

Sesión Especial

REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS

Organizador:
Enrique Coconi Morales

SE02-1

CORRELACIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS Y DATOS RADIOMÉTRICOS EN ROCAS SEDIMENTARIAS Y VOLCÁNICAS DEL ÁREA DE SANTIAGO DE ANAYA, HIDALGO

González Flores Ernesto¹, Camacho Ramírez Erick¹,
Niño Olivo Isidro¹ y Coconi Morales Enrique^{1 y 2}

¹Ciencias de la Tierra, Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, IPN

²Instituto Mexicano del Petróleo
netito85@hotmail.com

Es de gran importancia la realización de estudios de registros geofísicos de pozo y radioactivos, para obtener una adecuada interpretación geológica y la correlación de zonas de interés.

El trabajo se enfoca en el análisis de los datos obtenidos de elementos radioactivos (Torio, Potasio y Uranio) que se realizó en un área de aproximadamente 228.97km², ubicada dentro del municipio de Santiago de Anaya, en el Estado de Hidalgo; tratando de correlacionar este análisis con el análisis de los registros geofísicos del pozo petrolero Ixmiquilpan-1, localizado en el anticlinal San Miguel.

Las áreas se encuentran dentro de la provincia de la Sierra Madre Oriental la cual se distingue por estar conformado de montañas plegadas con orientación casi norte – sur, constituidas a partir de secuencias marinas detríticas y calcáreas, separadas por valles aluviales y llanuras a partir de antiguas cuencas lacustres, donde aparecen elevaciones aisladas.

El uso de espectrometría de rayos gamma como una herramienta para el mapeo de las concentraciones de radioelementos ha encontrado una amplia aceptación en diversos campos como es el cartografiado geológico, ambiental y para la exploración mineralógica.

El propósito de la espectrometría de rayos gama es estimar las concentraciones radioelementales de Potasio Uranio y Torio in situ.

La adquisición de los datos espectrométricos de rayos gama incluyó una cuadrícula con intervalo entre estación y estación de 500 metros respectivamente. Los datos de espectrometría de rayos gama fueron localizados geográficamente con ayuda del GPS y la adquisición de dichos datos se realizó con un espectrómetro de rayos gama portátil GRM – 260.

Una vez tomados los datos, estos se presentaron mediante mapas de imagen de los tres radioelementos (Uranio, Torio y Potasio) y el mapa de integración de los tres radioelementos (radioactividad total) los cuales permitieron la representación de la radioactividad en el lugar, para después ser analizadas con respecto a la geología del lugar.

El uso del método como un instrumento de mapeo requiere un entendimiento de los radioelementos en rocas y suelos, y los procesos que afectan su distribución y movilidad.

En este trabajo se presenta una metodología y los resultados preliminares obtenidos con el mismo método de espectrometría de rayos gamma.

Con el fin de poder determinar la litología del subsuelo de las áreas estudiadas con espectrometría, se utilizaron los registros geofísicos del pozo exploratorio petrolero Ixmiquilpan – 1, el cual se encuentra a una distancia aproximada de 9 Km al suroeste del área de estudio.

El procesamiento de los datos de los registros geofísicos se elaboro con ayuda del software PowerLog®; y la interpretación de los registros geofísicos solo se baso en relacionar las formaciones con los resultados obtenidos del procesamiento de los datos de los registros.

Con el análisis de las estructuras litológicas que corta el pozo, y con el análisis litológico superficial de las áreas estudiadas con el método espectrométrico, se obtuvo un modelo litológico.

SE02-2

EVALUACIÓN DE FORMACIÓN DURANTE LA PERFORACIÓN PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA GEONAVEGACIÓN EN POZOS HORIZONTALES

Pérez Tinajero Carlos, Betancourt Sigmonin
José, Carderon Vila Erick y Calvo Calvo Rodrigo
Schlumberger
ctinajero@slb.com

La Región marina suroeste del golfo de México, contiene yacimientos que han sido descubiertos en areniscas Terciarias y en Carbonatos Mesozoicos. Estos campos petrolíferos son también unos de los más complejos para la perforación; perdidas de circulación de lodo, influjos de agua, zonas con sobrepresión, inestabilidad del agujero, atrapamientos de sargas de perforación, domos de sal de gran espesor, y otros eventos incrementan el riesgo y reducen la habilidad de obtener registros geofísicos convencionales.

Por otro lado, el desarrollo de algunos campos requieren pozos horizontales para incrementar la producción, este requerimiento complica los proyectos debido a que en ocasiones, por problemas de perforación, no se tiene la

información de registros suficiente para colocar los pozos en la mejor zona del yacimiento. La toma de registros geofísicos durante la perforación (LWD, por sus siglas en inglés) es una opción para la optimización de la perforación y la adquisición de los datos para una evaluación petrofísica que permita tomar decisiones en tiempo real. En este trabajo se muestra como caso de estudio el campo Yaxche, en el cual se planeó perforar un pozo horizontal y geonavegar dentro de una arenisca saturada de aceite. La primera fase del proyecto consistió en perforar un agujero piloto con 30° de inclinación para realizar la evaluación petrofísica y determinar la zona con las mejores características petrológicas. El conjunto de herramientas LWD utilizadas fueron: SonicVISION*, herramienta sónica que permite obtener la onda compresional de la formación y calcular la presión de poro para actualizar la ventana de geopresiones y reducir las pérdidas de circulación de lodo de perforación; EcoScope* que proporciona lecturas de resistividad, rayos gamma (gr), densidad, porosidad, espectroscopia mineralógica, factor fotoeléctrico, caliper, imágenes de densidad-gr y sigma para el cálculo de la saturación de hidrocarburos y la identificación de propiedades petrológicas; StethoScope* fue utilizado para las pruebas de presión de formación y obtención de gradientes de presión en las zonas de interés.

La segunda fase del proyecto consistió en utilizar todas las evaluaciones en tiempo real para seleccionar la mejor zona para el geoposicionamiento del pozo horizontal, la herramienta PeriScope* fue aplicada para detectar la cima y la base del yacimiento e incrementar la longitud de la trayectoria del agujero dentro de la zona con hidrocarburos. El uso de la tecnología LWD permitió la toma de decisiones en tiempo real para posicionar el pozo en la mejor zona, se redujeron los riesgos de perforación y se logro obtener la información geofísica. La metodología fue aplicada en tres pozos más con buenos resultados, la producción de los pozos ha incrementado de 3000bpd en pozos verticales a 9000bps en pozos horizontales donde se ha aplicado la metodología de optimización de la perforación con nueva tecnología LWD.

SE02-3

METODOLOGÍA PARA LA PREDICCIÓN DE TENDENCIAS E INTENSIDAD DE FRACTURAS POR MEDIO DE ATRIBUTOS SÍSMICOS, DESCOMPOSICIÓN ESPECTRAL Y PROCESADOS AZIMUTALES

Alvarado Molina Juan Baudilio
NetBrains
barlo2003@hotmail.com

A lo largo de los años en la industria petrolera ha sido de gran interés los yacimientos carbonatados ya que las mayores reservas a nivel mundial se encuentran en estos. Debido a lo complejo que resulta distribuir una red de fracturamiento en un cubo sísmico por la resolución que posee este. Se han desarrollado varios procesos especiales para incrementar su resolución. Por lo que el siguiente trabajo propone cuatro etapas para obtener la distribución de tendencias e intensidad de fracturamiento.

Primera Etapa: Se hace una revisión de los núcleos para ver la litología y la dirección de fracturamiento que presentan, a nivel muestra de mano; estos resultados serán relacionados con los mostrados por el registro de Imágenes y con el esfuerzo insitu actuante.

Segunda etapa: En cuanto a la sísmica se realizan los simogramas sintéticos, y se interpreta el intervalo productor para posteriormente trabajarlos con atributos geométricos, la interpretación de estos atributos nos darán alineaciones las cuales se utilizan para realizar rosetas para determinar los esfuerzos tectónicos que las ocasionaron. Con este análisis a nivel macro se intenta realizar una hipótesis de la génesis del pliegue. Y posteriormente se realizara un análisis de descomposición espectral para obtener la frecuencia dominante con el objeto de incrementar la resolución sísmica y obtener tendencias más a detalle por medio del atributo de curvatura.

Tercera etapa: Se realiza un análisis de física de rocas para poder hacer una relación entre una propiedad física a una propiedad acústica para posteriormente hacer una inversión sísmica acústica.

Cuarta etapa: El procesado azimutal da como resultado 4 apilados azimutales en los diferentes cuadrantes así como un cubo de velocidades. Todo este proceso nos dará como resultado 4 productos:

- El análisis de núcleo y el registro de imágenes nos da un mapa de tendencias a nivel de pozo como los esfuerzos insitu actuantes.
 - La inversión sísmica obtiene un mapa de facies en la parte productora, y con esto que facie es la mas fracturable .
 - El apilado azimutal obtiene un mapa de anisotropía y las anomalías de velocidad la densidad de fracturamiento.
 - La interpretación sísmica y el análisis de atributos geométricos se obtiene un mapa de tendencias a nivel macro como una explicación del la génesis del pliegue.
- Todo esto se integrará en un modelo estático el cual nos ayuda tanto a diseñar las trayectorias de los pozos como a obtener la mayor dirección de permeabilidad.

SE02-4

**OBTENCIÓN DE CUBOS DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS
Y EVALUACIÓN DE UN CAMPO PETROLERO MEDIANTE
LA APLICACIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS Y S-GEMS**Hernández Hernández Edilma^{1,2}, Padilla de los Santos Magaly
Atzín¹, Coconi Morales Enrique^{1,2} y Rivera Recillas David²¹Ciencias de la Tierra, Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, IPN²Instituto Mexicano del Petróleo

ecoconi@imp.mx; amlide61287@hotmail.com

Este trabajo presenta la evaluación y obtención de cubos de minerales y propiedades petrofísicas de un campo petrolero (campo X). Los objetivos principales del trabajo fueron: Realizar una evaluación estática del campo, generar un cubo de propiedades petrofísicas (porosidad, saturación de agua, volumen de arena, caliza y dolomita, entre otras), deducir saturación de agua e hidrocarburos usando un software comercial y un software libre llamado S-GeMS.

La información con la cual se contó, fue obtenida mediante la toma de distintos registros geofísicos en 16 pozos, dichos registros son: Potencial Espontáneo, rayos gamma, neutrón, densidad, sísmico, resistivos (LLD, LLS, MSFL), etc.

El análisis se obtuvo con ayuda de la información geológica del campo, de los datos de los registros geofísicos de pozos y un software comercial, con el cual se procesaron y evaluaron los datos de los RGP y de esta manera se obtuvieron los parámetros petrofísicos necesarios tales como saturación de agua, porosidad, resistividad del agua, exponente de cementación, exponente de saturación, entre otros, para la obtención de la litología compleja y saturación de agua e hidrocarburo.

Para la obtención completa de la evaluación del campo X se agregó un estudio de geoestadística, el cual permitió la obtención y análisis de cubos petrofísicos, este estudio se realizó con ayuda del software S-GeMS.

A partir del análisis de los RGP así como del geoestadístico se obtuvo la litología conformada principalmente por carbonatos (caliza, dolomita), y en menor proporción arena y arcilla, con algunas zonas de interés; así como la distribución espacial de las propiedades petrofísicas antes mencionadas.

La realización del presente proyecto se llevó a cabo como un proyecto terminal para fines de titulación.

SE02-5

**PREDICCIÓN DE LA CIMA Y BASE DE UN YACIMIENTO
POR DEBAJO DEL POZO MEDIANTE EL USO DE DATOS
DE ZVSP (PERFIL SÍSMICO VERTICAL CERO-OFFSET)**Vargas Magaña María Elena, Lugo López Armando,
Castillo Aldana Jorge y Mesa Cárdenas Alexandra Isabel

Schlumberger

mmagana@slb.com

Uno de los beneficios que se pueden obtener de los datos de un Perfil Sísmico Vertical Cero-Offset o ZVSP es determinar con exactitud la profundidad de la cima y base de un yacimiento por debajo del pozo con la finalidad llegar al horizonte objetivo, tener un mejor control del pozo y evitar problemas de perforación o pérdidas cuando se alcanza dicho objetivo si se trata de un reservorio de gas o aceite en el cual las condiciones de presión pueden variar (zonas sobre presurizadas). Las técnicas utilizadas que permiten determinar con exactitud la cima y base del yacimiento con los resultados del proceso del ZVSP son una técnica de Inversión sísmica, una Ecuación Lineal y un Método Gráfico. La técnica de Inversión sísmica permite obtener los valores de Impedancia Acústica a partir de la traza sísmica obtenida por el ZVSP. Con la obtención de una ecuación lineal de segundo o tercer grado a partir de los valores de Tiempo-Profundidad se obtiene una aproximación lineal de esta curva y se extrapola para predecir por debajo del pozo la profundidad del objetivo. Con el método gráfico se extrapola la tendencia de la curva de Tiempo-Profundidad con la finalidad de determinar su intercepción con los reflectores y predecir la profundidad. Este método es similar al ajuste de la tendencia de la curva de Tiempo-Profundidad mencionado anteriormente, pero solamente basado en el gráfico. En este trabajo se muestra un ejemplo de la secuencia de procesado y los resultados de un ZVSP, a partir de los cuales se aplican la técnica de Inversión Sísmica, una Ecuación Lineal y un Método Gráfico con la finalidad de predecir la cima y base de un yacimiento por debajo del pozo.

SE02-6

**ESTUDIO PETROFÍSICO: UNA METODOLOGÍA
PARA LA CLASIFICACIÓN LITOLÓGICA Y LA
IDENTIFICACIÓN DE ZONAS CON HIDROCARBURO**

León Ramírez Concepción Alejandra, Kerdan Kurdaliyova Tatiana y Del Valle García Raúl

Instituto Mexicano del Petróleo

aleon@imp.mx

En algunos campos petroleros de interés en México que son geológicamente complejos, la roca que se encuentra impregnada de hidrocarburo está representada por arenisca calcárea cementada de alta densidad y baja porosidad. Esto ocasiona que sea más difícil la identificación de los hidrocarburos en la zona ya que las respuestas de algunas propiedades físicas (como Rayos Gamma y Resistividad) son similares para areniscas altamente cementadas de baja porosidad y areniscas con hidrocarburo.

Por lo que el análisis de registros de pozo es importante para establecer la relación entre diferentes parámetros petrofísicos para identificar tipos de litología en el área.

El análisis en conjunto de parámetros petrofísicos calculados a partir de registros de pozo (Velocidad e impedancia de onda P y de la onda S, módulo volumétrico, rigidez, coeficiente de Poisson, etc.) es la base de la metodología de identificación de diferente litología e hidrocarburo en esta zona.

La comparación del comportamiento de módulos volumétrico y rigidez en el área permite identificar variaciones litológicas y presencia de hidrocarburo. Para analizar las posibles causas de heterogeneidad lateral de yacimientos se analizó la distribución mineralógica calculada y correlacionada con núcleos. Se estableció que las zonas con mayor probabilidad de presencia de hidrocarburo están relacionadas con menor contenido de calcita como cementante en areniscas. Fuerte heterogeneidad lateral en la zona es debida a que la diagénesis no afectó las rocas en la misma proporción. Al disminuir la cantidad de cementante aumenta la porosidad efectiva de la roca, lo que en general proporciona la arenisca de mejor calidad de almacenamiento. Se establece relación entre parámetros petrofísicos y areniscas de mejor calidad de almacenamiento de hidrocarburo.

SE02-7

**ALGORITMO PARA DETERMINAR VELOCIDADES EN ARENAS USANDO
MÓDULOS ELÁSTICOS Y REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS**Coconi Morales Enrique¹, Ronquillo Jarillo Gerardo¹, GómezReyes María de los Angeles² y Ramírez Hernández Roberto²¹Instituto Mexicano del Petróleo²Ciencias de la Tierra, Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, IPN

ecoconi@imp.mx

Se presenta la implementación de una metodología para la obtención de velocidades usando módulos elásticos de corte y volumétrico, registros geofísicos de pozos, en particular los de porosidad (densidad, neutrón y sísmico), porosidad crítica y corregida por efecto de arcilla, para una estructura seca y saturada. Dicha metodología se aplica en arenas y se compara con datos publicados para seis pozos del ODP (Ocean Drilling Program).

El algoritmo de obtención de las velocidades en función de porosidades y módulos elásticos se puede simplificar en: a) Generación de un modelo de sedimentos arenosos con una estructura seca y conteniendo una porosidad muy pequeña (porosidad crítica), b) Obtención de la densidad efectiva y el módulo de corte a partir de la porosidad crítica, relación de Poisson, presión hidrostática y número de contacto por grano, c) Determinación de la constante de elasticidad de la fase sólida (arena en particular); d) Estimación de los módulos elásticos en los sedimentos saturados de fluidos y e) Finalmente cálculo de las velocidades de la onda P y S respectivamente.

Los resultados obtenidos al ser comparados con datos publicados en la literatura muestran excelente correlación y validan la posibilidad de incorporar más minerales al modelo y algoritmo para una mejor correlación y determinación de las velocidades P y S.

