicano del Petróleo

Gran parte de las reservas de hidrocarburos de México provienen de yacimientos asociados con rocas carbonatadas naturalmente fracturadas que muestran un sistema complejo de porosidad, ligada en general a sistemas de fracturas y cavidades de disolución. Este argumento sirve de base, para proponer una metodología basada en una simplificación de las técnicas de análisis de curvatura, la que permite integrar diversas fuentes de información para estudiar los intervalos fracturados. Con este trabajo se busca definir la ubicación y direcciones de las fallas y fracturas que escapan a la resolución de la información sísmica, en formaciones carbonatadas.

El fracturamiento subsísmico se ha estudiado con métodos estocásticos, al menos desde principios de los noventa, considerando los patrones de distribución de las fracturas mayores detectadas por la sísmica. En este trabajo, además de usar la información de las fracturas mayores, se integraron datos referentes a las fracturas menores provenientes de la revisión de núcleos, que incluyó el establecimiento de las relaciones geométricas y genéticas entre fracturas, fallas y la estratificación, para llegar a identificar los intervalos fracturados, y para calibrar los registros geofísicos de pozos. El análisis de los registros consistió en la estimación, mediante diversas técnicas, de los parámetros petrofísicos: mineralogía, porosidad total, porosidad secundaria e índice de fracturamiento, estimándose promedios geométricos, promedios limitados, espesor neto poroso y el índice de porosidad secundaria.

La curvatura en un punto P sobre una superficie curva es definido como la velocidad de cambio de la pendiente (teta) respecto a la longitud del arco (s). Dado que la cima de un yacimiento petrolero, la superficie definida por isovalores de porosidad, permeabilidad o cualquier otro parámetro petrofísico,

definen geoméricamente superficies curvas, sobre ellas pueden analizarse estas velocidades de cambio de sus pendientes. De tal forma que si algún plano (p.e., una falla) trunca la continuidad de esta superficie curva, la curvatura se verá alterada, efecto que es detectable a través de un análisis de curvatura. Las fallas normales e inversas son las que cuentan con un desplazamiento vertical importante en los horizontes estratigráficos involucrados, generando un cambio importante en la curvatura de estas superficies. Sin embargo, las fallas laterales con una componente de movimiento vertical importante, también pueden generar diferencias notorias en la posición vertical de las cimas u otras propiedades petrofísicas de los cuerpos involucrados.

Este estudio integrado a un campo de la Región Marina del Sureste de México, fue exitoso ya que aporta diversos elementos básicos que pueden emplearse en el estudio de los yacimientos fracturados. Al realizar la comparación entre la tendencia de fracturas subsísmicas obtenida en el presente trabajo con respecto al comportamiento dinámico del yacimiento, se denota una correspondencia evidente entre ellos, por lo que puede concluirse que este estudio integrado fue exitoso ya que aporta diversos elementos que pueden emplearse en el estudio de los yacimientos fracturados.

Como relevancia tecnológica dentro del área de exploración y producción de la industria petrolera nacional, la metodología establecida en este trabajo coadyuva a una caracterización más íntegra de los yacimientos naturalmente fracturados en rocas carbonatadas, al establecer y definir los sistemas de fracturas que, dada su escala no pudieron ser definidos por otras técnicas. Por otro lado, al conocer estos sistemas de fracturas, se está en ventaja de comprender el comportamiento dinámico del yacimiento, lo que es un aspecto fundamental para plantear esquemas óptimos de explotación o inyección.

GP-04

GEOMETRIA INTERNA DE ROCAS CARBONATADAS VUGULADAS Y FRACTURADAS POR TOMOGRAFÍA DE RAYOS X Y DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS

Raymundo Martínez-Angeles

Programa de YNF, Instituto Mexicano del Petróleo

En este trabajo se presentan algunos resultados de caracterización estática de rocas sedimentarias calcáreas fracturadas y vuguladas, usando principalmente técnicas de tomografía de rayos X y de desplazamiento de fluidos en laboratorio.

La base de datos analizada para las conclusiones fue de un total de 1600 imágenes digitales correspondientes a 16 núcleos de pozos de diversos campos del país.

Como primer paso se calculó la distribución de porosidad total de cada imagen digital. Después, se segmentó dicha imagen de porosidad en tres imágenes de porosidad diferentes: imagen de vugulos, imagen de micro fracturas e imagen de roca impermeable. Un proceso siguiente condujo al cálculo de superficie específica de vugulos y zonas de flujo, de espesor promedio de vugulos, de zonas de flujo y zonas de fractura; como último calculo se realizaron estimaciones de permeabilidad absoluta, factor de forma y correlaciones entre las dos y la porosidad.

En una segunda etapa se realizaron desplazamientos unidireccionales de aceite por agua destilada en dos núcleos de campo para estimar la relación de espacio poroso que participa en el flujo de fluidos respecto a zonas de estancamiento, es decir, se llegó a una estimación cuantitativa de la saturación de aceite residual.

En la parte de resultados se presentan imágenes y gráficas, donde se observa la enorme influencia de los vugulos como parte almacenante y conductora en un sistema de matriz-vugulo-micro fractura representativo de rocas calcáreas del país. La conclusión más relevante de este estudio es que el volumen original de un yacimiento de la Zona Marina podría incrementarse debido al incremento de la porosidad vugular y permeabilidad que reportamos y al auge de los métodos de recuperación mejorada.

GP-05

DISEÑO, CONSTRUCCIÓN Y PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO DE UN EQUIPO PARA MEDIR PRESIONES CAPILARES DE NÚCLEOS DE YACIMIENTOS PETROLEROS Y GEOTÉRMICOS

García-Manuel Pablo y Contreras-López Enrique

Gerencia de Geotermia, Instituto de Investigaciones Eléctricas

Se diseñó y construyó un equipo de medición de presiones capilares de núcleos geotérmicos y petroleros. Se realizaron pruebas de funcionamiento con 5 muestras cilíndricas de diferentes materiales en un rango de presión de 0-5000 psi.

La industria petrolera requiere de una caracterización detallada de sus yacimientos, una de las características importantes que se deben de conocer es la caracterización petrofísica de los núcleos productores de aceite. Se deben de conocer en forma exacta datos de porosidad, permeabilidad, densidad, entre otras.

Al conocer la porosidad, es importante detallar el tamaño de diámetro de los poros en el núcleo para tener una mejor caracterización del núcleo y del yacimiento. En este trabajo, se presenta un método alternativo para realizar la medición de los diámetros de los poros.

El método consiste básicamente de saturar a una muestra cilíndrica de un núcleo, mediante la inyección de mercurio y medir la presión que se obtiene debido a este volumen de mercurio. El proceso es repetitivo hasta alcanzar una presión de hasta 5000 psi.

El equipo de medición esta compuesto por una bomba de desplazamiento, construida con material de acero inoxidable para evitar la corrosión por el contacto con el mercurio.

El equipo cuenta con una bomba de vacío que se utiliza para evacuar el aire inmerso en la muestra antes de comenzar a saturarla con el mercurio.

Además se utiliza una celda porta-muestras, construida de acero inoxidable, destinada para alojar la muestra que se desea caracterizar. Otro elemento importante del equipo es el medidor de presión, que consiste en un transductor de presión diferencial. Se cuenta además con un adquirente de datos para monitorear la presión que se ejerce con la bomba.

Con este equipo se han medido muestras de diversas composiciones, de las cuales se tiene sus diámetros de poro y sus gráficas de comportamiento de presión capilar en función de la saturación de mercurio.

Las principales ventajas del método son:

- 1.- Mediciones relativamente rápidas, se requieren de unos 30 minutos para efectuar una prueba completa y obtener alrededor de 15 puntos experimentales.
- 2.- Se realizan mediciones en grandes rangos de presión.

El método también tiene desventajas, y es conveniente mencionarlas, la principal es que una muestra sometida a una prueba con el equipo, ya no se puede volver a utilizar para otras pruebas.

Como conclusión, se cuenta con un equipo que mide en forma rápida los diámetros de poros de los núcleos de yacimientos petroleros en un amplio rango de presión.

GP-06

ANÁLISIS DE LA DISTRIBUCIÓN RADIAL DE RESISTIVIDAD EN FORMACIONES FRACTURADAS PARA LA INTERPRETACIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS

Elena Kazatchenko y Aleksandr Mousatov
Instituto Mexicano del Petróleo

El problema de la determinación del tipo y valor de la porosidad secundaria en las formaciones carbonatadas es uno de los más importantes en el área de evaluación de yacimientos para la estimación adecuada de recursos y producción de hidrocarburos.

Las formaciones carbonatadas con doble porosidad se presentan como la matriz con la porosidad primaria y los poros secundarios como inclusiones de forma elipsoidal (con diferentes razones de ejes) o laminas delgadas (aproximación asintótica de fracturas). El grado de saturación y tipo de fluido multifásico en ambos sistemas de poros pueden ser diferentes. El tensor de resistividad para las rocas fracturadas depende de la porosidad, orientación y saturación de fracturas.

El presente trabajo está enfocado en los estudios de la influencia de saturación y de tipo del fluido multifásico en el tensor de resistividad eléctrica. Se calculan las componentes del tensor y los coeficientes de anisotropía para porosidades de fracturas en el rango 0.5-1%. La simulación de resistividad fue realizada para las condiciones de saturación en tres zonas principales alrededor del pozo: la zona lavada donde la matriz y fracturas están completamente saturadas por el mismo fluido conductivo, la zona de invasión que se caracteriza por la matriz con el fluido multifásico (agua de formación y petróleo) y por el gradiente de saturación de fracturas con el fluido de pozo, y la zona virgen con alto grado de saturación por hidrocarburos.

Los resultados muestran que para la saturación del 100% por el agua mineralizada que corresponde a la zona lavada y al caso de estudios experimentales de núcleos, el coeficiente de anisotropía tiene valores elevados ubicados en el intervalo de 2-2.5. El coeficiente de anisotropía en la zona de invasión por la diferencia de permeabilidad de matriz y fracturas alcanza valores hasta 3.

Inclusive en las formaciones con alto grado de saturación por hidrocarburos (zona virgen) el efecto de anisotropía de resistividad sigue siendo significativo. El valor del coeficiente de anisotropía se mantiene en el nivel de 1.4-1.5.

El modelo de distribución de la resistividad a lo largo del radio de pozo puede ser utilizado para inversión de los registros geofísicos en las formaciones fracturadas.

GP-07

ANÁLISIS DE LA BASE DE LOS CARBONATOS PRE-TERRIGENOS DEL JURASICO, MEDIANTE LA APLICACIÓN DE CORRELOGRAMAS USANDO LA FFT

Juan Espinosa Luna¹, Dolores Ibáñez Garduño¹, Luis Juarez Aguilar¹ y Enrique Ortuño Maldonado²
¹ Yacimientos, IMP
² PEMEX

La utilización de correlogramas en los yacimientos petroleros puede significar una valiosa herramienta para la exploración, ya que a partir de datos puntuales nos permiten estimar valores en áreas determinadas, además de correlacionar la información de diferentes parámetros físicos.

Con el objetivo de cartografiar la base de los carbonatos del Jurásico en el complejo Cantarell se aplica el método del correlograma cruzado utilizando la transformada rápida de Fourier (FFT). Partiendo de los registros sonicos (DT), gamma (GR), resistividad LLD, ILD, porosidad (NPHI) y densidad (RHOB).

Se considero una base de datos de 25 pozos con sus respectivos registros que alcanzan profundidades mayores al JSK donde se identificó el horizonte en cuestión. Se muestreo un intervalo de 2.5 m sobre y bajo la frontera identificada para los valores correspondientes de DT, GR, LLD, ILD, NPHI y RHOB en dicho intervalo, a los cuales aplicamos un análisis estadístico con el objetivo de obtener sus valores medios característicos.

Para obtener los resultados de cada uno de los parámetros físicos se construyeron 8 mayas rectangulares de diferentes dimensiones, obteniendo mapas de isocontornos con valores confiables presentando direcciones preferenciales y valores consistentes entre si lo que sugiere una buena estimación de valores esperados en áreas discretizadas.

Ventajas:

1. Rapidez y conveniencia: La Rapidez es obtenida por la FFT que convierte grandes tablas 2-D o cubos el corelogramas cruzados luego el filtrado es reducido a una serie de ventanas suavizadas en donde los valores del correlograma original y el espacio espectral de la transformación de Fourier se correlacionan.
2. Generalización con mayor certidumbre que la interpolación lineal: Pero la principal ventaja es que para sitios donde no se cuenta con información se tendrán valores con mayor certidumbre que si utilizamos una interpolación.

Esta metodología representa una poderosa herramienta para sitios donde no se cuenta con información, obteniendo valores con mayor certidumbre que si utilizamos una interpolación.

GP-08

**RECONOCIMIENTO DE PATRONES EN REGISTROS
GEOFÍSICOS DE POZOS POR MEDIO DEL
MÉTODO FUZZY**

Juan Espinosa Luna, Nector Velasco Climaco, Juan Gerardo
Del Angel, Dolores Ibáñez Garduño y Rodolfo Almanza
Mosqueda
Exploración y Producción, Yacimientos, IMP

Entre las metodologías de exploración geofísica, los registros de pozos juegan un papel importante en la localización y evaluación de las fuentes geológicas (hidrocarburos), siendo una de las herramientas de exploración principales en la industria petrolera.

Se plantea una metodología que involucra el reconocimiento de patrones inherentes en el conjunto de datos de registros geofísicos de pozos. Con el objetivo de identificar respuestas específicas de una formación geológica distribuida en un área (zonas o intervalos productores de hidrocarburos), se aplica el método de reconocimiento de patrones FUZZY.

Este es un método que ha sido aplicado en áreas de ciencias y tecnología, inclusive en la tecnología espacial de reconocimiento y consta básicamente en asignar a un determinado conjunto (o conjuntos) de datos a un vector, el cual tiene pesos de acuerdo a su frecuencia y magnitud, realizando el reconocimiento a través de un esquema iterativo de minimización con determinado criterio de convergencia y una función de optimización.

Esta metodología se pretende adaptar a los yacimientos petrolíferos en México, para determinar las zonas o intervalos productores de hidrocarburos, que se caracterizan por propiedades físicas específicas (porosidad, permeabilidad, grado de fracturamiento, etc.) y poderlos clasificar como un tipo de patrón.