

Sesión Especial

REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO EN LA EXPLORACIÓN PETROLERA

Organizador:
Enrique Coconi Morales

SE18-1

REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO EN LA EXPLORACIÓN GEOTÉRMICA: CAMPO GEOTÉRMICO LOS HUMEROS POZO H-43

Lorenzo Pulido Cecilia Dolores, Ramírez Silva Germán Raúl y Rocha López Víctor Santiago
Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos, CFE
cecilia.lorenzo@cfе.gob.mx

Con la finalidad de evaluar la formación litológica durante la perforación de pozos en la exploración geotérmica la gran limitante para la toma de registros geofísicos son las altas temperaturas (> 200°C). A pesar de ello se ha logrado la toma de registros los cuales son de gran aporte de información sobre la estructura del subsuelo (formación), propiedades físicas y el rendimiento de la energía geotérmica. En el Pozo H-43 localizado en la parte Norte del campo geotérmico de Los Humeros, Puebla, se corrieron registros geofísicos (rayos gamma, potencial espontáneo, resistivo, porosidad, neutrón), incluyendo el registro de micro imagen de pared del pozo (FMI), registro sonico dipolar y análisis de stereonet. En geotermia se busca a través del subsuelo las zonas permeables y/o zonas de aporte, en general los intervalos más importantes se observaron de 1 250 m a 1 550 m, y de 1 950 m a 2 200 m de profundidad, considerando posible la zona de aporte principal la más profunda, lo cual se confirmó con los registros de temperatura. La información analizada permitió identificar sistemas de fracturas en el pozo en las diferentes unidades litológicas y en las zonas de aporte. En especial el registro FMI permitió observar fracturas conductivas (abiertas), resistivas (cerradas), e inducidas, así como fallas. Las diferentes fracturas identificadas tienen un buzamiento entre 50° y 60° y en las zonas de falla >=80°. La dirección de rumbo preferencial en ambas es de N-S y NNE-SSW. En el análisis de fluidos después de la terminación del pozo mediante la utilización del software WELLSIM, se estimó un pH de 2-3 determinando que los fluidos del pozo H-43 es ácido. La interpretación de los registros de temperatura muestran que el pozo es de los más calientes en México con 395°C, esta temperatura supera el punto crítico del agua (374.15°C), el fluido se localiza termodinámicamente en la región supercrítica. La evaluación del pozo lo reporta como pozo productor con un potencial de 60 t/h, equivalentes a 4.6 MW.

SE18-2

METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE RW Y M USANDO REGISTROS GEOFÍSICOS DE POROSIDAD Y RESISTIVIDAD

Coconi Morales Enrique¹ y Villa González Uwe²

¹Instituto Mexicano del Petróleo

²Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, IPN
ecoconi@imp.mx

A partir de la obtención de ciertos parámetros petrofísicos de las rocas como son: porosidad, velocidad, densidad, resistividad o conductividad, adicional a la Rw y factor de cementación (m), es posible determinar u obtener su saturación de agua y/o aceite. Las propiedades petrofísicas son obtenidas a partir de los Registros Geofísicos de Pozos (RGP); sin embargo la obtención de Rw y m se puede calcular con diferentes metodologías.

En este trabajo se presenta una metodología que permite obtener tanto Rw como m a partir de de la elaboración de gráficas cruzadas (cross plots) de resistividad contra porosidad (obtenida con los diferentes registros de porosidad).

Esta metodología esta basada en la teoría de Archie y en la generación de dos tipos de gráficas: de Hingle y de Pickett. Estas gráficas se ven afectadas en todo momento por la presencia de arcilla y su presencia tiende a alterar los valores de saturación por lo que es necesario corregir por efecto de arcilla.

Dicha metodología se calibró con datos publicados por la Sociedad Canadiense de registros de pozos (CWLS) dando excelentes resultados. Se concluye que la metodología desarrollada muestra excelentes resultados y facilitan la obtención de Rw y m.

SE18-3

VENTAJAS DE LA APLICACIÓN DE REDES NEURONALES ARTIFICIALES EN LA ESTIMACIÓN DE PERMEABILIDAD EN EL CAMPO KU - MALOOB - ZAAP

Gutiérrez Guevara Marytère¹, Correa López María de Jesús²,
Rios López Jaime Javier² y Del Angel Morales Juan Gerardo¹

¹Instituto Mexicano del Petróleo

²Exploración y Producción, PEMEX
mtgutier@imp.mx

La importancia de la correcta estimación de la permeabilidad es preponderante en la caracterización de un yacimiento, debido a que dicha propiedad dará una pauta para la simulación de la capacidad de movilidad de los fluidos saturantes y producción de los intervalos de interés.

Es importante recordar que el principio de medición de la resonancia magnética nuclear consiste en la interacción de lo núcleos de los átomos al entrar en contacto con un campo magnético. Las herramientas de resonancia están sintonizadas a medir la frecuencia de resonancia del hidrogeno, de tal forma que este generará

prácticamente la totalidad de las señales medibles, si a esto sumamos que el hidrogeno es abundante en el agua y los hidrocarburos saturantes de la formación, se puede asumir que la señal RMN será proporcional al índice de hidrogeno y en consecuencia a la porosidad de la formación.

La resonancia magnética nuclear es una herramienta útil para evaluación de permeabilidad a lo largo de una columna de interés, sin embargo, debido a que en ciertos casos dicha medición tiende a subestimar o sobrestimar la permeabilidad, se hace necesario desarrollar, optimizar y calibrar metodologías que permitan la correcta estimación de dicha propiedad, como es el caso de las redes neuronales artificiales (RNA), las cuales debido a su capacidad para interpretar secuencias de distribución aleatoria logran caracterizar, clasificar e interpretar propiedades petrofísicas aun en formaciones complejas; como es el caso de la permeabilidad en formaciones fracturadas (ej. el cretácico) en las cuales se tiende a subestimar o calcarenitas (ej. el eoceno) en las cuales se sobrestima dicha propiedad.

El presente trabajo muestra los beneficios de la aplicación de redes neuronales artificiales basando el entrenamiento en metodologías alternas respecto a de herramientas de resonancia magnética nuclear de primera generación.

SE18-4

COMPARACIÓN DE ECHADOS DE UNA INDUCCIÓN TRIAIXIAL CONTRA HERRAMIENTAS DE IMÁGENES

Mesa Cardenas Alexandra, Lujan Flores Violeta y García Quintero Janett
Schlumberger
acardenas5@reynosa.oilfield.slb.com

Se realizó una comparación de echados realizada con la inversión de datos por parte de Inducción Triaxial y una interpretación manual de los echados por la herramienta de imágenes. El objeto de esto fue dar una alternativa al cliente para ahorrarse tiempo y dinero en perfilajes así como tener los mismos beneficios que da la herramienta de Imágenes. La herramienta de Inducción Triaxial cuenta con un algoritmo de 1D ((Wang et al., 2003; Barber et al., 2004) que determina la resistividad anisotrópica y echados. La matriz es sensible a la conductividad vertical y horizontal además de los límites de capas.

Los echados son resultado de la primera medida de rotación del tensor, dando el primer modelo inicial el cual es escogido basado en la conductividad aparente. Los resultados fueron realizados en una sección de arenas laminadas de bajas resistividades con ciertas asociaciones a fracturas y cambios caóticos de la formación, ambas herramientas obtuvieron resultados similares. Por ultimo la herramienta de Inducción Triaxial mostró confiabilidad en ambientes clásticos.

SE18-5

ANÁLISIS DE ESFUERZOS REGIONALES A PARTIR DE MEDICIONES ACÚSTICAS RADIALES EN EL SUR DE MÉXICO

Golindano Hamana Yacira¹, Salazar Bustamante Martín² y Cabrera Salavarría José Ramón¹

¹Schlumberger

²Pemex

yhamana@slb.com

La alineación espacial de los granos minerales, las capas, las fracturas o el esfuerzo hace que la velocidad de las ondas varíe con la dirección, propiedad que se conoce como Anisotropía. Todas las rocas exhiben cierto grado de anisotropía acústica relacionada con algún evento.

Conocer la anisotropía de la formación es importante para las etapas de perforación y completación en el pozo, abarcando el área de geofísica y petrofísica. Las mediciones sonicas dipolares permiten realizar este tipo de análisis y con el registro sonico de ultima tecnología " Sonico Scanner" podemos medir la magnitud de la anisotropía y definir su orientación.

En el sur de México la complejidad estructural es alta, los yacimientos de interés son fracturados por lo que la necesidad de un análisis acústico, que permita obtener información relevante durante la perforación del pozo y para el análisis del reservorio se hace imprescindible.

El presente trabajo muestra un análisis para el campo Pache, en base a mediciones acústicas radiales de pozos con nuevas técnicas que nos ayuden a establecer programas de perforación acorde a los esfuerzos del campo y utilizarlo para pozos futuros en el área.

SE18-6

COMPORTAMIENTO ANÓMALO DEL REGISTRO RAYOS GAMMA EN FORMACIONES ARENO-ARCILLOSAS

Marín García José Manuel, Alva Morales Gerardo Habacuc y Toledo Pineda Luis Raúl
Instituto Mexicano del Petróleo
 jmaring@imp.mx

En la región Sureste de México, en el estado de Tabasco, se presenta un campo en el cual el comportamiento del registro de rayos gamma (GR) no permite diferenciar correctamente las formaciones limpias de las arcillosas. Siendo el GR el registro más utilizado para correlacionar unidades litoestratigráficas después del registro de Potencial Espontáneo (SP), este comportamiento dificulta la correlación de las arenas en el campo y de ahí la importancia de entender el fenómeno.

Bajo las circunstancias de que actualmente ya no se toma SP, por el tipo de lodo con el que se perfora, y que el registro de rayos gamma espectral parece no mejorar la situación, el presente trabajo analiza posibles escenarios que desde el punto de vista petrofísico podrían explicar éste comportamiento anómalo. Se inicia recapitulando rápidamente el principio del registro de rayos gamma convencional y espectral a fin de analizar si efectivamente el registro espectral no proporciona información respecto a este fenómeno; posteriormente se establecen escenarios posibles que puedan explicar el comportamiento anómalo del registro y la metodología probable para discernir de manera definitiva las razones de esta peculiaridad.

Aunque no se busca presentar una solución final a la cuestión debido a la escasa información, se plantean escenarios posibles y la ruta de trabajo que se ha seguido en el estudio actual del campo, a fin de generar una propuesta de análisis que pueda servir como referencia o base de futuros estudios de este u otros campos.

SE18-7

RESPUESTA DE LOS PERFILES RADIALES Y SUS APLICACIONES EN RESERVORIOS MEXICANOS

Lujan Flores Violeta
Schlumberger
 vflores6@reynosa.oilfield.slb.com

Se realizaron en tres zonas de México análisis de perfiles radiales con el Sonico Scanner. En donde los resultados demostraron tener relación con la evaluación de reservorios y completación de los mismos. El propósito de este estudio fue enfatizar que el análisis de los perfiles radiales se puede conjugar con distintas disciplinas y así mejorar la evaluación del reservorio. Los tres estudios fueron realizados en ambiente clástico y carbonatado utilizando las graficas de dispersión así como los algoritmos de procesamiento. Los resultados indican tener danos radiales debido a la perforación, así como a ciertos esfuerzos en donde con esto podríamos orientar una diferente terminación de los pozos. Por ultimo el Sonico scanner nos permite integrar diferentes disciplinas y sobresalir entre las herramientas acústicas del mercado Petrolero.

SE18-8

ANÁLISIS MULTIFRACTAL EN LA CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS ARENO ARCILLOSOS

Ronquillo Jarillo Gerardo, Coconi Morales Enrique y Rivera Recillas David
Instituto Mexicano del Petróleo
 gronqui@imp.mx

Se presenta metodología de procesado y aplicación en caracterización de yacimientos areno arcillosos, con base en entendimiento geológico y firmas multifractales de propiedades petrofísicas. En la parte de procesado, consistió en la estimación de los coeficientes de Holder de las propiedades petrofísicas (porosidad efectividad, permeabilidad, porcentaje de arcilla, resistividad, velocidad de las ondas longitudinales etc.) de los Registros Geofísicos de Pozo (RGP), calibrados con mediciones de laboratorio. Así como su ajuste estadístico de los coeficientes de Holder. Para la aplicación se correlaciona la interpretación de los RGP con núcleos y litología, para obtener los posibles escenarios geológicos del yacimiento. Posteriormente se realiza una interpolación estadística tanto con Krigin ordinario como con secuenciales Gaussianas a las propiedades petrofísicas de los RGP. Así como los obtenidos de los análisis multifractales. En nuestro caso las interpolaciones o simulaciones que mejores resultados se obtuvieron fueron las secuenciales Gaussianas. Concluyendo que estos resultados son de gran ayuda en la caracterización estática como dinámica del yacimiento.

