

Sesión Regular

Geología del Petróleo

Organizador:

Manuel Grajales Nishimura

GP-1

¿ES POSIBLE MÁS VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS EN IXTOC?

Ravelo Cervantes Janet Isabel y Villacrés Jouvín Bolívar Guillermo

Schlumberger

jcervantes5@slb.com

Ixtoc es uno de los campos petroleros de la región marina de México aproximadamente a 90 km al NO de Ciudad del Carmen – Campeche, fue descubierto con gran estrépito por el pozo Ixtoc-1 en 1979, ese fue el inicio de la controversia de este campo.

El volumen certificado en yacimiento es de 142 MMB. Hasta diciembre del 2007, se han producido 74.4MMB con tres pozos productores del yacimiento fracturado del Cretácico Superior bajo condiciones estables de presión. En estas condiciones el factor de recuperación supera el 50%, valor poco probable desde la perspectiva física y de ingeniería.

La gran estabilidad en las presiones y un factor de recobro tan significativo podría sugerir que:

Premisa 1: La estructura es más grande, lo que implicaría mayor área y volumen de almacenamiento.

Premisa 2: Las propiedades petrofísicas del campo mejoran en dirección NE a medida que se alejan de los pozos, de tal manera que los valores promedio de porosidad, relación neto bruto y saturación de agua en el campo resultan en un incremento al volumen de hidrocarburo.

El objetivo de este trabajo es realizar un análisis de sensibilidades en las velocidades y en los parámetros petrofísicos de la estructura comprendida entre la falla del Ixtoc-207 y la falla Kambesah para llevar el volumen al escenario más optimista (P90) bajo las dos premisas anteriores utilizando los datos existentes.

El flujo de trabajo consiste en la modelación de mapas de tendencias con datos de campos cercanos y clasificación de rocas en los pozos. Posteriormente la clasificación se lleva a nivel de campo utilizando geoestadística y los mapas de tendencias previamente modelados. El resultado son distribuciones de porosidad, relación neto a bruto y saturación de agua para el campo con las cuales es posible calcular un volumen de hidrocarburo a condiciones originales.

Los resultados de este trabajo muestran un incremento sustancial en el volumen de hidrocarburos con respecto a resultados previos, sin embargo tales resultados siguen sin ser correspondientes con los arrojados por el balance de materia. Esta circunstancia, deja sin explicación el comportamiento estable y buena producción del campo Ixtoc desde hace veinte años y deja la puerta abierta a la exploración en zonas nuevas.

GP-2

SIGSBEE 11 -- RESULTADOS PRELIMINARES DEL LEVANTAMIENTO GEOFÍSICO DEL LECHO MARINO EN EL POLIGONO ORIENTAL INTERNACIONAL DEL GOLFO DE MEXICO A BORDO DEL BO JUSTO SIERRA, 2008

Mortera Gutiérrez Carlos A.¹, Escobar Briones Elva², Bandy William L.¹, Ponce Núñez Francisco¹, González Reyes Diana¹, Rufino Contreras Iván¹, Pérez Calderón Daniel³, Tecanhuey Sánchez Héctor¹, Peláez Gaviria Juan Ramón⁴ y Ortega Ramírez José⁵

¹*Instituto de Geofísica, UNAM*

²*Instituto de Ciencias del Mar y Limnología, UNAM*

³*Facultad de Ingeniería, UNAM*

⁴*Posgrado en Ciencias de la Tierra, UNAM*

⁵*Instituto Nacional de Antropología e Historia*

cmortera@geofisica.unam.mx

Entre el 26 de junio y el 4 de julio del 2008, la campaña oceanográfica SIGSBEE 11 a bordo del BO JUSTO SIERRA de la UNAM llevo a cabo un levantamiento geofísico exploratorio del lecho marino dentro del área del polígono oriental internacional (limitado por las zonas exclusivas económicas de Cuba, México y USA). Este levantamiento del lecho marino obtuvo datos de 18 corredores a lo largo de perfiles con direcciones E-W o W-E que consisten de registros continuos de: (1) batimetría monohaz con la ecosonda Kongsberg EA600, (2) batimetría multihaz con la ecosonda Kongsberg EM300, (3) secciones sísmicas de muy alta resolución con la ecosonda de penetración Kongsberg TOPAS PS18, y (4) magnetometría con el magnetómetro Geometrics G877. Los resultados preliminares de estos datos batimétricos muestran rasgos estructurales generales que el lecho marino dentro del polígono esta constituido por una gran planicie abisal que esta siendo cambiada por los grandes aportes turbulentos de sedimentos que transporta el cañón submarino del Río Mississippi. Los barridos de datos batimétricos multihaz evidencian numerosos meandros del cañón submarino, conformado de bordes de altura hasta 40 metros y extendiéndose hacia el sur hasta 26.1N y al poniente hasta 86.3W. Los perfiles sísmicos muestran paquetes de sedimento laminares con una alta resolución hasta una penetración de 80 metros, sin embargo en varias secciones las reflexiones no penetran el subsuelo, formando zonas blanqueadas que posiblemente sean el resultado del gran cúmulo de deposito de turbiditas o debido a la acumulación gases cercanos a la interfase agua-sedimentos. Los datos de magnetometría tienden a variar muy poco para ser correlacionados a anomalías asociadas a estructuras oceánicas.

GP-3

ANÁLISIS DE LA PRESENCIA DE HIDRATOS DE METANO POR MEDIO DE HORIZONTES SÍSMICOS BSR AL SUROESTE DE LA PENÍNSULA DE BAJA CALIFORNIA, MÉXICO

Cruz Melo Carlos E.¹, Mortera Gutiérrez Carlos A.², L. Bandy William² y Michaud François³

¹Posgrado en Ciencias de la Tierra, UNAM

²Instituto de Geofísica, UNAM

³UMR Géosciences Azur, UPMC

ccmelo@gmail.com

Estudios sobre la presencia de hidratos de metano en sedimentos del lecho marino de los márgenes del Pacífico mexicano son muy limitados. Cinco perfiles de reflexión sísmica que cruzan la margen Occidental de la Península de Baja California, hacia la porción oceánica del suroeste, obtenidos durante la expedición de geofísica marina conjunta Francia-México (FAMEX) son analizados para identificar la respuesta sísmica ocasionada por la presencia de hidratos de metano (BSR). La característica típica de ésta respuesta, es un horizonte de polaridad inversa a la reflexión del piso oceánico, su forma es paralela al horizonte del lecho marino y en ocasiones es discordante a la tendencia de las secuencias sedimentarias. La presencia de hidrato de metano en los sedimentos altera las propiedades elásticas de la formación haciéndola más rígida. La reflexión del horizonte BSR se ha asociado con la base de la formación con hidratos y marca el contraste de las propiedades acústicas entre los sedimentos con hidratos y sedimentos con gas libre. Dos métodos son utilizados para estimar las temperaturas a lo largo de los horizontes BSR identificados. La primera se realizó extrapolando temperaturas calculadas para el piso oceánico, en tanto que la segunda calcula las temperaturas a partir de una temperatura propuesta para el piso oceánico. Las temperaturas obtenidas se encuentran entre los 3.5°C y 17.4°C. Las temperaturas resultantes son comparadas en un diagrama de fase de estabilidad generalizado para hidratos de metano con temperaturas medidas y coeficientes de conductividad térmica de otros sitios en los que se ha reportado la existencia de gas hidratado, encontrando diferencias menores a 1.5°C con las temperaturas estimadas para el área FAMEX.

GP-4

INTERPRETACIÓN DE FALLAS JURÁSICAS Y SU EVALUACIÓN EN EL RIESGO EXPLORATORIO, CAMPOS KU, MALOOB Y ZAAP.

Jiménez Guerrero Martín¹, Figueroa Correa Gerardo² y Ortuño Maldonado Enrique²

¹Schlumberger

²Petróleos Mexicanos

mguerrero5@slb.com, mjimenezgu@pep.pemex.com

El Jurásico Superior Kimeridgiano de acuerdo al contenido de oolitas en sus partes altas, se ha considerado como un horizonte con buenas posibilidades de contener hidrocarburos, sin embargo hasta la fecha la mayor parte de estudios han sido enfocados a la brecha del Cretácico Superior por ser esta, la estructura geológica más importante en la Región Marina. Para validar el potencial del Jurásico Superior Kimeridgiano, se realizó un estudio utilizando

técnicas adicionales que auxiliaron en el proceso y sustentaron los resultados. De esta manera se involucraron, además de la interpretación sísmica en tiempo, diverso software, con la finalidad de interpretar fallamiento y/o fracturamiento subsísmico, el cual debido a la baja resolución de la señal en tales niveles de estudio, es difícil de identificar en la interpretación común. Estos patrones de alineamiento impactan directamente en la evaluación de reservas al ser en algunos casos, límites de posibles bloques independientes o corredores de fracturas.

La identificación de las fallas jurásicas reactivadas durante el terciario es de gran importancia para obtener y sustentar el potencial del Kimeridgiano reduciendo el riesgo exploratorio. El modelo jurásico implica bloques escalonados independientes separados por fallas normales con dirección Este-Oeste y saltos de unos cuantos metros, difíciles de identificar en la interpretación sísmica en tiempo tradicional.

GP-5

OBTENCION DE LA SATURACION DE AGUA (SW) EN HIDRATOS DE METANO USANDO REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS Y UN MODELO PETROFISICO DE DOBLE AGUA

Cortes Plata José Luis¹ y Coconi Morales Enrique²

¹Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, IPN

²Instituto Mexicano del Petróleo

luisjosegeo@gmail.com.mx

Los hidrocarburos son combinaciones especiales de hidrógeno y carbono que se encuentran en el subsuelo y son actualmente una fuente no renovable de energía. Sin embargo, existe otra fuente de energía, los hidratos de metano, los cuales pueden ser la fuente de energía del futuro. Bajo el suelo marino en diferentes regiones del mundo se encuentran grandes depósitos de metano en forma de hidratos que en la actualidad no se explotan.

En este trabajo se presentan resultados de la obtención de saturación de agua en hidratos de metano, usando métodos convencionales para evaluar registros geofísicos de pozos (RGP) en arenas arcillosas y su aplicación a datos reales, los cuales se comparan con resultados publicados en la literatura, en particular con datos del mar de Japón.

Los RGP que se usaron en este trabajo son: de resistividad (Rt), de densidad (rhob), porosidad (nphi), rayos gamma (GR) y de resonancia magnética (RMN); el modelo petrofísico que se uso para este estudio fue el de doble agua en arenas arcillosas y en particular se usaron cuatro métodos para determinar la saturación de agua.

El volumen de arcilla (Vsh) fue evaluado usando GR, por otra parte el uso de al menos una porosidad, que no es afectado por la presencia de hidrato, es indispensable para estimaciones de porosidades exactas; normalmente se cuenta con los registros de densidad y porosidad y como una alternativa nueva la porosidad obtenida del registro de resonancia magnética nuclear.

Los resultados obtenidos se compararon con los reportados en la literatura y cuya calibración fue buena. De aquí se concluye que el modelo petrofísico de doble agua puede ser usado para la determinación de la saturación de agua (Sw) con contenido de hidratos de metano para formaciones areno arcillosas y el método de compensación automática (doble agua) da los mejores resultados en la determinación de Sw.

GP-6

METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE FORMACIONES EN ARENAS ARCILLOSAS USANDO REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO

Coconi Morales Enrique¹ y Morales Zuñiga Emmanuelle Abdala²

¹Instituto Mexicano del Petróleo

²Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, IPN

ecoconi@imp.mx

Desde los años noventa, en varios de los yacimientos descubiertos o reevaluados se han valorado las reservas contenidas en zonas arenosas, resultando una alta estimación de producción para estos yacimientos. Para garantizar día con día la oferta de hidrocarburos, la confiabilidad y técnica desempeña un papel muy importante, pues contribuye a reducir los riesgos de fallas e imprevistos en el abasto de hidrocarburos a largo plazo.

En este trabajo se presenta una metodología alterna que permite calcular y obtener la saturación de agua en un yacimiento caracterizado por la presencia de arenas arcillosas. A diferencia de otras metodologías se cuenta con múltiples opciones para obtener las variables utilizadas dependiendo de la información con la que se cuenta. Se define la necesidad de obtener todos los parámetros necesarios como son: la porosidad, el exponente de cementación, el exponente de saturación, la resistividad del agua y la resistividad verdadera, con el fin de determinar la saturación y de esta forma poder obtener una evaluación óptima del yacimiento.

Asimismo se presentan ecuaciones de segundo y tercer orden que permiten obtener la salinidad de una formación.

Finalmente esta metodología se aplica a datos de un yacimiento de arenas con arcillas, un dato muy particular de esta información es que cuenta con muy pocos registros. Estos resultados permiten concluir, 1) que dicha metodología es de gran utilidad y facilita la obtención de parámetros necesarios para la obtención de saturación de agua, para establecer los criterios de producción en los pozos y 2) La ecuación planteada para determinar salinidad en función de la temperatura, muestra un comportamiento muy semejante al reportado en otros trabajos.

GP-7

METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE FLUIDOS USANDO ANÁLISIS MULTIESCALA, PROBABILIDAD CONDICIONAL Y REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS

Lugardo Zamora Ivonne¹ y Coconi Morales Enrique²

¹Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, IPN

²Instituto Mexicano del Petróleo

iluza_fkld@hotmail.com

Hoy en día en la industria petrolera se enfrentan nuevos retos para la exploración y explotación de petróleo y otros fluidos, lo que promueve el desarrollo de técnicas que contribuyan a solucionar éstos problemas.

En este trabajo se presenta la teoría de la Transformada de ondícula (WT) y el análisis multi-escala, recientemente desarrollados en el área de ciencias de la Tierra, así como los principios de algunos de los Registros Geofísicos de Pozos (RGP) que contribuyen a la caracterización de yacimientos y la

aplicación de la teoría de probabilidad condicional. Al conjuntar estos métodos para el análisis de RGP se presenta una nueva metodología para la determinación de fluidos.

Se realizó el análisis convencional del yacimiento, obteniendo volúmenes litológicos, graficas cruzadas (cross plots) y saturaciones de agua para comprobar los resultados obtenidos con la metodología propuesta, que comprende la descomposición de la señal con la transformada de ondícula discreta (DWT) y continua (CWT) y la construcción de gráficas de escala contra energía para doce pozos con diferentes intervalos saturados (aceite, agua y gas) que contaban con los principales RGP resistivos y de información litológica, a los datos se les aplicó probabilidad condicional (teorema de Bayes) que permite cuantificar las secciones elegidas de los registros (zonas de interés), usando para esto las escalas obtenidas de la DWT. La presentación de resultados es mediante configuraciones donde se observa si la escala con mayor probabilidad coincide con la representación del fluido y de manera general, la correspondencia de las escalas intermedias asociadas a fluidos, la litología que corresponde a la zona de interés, y la respuesta del registro para el intervalo analizado.

Para el caso de una zona con aceite se estimó una probabilidad de 71% con la escala 8 para la curva de inducción profunda (ILD) y como parte de los resultados finales se observó que para la mayoría de los registros utilizados para este análisis (MINV, CILD, DETECTOR CERCANO, SIGMA, RHOB, MNOR, ILM, ILD) y para la zona de aceite, la escala 8 presentó la probabilidad mas alta.

GP-8 CARTEL

MODELADO DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS EN ARENAS ARCILLOSAS USANDO SISTEMAS LINEALES

Coconi Morales Enrique¹, Ávila Vizuet
Karla Cecilia² y Ronquillo Jarillo Gerardo¹

¹Instituto Mexicano del Petróleo

²Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, IPN

ecoconi@imp.mx

Es importante contar con modelos que ayuden a caracterizar ambientes de depósito en sedimentos siliciclásticos. Estos modelos pueden generarse con ayuda de los Registros Geofísicos de Pozo (RGP) y con los parámetros que estos miden, tratando de describir su respuesta frente a ciertas características de las rocas.

En el presente trabajo se presenta una metodología para modelar Registros Geofísicos sintéticos usando ecuaciones de tipo lineal, para diferentes modelos litológicos en arenas arcillosas. Estas ecuaciones son un modelo lineal de las respuestas que las herramientas podrían arrojar al estar midiendo los parámetros de algunas secuencias de rocas a lo largo del pozo. Las variables que componen a estas ecuaciones son la porosidad, el volumen de arcilla, la saturación de fluidos, así como el tipo de matriz.

De igual forma, también se realizó una breve investigación geológica- geofísica, para la propuesta de modelos sedimentarios, todos ellos basados no únicamente en cambios litológicos de arenas, y arcillas, también con presencia de sal y caliza.

Esta metodología ubica en primer lugar el tipo de roca que se va a utilizar, seguido de los porcentajes de lutita (arcilla) que se encuentra en la roca, los porcentajes de porosidades, y todas

aquellas características que tienen las rocas utilizadas en los modelos litológicos que van a proporcionar la respuesta de un Registro Geofísico de Pozo, incluyendo ruido.

Se concluye que los Registros Geofísicos sintéticos obtenidos con las condiciones litológicas propuestas, muestran claramente la diferencia entre la respuesta de una arcilla, una arena, una arcillo-arenosa y una arena-arcillosa dependiendo del registro observado.

