

Geociencias UO

Órgano de difusión científica de la Universidad Olmeca

Volumen 4, número 1, enero-junio 2021.

<http://www.olmeca.edu.mx/geociencias>



Imagen de la portada / Cover image / Imagem da capa

El Citlaltépetl, más conocido como Pico de Orizaba, es un volcán activo ubicado en los límites de los estados de Puebla y Veracruz (19° 01' 47.2" latitud norte y 97° 16' 07.8" longitud oeste), tiene una elevación de 5 636 m, su última erupción fue en 1846; está considerada la montaña más alta de México. La imagen fue tomada cerca de los 18° 59' 00.8" latitud norte y 97° 18' 39.5" longitud oeste, desde el volcán Sierra Negra en el estado de Puebla, en cuya cumbre se localiza el Telescopio Milimétrico Alfonso Serrano, el mayor radiotelescopio del mundo en su rango de frecuencia. Fotografía de Ana Karen Castellanos, cuenta de Instagram @ana.cast7

The Citlaltépetl, better known as Pico de Orizaba, is an active volcano located in the limits of the states of Puebla and Veracruz, México. (19° 01' 47.2" north latitude and 97° 16' 07.8" west longitude), it has an elevation of 5 636 m, its last eruption was in 1846; it is considered the highest mountain in Mexico. The image was taken near 18° 59' 00.8" north latitude and 97° 18' 39.5" west longitude, from the Sierra Negra volcano in the state of Puebla, on whose summit is located the Alfonso Serrano Millimeter Telescope, the largest radio telescope in the world in its frequency range. Photo by Ana Karen Castellanos, Instagram account @ana.cast7

O Citlaltépetl, mais conhecido como Pico de Orizaba, é um vulcão ativo localizado nos limites dos estados de Puebla e Veracruz (19° 01' 47.2" latitude norte e 97° 16' 07,8" longitude oeste), tem uma elevação de 5 636 m, sua última erupção foi em 1846; é considerada a montanha mais alta do México. A imagem foi tirada perto de 18° 59' 00,8" de latitude norte e 97° 18' 39,5" de longitude oeste, do vulcão Sierra Negra, no estado de Puebla, em cujo cume está localizado o Telescópio Milimétrico Alfonso Serrano, o maior radiotelescópio do mundo em sua faixa de frequência. Fotografia de Ana Karen Castellanos, conta do Instagram @ana.cast7

Comisión Técnica

| | | |
|----------------------------|-------------------------------------|------------------------------------|
| Editores | Julio César Javier Quero | Marina del Carmen Rivera Domínguez |
| Revisores | Héctor de Paz (corrector de estilo) | José Alejandro Chablé Gómez |
| Trabajo de imágenes | Brenda Ivonne Basurto Aguilar | |

Esta publicación es el órgano de divulgación científica de la Universidad Olmeca, en ella se editarán artículos originales relacionados con las Ciencias de la Tierra y sus disciplinas, que hagan énfasis en trabajos desarrollados en Iberoamérica. La revista *Geociencias UO* aceptará solamente aquellos artículos que se apeguen a las normas editoriales, publicadas en <http://www.olmeca.edu.mx/>.

Las contribuciones tienen que estar redactadas en español.

This publication is the organ of scientific disclosure of the Olmeca University, in it, original articles related to the Earth Sciences and disciplines that make emphasis on works developed in Latin America will be edited.

The magazine *Geociencias UO* will accept only those articles that are stuck to the publishing standards, published in <http://www.olmeca.edu.mx/>.

The contributions must be written in Spanish.

Esta revista é uma publicação científica da Universidade Olmeca, na qual se editarão artigos originais relacionados às Ciências da Terra e suas disciplinas que enfatizem os trabalhos realizados na América Latina. A revista *Geoscience UO* aceitará apenas os itens que aderirem às diretrizes editoriais, publicado em <http://www.olmeca.edu.mx/>

As contribuições devem ser escritos em espanhol.

Geociencias UO. Órgano de difusión científica de la Universidad Olmeca, volumen 4, número 1, enero-junio 2021, publicación bimensual, editada por la Universidad Olmeca, A. C., Carretera Villahermosa - Macuspana, km 14, Dos Montes, Centro, C. P. 86280, Villahermosa, Tabasco, México, a través de la Coordinación Editorial. Teléfono: + 52 (993) 187 9700. Ext. 1140 y 1141, correos electrónicos: editorial@olmeca.edu.mx

Reserva del Derecho al Uso Exclusivo: 04-2019-092513413800-102. ISSN, en trámite. Certificado de Licitud de Título, en trámite y Certificado de Licitud de Contenido, en trámite, ambos otorgados por la Comisión Calificadora de Publicaciones y Revistas Ilustradas de la Secretaría de Gobernación.

Impresa por MA impresores, S.A. de C. V., Av. Hierro Núm. 3, Cd. Industrial, C. P. 86010, Villahermosa, Tabasco, México.

Este número se terminó de imprimir el 5 de julio de 2021, con un tiraje de 400 ejemplares.

Las opiniones expresadas por los autores no necesariamente reflejan la postura de la Universidad Olmeca.

D. R. © 2019. Universidad Olmeca, A. C., Carretera Villahermosa-Macuspana, km 14, Dos Montes, Centro, C. P. 86280, Villahermosa, Tabasco, México.

Queda estrictamente prohibida la reproducción total o parcial de los contenidos e imágenes de la publicación sin previa autorización por escrito de la Universidad Olmeca, A.C.

Geociencias UO

Órgano de difusión científica de la Universidad Olmeca



<http://www.olmeca.edu.mx>

EDITORES EN JEFE

Francisco García Hernández

Doctor en Ciencias por la Colorado School of Mines
Investigador y experto en Petróleo.

Heberto Ramos Rodríguez

Maestro en ingeniería Petrolera por la UNAM y
maestro en Administración de Empresas por la
Universidad Olmeca.

CONSEJO EDITORIAL

Emilio Alberto De Ygartua Monteverde

Doctor en Ingeniería Constitucional Electoral por la
Universidad Carlos III de Madrid, España y doctor
en Gobierno y Administración Pública en el instituto
de Administración Pública del Estado de Tabasco.
Rector Universidad Olmeca, A. C.

Evelio Linares Cala

Doctor en Ciencias Geológicas por la
Universidad Tecnológica de La Habana, Cuba.
Vicepresidente primero de la Sociedad Cubana de
Geología, periodo 2016-2020.

Beatriz Zumalacárregui de Cárdenas

Doctora en Química
Universidad Tecnológica de La Habana, Cuba.

Francisco García Hernández

Doctor en Ciencias por la Colorado School of Mines
Investigador y experto en Petróleo.

Luzbel Napoleón Solórzano

Maestro en ingeniería petrolera por la UNAM.
Investigador y experto en Petróleo

Gabriel Enrique Baquedano Moreno

Maestro en Ciencias en Enseñanzas de las
Ciencias por el Centro interdisciplinario de
Investigación y Docena en Educación Catedrático
de la Universidad Olmeca.

Marco Antonio Maldonado Sánchez

Maestro en Ingeniería Petrolera por la UNAM.
Catedrático de la Universidad Olmeca.

Tomás Ramírez Maldonado

Doctor en Ciencias de la Ingeniería por la
Universidad Nacional Aeroespacial de Ucrania.

Nelson Esteban Salinas Rojas

Ingeniero Geólogo con especialidad en petróleo,
por la Universidad de Oriente en Venezuela.

Oswaldo Federico Donoso

Ingeniero en Minas por la Universidad de Santiago
de Chile. Investigador y experto en Petróleo.

Geociencias UO

Órgano de difusión científica de la Universidad Olmeca



<http://www.olmeca.edu.mx>

COMITÉ DE ARBITRAJE

Oswaldo Rodríguez Morán

Presidente del Comité de Arbitraje

Manuel Enrique Pardo Echarte

Doctor en Ciencias Geológicas.

Universidad Tecnológica de La Habana (CUJAE).

Investigador del Centro de Investigación del
Petróleo de Cuba.

Claudio Bartolini

Geólogo por la Universidad de Sonora, México;

Master en Geología/Ciencias de la Tierra,

Universidad de Arizona. Ph.D. en Geología/Ciencias
de la Tierra, Universidad de Texas en El Paso, EUA.

Miembro de la American Association of
Petroleum Geologists.

Oswaldo Rodríguez Morán

Master en Geología Petrolera, Universidad de Pinar
del Río, Cuba. Doctor en Ciencias Técnicas,
Universidad Tecnológica de La Habana.

Jorge Luis Torres Zafra

Máster en Ciencias Geológicas.

Instituto de Geología y Paleontología (IGP).

Servicio Geológico de Cuba.

Olga Castro Castiñeira

Doctora en Ciencias Geológicas.

Centro de Investigación del Petróleo.

Universidad Tecnológica de La Habana.

Norma Rodríguez Martínez

Doctora Ciencias Geológicas.

Académica de Mérito de la Academia de
Ciencias de Cuba.

Héctor Fernández Núñez

Master en Ingeniería Geofísica.

Doctor en Ciencias Técnicas.

Universidad Tecnológica de La Habana.

Reinaldo Rojas Consuegra

Master en Geología.

Doctor en Ciencias Geológicas.

Centro de Investigación del Petróleo de Cuba.

Virginia González Acosta

Master en Ciencias Geológicas.

Doctorado Ciencias de la Tierra.

UNAM, México.

Sumario

| | | |
|--|--|----|
| Presentación | <i>Emilio Alberto De Ygartua Monteverde</i> | 4 |
| Inversión de onda completa multiescala para la estimación de modelos acústicos de velocidades en el ejemplo del Cinturón Plegado y Cabalgado Norte Cubano | <i>Héctor Abel Fernández Hernández, Emilio R. Escartín Sauleda y Eimy Ramírez Ponce.</i> | 5 |
| Fracturamiento hidráulico mediante disparos y redisparos | <i>Xenia Judit Berttolini Villagómez</i> | 17 |
| Parámetros de la inversión que modifican la calidad de la imagen en la tomografía eléctrica. Caso de estudio. | <i>Héctor Manuel Fernández Núñez y María Amelia Pereira de Barros da Silva</i> | 24 |
| Ajuste de densidades de control para la perforación de formaciones fracturadas de forma natural, mediante el análisis de la presión estática de yacimiento en pozos de desarrollo. | <i>Ángel Suárez Rodríguez</i> | 40 |
| Minería de datos para el análisis de la continuidad de las propiedades del reservorio en las escamas Veloz 1, 2 y 3 del yacimiento Yumurí-Seboruco, Cuba | <i>Ariel García Martínez, Odalys Reyes Paredes y Milton García Borroto</i> | 52 |



Presentación



Distinguidos lectores, tenemos el gusto de presentar a ustedes la edición número siete de la revista *Geociencias UO*, órgano de difusión científica de la Universidad Olmeca, dirigida a estudiantes, profesionales, docentes, investigadores e interesados en los temas de las ciencias de la tierra.

En esta ocasión les ofrecemos cinco interesantes artículos, dos de los cuales son de jóvenes profesionistas mexicanos muy talentosos, con trabajos orientados a la geología, y los otros tres de investigadores internacionales con información muy interesante del uso de la acústica, de la tomografía eléctrica y la minería de datos.

Queremos informarles que la revista *Geociencias UO* ha iniciado el proceso de indexación, por lo que cada número que editamos nos acerca más a este objetivo.

Les agradecemos su preferencia y, por supuesto, a los colaboradores que nos proporcionaron sus artículos les enviamos una felicitación y los exhortamos a continuar investigando y compartiendo sus conocimientos a través de nuestra revista.

Dr. Emilio De Ygartua Monteverde
Rector

Inversión de onda completa multiescala para la estimación de modelos acústicos de velocidades en el ejemplo del Cinturón Plegado y Cabalgado Norte Cubano

Héctor Abel Fernández Hernández¹, Emilio R. Escartín Sauleda² y Eimy Ramírez Ponce³

¹ Ingeniero geofísico. Universidad Tecnológica de la Habana «José Antonio Echeverría» (CUJAE), Ave 114, No.11901, entre Ciclovía y Rotonda, Marianao, C.P. 19390, La Habana, Cuba. hafernandezh9706@gmail.com.

² Ingeniero geofísico. Doctor en Ciencias Geológicas. Universidad Tecnológica de la Habana «José Antonio Echeverría» (CUJAE), Ave 114, No.11901, entre Ciclovía y Rotonda, Marianao, C.P. 19390, La Habana, Cuba. escartin@civil.cujae.edu.cu.

³ Ingeniera geofísico. Universidad Tecnológica de la Habana «José Antonio Echeverría» (CUJAE), Ave 114, No.11901, entre Ciclovía y Rotonda, Marianao, C.P. 19390, La Habana, Cuba. ramirezponceimy2@gmail.com.

RESUMEN

El Cinturón Plegado y Cabalgado Norte Cubano, es una zona con características favorables para la localización de estructuras con presencia de hidrocarburos; sin embargo, dicha región posee una elevada complejidad geológica, lo cual provoca que las técnicas que se emplean en la actualidad en el sector petrolero cubano para el procesamiento e interpretación de datos sísmicos no permiten estimar con suficiente resolución modelos acústicos de velocidades del subsuelo. Para contribuir a dar solución a dicho problema, en la presente investigación se propone implementar una técnica novedosa conocida como Inversión de Onda Completa, en su variante multiescala, que utiliza toda la información contenida en los sismogramas y varias bandas de frecuencia, lo que permite estimar modelos de velocidades con una elevada resolución en comparación con los métodos tradicionales. Con esta finalidad se desarrolló un programa informático en Matlab capaz de realizar este tipo de inversión sobre datos sísmicos, el cual fue validado mediante la realización de diversas pruebas nu-

méricas sobre datos sintéticos simulados a partir de un modelo patrón. Estas pruebas mostraron resultados satisfactorios, lográndose recuperar la mayor parte de los detalles de los modelos originales mediante la inversión. De esta forma se logró estimar modelos de velocidades acústicos de alta resolución a partir de la inversión de onda completa multiescala de datos sintéticos, obtenidos a partir de la simulación numérica del campo de ondas sobre un modelo real. Los resultados obtenidos permitieron comprobar que la variante multiescala permite dar solución al problema de convergencia prematura a mínimos locales y que los recursos de alto desempeño computacional garantizan la obtención de soluciones precisas en intervalos de tiempos razonables.

Palabras claves: Inversión de onda completa multiescala (MFWI), sísmica, cinturón plegado, computación de alto desempeño (HPC), Matlab.

ABSTRACT

The Cuban Northern Folded Belt is an area with

favorable characteristics for the location of structures with the presence of hydrocarbons; however this region has a high geological complexity, which causes the techniques which are currently used in the Cuban oil sector for processing and interpreting seismic data, do not allow estimating acoustic models of subsurface velocities with enough resolution. To help solving this problem, the present research proposes the implementation of a new technique known as Full Waveform Inversion, in its multiscale variant, which uses all the information contained in the seismograms and various frequency bands, and allows the estimation of velocity models with higher resolutions, compared to traditional methods. For this purpose, a computer program was developed in Matlab. This program is capable of performing this type of inversion on seismic data and was validated by performing various numerical tests on synthetic data simulated from a patron model, these tests showed satisfactory results, recovering practically all the original model details through the inversion procedure. In this way it was possible to estimate acoustic velocity models of great resolution from the implementation of high computational performance of full wave inversion on synthetic data obtained from the numerical simulation of the wave field. The results obtained allowed us to verify that the multiscale variant allows solving the problem of premature convergence at local minima and that the resources of high computational performance guarantee the obtaining of precise solutions in reasonable time intervals.

Keywords: Multiscale Full Wave Inversion (MFWI), seismics, folded belt, high performance computing (HPC), Matlab.

RESUMO

A Faixa Dobrada do Norte Cubano é uma área com características favoráveis para a localização de estruturas com importantes acumulações de

hidrocarbonetos; porém, esta região possui uma alta complexidade geológica o que faz com que as técnicas atualmente utilizadas no setor petrolífero cubano para o processamento e interpretação de dados sísmicos, não permitem estimar modelos acústicos de velocidades de subsuperfície com resolução suficiente. Para contribuir à resolução deste problema, a presente pesquisa propõe a implementação de uma nova técnica conhecida como Full Wave Inversion, em sua variante multiescala, que utiliza todas as informações contidas nos sismogramas e várias bandas de frequência o que permite estimar modelos de velocidades com alta resolução, comparada aos métodos tradicionais. Para isso, foi desenvolvido um programa de computador em Matlab, capaz de efetuar este tipo de inversão em dados sísmicos o qual foi validado através da realização de vários testes numéricos em dados sintéticos simulados, a partir de um modelo padrão. Esses testes forneceram resultados satisfatórios, com a recuperação de grande parte dos detalhes dos modelos originais através da inversão. Desta forma, foi possível estimar modelos de velocidades acústicas de alta resolução a partir da implementação da inversão de onda completa multiescala de dados sintéticos obtidos a partir da simulação numérica do campo de ondas sobre um modelo real. Os resultados obtidos permitiram verificar que a variante multiescala permite resolver o problema da convergência prematura em mínimos locais e que os recursos de alto desempenho computacional garantem a obtenção de soluções precisas em intervalos de tempo razoáveis.

Palavras chaves: Inversão de onda completa multiescala (MFWI), sísmica, faixa dobrada, computação de alto desempenho (HPC), Matlab.

INTRODUCCIÓN

En general, el cuadro sísmico del Cinturón Plegado y Cabalgado Norte Cubano corresponde a

estructuras imbricadas y compuestas por pliegues sobrecorridos tipo dúplex, con un alto grado de fracturación y fallamiento. En estas zonas se ubican los principales yacimientos cubanos, en su mayoría localizados en lo que se denomina la Franja Petrolera Norte Cubana (FPNC), que aporta cerca del 95 % de la producción nacional.

Es frecuente que para el estudio de estas regiones se emplea el método sísmico de prospección, en lo particular en su variante de reflexión, que permite, a partir del procesamiento de los «ecos» observados en superficie, conformar una «imagen» representativa del subsuelo, la cual se interpreta para obtener conclusiones geológicas coherentes con la realidad. En este contexto, la etapa de análisis de velocidades sísmicas juega un papel fundamental, dado que estas velocidades se utilizan en el proceso de migración de los datos sísmicos y permiten obtener la posición real de los reflectores en profundidad o en tiempo.

Con respecto a este tema en los pasados años han sido realizados diferentes trabajos investigativos en el mundo, ejemplos son Yilmaz (2001), Serrano *et al.*, (2003) y Cova (2008). En Cuba también se han realizado aportes al tema (Miró *et al.*, 2013; Lastra *et al.*, 2013). Sin embargo, a pesar de los avances realizados en este campo, los modelos de velocidades obtenidos para la región del Cinturón Plegado y Cabalgado Norte Cubano, presentan bajos niveles de resolución y en general resultan de poca confiabilidad para la realización de análisis posteriores. Esto es debido a dos causas fundamentales: las complejidades de la geología cubana y las consecuentes dificultades presentadas durante la adquisición, el procesamiento y la interpretación de los datos sísmicos (Lastra *et al.*, 2013). Precisamente, durante el desarrollo de la presente investigación se propone la introducción de un nuevo procedimiento para el procesamiento y auxilio en la interpretación, conocido como inversión de onda completa (*Full Waveform Inversion*, FWI), al ser el objetivo esencial estimar modelos de velocidades acústicos de alta

resolución y detalle. Además se proponen como objetivos específicos de la investigación:

- Desarrollar un programa informático capaz de realizar la inversión de onda completa de datos sísmicos.
- Evaluar el desempeño de la variante multiescala para dar solución al problema de convergencia a mínimos locales de la técnica de inversión de onda completa.
- Comparar la implementación del algoritmo de inversión de onda completa en arquitectura multi-CPU y GPU.

En la actualidad la técnica FWI se sustenta sobre un poderoso basamento teórico y ejemplos prácticos como Zhou y Greenhalgh (2003), Yu y Hanafy (2014), Schuster (2017), demuestran la aplicabilidad de esta técnica para dar solución a gran cantidad de tareas geológicas. En Cuba esta técnica no ha sido implementada antes y con esta investigación se pretenden sentar las bases teóricas y prácticas que permitan su aplicación y posterior generalización en aras del incremento de la efectividad de las investigaciones realizadas para la prospección de hidrocarburos en el país.

MATERIALES Y MÉTODOS

En este trabajo, el proceso de inversión de onda completa, será dividido para su comprensión en dos procesos diferentes. Primeramente, se requiere contar con un operador matemático que permita realizar la modelación del campo de ondas con la mayor precisión posible, de forma tal que se logre realizar una simulación lo más cercana posible a un levantamiento sísmico real. En condiciones normales, esta modelación del campo de ondas se sustituye por un levantamiento sísmico de la zona de interés, que aporte los datos sísmicos. Por otro lado, al contar con dichos datos sísmicos, se requiere de un aparato matemático adicional, que permita realizar la estimación de los parámetros del modelo de velo-

cidad que caracteriza el subsuelo a partir de datos observados (o estimados por la modelación, como ocurre en este trabajo), a lo que en general se le suele llamar proceso inverso o inversión. A continuación, se presentan las principales expresiones y algoritmos empleados.

Problema directo

Para realizar la simulación de la propagación de las ondas en el subsuelo, se usa la ecuación siguiente:

$$\frac{1}{m^2(x,y,z)} \frac{\partial^2 p(x,y,z,t)}{\partial t^2} = \frac{\partial^2 p(x,y,z,t)}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p(x,y,z,t)}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p(x,y,z,t)}{\partial z^2} + s(x,y,z,t) \quad (1)$$

Esta expresión representa la ecuación de onda acústica en tres dimensiones con densidad constante para un medio isótropo, donde $\mathbf{m}(x,y,z)$ es campo escalar de velocidades acústicas en el medio, $p(x,y,z,t)$ denota el campo escalar de presiones; x,y,z son las variables espaciales; t es la variable temporal y $s(x,y,z,t)$ es el término que representa la fuente de energía.

Para resolver la ecuación de onda desde el punto de vista numérico se emplea el método de expansión rápida (en inglés, *Rapid Expansion Method, REM*) propuesto por Pestana y Stoffa (2010). Este es un método robusto que permite la propagación del campo de ondas con frecuencias más altas y en intervalos mayores de tiempo y espacio (Gomes, 2013).

La formulación del *REM* parte de la solución formal de la ecuación de onda en una dimensión (**ecuación 2**) dado por Pestana y Stoffa (2010).

$$u(x,t) = \cos(Lt) u_0 + L^{-1} \sin(Lt) \dot{u}_0 \quad (2)$$

Con $-L^2 = v^2(x)\nabla^2$ sujeto a las condiciones iniciales:

$$\begin{cases} u(x,t=0) = u_0 \\ \left. \frac{\partial u(x,t)}{\partial t} \right|_{t=0} = \dot{u}_0 \end{cases} \quad (3)$$

Al sumar los campos de ondas evaluados en $t + \Delta t$ y $t - \Delta t$ se obtiene:

$$u(x,t + \Delta t) + u(x,t - \Delta t) = 2 \cos(L\Delta t) u(x,t) \quad (4)$$

El coseno en la **ecuación 4** será expandido al emplear polinomios de Chebyshev (Tal-Ezer *et al.*, 1987):

$$\cos(L\Delta t) = \sum_{k=0}^M C_{2k} J_{2k}(tR) Q_{2k}\left(\frac{tL}{R}\right) \quad (5)$$

donde $C_{2k} = 1$ para $k = 0$ y $C_{2k} = 2$ en cualquier otro caso, J_{2k} representa la función de Bessel de orden $2k$, R es un valor escalar igual al máximo valor asumido por el operador $-L^2$ y Q_{2k} son polinomios modificados de Chebyshev, calculados de forma recursiva a través de la siguiente relación:

Esta recursión es iniciada con:

$$Q_{k+2}(w) = 2(1 + 2w^2)Q_k(w) - Q_{k-2}(w) \quad (6)$$

Esta recursión es iniciada con:

$$\begin{cases} Q_0(w) = 1 \\ Q_2(w) = 1 + 2w^2 \end{cases} \quad (7)$$

El valor de R será calculado de modo analítico para la ecuación de onda acústica 3D al considerar una velocidad constante c :

$$R = \pi c \sqrt{\frac{1}{(\Delta x)^2} + \frac{1}{(\Delta y)^2} + \frac{1}{(\Delta z)^2}} \quad (8)$$

Para el caso más común, en que la velocidad en el medio es variable con las coordenadas espaciales, el valor de c se escoge como el valor máximo de velocidad del modelo, de forma tal que se garantice el valor máximo de R .

Un aspecto importante en el método *REM* es el aparato matemático empleado para calcular el operador laplaciano. En este caso, con el objetivo de evitar el efecto perjudicial llamado dispersión numérica, se emplea la transformación de Fourier para el cálculo de las derivadas espaciales. De esta forma el operador $-L^2 = v^2(x)\nabla^2$ será calculado mediante la relación:

$$-L^2 p(x, t) = v(x)^2 F^{-1} \{ [-k_x^2 - k_y^2 - k_z^2] F[p(x, t)] \} \quad (9)$$

donde $F()$ y $F^{-1}()$ representan las transformaciones de Fourier directa e inversa, respectivamente.

Problema inverso

Como el cálculo exacto del operador inverso G^{-1} es imposible de realizar de forma práctica, de modo convencional la metodología *FWI* es formulada como un problema iterativo de optimización del tipo mínimos cuadrados; así, la función objetivo a ser minimizada está dada por:

$$J(m_k) = \frac{1}{2} \|d - G(m_k)\|^2 \quad (10)$$

donde $J(m_k)$ es una medida del error, $\|\cdot\|$ denota la norma L_2 y $G(m_k)$ representa el operador directo aplicado sobre un modelo m_k en la iteración k ; por tanto, lo que se desea encontrar es un modelo m_k cuya función objetivo $J(m_k)$, proporcional a la norma de la discrepancia entre los datos d observados (o estimados mediante la modelación directa) y los datos estimados a partir del modelo m_k obtenido por inversión de dichos datos observados en la iteración k , presente un valor mínimo.

De forma resumida, el procedimiento para la actualización de un modelo m_k mediante el algoritmo de inversión de onda completa se comenta a continuación para la iteración k :

- Calcular el gradiente g_k
- Calcular la dirección de búsqueda p_k
- Calcular la longitud de paso a_k
- Actualizar el modelo al usar el esquema iterativo propuesto
- Si no se ha alcanzado la convergencia repetir todo el proceso desde el primer paso

Cálculo del gradiente

El gradiente de la función objetivo $J(m)$ es una medida de la variación de la discrepancia entre los datos modelados y los observados, con relación a cada uno de los parámetros del modelo. Esta in-

formación es esencial para escoger la actualización que será hecha a cada uno de los parámetros del modelo, a fin de minimizar la función objetivo.

Una forma práctica de calcular el gradiente de $J(m)$ es a través del llamado método adjunto, a partir del cual se calcula el gradiente en el dominio del tiempo a través de la siguiente relación (Gomes, 2013):

$$\nabla J(c) = \frac{2}{c^3} \sum_{nd} \sum_{t=0}^{tmax} \ddot{u}_s(x, t) u_r(x, t) \quad (11)$$

donde c es la velocidad de propagación de la onda, nd es la cantidad de disparos, $tmax$ es la longitud total del registro en segundos, u_r es la llamada variable de estado y \ddot{u}_s es la segunda derivada temporal del campo propagado directo en tiempo, para el caso del método REM se calcula de la siguiente forma:

$$\ddot{u}_s(x, t) = \frac{2 \left[\sum_{k=0}^M C_{2k} J_{2k}(tR) Q_{2k} \left(\frac{tL}{R} \right) - 1 \right]}{\Delta t^2} u^n \quad (12)$$

Adicionalmente, es necesario calcular u_r que es el campo resultante de la propagación reversa en tiempo del residuo entre el dato observado y el calculado sobre el modelo de velocidades actual. Dicho campo será calculado mediante la siguiente relación:

$$\frac{1}{c^2} \frac{\partial^2 u_r(x, t)}{\partial t^2} = \nabla^2 u_r(x, t) + (d_{calc} - d_{obs}) \quad (13)$$

Esta relación es análoga a la ecuación de onda propuesta con anterioridad (**ecuación 1**), con la particularidad de que el término fuente en este caso es la diferencia entre el dato calculado y observado ($d_{calc} - d_{obs}$). Debido a las condiciones de contorno, la solución de esta ecuación por lo general se hace de modo reverso en tiempo, es decir desde $t = T$ hasta $t = 0$.

Dirección de búsqueda

Una vez que se cuenta con un sólido algoritmo para estimar el gradiente de la función objetivo $\nabla J(c)$, el problema de optimización de FWI se resolverá mediante el método cuasi-Newton, el cual no solo da información respecto a la dirección de búsqueda, sino también aporta información sobre la curvatura de la función de costo $J(m)$. El algoritmo cuasi-Newton más popular es el método de BFGS, llamado así por sus desarrolladores Broyden, Fletcher, Goldfarb y Shanno. Este método propone guardar todos los modelos y gradientes obtenidos en cada una de las iteraciones realizadas en la inversión y luego utilizarlos para obtener una dirección de búsqueda. Sin embargo, para el caso de la inversión FWI , el costo computacional debido al almacenamiento de estos gradientes y modelos será muy grande y difícil de manejar. A medida que se avanza en las iteraciones de la inversión y se acerca al mínimo de la función objetivo, las iteraciones iniciales dejan de aportar información relevante para el proceso de minimización y se pueden convertir en un lastre para el proceso de inversión. Por esta razón, se emplea una versión que limita el número de gradientes y modelos de velocidad que se guardan para calcular la dirección de búsqueda. El método BFGS de memoria limitada (L-BFGS) utiliza los gradientes y modelos de las últimas l iteraciones anteriores (típicamente con $l < 10$) para calcular una aproximación de la matriz Hessiana recursivamente, tal como se presenta a continuación en pseudo-código (Gomes, 2013):

Algoritmo 1: Método L-BFGS

```

1:  $q \leftarrow g(\hat{m}^k)$ 
2: for  $i = k - 1 : -1 : k - l$ 
3:    $\epsilon_i \leftarrow \sigma_i s_i^T q$ 
4:    $q \leftarrow q - \epsilon_i y_i$ 
5: end
6:  $r \leftarrow D_k^0 q$ 
7: for  $i = k - l : 1 : k - 1$ 
8:    $r \leftarrow r + s_i (\epsilon_i - \sigma_i y_i^T r)$ 
9: end

```

donde:

$$s_k = m_{k+1} - m_k \quad ; \quad y_k = g_{k+1} - g_k \quad (14-15)$$

Además D_k^0 será aproximado mediante una matriz diagonal de la forma $D_k^0 = \gamma_k I$ y finalmente:

$$\sigma_k = \frac{1}{y_k^T s_k} \quad (16)$$

$$\gamma_k = \frac{s_{k-1}^T y_{k-1}}{y_{k-1}^T y_{k-1}} \quad (17)$$

donde s_k representa la diferencia entre los modelos de velocidad y γ_k sirve como un operador de escala, que trata de emular valores verdaderos de la matriz Hessiana.

Longitud del paso

Estimar de forma correcta la longitud del paso en cada iteración es imprescindible para lograr la convergencia de la técnica de inversión de onda completa al mínimo global buscado. En la actualidad existen muchos métodos de búsqueda en línea que asumen de forma local un comportamiento cuadrático de la función objetivo a fin de encontrar un mínimo que satisfaga las llamadas condiciones de Wolfe, que serán presentadas en breve. Una forma más genérica de desarrollar este procedimiento es a través del método de marcha atrás o *backtracking*. Este algoritmo plantea que a partir de una tentativa inicial de la longitud del paso se comienza a reducir de forma paulatina dicho valor mediante un factor de decrecimiento, hasta que sea admitido un criterio de parada. Este proceso se ilustra a continuación.

Algoritmo 2: Método Backtracking

1: $\alpha_k \leftarrow \alpha_k^0$
 2: **Evaluar** $\phi(\alpha_k)$
 3: **While** *No se cumpla condición de parada*
 4: $\tau \leftarrow c \in (0,1)$
 5: $\alpha_k \leftarrow \tau\alpha_k$
 6: **Evaluar** $\phi(\alpha_k)$
 7: **end**

Como condición de parada se establecen las llamadas condiciones de Wolfe, en este caso en su primera forma, que se expresan como:

$$J(m_k + \alpha_k p_k) < J(m_k) + c_1 \alpha_k g_k^T p_k \quad (18)$$

En este caso c_1 es un valor constante tal que $0 < c_1 < 1$. El término del lado derecho de la ecuación 18 será vista como una recta que corta al gráfico de la función objetivo evaluada en un modelo actualizado de la forma $J(m_k + \alpha p_k)$. Esto además de garantizar la convergencia, evita también los mínimos locales durante la búsqueda del mínimo global.

RESULTADOS

A partir de las fórmulas presentadas con anterioridad se desarrolló un programa informático en lenguaje Matlab para realizar tanto la modelación directa del campo ondulatorio (creación de unos datos sintéticos «observados» d), como el proceso de inversión de los datos. A dicho programa además se le añadió la capacidad de realizar cómputos de forma paralelizada con el objetivo de acelerar la ejecución del código. Para las pruebas numéricas se empleó un modelo representativo de la geología del Cinturón Plegado y Cabalgado Norte Cubano (Abreviado de ahora en adelante como CPNC). Dicho modelo se emplea de forma convencional en este tipo de investigaciones como benchmark y permite evaluar de forma adecuada la fiabilidad de los algoritmos aplicados. Al emplear el programa desarrollado se generó un conjunto de datos sintéticos a partir del modelo CPNC, que fueron empleados con posterioridad para realizar las pruebas de inversión. Todos los resultados fueron obtenidos al utilizar el clúster de computadoras del departamento de Geociencias de la Universidad Tecnológica de la Habana. A continuación, en las **figuras 1 y 2** se presentan el modelo empleado y una muestra del dato sintético generado, respectivamente.

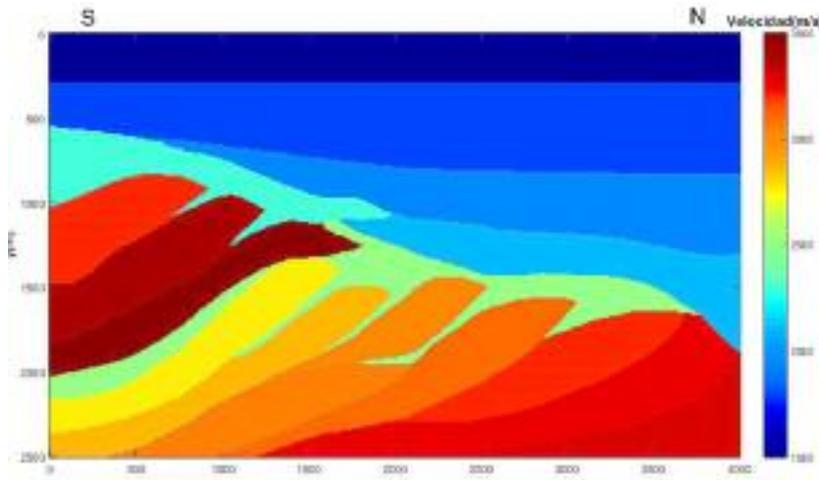


Figura 1. Modelo del Cinturón Plegado y Cabalgado Norte Cubano, con intervalo espacial de malla de 10 metros.

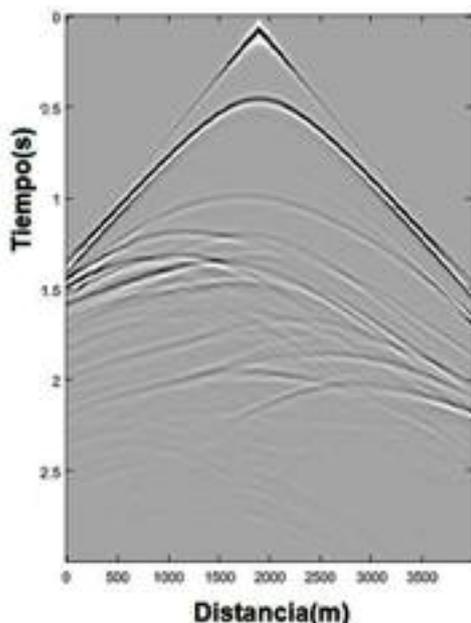


Figura 2. Ejemplo de sismograma sintético obtenido mediante la implementación del método de expansión rápida sobre el modelo CPNC de la **Figura 1**.

En la modelación se utilizó como expresión de la fuente una ondícula de Ricker con una frecuencia pico de 15 Hz, se empleó tiro central, con la fuente fue ubicada en la posición $x=1900$ m en la superficie, se utilizó una longitud de registro total de 3 segundos y un intervalo de muestreo temporal de 0.001 segundos, para un total de 3000 muestras por 401 trazas, separadas cada 10 m. Los registros obtenidos fueron representados en Matlab al aplicar el paquete de visualización del módulo CREWES (Margrave, 2006).

Inversión de Onda Completa convencional

En esta sección se presentan los resultados obtenidos luego de aplicar la técnica de inversión de onda completa sobre el conjunto de datos sintéticos creados mediante la simulación del campo ondulatorio. En este caso se emplea una separación entre receptores de 10 m, una separación entre fuentes de 150 metros, para un total de 27 disparos. Como fuente se emplea una ondícula de Ricker de frecuencia pico de 15 Hz, un intervalo de muestreo temporal de 0.001 s y una lon-

gitud de registro total de 3 s; se utiliza además una frontera absorbente de 40 puntos en los límites laterales e inferior del modelo. El modelo de velocidad inicial (**Figura 3**) se creó mediante una suavización del modelo original con un filtro pasa bajas gaussiano. Se empleó el método de modelación de expansión rápida (REM) y para el caso del método de optimización se implementó el algoritmo L-BFGS con longitud de paso inicial igual al valor unitario. A continuación, en la **figura 4** se presentan los resultados luego de aplicar el algoritmo de inversión de onda completa en su variante convencional.

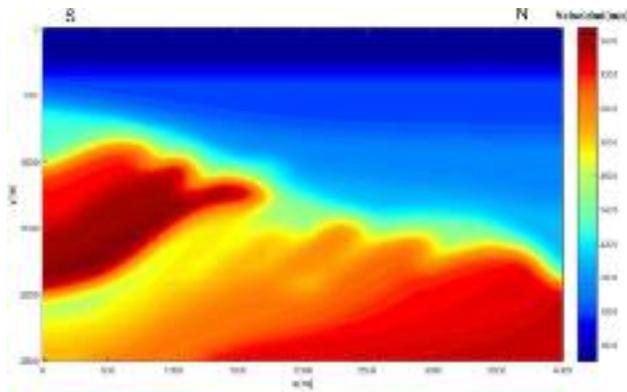


Figura 3. Modelo de velocidades inicial. Caso CPNC.

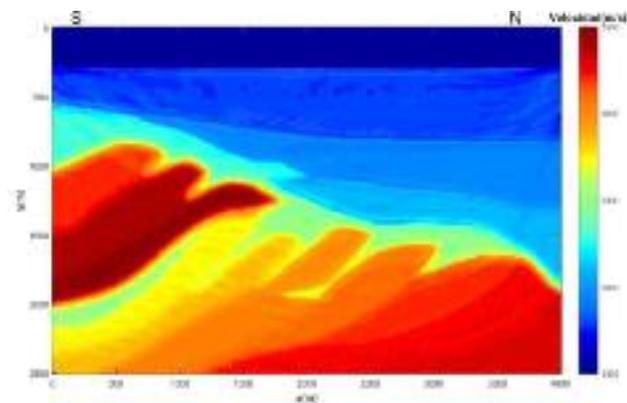


Figura 4. Modelo de velocidades estimado mediante FWI convencional al emplear el método de L-BFGS. Caso CPNC.

Inversión de Onda Completa Multiescala

La Inversión de Onda Completa, tal y como ha sido implementada hasta este punto, está sujeta a la

convergencia hacia mínimos locales, debido a la alta no-linealidad del problema (Virieux y Operto, 2009). Para mitigar este fenómeno surge la estrategia multiescala, que consiste en realizar el procesamiento de inversión para un conjunto escalado de frecuencias. De esta forma se comienza filtrando el dato original hasta un rango de frecuencias menor, luego se aplica la inversión a partir de un modelo de partida, con posterioridad el modelo obtenido mediante esta inversión se toma como modelo inicial y se incrementa el rango de frecuencias. Este proceso se repite hasta una determinada cantidad de bandas de frecuencias o hasta que se cumpla un determinado criterio de aceptación. Es necesario aclarar que cuando se emplea un valor de frecuencia determinado para la simulación, se considera que la banda de frecuencias abarca desde 0 hasta dicho valor.

En la presente investigación fueron seleccionadas de forma empírica las frecuencias de 3, 14 y 30 Hz, considerándose valores de baja, media y alta frecuencias respectivamente y se aplicó el procedimiento descrito con anterioridad, a partir del modelo inicial (**Figura 3**). Los parámetros de adquisición se mantuvieron iguales a los casos anteriores y se aplicó como método de optimización el algoritmo L-BFGS. En las **figuras 5, 6 y 7** se muestran los resultados luego de aplicar la inversión de onda completa en su variante de multiescala sobre el modelo CPNC (**Figura 1**).

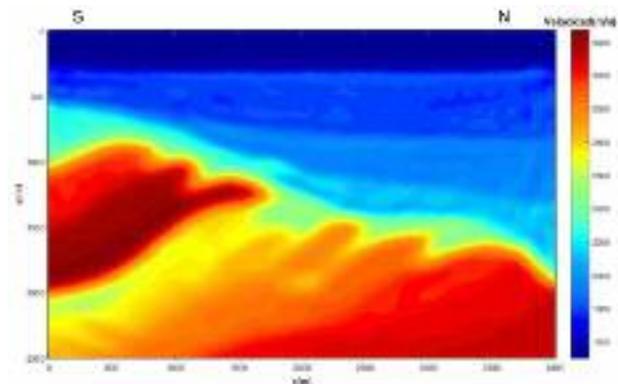


Figura 5. Modelo de velocidades estimado mediante FWI multiescala al emplear el método de L-BFGS y una frecuencia pico de 3 Hz. Modelo CPNC.

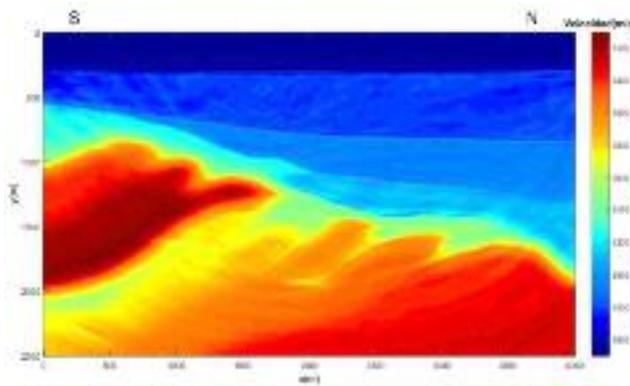


Figura 6. Modelo de velocidades estimado mediante *FWI* multiescala al emplear el método de L-BFGS y una frecuencia pico de 14 Hz. Modelo CPNC.

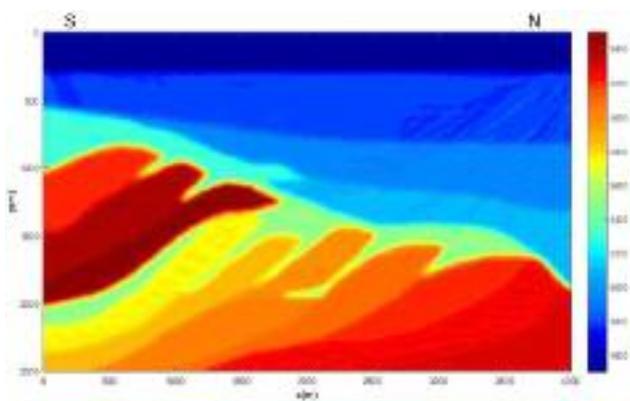


Figura 7. Modelo de velocidades estimado mediante *FWI* multiescala al emplear el método de L-BFGS y una frecuencia pico de 30 Hz. Modelo CPNC.

DISCUSION

Para la inversión convencional se observa, de forma general, que los algoritmos implementados fueron capaces de lograr una actualización consistente del modelo de velocidad inicial (**Figura 3**), de forma tal que el modelo obtenido, luego de 10 iteraciones, será considerado, más próximo al modelo original (**Figura 1**). El proceso de inversión fue capaz de estimar de forma correcta los intervalos de velocidades, además de detallar de forma notable los contactos entre las diferentes capas litológicas. Las principales deficiencias que se observan en el modelo obtenido mediante inversión convencional radican en la parte profunda del corte,

donde no se consigue detallar el contacto entre las escamas de los cabalgamientos que caracterizan esta sección. Esta zona se considerará compleja desde el punto de vista sismo-geológico, debido al elevado volumen de fenómenos ondulatorios nocivos que tienen lugar a consecuencia de la distribución geométrica de las estructuras. Sumado a esto, ocurre que la *FWI* convencional está sujeta al problema de convergencia a mínimos locales, lo cual produce que la función objetivo alcance un valor estable de forma prematura, al impedir una actualización razonable del modelo con cada nueva iteración, lo cual en definitiva determina también una pérdida de calidad en la imagen final.

Para el caso de la inversión multiescala se observa en la **figura 5** que el modelo obtenido para la frecuencia más baja (3Hz) logra recuperar las estructuras de mayores dimensiones del modelo, al acentuar los contrastes de velocidades en las zonas más profundas del corte. De esta manera se logra un modelo inicial más próximo al real. El modelo obtenido para la frecuencia media (14Hz) permite diferenciar con mayor precisión las estructuras y diferentes capas litológicas (**Figura 6**), notándose de forma análoga al caso de inversión convencional, un deterioro en la calidad de la imagen en lo fundamental hacia la parte profunda del modelo. Finalmente, en el modelo obtenido para la mayor frecuencia (**Figura 7**) se observa que se logró mitigar el efecto de distorsión de la imagen y que las estructuras se logran identificar con mayor nitidez, tal como se esperará.

CONCLUSIONES

- Se lograron estimar modelos de velocidades acústicos de alta resolución a partir de la implementación de alto desempeño computacional de la Inversión de Onda Completa sobre datos obtenidos a partir de la simulación numérica del campo de ondas.
- Se desarrolló un programa informático capaz de realizar la Inversión de Onda Completa sobre datos sísmicos, cuya efec-

tividad fue validada mediante pruebas numéricas sobre datos sintéticos.

- Se verifica que la variante multiescala permite superar el problema de convergencia a mínimos locales, observándose un notable incremento de la calidad y resolución de las imágenes obtenidas, en comparación con la alternativa convencional de la Inversión de Onda Completa.
- Las implementaciones desarrolladas, con recursos de computación de alto desempeño (arquitecturas multi-CPU y GPU), producen resultados en intervalos de tiempo aceptables, lo que abre posibilidades para su uso cotidiano en la industria cubana de exploración de hidrocarburos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Cova, D.**, 2008, Post Procesamiento e Interpretación sísmica 2D del bloque Ayacucho 6 de la faja petrolífera del Orinoco: Sartenejas, Venezuela, Ilustre Universidad Simón Bolívar, tesis en opción al grado de Ingeniero Geofísico (inérita), 177 pp.
- Gomes, A.W.**, 2013, Inversão de forma de onda aplicada à análise de velocidades sísmicas utilizando uma abordagem multiescala: Salvador, Bahia, Brasil, Universidade Federal da Bahia, tesis en opción al grado de Master (inérita), 144 pp.
- Lastra, M., Ojeda, R.J., Amejeiras G.A.**, 2013, Algunos factores que afectan el procesamiento de los datos sísmicos en la prospección petrolera. Propuestas de soluciones: Ciencias de la Tierra y el Espacio. 14(2): 126-140.
- Margrave, G.** 2006, Methods of Seismic Data Processing: Universidad de Calgary, CREWES PROJECT, 410 pp.
- Miró, G., García M., Domínguez, A.**, 2013, Modelación de velocidades sísmicas en el sector noroccidental del Cinturón Plegado Cubano: Revista Cubana de Ingeniería 4(3): 33-40.
- Pestana, R.C., Stoffa P.L.**, 2010, Time evolution of the wave equation using rapid expansion method: Geophysics. 75(4): 121-131.
- Schuster, G.T.**, 2017, Investigations in Geophysics: 8801 S. Yale Ave., Ste. 500 Tulsa, OK U.S.A., Society of Exploration Geophysicists, 354 pp.
- Serrano, I., Morales, J., Torcal, F.**, 2003, Imágenes tomográficas en el sur de España y norte de Marruecos: Física de la Tierra, 15(10): 145-160.
- Tal-Ezer, H., Kosloff D., Koren, Z.**, 1987, An accurate scheme for forward seismic modeling: Geophysical Prospecting, 35(5), 479-490.
- Virieux, J., Operto S.**, 2009, An overview of full-waveform inversion in exploration geophysics: Geophysics. 74(6): 127-152.
- Yilmaz, Ö.**, 2001, Seismic Data Analysis, Processing, Inversion and Interpretation of Seismic Data: Tulsa, OK, USA.: Society of Exploration Geophysicists, 998 pp.
- Yu, H., Hanafy, S.**, 2014, An application of multiscale early arrival waveform inversion to shallow seismic data (en línea): Near Surface Geophysics, < <http://dx.doi.org/10.3997/1873-0604.2014002>>, consulta: 9/1/2020.
- Zhou, B., Greenhalgh S.A.**, 2003, Crosshole seismic inversion with normalized full-waveform amplitude data: Geophysics, 68(4), 1320-1330.

Recibido: 30 de mayo de 2020

Aprobado: 9 de junio de 2021.

Fracturamiento hidráulico mediante disparos y redisparos

Xenia Judit Berttolini Villagómez¹

¹ *Ingeniera geofísica. Gerencia de Innovación Tecnológica Titanium Integral – Blvd. Manuel Ávila Camacho 1903 int. 600-A, Ciudad Satélite, Naucalpan de Juárez, Estado de México C. P. 53100. Correo electrónico: berta_11097@hotmail.com.*

RESUMEN

En el sector energético, la industria petrolera lleva a cabo diferentes procesos que permiten la extracción eficaz y eficiente de los hidrocarburos en el subsuelo, entre los más importantes se encuentran las operaciones de perforación que superan los 7000 metros de profundidad con tuberías de diferentes características sometidas a condiciones adversas como altas temperaturas, esfuerzos compresivos, longitudinales, axiales, entre otros. Este caso de estudio se basa en el comportamiento registrado del pozo B11 ubicado al sureste de México, en el estado de Tabasco, dentro de la cuenca salina de istmo, limitada por la cuenca de Comalcalco y los plegamientos de Chiapas; el pozo presentaba una baja en la producción comercial de hidrocarburos con una medición inicial de 21 bls de aceite sin presencia de agua, por lo que se realizó una reparación mayor sin equipo a través de la ampliación y disparos de nuevos intervalos en el pozo mediante el fracturamiento hidráulico, una técnica de estimulación de pozos con baja producción para aumentar la extracción de hidrocarburos almacenados en las distintas formaciones geológicas del subsuelo. Durante la

operación, el agua a presión es mezclada con productos químicos y un material apuntalante para ampliar las fracturas existentes, la mayor parte de los productos químicos inyectados al pozo permanecen en la formación mientras que una pequeña parte se pierde al extraer el hidrocarburo.

ABSTRACT

In the energy sector, the oil industry carries out different processes that allow the effective and efficient extraction of hydrocarbons in the subsurface, the most important of which are drilling operations that exceed 7000 meters in depth with pipes of different characteristics, which are subjected to adverse conditions such as high temperatures, compressive, longitudinal, axial forces, among others. This study case is based on the recorded behavior of well B11 located in the southeast of Mexico, in the state of Tabasco, into the Salina de Istmo basin, limited by the Comalcalco basin and the Chiapas folds; the well had a drop in commercial hydrocarbon production with an initial measurement of 21 bls of oil without the presence of water, so a major repair was carried out without equipment through expan-

sion and shots of new intervals in the well through hydraulic fracturing, which is a technique for stimulating wells with low production to increase the extraction of hydrocarbons stored in the different geological formations of the subsurface. This technique consists of the injection of water, sand and chemical additives under pressure, to the point of overcoming the resistance of the rock and the minimum in situ stress of the formation of interest to the point of opening a controlled fracture in the hole bottom. During operation, pressurized water is mixed with chemicals and a proppant material in order to expand the existing fractures, most of the chemicals injected into the well remain in the formation while a small part is lost when the hydrocarbon is extracted.

Key words: fracking, refracturing, stimulation, extraction of hydrocarbons.

RESUMO

No sector da energia, a indústria petrolífera realiza diferentes processos que permitem a extração eficaz e eficiente dos hidrocarbonetos do subsolo, sendo o mais importante as perfurações que ultrapassam os 7.000 metros de profundidade com tubos de diferentes características. condições como altas temperaturas, forças compressivas, longitudinais, axiais, entre outras. Este estudo de caso é baseado no comportamento registrado do poço B11 localizado no sudeste do México, no estado de Tabasco, na Bacia Salina de Istmo, limitado pela Bacia Comalcalco e as dobras de Chiapas; O poço teve uma queda na produção comercial de hidrocarbonetos com uma medição inicial de 21 bls de óleo sem a presença de água, para o qual foi realizado um grande reparo sem equipamentos através da ampliação e perfuração de novos intervalos no poço por meio de fraturamento. é uma técnica de estimulação de poços com baixa produção para aumentar a extração de hidrocarbonetos armazenados nas di-

ferentes formações geológicas do subsolo. Esta técnica consiste na injeção de água, areia e aditivos químicos sob pressão, a ponto de superar a resistência da rocha e as tensões mínimas in situ da formação de interesse a ponto de abrir uma fratura controlada no furo de fundo. Durante a operação, a água pressurizada é misturada com produtos químicos e um material propante para ser capaz de ampliar as fraturas existentes, a maioria dos produtos químicos injetados no poço permanecem na formação enquanto uma pequena parte é perdida quando o hidrocarboneto é extraído.

Palavras-chave: fraturamento hidráulico, refraturamento, estimulação, extração de hidrocarbonetos.

INTRODUCCIÓN

El uso del fracturamiento hidráulico como una técnica de recuperación de hidrocarburos es muy controvertida debido a la falta de información del proceso y al riesgo geológico que conlleva su mala práctica, sin embargo, esta técnica ha permitido el aumento en la producción de muchos pozos. Un factor importante es el determinar las características que cumplirá un pozo para ser candidato al proceso, así como el constante monitoreo durante la operación.

MATERIALES Y MÉTODOS

Los métodos están en función de los registros de pozo, los resultados del monitoreo de las presiones y el resumen ejecutivo.

Proceso

El proceso consiste en bombear un fluido fracturante a presión en la formación hasta producir o inducir una falla o fractura. Una vez producida la rotura, se continúa la aplicación de presión para ir más allá del punto de falla y crear un canal de flujo de mayor tamaño que conecte las fracturas naturales y produzca una gran área que drene los

fluidos del yacimiento. A continuidad se inyecta el fluido de fractura cargado de apuntalante, el cual actúa como sostén de las paredes abiertas de la fractura.

Durante la operación, el bombeo del fluido se realiza de forma secuencial, primero se bombea un precolchón de gelatina lineal o salmuera, con el fin de obtener parámetros y optimizar el diseño propuesto. Luego se bombea un colchón de gelatina como fluido, se ingresa el agente de sostén y se realiza el bombeo de tratamiento de acuerdo con una cédula de bombeo optimizada y corregida durante el precolchón.

- Presión (Pwh, presión de cabeza), PTR (presión en la tubería de revestimiento), PBomba, (Presión en el fondo del pozo o en los disparos).
- Gasto.
- Dosificación del apuntalante de acuerdo con la etapa en la que se encuentre y a la presión neta.
- Dosificación de aditivos de acuerdo con la etapa en la que se encuentre y a la presión neta.
- Condiciones del fluido fracturante (control calidad).

(Veatch Jr. *et al.*, 1986)

Valores a registrar

Para lograr un buen control durante la operación se registran de manera continua los valores de:

Mientras que en superficie se monitorea las presiones:

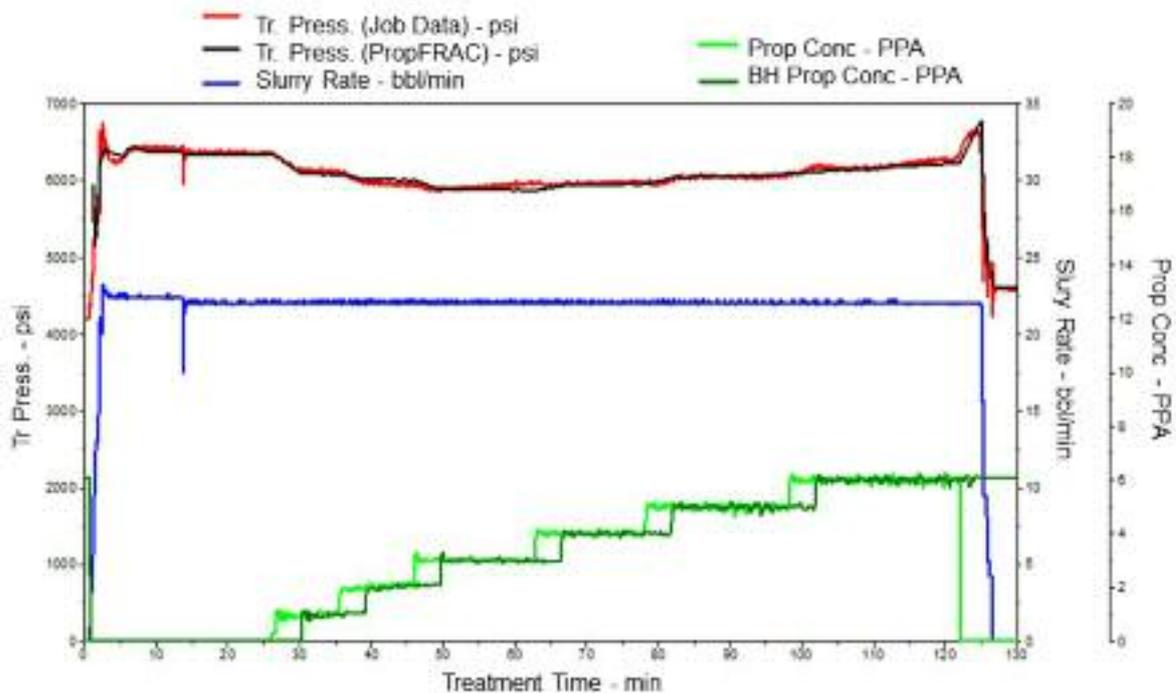


Figura 1. Gráfica de fracturamiento hidráulico en el que se muestra la concentración de arena que se mete al yacimiento, con un pequeño desfase, representado por dos tonos de color verde. La línea azul es el gasto, la línea negra y roja indican la presión de la TR. Press o el espacio anular

- Presión bombeo: extiende la fractura y mantiene el gasto constante.
- Presión de rotura: es el punto en que la formación se fractura y se rompe.

- Presión de cierre instantánea (ISIP): se registra al parar el bombeo, cuando desaparecen todas las presiones de fricción, y solo permanecen las presiones internas de la fractura y la hidrostática del pozo.
- Presión de fractura (PEF): mantiene abierta la fisura y propaga más allá del punto de falla.

Análisis de operación

La metodología utilizada en el análisis de opera-



Figura 2. Metodología general para modelado geomecánico aplicado al fracturamiento hidráulico

ciones de fracturamiento hidráulico consiste en obtener la información del pozo, seguido de la interpretación petrofísica y la creación del modelo geomecánico, este se basa en la información disponible; y se continúa realizando la calibración del modelo con los pozos vecinos.

Para realizar un modelo geomecánico se necesitan los siguientes datos: historias finales de perforación, registros corridos en hueco abierto (registro sísmico, registros de imágenes, FEL-Formation Evaluation Log, información de presión actual de los intervalos de interés, pruebas que permitan tener un dato aproximado de esfuerzos mínimo en la zona). Al tener esta información se realiza un control de calidad y se continúa con un estudio del pozo a fracturar.

Hay pozos que no cuentan con la información del registro sísmico real, en este caso el modelado del mismo es una opción en el cual se utiliza la siguiente fórmula:

$$Dt_{NPHI} = Dt_{ma} + (PHIA * (Dt_f - Dt_{ma})) \quad (1)$$

donde

Dt_{ma} = Tiempo de tránsito de la matriz

Dt_f = Tiempo de tránsito del fluido

$PHIA$ = Porosidad obtenida del registro neutrón

La mayoría de las correlaciones existentes en la literatura con respecto a las predicciones de valores de propiedades mecánicas de la roca están en función del tipo de litología en el que es necesario realizar el cálculo del índice de arcillosidad o V_{shale} (Fjaer *et al.*, 2008). Este es una línea dibujada a través de un mínimo de deflexiones características de la cantidad de arcilla presente en la formación, el cual se obtiene mediante el registro de Gamma Ray o el SP en diversos intervalos. Para el caso de Gamma Ray se utiliza la ecuación 18, donde GR, es el valor leído por el registro

$$V_{sh} = \frac{GR - GR_{arena\ limpia}}{GR_{arcilla} - GR_{arena\ limpia}} \quad (2)$$

Para integrar la caracterización litológica de la corrida de registros con el análisis de las muestras de corte en superficie, se realiza una comparación entre el índice de arcillosidad, el registro litológico y el registro de evaluación de formaciones. Se verifica que los registros muestran cambios de litología apropiadamente.

Selección de los candidatos

El éxito o el fracaso de un fracturamiento hidráulico depende por lo regular de la adecuada selección de un pozo óptimo para dicho procedimiento. Obtener buenos candidatos para la estimulación a menudo asegura el éxito, al tener candidatos pobres es normal que resulte en un fracaso económico. Para seleccionar al mejor candidato para la estimulación, el ingeniero de diseño considerará muchas variables. Entre los parámetros más críticos se encuentran:

- Permeabilidad de la formación.
- La distribución de tensiones *in situ*.
- Viscosidad del fluido del yacimiento.
- Factor de daño.
- Presión de yacimiento.

- Profundidad del yacimiento.
- La condición del pozo.

(Britt,1985)

Factor daño (*skin*)

El factor daño o factor skin es adimensional, se representa por la caída de presión adicional causada por la resistencia de flujo del yacimiento hacia la cara de la arena (Economides, *et al.*, 2000). Es el efecto negativo o positivo que abarca un pozo a producir, en otras palabras, es la medida de qué tan dañado o estimulado se encuentra un yacimiento, el cual se mide en números enteros, basado en información general de las condiciones de los parámetros de un yacimiento inalterado (sin daño), como es la permeabilidad, porosidad, espesor y saturación, etc. Si el factor daño es positivo, se refiere a que le cuesta aportar, es decir, está dañado, pero si el factor daño es negativo indica que aporta de más, es decir, es un pozo ideal.

Cuando un pozo presenta un daño alto se clasifica la naturaleza del daño de acuerdo con los procesos u operaciones que provocaron tal daño.

RESULTADOS

Antes del refracturamiento el pozo B11 presentaba un gasto de 21bl de aceite, sin presencia de agua, una caída de presión de alrededor de 30.47 kg/cm².

Se realizó una reparación mayor sin equipo a través de la ampliación y disparos de nuevos intervalos del pozo B11 con el objetivo de restablecer e incrementar el hidrocarburo, el pozo se encontraba activo, presentó un comportamiento de baja recuperación en la producción.

Evaluación petrofísica

Los objetivos de interés de intervención de la formación fueron 3 (2612 - 2618 m, 2532 - 2538 m y 2500 - 2505 m), las cuales se observan prospectivas de acuerdo con los resultados analizados por petrofísica.

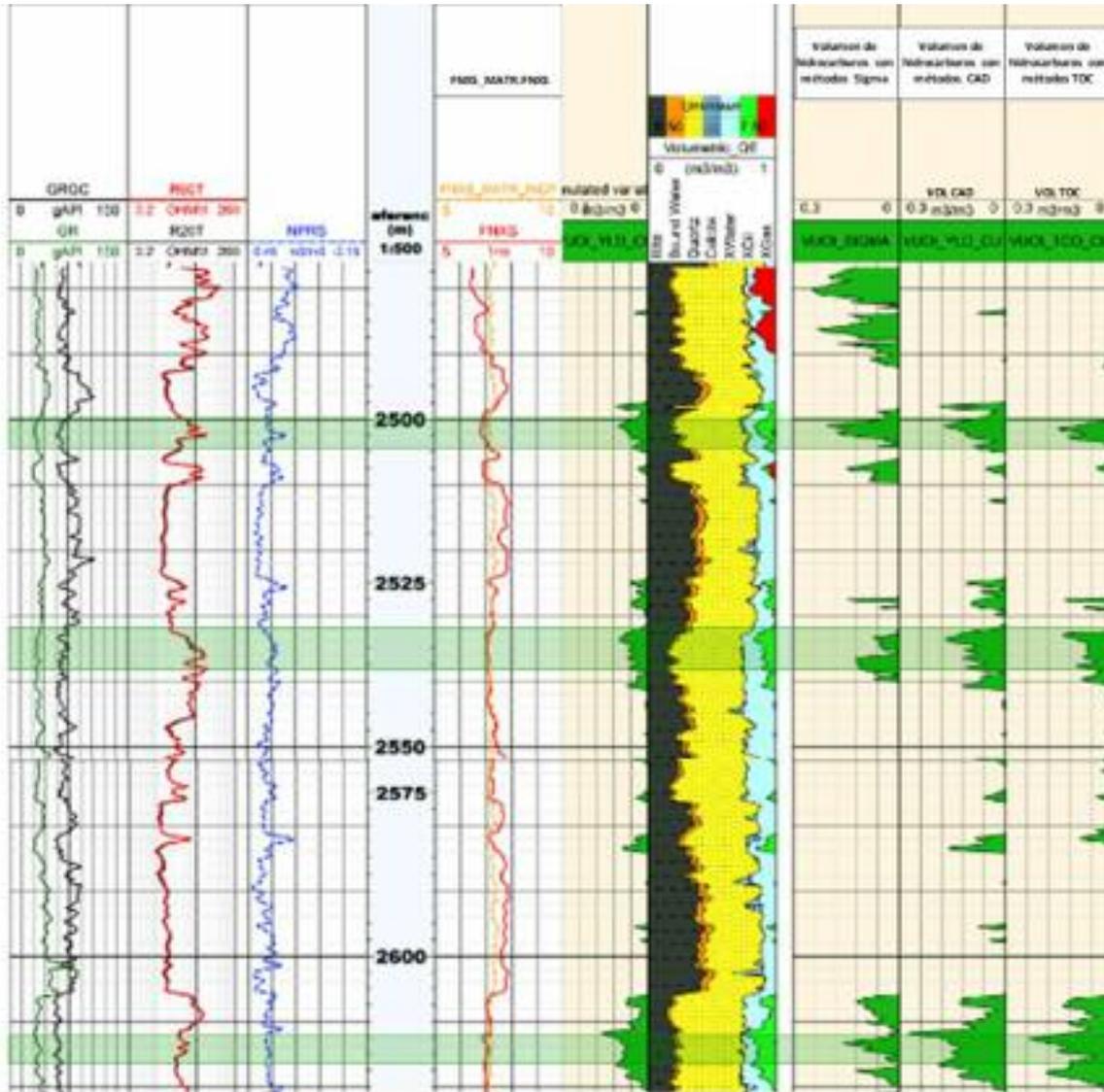


Figura 3. Registro del pozo B11

Comportamiento de producción

En el pozo B11 se obtuvieron las siguientes producciones acumuladas: $N_p = 0.219$ MMbl, $G_p = 0.799$ Bcf y $W_p = 0.024$ MMbl. En la gráfica de producción se puede observar una caída abrupta en la producción de aceite durante las primeras etapas, el pozo continuó manteniendo una producción baja de acuerdo con su producción final.

Presiones

Las reservas originales fueron calculadas de manera volumétrica con base en sus características

petrofísicas y en la producción acumulada reportada por las arenas saturadas, los resultados para los intervalos prospectivos de arenas saturadas suman una reserva conjunta de 1 203 Mbls. El último registro mostró una presión fluyente promedio de 80 kg/cm^2 , lo cual refiere a una presión estática mayor a lo observado.

CONCLUSIONES

El pozo seleccionado presenta la importancia de un refracturamiento hidráulico, donde la producción aumenta mediante disparos y redisparos.

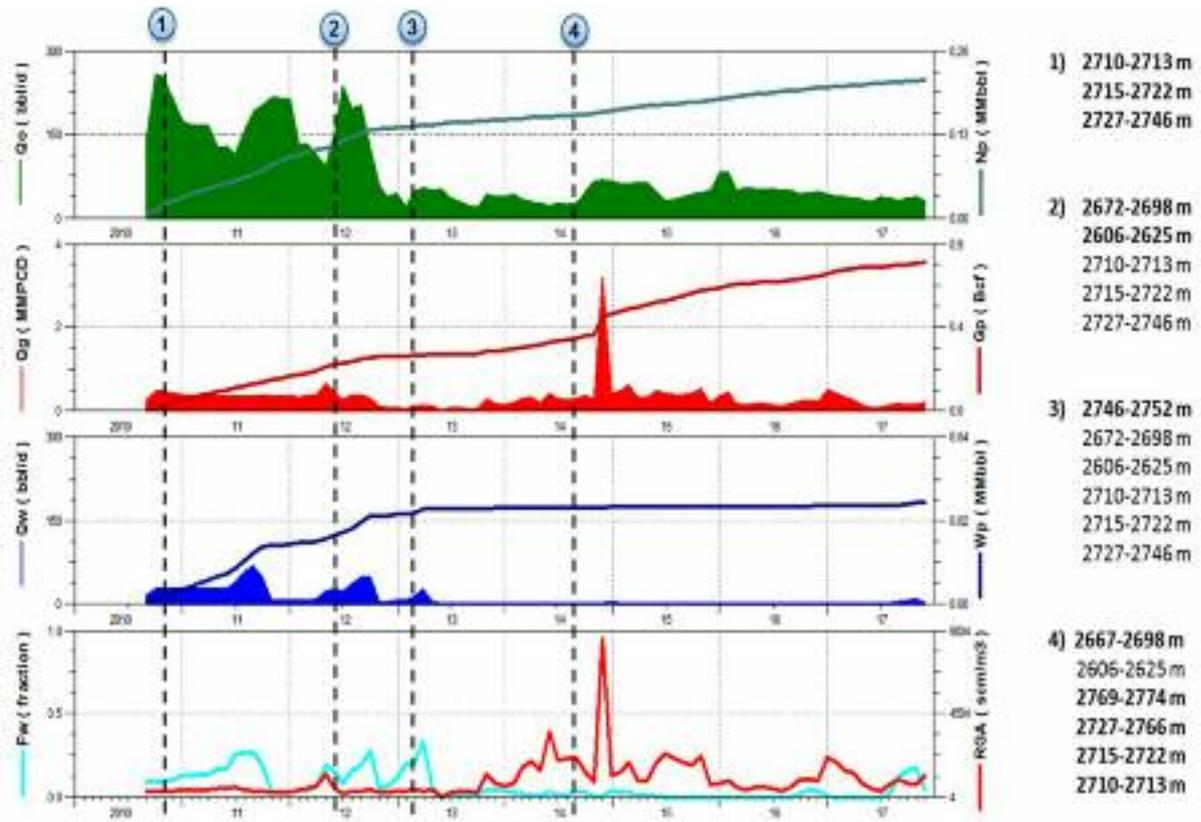


Figura 4. Gráfica de producción del pozo B11

ros. Se muestran los resultados del pozo B11, donde la técnica de estimulación del fracturamiento hidráulico fue exitosa.

Se presentan los aspectos relevantes que se toman en cuenta para la realización del tratamiento del fracturamiento hidráulico.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICA

Britt L. K. (2015). Optimized Oilwell Fracturing of Moderate-Permeability Reservoirs. Las Vegas, Nevada: Society of Petroleum Engineers.

Economides Michael J. & Nolten Kenneth G. (2000). Reservoir Stimulation, third edition. New York: John Wiley & Sons.

Fjaer Erling, Holt R. M., Raaen A. M., Horsrud P. (2008). Petroleum related rock mechanics, 2nd edition. Amsterdam: Elsevier.

Veatch Jr. R. W. & Moschovidis Z. A. (1986). An Overview of Recent Advances in Hydraulic Fracturing Technology. China: Society of Petroleum Engineers.

Recibido: 16 de marzo de 2021
Aprobado: 15 de junio de 2021.

Parámetros de la inversión que modifican la calidad de la imagen en la tomografía eléctrica. Caso de estudio.

Héctor Manuel Fernández Núñez¹ y María Amelia Pereira de Barros da Silva²

¹ Ingeniero geofísico. Doctor en Ciencias Técnica. Profesor Titular, Universidad Tecnológica de La Habana «José Antonio Echeverría», Calle 114 No 11901 e/ Rotonda y Ciclo Vía, Marianao, La Habana, Cuba, CP 19390. Correo Electrónico: hector@civil.cujae.edu.cu

² Ingeniera geofísica. Doctora en Ciencias Técnica. Profesora Asistente. Universidad Agustino Neto Ciudad Universitaria, Camama, Luanda Angola. Correo Electrónico: mely-barros@hotmail.com

RESUMEN

La obtención de una buena interpretación geológica de la imagen, resultado de la aplicación de la tomografía eléctrica a estudios geotécnicos, depende fundamentalmente de la calidad de las mediciones en el campo y del proceso de inversión, por tal motivo para un geofísico interpretador siempre es importante, saber si los resultados de las herramientas matemáticas utilizadas poseen una respuesta geólogo geotécnica acertada, constituyendo esto un problema científico. Esta investigación tiene como objetivo encontrar los parámetros óptimos para ser utilizado en el proceso de inversión de la tomografía eléctrica empleado en el estudio geotécnico de los suelos areno-limo arcilloso de Luanda, Angola. Para realizar este trabajo fueron utilizados los datos de una tomografía eléctrica realizada en suelos areno-limo arcillosos con fines geotécnicos, donde fueron empleados los dispositivos, *Schlumberger*, *Wenner* y *Dipolo-Dipolo*. La inversión requiere que se parta de un modelo inicial, por eso en esta investigación se utilizaron dos mode-

los iniciales de partida; primero, la pseudosección de resistividad aparente de la primera iteración y segundo, el modelo homogéneo con la resistividad media de todas las resistividades medidas. Dada la complejidad y la cantidad de combinaciones diferentes, se prefirió variar solo los parámetros más importantes de la inversión que son: el factor de amortiguamiento y el factor de resolución manteniendo constante el resto de los parámetros, aunque en ocasiones se modificaba el parámetro factor de suavidad con los mejores resultados de las combinaciones anteriores, para observar si se obtenían mejoras en los modelos finales. Este procedimiento se les hizo a los tres métodos de inversión fundamentales con que cuenta el sistema informático *EarthImager*, el método de mínimos cuadrados amortiguado, la inversión robusta (utilizando la norma L1) y la Inversión Suave. Los resultados demostraron que: cuando el modelo de partida es el pseudosección se obtiene una mayor estabilidad de la inversión, las resistividades obtenidas son acordes a las esperadas y los errores cuadráticos medios

siempre son menores que con el otro modelo. En el trabajo también se demuestra que resulta conveniente realizar la combinación de varios dispositivos geoelectricos con el objetivo de que los resultados de las tomografías representen las características del medio geológico y geotécnico con mejor calidad.

Palabras Claves: Tomografía eléctrica, inversión eléctrica, parámetros de la inversión, dispositivos en las mediciones geoelectricas, estudios geotécnicos, dispositivos geo eléctricos, *Earthimager*

ABSTRACT

Obtaining a good geological interpretation of the image, resulting from the application of electrical tomography to geotechnical studies, depends fundamentally on the quality of the field measurements and the inversion process, for this reason it is always important for an interpreting geophysicist, to know if the results of the mathematical tools used have a correct geotechnical geologist answer, constituting a scientific problem. The objective of this research is to find the optimal parameters to be used in the inversion process of the electrical tomography used in the geotechnical study of the sandy-clay soils of Luanda, Angola. To carry out this work, the data from an electrical tomography carried out on sandy-silty clay soils for geotechnical purposes were used, where the *Schlumberger*, *Wenner* and *Dipolo-Dipolo* devices were used. The inversion requires starting from an initial model, so in this research two initial starting models were used; first, the apparent resistivity pseudosection of the first iteration and second, the homogeneous model with the mean resistivity of all the measured resistivities. Given the complexity and the number of different combinations, it was preferred to vary only the most important parameters of the inversion, which are: the damping factor and the resolution factor, keeping the rest of the parameters constant, although sometimes

the parameter factor of smoothness with the best results of the previous combinations, to see if improvements were obtained in the final models. This procedure was done to the three fundamental inversion methods available to the *EarthImager* computer system, the damped least squares method, the robust inversion (using the L1 standard) and the Smoothest Inversion. The results showed that: when the starting model is the pseudosection, a greater stability of the inversion obtained, the resistivities obtained are in accordance with those expected and the mean square errors are always lower than with the other model. The work also shows that it is convenient to combine several geoelectric devices with the objective that the results of the tomographies represent the characteristics of the geological and geotechnical environment with better quality.

Key Words: Electrical tomography, electrical inversion, inversion parameters, devices in geoelectric measurements, geotechnical studies, geoelectric devices, *Earthimager*

RESUMO

A obtenção de uma boa interpretação geológica da imagem, resultante da aplicação da tomografia elétrica aos estudos geotécnicos, depende fundamentalmente da qualidade das medições de campo e do processo de inversão, por isso é sempre importante para um geofísico intérprete, para saber se os resultados das ferramentas matemáticas utilizadas têm uma resposta correta do geólogo geotécnico, constituindo um problema científico. O objetivo desta pesquisa é encontrar os parâmetros ótimos a serem utilizados no processo de inversão da tomografia elétrica utilizada no estudo geotécnico dos solos argilo-arenosos de Luanda, Angola. Para a realização deste trabalho, foram utilizados os dados de uma tomografia elétrica realizada em solos argilo -arenoso-siltosos para fins geotécnicos, onde foram utilizados os

dispositivos *Schlumberger*, *Wenner* e *Dipolo-Dipolo*. A inversão requer partir de um modelo inicial, portanto, nesta pesquisa foram utilizados dois modelos iniciais; primeiro, a pseudoseção de resistividade aparente da primeira iteração e, segundo, o modelo homogêneo com a resistividade média de todas as resistividades medidas. Dada a complexidade e o número de combinações diferentes, preferiu-se variar apenas os parâmetros mais importantes da inversão, que são: o fator de amortecimento e o fator de resolução, mantendo os demais parâmetros constantes, embora às vezes o fator de parâmetro de suavidade com os melhores resultados das combinações anteriores, para verificar se foram obtidas melhorias nos modelos finais. Este procedimento foi feito para os três métodos de inversão fundamentais disponíveis para o sistema de computador *EarthImager*, o método dos mínimos quadrados amortecidos, o investimento robusto (usando o padrão L1) e o Investimento Suave. Os resultados mostraram que: quando o modelo inicial é a pseudoseção, obtém-se uma maior estabilidade do investimento, as resistividades obtidas estão de acordo com as esperadas e os erros quadráticos médios são sempre inferiores aos do outro modelo. O trabalho também mostra que é conveniente combinar diversos dispositivos geoeletricos com o objetivo de que os resultados das tomografias representem com melhor qualidade as características do ambiente geológico e geotecnico.

Palavras-chave: Tomografia elétrica, inversão elétrica, parâmetros de inversão, dispositivos em medições geoeletricas, estudos geotécnicos, dispositivos geoeletricos, *Earthimager*

INTRODUCCIÓN

El desarrollo tecnológico en la geofísica ha permitido que los métodos eléctricos en particular la tomografía adquiera cada vez más importancia para los estudios geotécnicos ejemplos de esto son los trabajos de *Cosenza et al.*, (2006), *Sudha*

et al., (2009) y *Siddiqui y Bin Syed Osman*, (2013), donde se correlacionan los datos geoeletricos con diferentes propiedades geotécnicas de los suelos o *Elijah et al.* (2012) donde es utiliza la tomografía eléctrica para el estudio de fundaciones de construcciones entre otros, pero en ninguno de ellos se valora la calidad de las propiedades geoeletricas obtenidas para ser correlacionadas con propiedades geotécnicas.

Para un geofísico interpretador siempre es importante, saber si los resultados de las herramientas matemáticas utilizadas poseen una respuesta geológica acertada ya que en muchas ocasiones a pesar de la buena solución matemática esta no tiene una expresión geológica lógica, por ese motivo generalmente cuando se proponen estas herramientas se hacen muchas pruebas generalmente utilizando modelos físicos geológicos o se hace una valoración de la calidad de los resultados obtenidos utilizando áreas experimentales. En esta última variante es la que se utilizará en esta investigación siendo el trabajo de *Bioska* (2011), el principal antecedente de esta investigación dado que Angola por primera vez se utiliza la tomografía eléctrica para estudios geotécnicos.

Por tal motivo el problema científico de esta investigación es que el insuficiente conocimiento de los resultados de la inversión de los datos de tomografía eléctrica provoca que no se obtengan las propiedades eléctricas de los suelos con calidad para que puedan ser correlacionadas con las propiedades geotécnicas de los suelos de Luanda, Angola.

Se parte de la hipótesis que si se realiza la inversión geoeletrica en un área con amplios conocimientos de su geología y de sus propiedades geotécnicas se podrá obtener los parámetros matemáticos que den como resultados propiedades eléctricas de calidad.

En este último aspecto es el que está enmarcado este trabajo, que tiene como objetivo encontrar los parámetros óptimos para ser utilizado

en el proceso de inversión de la tomografía eléctrica empleado en el estudio geotécnico de los suelos arenolimo arcilloso.

Para esta investigación se utilizó el método científico de la experimentación al utilizar datos de tomografía eléctrica en un área con suficientes conocimientos geólogo geotécnicos para poder corroborar los resultados obtenidos. Estos datos fueron procesados con el sistema informático *Earthimager* de la compañía *Advanced Geosciences, Inc* (AGI) el cual contempla diferentes algoritmos para la inversión de datos geoelectrónicos los cuales dependen de varios parámetros que pueden ser modificados y que afectan los resultados de la inversión.

MATERIALES Y MÉTODOS
Los procedimientos para aplicar la tomografía eléctrica de manera general están expresados en la **Figura 1**.

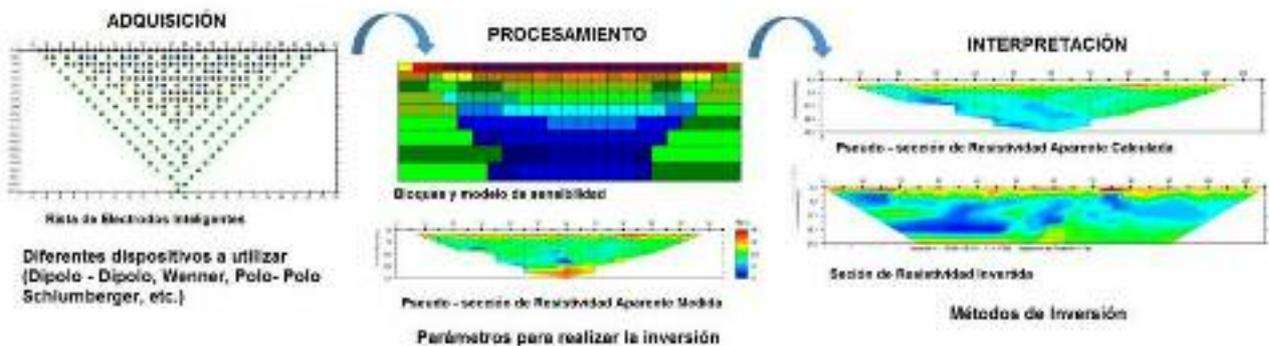


Figura 1. Etapas del método de Tomografía Eléctrica.

En general los resultados de la prospección geoelectrónica dependen de los dispositivos utilizados, es decir de la posición que poseen los electrodos de corriente y de potencial, por tal motivo es necesario hacer algunas consideraciones sobre el proceso de adquisición (Loke y Dahlin, 2002).

- El alcance o cobertura horizontal de los datos
- La fuerza o fortaleza de la señal.
- La profundidad de estudio que consiguen los dispositivos utilizados
- La sensibilidad del dispositivo a los cambios en la horizontal y en la vertical de la resistividad.

El primero está relacionado con la extensión máxima estudiada en la dirección del perfil delimitada para los distintos niveles de datos, con cada nuevo nivel es necesario aumentar la separación

entre electrodos, por tanto la longitud máxima del dispositivo.

El alcance horizontal según Bioska (2011), será calculado por la **Ecuación (1)**:

$$M = N - a \left(\frac{q-2}{\alpha} + n * \alpha \right) \quad (1)$$

Siendo

- N número total de electrodos del perfil.
- a espaciamiento mínimo entre electrodos de cada configuración.
- q número de electrodos activos que participan en la medida.
- n factor del dispositivo para cada configuración.
- α coeficiente que depende del dispositivo.
 $\alpha = 1$ (polo-polo, polo-dipolo, dipolo-dipolo).
 $\alpha = 2$ (Wenner, Schlumberger).

La fortaleza de la señal es inversamente proporcional a la constante del dispositivo K. Los equipos con los mayores valores de 1/K son los que tendrán una señal mejor, destacándose por encima de los otros, los dispositivos *Wenner* y el polo-polo.

Las dos últimas, aunque también dependen de los dispositivos empleados, juega un papel fundamental la distribución de resistividades del subsuelo, las condiciones geológicas y topográficas, entre otros aspectos que muchos investigadores han tratado en sus artículos demostrando que no es una tarea sencilla de resolver. Estos temas son resumidos en los trabajos de Loke y Dahlin (2002) y Bioska (2011), por lo que se tratará los aspectos más esenciales.

La sensibilidad, está relacionada con el grado en que variaciones de la resistividad del terreno influye en el potencial que se mide en un dispositivo determinado, por lo que debe esperarse que, dada las mismas condiciones geológicas, diferentes configuraciones tengan diferente sensibilidad y por ende diferentes profundidades de estudio.

Este concepto de sensibilidad fue utilizado por Oldenburg y Li (1999), los cuales definieron la profundidad de estudio, como aquella por debajo de la cual los datos no son sensibles al valor de una determinada propiedad física del subsuelo y propusieron su determinación a partir de calcular el Índice de Profundidad de Investigación (DOI, por sus siglas en inglés *Depth of Investigation Index*) expresado matemáticamente por la **Ecuación (2)**, como:

$$R(x, z) = \frac{|\rho_a(x, z) - \rho_b(x, z)|}{|\rho_a - \rho_b|} \quad (2)$$

Siendo $\rho_a(x, z)$ y $\rho_b(x, z)$ los valores de resistividad obtenidos en la celda (x,z) en las inversiones realizadas basados en un modelo inicial de semiespacio homogéneo de resistividad ρ_a y ρ_b , esta última calculada mediante la **Ecuación (3)**.

$$\rho_b = \rho_a \cdot \xi \quad (3)$$

donde

ξ es una constante del modelo homogéneo de partida.

ρ_b es la media geométrica de los valores medidos (ρ_a)

El valor de R(x, z) se normaliza para acotarlo dividiendo cada uno de estos valores calculados por su valor máximo, según la **Ecuación (4)**.

$$R(x, z)_{NORM} = \frac{R(x, z)}{R_{MAX}(x, z)} \quad (4)$$

Los valores del DOI Normalizado toman valores entre 0 y 1, si tienden a cero, el valor de resistividad de ambas inversiones es igual, en consecuencia, más fiable; si tiende a 1 son menos fiables debido a que dicho valor es similar a los datos de partida.

Como conclusión el tipo de dispositivo utilizado y la distribución de resistividades del área estudiada, definen la profundidad de estudio incluso el posterior proceso de inversión. Todos los dispositivos tienen ventajas y desventajas que hay que tener en cuenta cuando se diseña una campaña de adquisición con fines geotécnicos. El equipamiento moderno permite utilizar combinaciones de diferentes dispositivos para aumentar en primer lugar la cantidad de puntos de medición, principalmente en la zona de menor profundidad, como consecuencia se mejora la resolución lateral y la profundidad de estudio. Para utilizar dispositivos mixtos, a veces es necesario aplicarles algunos pesos ponderables (Athanasίου *et al.*, 2007), para disminuir la diferencia que puedan existir entre sus características.

En un área experimental se diseñaron cuatro tomografías eléctricas (**Figura 2**), tres con dirección aproximada NO-SO y otra casi perpendicular a la central con dirección norte-sur. Se utilizaron los dispositivos Dipolo-Dipolo, *Schlumberger* y *Wenner*, todas con espaciamiento

entre electrodos de 5 m con 24 electrodos para una longitud de 115 m. Se midió la resistividad aparente y la Polarización Inducida (Cargabilidad) utilizando un tomógrafo SuperSting de la

compañía Advanced Geosciences, Inc. (2016) (Figura 3). Los resultados de las tomografías y su uso para resolver problemas ingeniero-geológicos serán consultados en Barros (2018).



Figura 2. Disposición de las líneas de Tomografía Eléctrica en el área experimental.



Figura 3. Equipamiento y accesorios para los métodos eléctricos (Tomado de <https://www.agiusa.com/>).

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En la **Tabla 1** se presentan las resistividades para los cuatro perfiles identificando DD para el dispositivo Dipolo-Dipolo, SCH, para el dispositivo Shlumberger y WN para el Wenner.

Estos valores de resistividades fueron corroborados con resistividades eléctricas obteni-

das por trabajos anteriores utilizando el método de Sondeo Eléctrico Vertical donde fue posible correlacionar las resistividades con parámetros geológicos y geotécnicos (Barros *et al.*, 2015).

Para hacer una valoración de la resistividad medida, se calculó el rango y el logaritmo del mismo, en este caso no se utilizó el criterio de

Tabla 1. Intervalo de resistividades de las pseudosecciones de los perfiles de Tomografía Eléctrica medidos

| Arreglo | Rmin | Rmax | Media | Rmax -Rmin | LOG(RMx-Rm) |
|---------|-------|--------|-------|------------|-------------|
| DD1 | 1.20 | 547.77 | 29.60 | 546.57 | 2.74 |
| SCH1 | 6.18 | 281.47 | 37.69 | 275.29 | 2.44 |
| WM1 | 6.51 | 280.24 | 40.10 | 273.73 | 2.44 |
| DD2 | 0.78 | 566.73 | 33.38 | 565.95 | 2.75 |
| SCH2 | 2.96 | 394.15 | 43.71 | 391.19 | 2.59 |
| WM2 | 4.00 | 391.39 | 41.44 | 387.39 | 2.59 |
| DD3 | 0.78 | 671.06 | 30.08 | 670.28 | 2.83 |
| SCH3 | 7.52 | 357.86 | 39.74 | 350.34 | 2.54 |
| WN3 | 17.33 | 359.01 | 43.12 | 341.68 | 2.53 |
| DD4 | 0.79 | 826.23 | 37.03 | 825.44 | 2.92 |
| SCH4 | 1.91 | 371.28 | 42.62 | 369.37 | 2.57 |
| WN4 | 12.54 | 369.55 | 47.10 | 357.01 | 2.55 |

otros autores, como el de Bioska (2011), donde es empleada la proporción R_{max}/R_{min} y su logaritmo debido a que se exagera cuando la resistividad mínima está en el intervalo $0 < R_{min} < 1$.

En la **Tabla 1**, el rango de las resistividades obtenidas con el dispositivo Dipolo-Dipolo en todos los perfiles, es mayor.

Los resultados de esta **Tabla 1** serán utilizados como criterio para valorar la calidad del proceso de inversión que se realizará posteriormente.

Teniendo en cuenta algunos de los aspectos teóricos comentados anteriormente se comprobaron en la práctica los procedimientos utilizados para interpretar las tomografías realizadas. Se presenta a continuación el análisis realizado a partir de realizar el procesamiento con el sistema informático EarthImager versión 2.4.2 que se acompañaba con el equipamiento utilizado de la empresa norteamericana Advanced Geosciences, Inc. (2016). Los datos medidos estaban en los formatos *.stg propio de la compañía AGI, por lo que se generó uno para cada dispositivo empleado (Dipolo-Dipolo (DD), *Wenner* (WN) y *Schlumberger* (SCH)), por tanto, existían tres archivos para cada perfil. También se hicieron combinaciones de los dispositivos, confeccionándose archivos con las

siguientes combinaciones, (DD-WN, DD-SCH, WN-SCH y con los tres (DD-WN-SCH)), al final se contaba con 24 tomografías para ser procesada. Un aspecto importante es que todo el procesamiento que se describirá es también para el método de PI, porque los programas informáticos utilizados hacen la inversión conjunta con el de resistividad, a pesar que todos incluyen herramientas propias para este método. En conclusión, los algoritmos para el PI fueron empleadas, pero su descripción no se hace con detalle.

Los resultados de todo ese procesamiento generaron mucha información gráfica, debido a la cantidad de inversiones realizadas, pero solo será presentado los resultados importantes.

El análisis de la calidad de los datos medidos es un paso fundamental para una correcta interpretación de los datos de tomografía eléctrica, por eso un primer paso es valorar la calidad de las mediciones realizadas, por tal motivo fue comprobado la corriente inyectada, los voltajes medidos para cada punto de medición, así como los valores de resistividad medidos, confirmándose que de los tres dispositivos, el Dipolo-Dipolo presentaba mayor cantidad de resistividades negativas siendo menos en el *Schlumberger* y no existiendo ninguno en el arreglo *Wenner* (**Figura 4**).

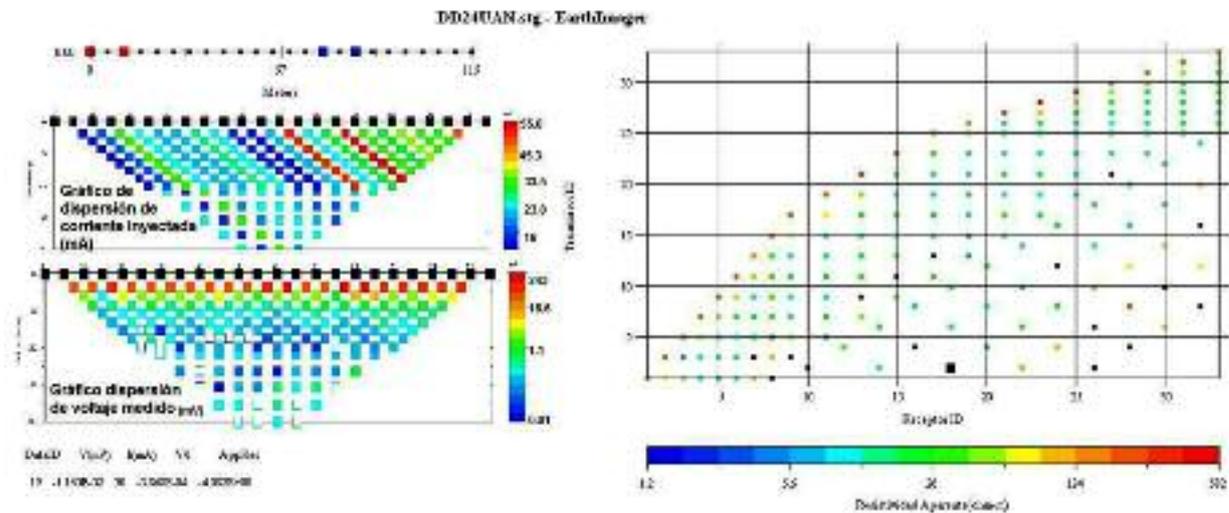


Figura 4. Principales gráficos para el análisis de la calidad de los datos medidos obtenidos con el programa EarthImager. Dispositivo Dipolo-Dipolo.

Para realizar la inversión se parte de elegir el método de inversión a ser utilizado (Figura 5A) conjuntamente con todos los parámetros iniciales, en este caso se experimentó con todos los algoritmos, eliminando las resistividades negativas y los valores extremos. Posteriormente se define la malla a ser utilizada (Figura 5B) para la creación del modelo directo, aquí se prefirió mantener los parámetros por defecto debido a que en el manual se recomienda a Agi (2016), no obstante se experimentó con diferentes mallas y con los dos métodos que utiliza el programa el de los Elementos Finitos y de las Diferencias Finitas siendo mucho más eficiente y rápido el primero. Para el proceso de mejora de la inversión el sistema cuenta con varias herramientas con las cuales se consigue disminuir el error cuadrático medio representado en este trabajo por sus siglas en inglés, Root Mean Squared (RMS), pero en este proceso lo hace eliminando puntos de medición, esto trae como consecuencia que las pseudosecciones de resistividad que se obtienen, difieren mucho entre sí en cada una de las iteraciones a pesar que se obtienen errores aceptables, pero no acordes a la realidad geológica del área.

En el proceso iterativo se mejora el error cuadrático medio de la inversión a partir de ir eliminando puntos medidos que no se ajusten a la

curva de mínimos cuadrados de cada iteración. La calidad del ajuste obtenido se muestra a partir del gráfico de dispersión y la curva mínima ajustada. En la Figura 6 se logra un buen ajuste con un RMS mínimo pero la cantidad de puntos utilizados para realizar la inversión es también mínima afectando el resultado final de la pseudosección de resistividad.

Con el objetivo de demostrar que pequeños cambios en los parámetros de inversión se obtienen secciones de resistividad y errores cuadráticos medios diferentes, se modificaron tres parámetros: El factor de suavidad, el factor de resolución y el factor de amortiguamiento, al mismo tiempo se utilizaron dos modelos iniciales de partida, primero la pseudosección de resistividad aparente de la primera iteración y el modelo homogéneo con la resistividad media de todas las resistividades medidas.

El factor de suavidad es un multiplicador de Lagrange cuyo efecto es balancear la diferencia entre los datos estimados y los medidos con las restricciones de los modelos. El programa sugiere el uso de un valor de 10 para tomografías eléctrica de superficie y un valor de 100 para tomografía eléctrica de pozos. Generalmente si se tiene datos ruidosos este valor debe ser mayor,

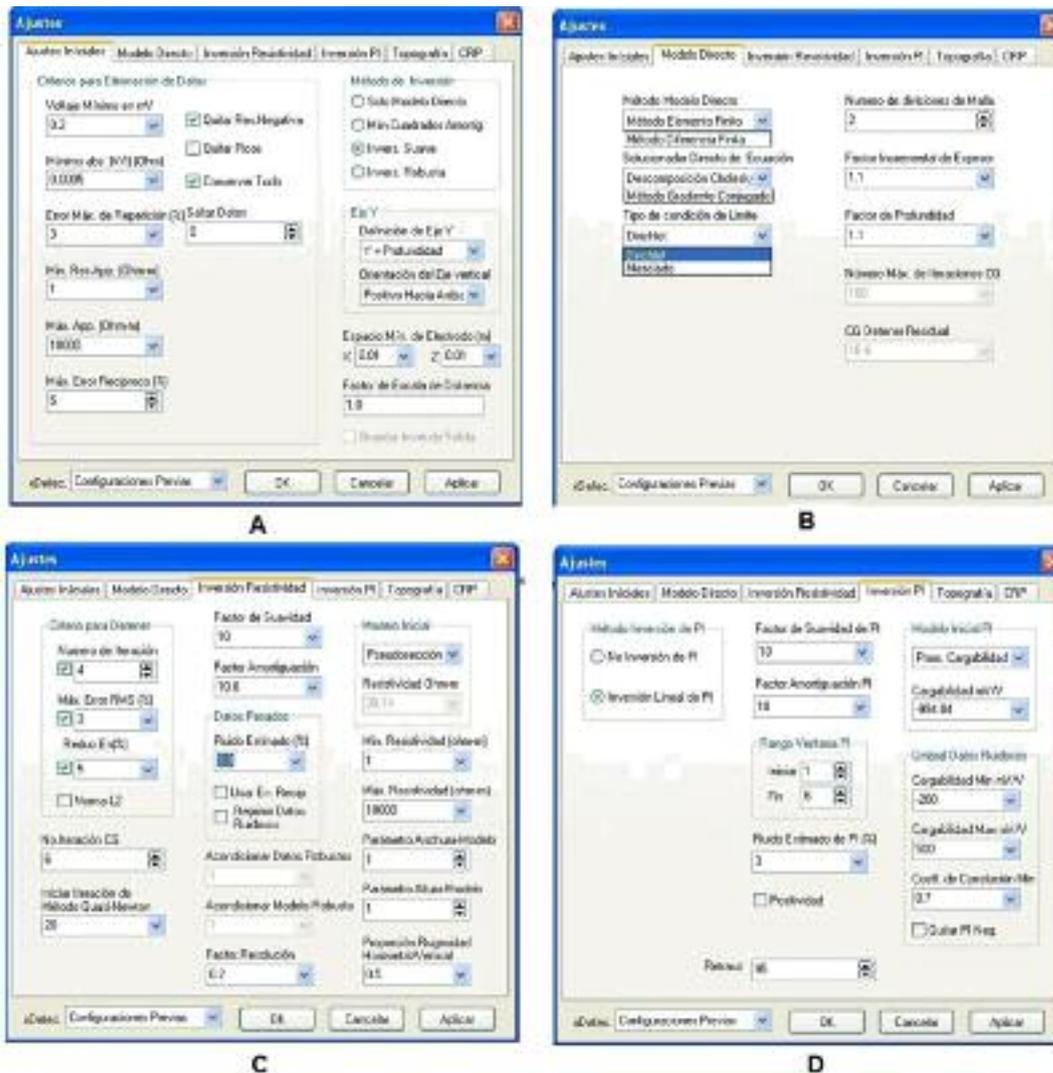


Figura 5. Herramientas para realizar la inversión en el programa EARTHIMAGER.

por lo que valores altos implica modelos más suavizados y valores bajos modelos más rugosos.

El factor de resolución. Está relacionado con la malla creada para la inversión y los bloques a los cuales se les asocian valores de resistividad. Los bloques que se generan cerca de los electrodos tienen mayor sensibilidad, por lo que este factor, hasta cierto punto, mejorará la resolución en las áreas de baja sensibilidad. Un valor de cero implica que se desactiva este factor. Los valores que asume este factor están entre 0 y 0.3. Valores altos como consecuencia traerán asociados que se magnifiquen los errores o aparezcan anomalías no existentes.

El factor de amortiguamiento suprime el efecto de los valores propios bajos de la Matriz Hessiana de las primeras iteraciones, por lo que su valor agiliza la convergencia en las primeras etapas de la inversión. Este factor no cuenta con muchas herramientas para modificarlo con este sistema, por ello se invita al lector a consultar los trabajos (Bioska, 2011; Loke, 2002; Loke y Barker, 1995) donde se tratan estos asuntos con profundidad. Dada la complejidad y la cantidad de combinaciones diferentes se prefirió variar el factor de amortiguamiento y el factor de resolución manteniendo constante el resto de los parámetros, aunque en ocasiones se modificaba el factor

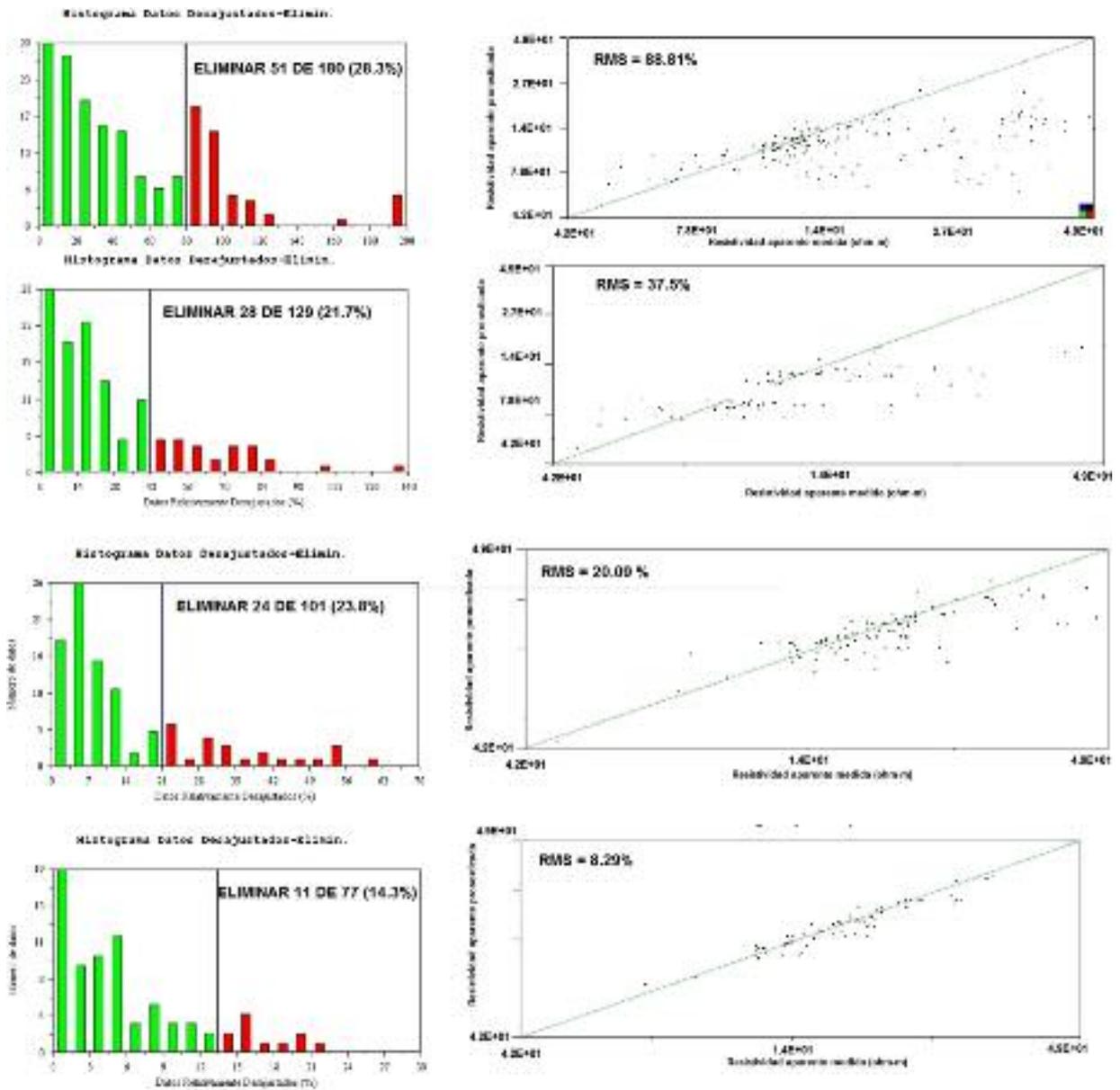


Figura 6. Gráficos estadísticos que demuestran el proceso de ajuste a la curva de mínimos cuadrados.

de suavidad con los mejores resultados de las combinaciones anteriores para observar si se obtenían mejoras en los modelos finales. Este procedimiento se les realizó a los tres métodos de inversión fundamentales con que cuenta este programa para comprobar cuáles de ellos ofrece mejores resultados para los datos obtenidos en los suelos de Luanda.

Los métodos son: El método de Mínimos cuadrados amortiguado, el cual es relativamente

más rápido que el resto, pero el modelo de resistividad que se obtiene es muy rugoso debido a la falta de restricciones de rugosidad. La inversión robusta la cual se realiza utilizando la norma L1 (Claerbout y Muir, 1973), actúa mejor sobre datos ruidosos y resuelve excelentemente las resistividades en los bordes del modelo. La inversión suave es la que recomienda este programa para su uso con cualquier tipo de datos por ser la más estable y robusta.

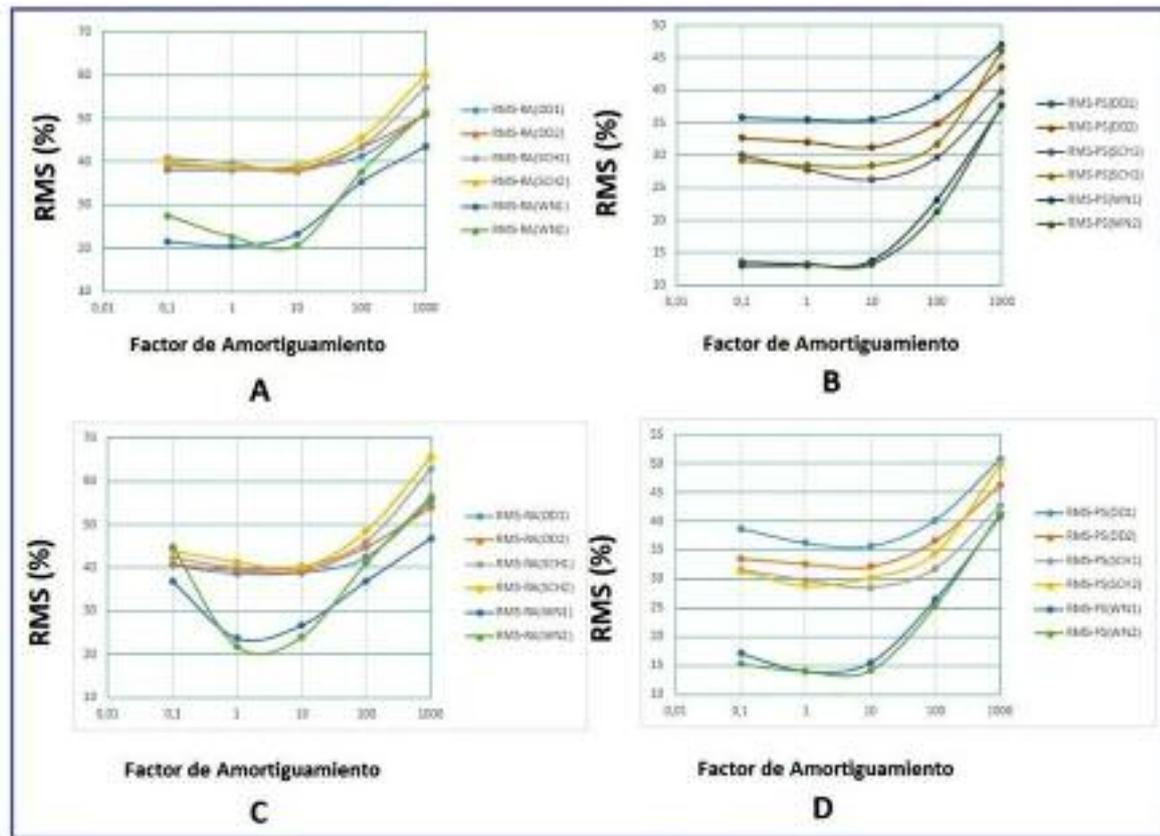


Figura 7. Error Cuadrático Medio (RMS) & Factor de amortiguamiento. Inversión suave: A (modelo inicial homogéneo con resistividad media) y B (Modelo inicial pseudosección). Inversión de mínimo Cuadrado amortiguada: C (modelo inicial homogéneo con resistividad media) y D (Modelo inicial pseudosección).

Este sistema tiene varias etapas de iteraciones donde para conseguir mejor ajuste elimina los datos que quedan desajustados en cada etapa, para este análisis se dejó en la primera etapa para que participaran la mayoría de los datos, se debe comentar que también se hizo el análisis con todos los datos, obteniéndose, como era de esperar RMS muy grandes, no obstante al comparar el comportamiento de las curvas obtenidas en cada uno de los procesos de inversión, se mantenían las tendencias principales, a partir de las cuales se llegaron a las conclusiones que fueron alcanzadas con este estudio.

En la Figura 7 se observa, como en todos los casos el Error Cuadrático Medio aumenta a partir del valor de amortiguamiento 10 y con los dos métodos de inversión y con ambos modelos,

el dispositivo *Wenner* es el que menor RMS presenta. Un aspecto muy importante que se consigue visualizar aquí, es que tomando como modelo inicial la pseudosección los errores cuadráticos medios siempre son menores que con el otro modelo.

La inversión robusta no depende del factor de amortiguamiento por tal motivo no se representa en la figura comentada.

En cuanto al análisis de la relación del Factor de Resolución con el error cuadrático medio se observa en la Figura 8 como el error se mantiene constante al aumentar el factor de resolución con ambos modelos iniciales, se logra distinguir dos aspectos sobresalientes de como el dispositivo *Wenner* es el que menor RMS presenta y como al utilizar modelos iniciales de pseudo-

sección también se obtienen menores errores. Para el resto de las inversiones realizadas acontece lo mismo (**Figura 8**) pero en orden de comparación entre ellos, se dice que la inversión suave es la que ofrece mejores resultados.

En cuanto a los valores de resistividad, se utilizó el criterio de que el intervalo adecuado para las resistividades que se obtengan en la inversión sería el intervalo en el Log10 (Rmax-Rmin) estaría entre 2.4 y 3, como es lógico, al

utilizar el rango se podrían tener valores iguales para intervalos con la misma diferencia entre ellos por lo que un requisito indispensable es que la resistividad mínima no fuera mayor de 20 ohm.m. Se debe recordar que este criterio fue obtenido de los análisis estadísticos de las pseudo-secciones **Tabla 1** y de los valores de resistividad de la base de datos de los SEV realizados en Luanda. Como resultado de este estudio (**Figura 9**) se evidenciaron los siguientes aspectos:

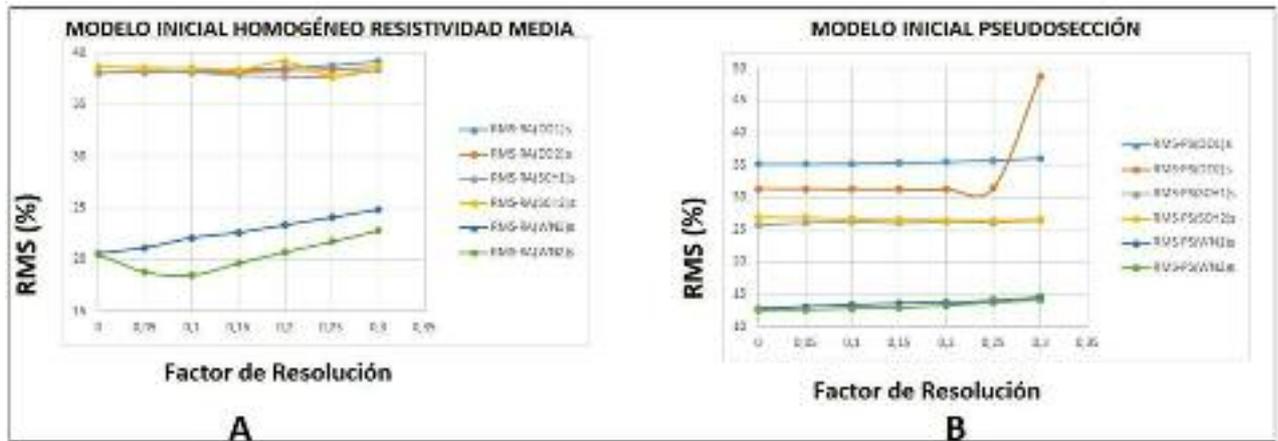


Figura 8. Error cuadrático medio (RMS) & Factor de resolución (Nota: DD identifica al dispositivo Dipolo-Dipolo, la letra minúscula identifica el método de inversión utilizado s (Suave), r (Robusta), mc (Mínimo Cuadrado), SCH dispositivo *Schlumberger* y Wn dispositivo *Wenner*).

A partir de valores de Factor de Amortiguamiento menores que 10 aparecen intervalos de resistividades acordes con las existentes en el área, valores menores crean valores de resistividades muy altos que no son típicos de las condiciones geológicas estudiadas, por otro lado, valores muy altos de este factor disminuye el rango y los valores máximos de resistividades del modelo que tampoco tienen una correspondencia geológica.

En la **Figura 9**, el modelo homogéneo y el método de inversión Suave los dispositivos *Wenner* y *Schlumberger*, ofrecen resistividades aceptables para valores de este factor de 100, sin embargo el Dipolo-Dipolo pasa de valores muy altos a muy bajos, con el método de inversión de los mínimos cuadrados se obtiene una gran mejo-

ría y ya con valores del Factor de Amortiguamiento de 10 los dispositivos Dipolo-Dipolo y *Wenner* ofrecen resistividades lógicas, pero el *Schlumberger* solo los ofrece con valores de 100 de este factor.

Cuando el modelo de partida es el pseudo-sección se obtiene una mayor estabilidad en los resultados de la inversión y las resistividades obtenidas son acorde a las esperadas, en la **Figura 9**, se comprueba como con valores de 10 del factor de amortiguamiento casi todos los dispositivos consiguen tener resistividades aceptables para cualquier método de inversión y para cualquier modelo inicial de partida.

Al hacer el análisis del comportamiento de las resistividades al modificar el factor de re-

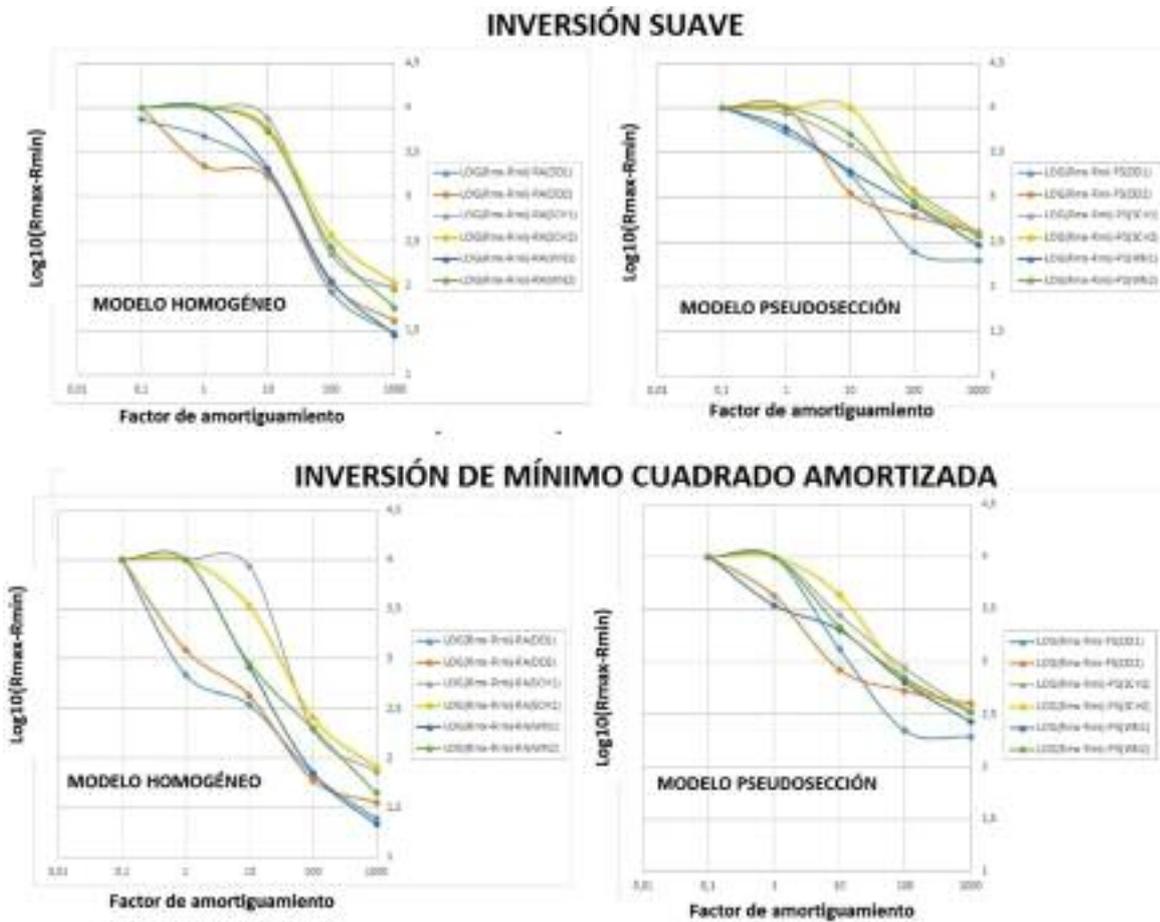


Figura 9. Relación entre el factor de Amortiguamiento y el $\text{Log}_{10}(R_{\text{max}} - R_{\text{min}})$.

solución (Figura 10) se revelan los siguientes aspectos:

Para el modelo inicial homogéneo se aprecia que con el dispositivo *Schlumberger* en ninguna de las inversiones realizadas y con cualquier valor del factor de resolución no puede obtenerse rangos de resistividades aceptables (Figuras 10A, C y E) el resto de los dispositivos se alcanzan mejores resultados con factor de resolución igual a 0.2 aunque se puede observar que las variaciones en el $\text{log}_{10}(R_{\text{max}} - R_{\text{min}})$ son bastante estables para cualquier valor de este factor.

Con el modelo inicial de pseudosección e inversión suave con casi ningún dispositivo se logra obtener rango de resistividad aceptables, aunque los valores que se obtienen no son extremos y podrían utilizarse si se tiene en cuenta que

estos valores máximos pueden estar asociados a resistividades sobredimensionadas por el uso del factor de resolución. En los dispositivos Dipolo-Dipolo se observa cierta tendencia a mejorar con valores 0.2 de este factor.

En las figuras 10C y 10D el método de inversión robusta ofrece resistividades muy estables con casi todo los factores y dispositivos cuando se utiliza el modelo inicial homogéneo, sin embargo, con modelo inicial de pseudosección existe cierta diferencia entre el perfil 1 y el 2, esto debe estar relacionado por la anisotropía presente en el área ya que estas dos tomografías son perpendiculares. Dichas diferencias entre los perfiles pueden notarse en casi todo el estudio, pero aquí se hace evidente.

Con la inversión de Mínimos Cuadrado Amortizada (Figura 10E) en el caso del modelo

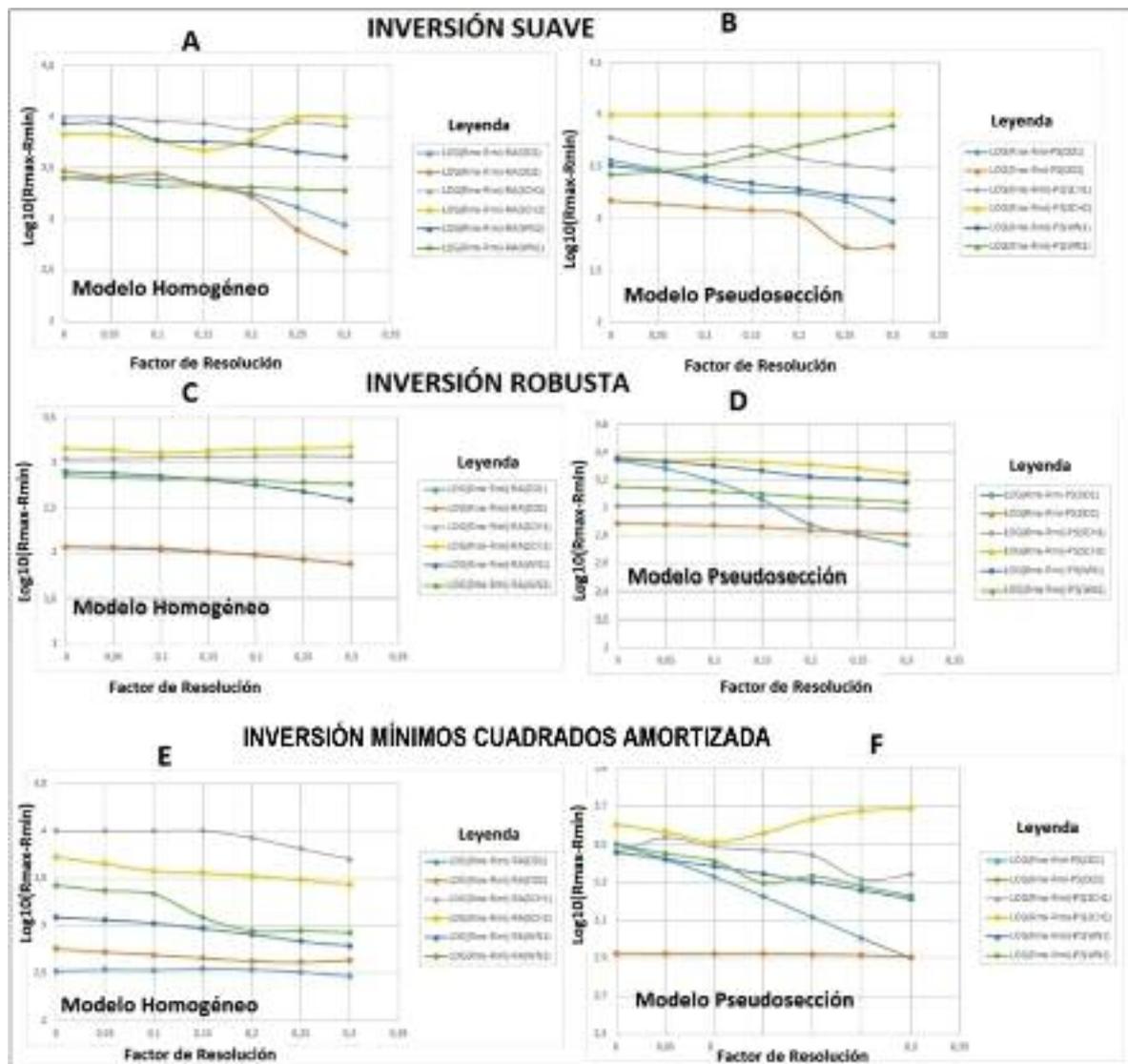


Figura 10. Relación entre el factor de Resolución y el $\text{Log}_{10}(R_{\text{max}} - R_{\text{min}})$.

homogéneo se comprueba la gran variabilidad en cuanto al dispositivo utilizado, no siendo así en la dirección de aumento del Factor de Resolución donde para todos los rangos de las resistividades obtenidas son aproximadamente iguales, sin embargo con el modelo inicial de pseudosección los rangos decrecen al aumentar el Factor de Resolución, menos para el dispositivo *Schlumberger*.

Para generalizar toda esta experiencia se concluyó entonces que no es suficiente con tener menor error cuadrático medio en la inversión,

sino que hay que garantizar también que los parámetros utilizados para la inversión produzcan resistividades con un sentido geológico y que no sea producto de la optimización del problema matemático que es, en definitiva, la pretensión de todo problema de inversión.

Los resultados de este estudio fueron utilizados para hacer la inversión de las restantes tomografías del área.

Con el objetivo de mejorar los resultados obtenidos y obtener las ventajas de cada dispositivo se confeccionaron diferentes combinaciones

de los mismos, a los cuales se le realizaron las inversiones con el procedimiento propuesto.

En la **Figura 11** se muestran las pseudosecciones de la resistividad aparente medida para todos los dispositivos empleados, se presentan las cantidades de puntos de resistividad medidos para cada arreglo denotándose como aumentan

cuando se combinan los tres métodos. Se comprueba la diferencia de las resistividades obtenidas en morfología, así como por sus valores mínimos y máximos. Las profundidades máximas alcanzadas están entre los 18 y 22.4 metros, siendo suficiente para las necesidades de esta investigación.

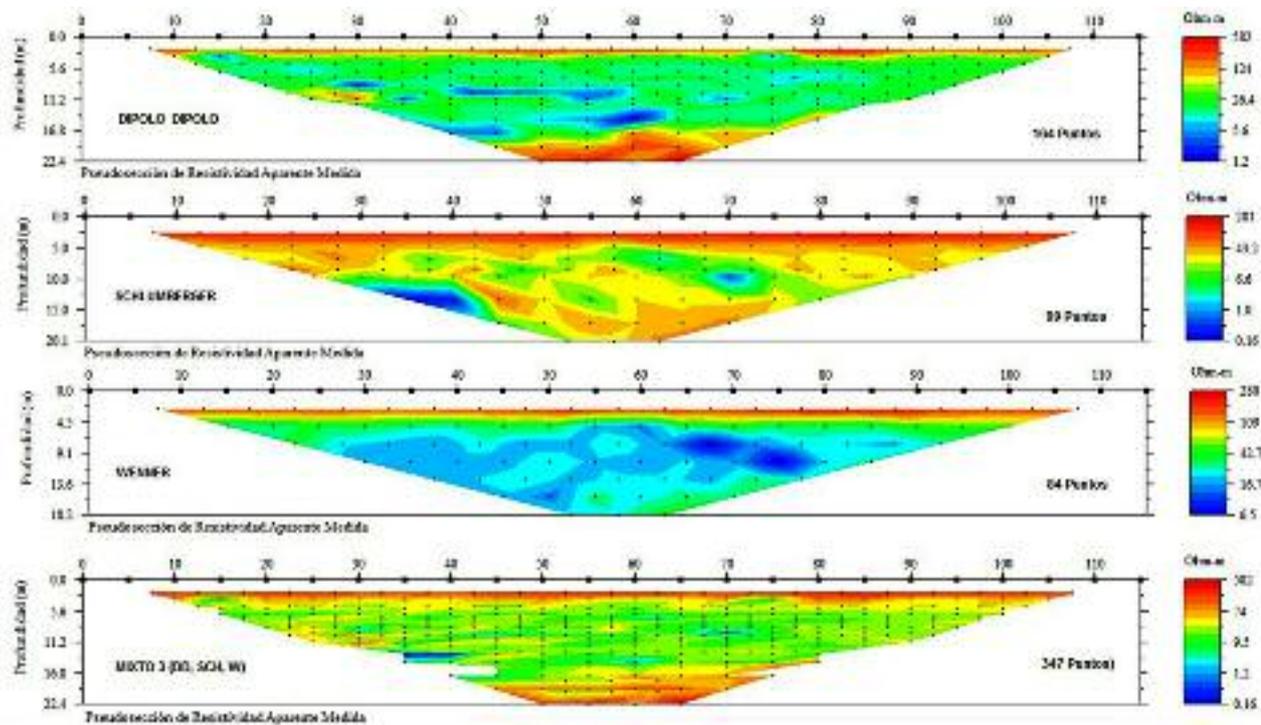


Figura 11. Pseudosección de Resistividad Aparente medida para todos los dispositivos utilizados en el perfil TME-1

CONCLUSIONES

El dispositivo *Wenner* es el que menor Error Cuadrático Medio (RMS) ofrece para cualquier método de inversión utilizado, le sigue el *Schlumberger* y por último el Dipolo-dipolo.

Los valores de coeficiente de amortiguamiento adecuado para obtener menor RMS es el 10, aunque con 100 se consiguen mejores resultados para el dispositivo *Schlumberger*.

El coeficiente de resolución que mejores resultados ofrece es el 0.2 debido a que al aumentar mucho este valor aparecen valores de resistividad sobredimensionados provocados por

el aumento de la sensibilidad en los sectores cerca de los electrodos que ya son altos.

Los tres métodos experimentados tienen sus ventajas, pero sin dudas el método de inversión suave resulta adecuado utilizarlo con factor de suavidad 10 y factor de resolución 0.2.

La inversión robusta ofrece rango de resistividades muy adecuadas, pero el RMS es mayor.

El dispositivo *Wenner* fue el de mejor calidad de los datos medidos y el que menor error en la inversión ofreció, aunque daba altos rangos de resistividades en el modelo final

Para mejorar el modelo final se debe rea-

lizar combinaciones entre los dispositivos y utilizar el método robusto para la inversión.

La combinación de los tres dispositivos (Dipolo-Dipolo, *Schlumberger* y *Wenner*) dada la cantidad de puntos que utiliza para la inversión ofreció una mejor calidad del modelo final, para la resistividad .

AGRADECIMIENTOS.

Agradecemos a los profesores Dr. João Baptista y la Dra. Gabriela Teixeira-Pires de la Universidad Agustino Neto de Angola por su participación en los trabajos de campo como parte del proyecto internacional Southern African Science Service Centre for Climate Change and Adaptive Land Management (SASSCAL)

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

Advanced Geosciences, Inc (AGI), 2016, Instruction Manual for EarthImager 2D Version 2.4.2 Resistivity and IP Inversion Software. Austin, Texas: 140 pp

Athanasiou, E. N., Tsourlos, P. I., Papazachos, C. B., & Tsokas, G. N., 2007. Combined weighted inversion of electrical resistivity data arising from different array types. *Journal of Applied Geophysics.*, 62, 124-140.

Barros Da Silva, M.A.P., 2018, Procedimientos para la aplicación, de los métodos geofísicos a los estudios geotécnicos en los suelos arenos-limo-arcillosos de Luanda, Angola: La Habana, Cuba, Universidad Tecnológica de La Habana «José Antonio Echeverría» tesis doctoral, 100 pp.

Bioska, B., 2011, Optimización de los procesos de medidas e interpretación de la tomografía geoelectrica en la prospección superficial: Madrid, España, Universidad Politécnica de Madrid, E.T.S. Ingeniero en Minas de Madrid, tesis doctoral, 267 pp.

Claerbout, J.F., Muir F., 1973, Robust modeling with erratic data: *Geophysics*, 38(5), 826-844.

Cosenza, P., Marmet, E., Rejiba, F., Jun Cui, Y., Tabbagh, A., & Charlery, Y., 2006, Correlations between geotechnical and electrical data: A case study at Garchy in France. *Journal of Applied Geophysics*, 60, 165-178.

Elijah, A., Adetayo, F., & Olubunmi, J., 2012, An application of 2D electrical resistivity tomography in geotechnical investigations of foundation defects: A case study. *Journal of Geology and Mining Research*, 3(12), 142-151., doi:10.5897/JGMR12.002

Loke, M.H., Dahlin, T., 2002, A comparison of the Gauss-Newton and quasi-Newton methods in resistivity imaging inversion: *Journal of Applied Geophysics*, 49, 149-162.

Loke, M.H. y R.D. Barker, 1995, Least-squares deconvolution of apparent resistivity pseudo-sections: *Geophysics*. 60(6), 1682-1690.

Loke, M. H., 2002, Tutorial: 2-D and 3-D electrical imaging surveys (en línea) actualización: 04 de abril 2018, <<http://www.goelectrical.com>, acceso libre, consulta 15 de marzo de 2020

Oldenburg, D.W. y Y. Li., 1999, Estimating depth of investigation in dc resistivity and IP surveys: *Geophysics*. 64(2), 403-416.

Siddiqui, F. I., & Bin Syed Osman, S. B. A., 2013, Simple and multiple regression models for relationship between electrical resistivity and various soil properties for soil characterization. *Environ Earth Science*, 70, 259-267.

Sudha, K., Israil, M., Mittal, S., & Rai, J., 2009, Soil characterization using electrical resistivity tomography and geotechnical investigations. *Journal of Applied Geophysics*, 67, 74-79.

Recibido: 10 de julio de 2020

Aprobado: 8 de junio de 2021.

Ajuste de densidades de control para la perforación de formaciones fracturadas de forma natural, mediante el análisis de la presión estática de yacimiento en pozos de desarrollo.

Ángel Suárez Rodríguez¹

¹ Ingeniero en Petróleo y Gas Natural. Calle Juárez #401, Colonia Centro, Paraiso, Tabasco. CP 86610. Correo electrónico: angel.suarez@pemex.com

RESUMEN

La perforación de pozos de desarrollo cuyos objetivos son yacimientos fracturados de forma natural, es una de las principales actividades que permite la incorporación de reservas y el mantenimiento de la base de producción de hidrocarburos en México, por lo tanto, es evidente que el aumento en la eficiencia de dichos proyectos pozos aporta valor a las empresas y al país. El incremento en la eficiencia de la perforación de los pozos se ha logrado mediante la identificación de buenas prácticas y la correcta aplicación de las lecciones aprendidas a lo largo del desarrollo de los campos. Una de las buenas prácticas aplicadas durante la perforación de yacimientos fracturados de forma natural, ha sido el ajuste de las densidades de control antes de iniciar a perforar dichas formaciones, como lo son las atravesadas en el Cretácico y el Jurásico Superior, entre otras razones porque dichos ajustes permiten prevenir problemáticas tales como pérdidas de circulación, pegadura de tuberías por presión diferencial, gasificaciones e influjos; se disminuyen de este modo los tiempos no productivos y se aumenta la rentabilidad de los proyectos. Conociéndose que en los yaci-

mientos fracturados de forma natural no pueden ser aplicados los métodos convencionales para el cálculo de la presión de poro y el gradiente de fractura, se procede a realizar el ajuste de la densidad de control mediante el análisis de la declinación de la presión estática del yacimiento y de la información obtenida durante la perforación de los pozos de correlación. Debido a que los pozos de desarrollo son perforados mientras ya existen pozos en su etapa de producción en el campo, se conoce que la presión estática del yacimiento disminuirá en función del tiempo y así mismo lo hará la densidad de control necesaria para atravesar dichas formaciones.

Palabras clave: yacimiento fracturado de forma natural, presión estática, densidad de control.

ABSTRACT

The drilling of development wells whose objectives are naturally fractured reservoirs is currently one of the main activities that allows the incorporation of reserves and the maintenance of the hydrocarbon production base in Mexico, therefore, it is evident that the increase

in the efficiency of these projects wells adds value to companies and the country. The increase in the efficiency of well drilling has been achieved mainly through the identification of good practices and the correct application of the lessons learned throughout the development of the fields. One of the good practices applied during the drilling of naturally fractured reservoirs has been to adjust the control densities before starting to drill these formations, such as those traversed in the Cretaceous and Upper Jurassic, among other reasons because such adjustments allow prevent problems such as lost circulation, bonding of pipes by differential pressure, gasification and influxes; thus reducing non-productive times and increasing the profitability of projects. Knowing that in naturally fractured reservoirs conventional methods for calculating pore pressure and fracture gradient cannot be applied, the control density adjustment is carried out by analyzing the decline of the static pressure of the reservoir and reviewing the information obtained during the drilling of the correlation wells. Since development wells are drilled while there are already wells producing in the field, it is known that the static pressure of the reservoir will decrease as a function of time and so will the control density necessary to cross these formations.

Keywords: naturally fractured reservoir, static pressure, control density

RESUMO

A perfuração de poços de desenvolvimento cujos alvos são reservatórios fraturados é uma das principais atividades que permite a incorporação de reservas e a manutenção da base de produção de hidrocarbonetos no México, portanto, é evidente que o aumento da eficiência desses projetos de poços agrega valor para as empresas e para o país. O aumento da eficiência na perfuração de poços tem sido alcançado através da identificação de boas práticas e da correta aplicação das lições aprendidas ao longo do desenvolvimento dos campos. Uma das boas práticas aplicadas durante a perfuração de reservatórios fraturados tem sido ajustar as densidades de controle antes de começar a perfurar

essas formações, como as que atravessam o Cretáceo e o Jurássico Superior, entre outros motivos, porque os referidos ajustes permitem evitar problemas como circulação perdida, aderência de tubos por pressão diferencial, gaseificação e influxos; Desta forma, os tempos improdutivos são reduzidos e a rentabilidade dos projetos é aumentada. Sabendo que em reservatórios fraturados métodos convencionais para calcular a pressão de poro e gradiente de fratura não podem ser aplicados, o ajuste de densidade de controle é realizado análise o declínio de pressão. Estática do reservatório e das formações obtidas durante a perfuração dos poços de correlação. Como os poços de desenvolvimento são perfurados enquanto já existem poços em fase de produção no campo, sabe-se que a pressão estática do reservatório diminuirá em função do tempo e também diminuirá a densidade de controle necessária para atravessar essas formações.

Palavras chave: reservatorio fraturado, pressão estática, densidade de controle.

INTRODUCCIÓN

La correcta programación de las densidades de control para perforar las etapas de formaciones fracturadas de forma natural es de vital importancia para garantizar la integridad mecánica de un pozo (**Figura 1**), entre otras cosas porque:

- Permite evitar influjos y/o gasificaciones al perforar con un correcto sobrebalance.
- El perforar con una presión hidrostática (generada por la densidad de lodo) cercana a la presión de yacimiento, permite evitar o reducir las pérdidas de circulación hacia la formación
- Al evitarse o disminuirse las pérdidas de circulación, se evita el uso de material obturante que pudiera dañar las formaciones productoras.
- Al perforar con un sobrebalance mínimo se disminuye el riesgo de observar pegaduras de tuberías por presión diferencial.

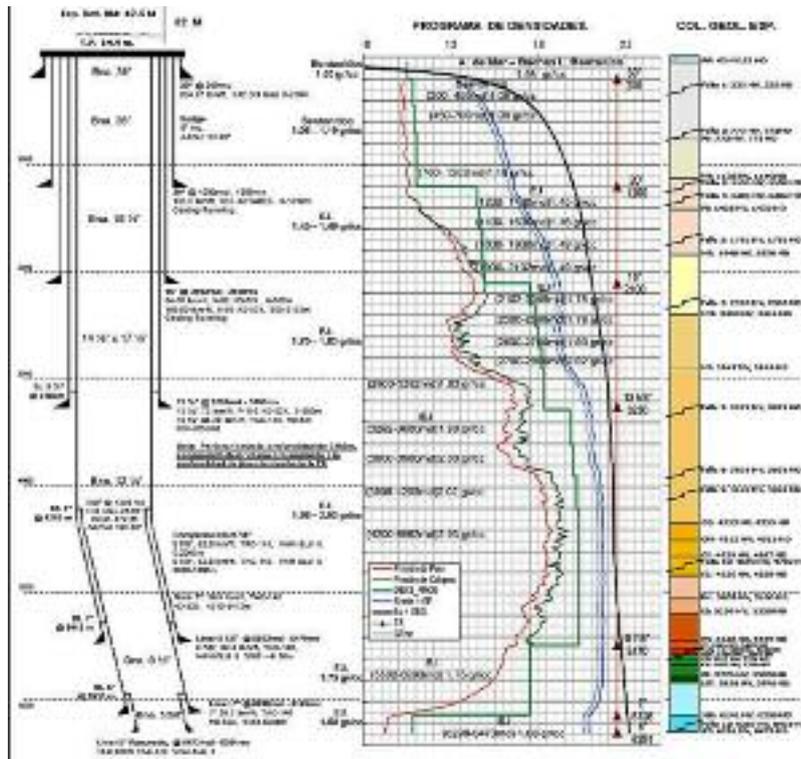


Figura 1. Estado mecánico programado con la densidad de control para cada etapa

MARCO METODOLOGICO

Antecedentes

En la industria petrolera siempre se ha buscado la optimización de las operaciones y el ahorro en el tiempo y los costos de las intervenciones mediante la implementación de nuevas tecnologías y la mejora de las técnicas ya aplicadas. En este artículo se plantea el adecuado uso de una técnica, la cual consiste en ajustar la densidad de control antes de iniciar la perforación de una formación fracturada de forma natural, mediante el análisis de la presión estática del yacimiento.

Planteamiento del Problema

En los campos de aguas someras del golfo de México, las formaciones fracturadas de forma natural suelen encontrarse en el Mesozoico en zonas de yacimiento, en las cuales el riesgo de observar gasificaciones, influjos, pérdidas de circulación y pegaduras por presión diferencial se considera elevado y al presentarse dichos eventos durante la perforación se pueden generar retrasos en las operaciones que deriven en sobrecostos

para el pozo, e incluso llegarse a ver comprometida la integridad del mismo (Mitchell, 2001).

Se considera que los métodos convencionales para el cálculo de geopresiones que se utilizan en las formaciones lutíticas del Terciario no pueden ser aplicados en las formaciones fractuadas de forma natural de los yacimientos de Cretácico y JSK; nace la necesidad de hallar una manera de poder programar densidades de control para perforar las etapas de yacimiento de una manera segura en donde se garantice la integridad del pozo y el éxito de la operación.

Justificación

Comprender la relación que existe en las formaciones fracturadas de forma natural, entre la presión estática del yacimiento y la densidad de control que se requiere para perforar dichas formaciones es indispensable para garantizar el éxito de la operaciones de perforación de pozos con objetivos en Mesozoico; este trabajo posee un enfoque cuantitativo y un nivel de investigación correlacional al poder comparar el éxito operativo en dis-

tintos pozos de un área al realizarse la investigación de manera experimental. Para recolectar datos del porcentaje de éxito durante la perforación de las formaciones fracturadas de forma natural se analizaron dos pozos petroleros perforados en el campo Alfa (campo real, nombre ficticio), ambos con objetivo en JSK, pero en espacios de tiempo distintos, se considera así que las condiciones de investigación son favorables.

Objetivo General

Describir una metodología sencilla que relacione la presión estática del yacimiento (PWS) con la densidad de control adecuada para perforar de forma segura formaciones fracturadas de forma natural en campos de desarrollo.

Objetivos Particulares

1. Explicar de forma práctica la manera en la que se ajusta la densidad de control para perforar una etapa de yacimiento en función de su presión estática.
2. Aplicar los conocimientos técnicos y prácticos adquiridos durante la perforación de las etapas de yacimiento en los pozos de desarrollo.
3. Dar conocer las prácticas aplicadas en los pozos de desarrollo de los campos de aguas someras del Golfo de México a fin de que estas puedan ser aplicadas en otros campos en función de sus necesidades.

Preguntas de investigación

1. ¿Se pueden eliminar o minimizar los riesgos de observar eventos tales como gasificaciones, influjos, pérdidas de circulación y pegaduras durante la perforación de yacimientos fracturados de forma natural?
2. ¿Cuáles son las mejores prácticas para perforar formaciones fracturadas de forma natural?

Hipótesis

Para perforar una formación fracturada de forma segura y sin contratiempos, esta es perforada con un li-

gero sobrebalance, es decir, con una presión hidrostática (ejercida por la columna de fluido de control) mayor a la presión de yacimiento, lo que nos garantizará tener el pozo controlado con una diferencial de presión mínima, mediante lo cual se evitan o disminuyen los riesgos de observar gasificaciones, influjos, pérdidas de circulación y pega de tuberías durante la perforación del yacimiento.

Delimitación y alcance

Este documento es de carácter técnico y didáctico y se limita a mostrar los avances en las técnicas de perforación adquiridas durante el desarrollo de un número limitado de campos de aguas someras del Golfo de México. Para este artículo técnico al campo de estudio se le ha dado el nombre ficticio de Campo Alfa y a los pozos de estudio el nombre ficticio de Alfa-2 y Alfa-21 respectivamente.

DESAFIOS PRESENTES AL PERFORAR YACIMIENTOS FRACTURADOS DE FORMA NATURAL

Al inicio del diseño de un pozo, una vez realizada la trayectoria y definidos los contactos geológicos se procede a elaborar el modelo geomecánico (**Figura 2**) del mismo, mediante dicho modelo definen las profundidades de asentamiento de tuberías de revestimiento y densidades del lodo de control para cada etapa del pozo (Edgardo Boldo Gonzalez, 2011). En los campos de aguas someras se encuentra a profundidades someras formaciones poco consolidadas con presión de poro normal, y conforme se profundiza comienzan las zonas de presiones anormales propias del Terciario en las cuales las geopresiones son estimadas a partir de registros geofísicos indicadores de porosidad (Resistivo, Sónico y RHOB) mediante el uso de los métodos convencionales que estiman la magnitud de la presión de poro en función de la sobrecarga y la subcompactación de la formación (Bowers, 1994); dichos métodos no pueden ser utilizados una vez alcanzadas las formaciones carbonatadas del Mesozoico, en las cuales la presión de la formación no depende solo de la sobrecarga sino también se ve afectada por los distin-

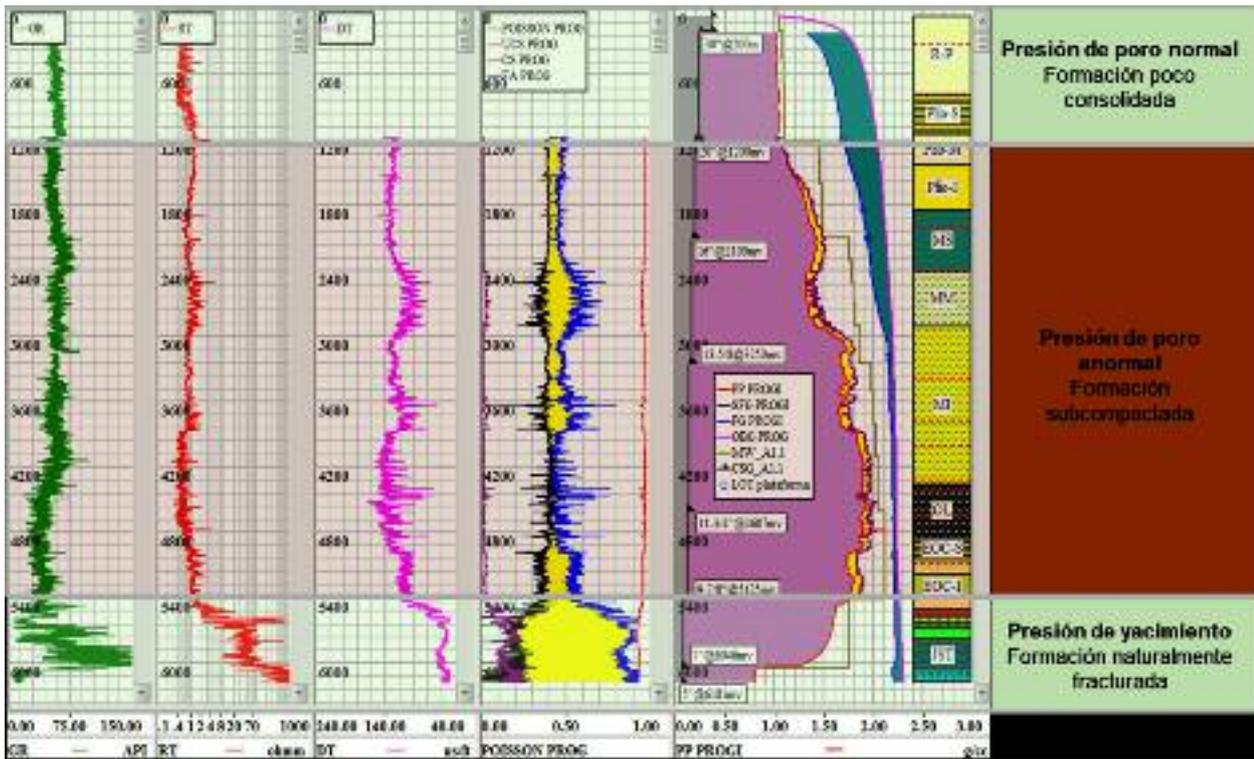


Figura 2. Esquema de un modelo geomecánico tipo del campo Alfa

tos mecanismos de empuje que añaden presión al yacimiento, que para el caso del campo Alfa su mecanismo principal de empuje es la expansión del sistema roca-fluido.

Durante la perforación de las formaciones lutíticas del Terciario es sencillo calibrar las geopresiones puesto que al ser formaciones que no son explotadas, la presión de poro en ellas se mantiene constante a lo largo del tiempo y del mismo modo las densidades de control utilizadas para atravesar dichas formaciones no tienen mayores variaciones en un mismo campo; sin embargo; en las formaciones productoras perforadas durante el desarrollo de un campo las densidades de control adecuadas no serán constantes a lo largo del tiempo.

Los pozos de los campos de aguas someras tienen por objetivo principal la formación JSK, esta formación está compuesta por carbonatos tipo calizas y dolomías (Figura 3), las cuales se encuentran saturadas de hidrocarburos y al ser formaciones productoras y estar fracturadas, al atravesarlas pueden presentar

problemas de influjos, gasificaciones y/o pérdidas de circulación.

AJUSTE DE LA DENSIDAD DE CONTROL MEDIANTE EL ANALISIS DE LA PRESION ESTADICA DE YACIMIENTO

Siendo conscientes que, durante el desarrollo de un campo, los pozos son perforados mientras otros pozos ya se encuentran en producción, se conoce que la presión estática del yacimiento variará en función del tiempo y del mismo modo lo hará la densidad de lodo necesaria para perforar dicho yacimiento. Lo anterior se cumple siempre y cuando el yacimiento no se encuentre «compartamentalizado» en bloques con distintas fronteras.

Puesto que en un pozo que será perforado, no se conoce de forma precisa la presión real del yacimiento que será atravesado, se recurre a una estimación general de la tendencia de declinación del campo (Figura 4), misma que se realiza a través de datos de presión de los pozos que ya se encuentran en produc-

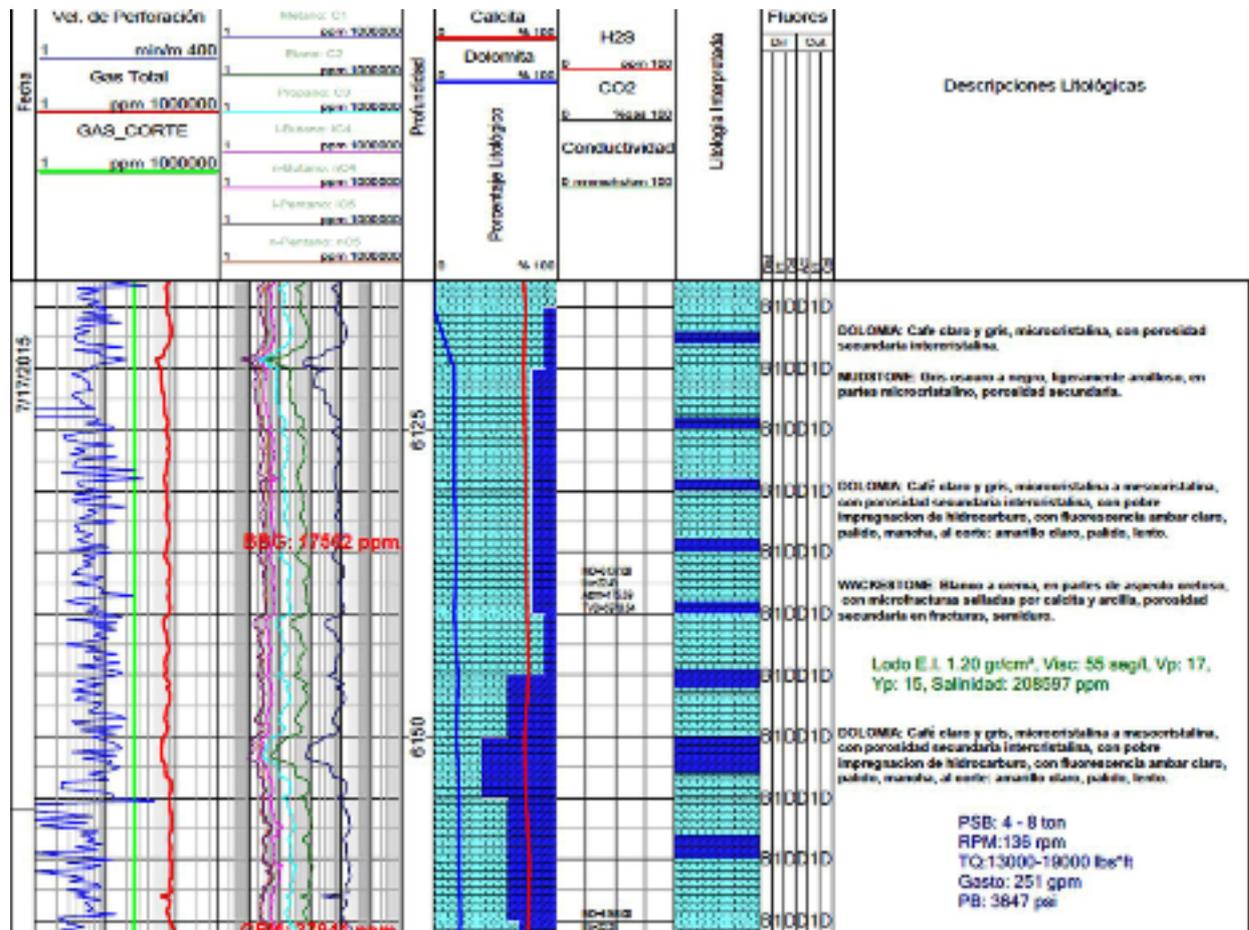


Figura 3. Extracto de masterlog de un intervalo de la formación JSK

ción en dicho campo, estos datos de presión se obtienen de sondas de registro de presión y temperatura tomados durante la terminación de los pozos. Lo anterior es un trabajo multidisciplinario puesto que dicha información es recopilada y analizada por las áreas de Productividad y de Yacimientos, quienes proporcionan al equipo de diseño la estimación de la presión estática del yacimiento para la fecha que se les solicita, mientras que el área de Geociencias proporciona las estimaciones de la columna geológica a atravesar en el pozo.

Una vez que se ha proyectado una presión de yacimiento para la fecha en la que será perforada la formación JSK en un pozo, se revisa la columna geológica estimada para identificar la profundidad vertical de la formación JSK en el pozo, esto es importante puesto que la presión de yacimiento esta referencia a un nivel medio y puesto que existe un gradiente de pre-

sión en el mismo (el cual es de 0.049 gr/cc para el campo en estudio) dicha presión es ajustada para cada pozo que será perforado.

En la **Figura 5** se observan las distintas profundidades a las cuales se encontró el objetivo JSK en los pozos perforados del campo de estudio.

Una vez obtenida la estimación de la presión estática de yacimiento y la columna geológica probable, se procede a emplear la metodología que se ha venido describiendo, la cual es bastante sencilla:

1. Se colocan los intervalos de interés en mv (metros verticales).
2. Se utiliza el gradiente del yacimiento (0.049 para el campo de estudio) se calcula la variación de la presión con respecto a la profundidad

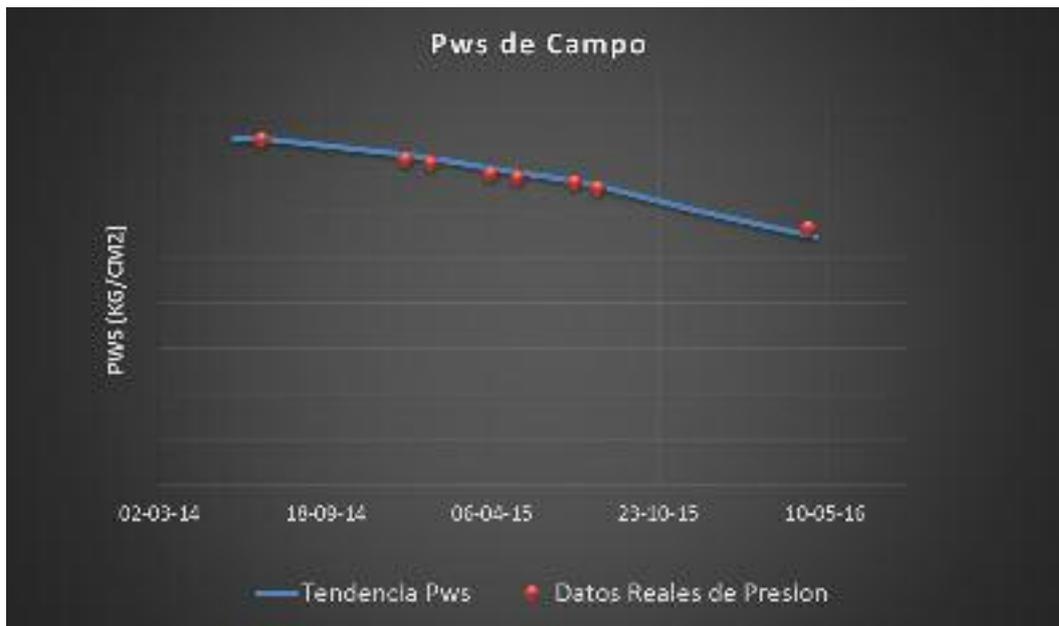


Figura 4. Declinación de presión estimada para el yacimiento JSK
(Los datos de presión han sido omitidos al ser información de uso exclusivo)

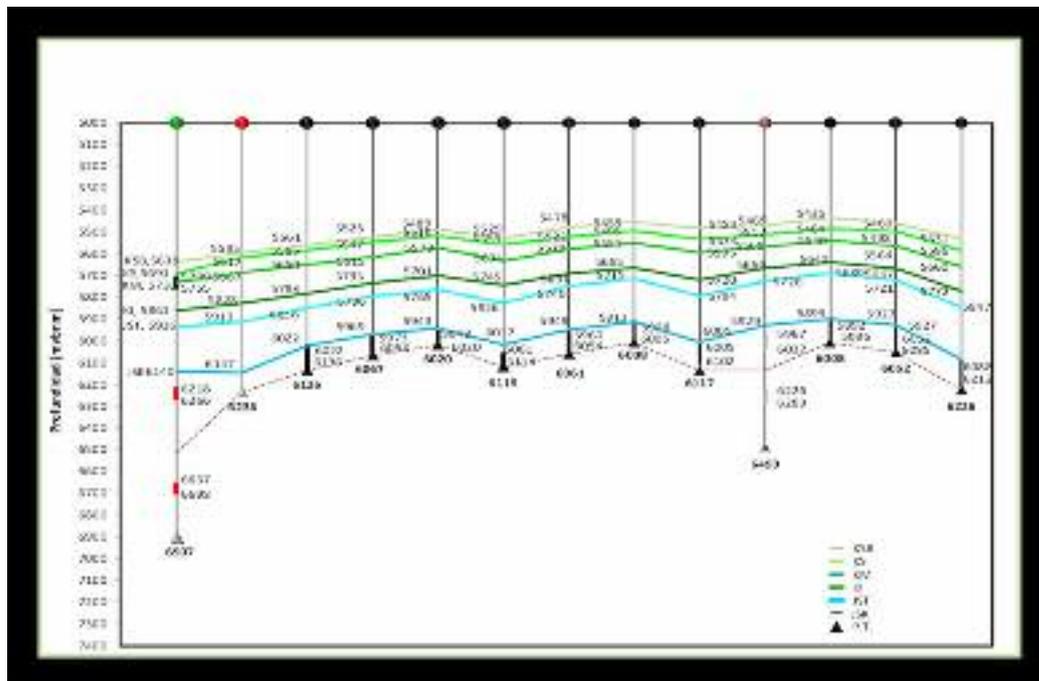


Figura 5. Cimas de las formaciones de Mesozoico (yacimiento JSK)

$$P_{grad} = (h_{ref} - h_{int})(g_{yac})$$

Donde:

Pgrad: presión obtenida por gradiente de fluidos en el yacimiento (kg/cm²)

href: profundidad media del yacimiento (mts)

hint: profundidad del intervalo (mts)

gyac: gradiente de fluidos en el yacimiento ((kg/cm²)

3. Se resta la presión del punto anterior a la Pws estimada. La presión también podría ser sumada, esto depende de la ubicación del intervalo con respecto a la referencia, una comprobación fácil es conocer que a mayor profundidad mayor será ser la presión.

$$P_{acum} = P_{ws} - P_{grad}$$

Donde:

Pacum: presión ajustada a un punto del yacimiento (kg/cm²)

Pws: presión estática del yacimiento (kg/cm²)

Pgrad: presión obtenida por gradiente de fluidos en el yacimiento (kg/cm²)

4. Se expresa la presión obtenida como gradiente

$$P_{densidad} = (P_{acum} + 10) / (h_{int})$$

Donde:

Pdensidad: presión expresada como densidad (gr/cc)

Pacum: presión ajustada a un punto del yacimiento (kg/cm²)

hint: profundidad del intervalo (mts)

5. El gradiente obtenido se grafica en el software Excel, Predict (**Figura 6**) o algún otro.

A continuación, en la **Tabla 1** se muestra un ejemplo de estimación de presión de yacimiento y su expresión como gradiente.

Una vez realizado el ajuste de la presión de yacimiento para el pozo que se va a perforar, se procede a ajustar la densidad del fluido de control. Para

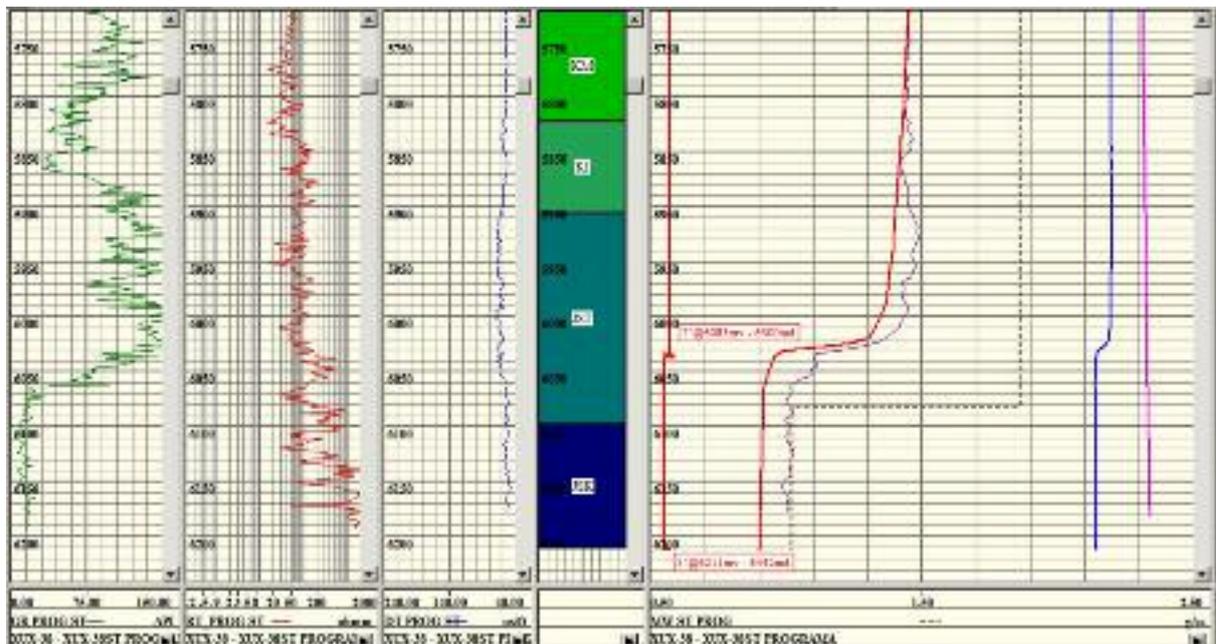


Figura 6. Ajuste de la Pws y la densidad para perforar la formación JSK (en los primeros 3 tracks se observan los registros de gamma ray, resistividad y sónico, en el cuarto track la columna geológica estimada y en el quinto track la ventana operativa ajustada)

| DATOS DEL CAMPO | | |
|---------------------------|-------------------------|-----------------------|
| PROFUNDIDAD REFERENCIA | 6220 mvbnm - 6250 mvbmr | |
| Pws ESTIMADA (ABRIL 2016) | 540 | kg/cm ² |
| GRADIENTE JSK | 0.049 | kg/cm ² /m |

| DATOS - POZOS ALFA - JSK | | | | |
|--------------------------|-------------|-----------------------|--------------------|-----------------------------|
| INTERVALO | PROFUNDIDAD | PRESION POR GRADIENTE | PRESION ACUMULADA | Pws EXPRESADA COMO DENSIDAD |
| | mvbmr | kg/cm ² | kg/cm ² | gr/cc |
| JST (LWD) | 5897 | 17 | 523 | 0.89 |
| JSK (PROBABLE) | 6089 | 8 | 532 | 0.87 |
| PT | 6202 | 2 | 538 | 0.87 |
| PROF. REFERENCIA | 6250 | 0 | 540 | 0.86 |

Tabla 1. Ajuste de presión estática de yacimiento para un pozo del campo Alfa (Las celdas en color verde son datos de entrada, las celdas en color rojo son datos calculados)

perforar etapas de yacimiento, lo ideal es perforarlas sobrebalance para mantener el pozo controlado en todo momento, sin embargo, en formaciones fracturadas de forma natural un sobrebalance elevado conllevará a tener pérdidas de circulación. Puesto que ya se ha estimado la presión del yacimiento, es posible programar densidades de lodo con un sobrebalance mínimo, el cual permita controlar el pozo a la vez que disminuimos el riesgo de tener pérdidas de circulación. Para los campos de aguas someras estudiados, mediante el análisis de la información de los pozos de correlación se llegó a la conclusión que un sobrebalance óptimo para los pozos de los campos variaba en el orden de 0.1 gr/cc a 0.15 gr/cc según fuera el caso, puesto que no todos los campos se comportaron de la misma manera. Lo anterior quiere decir que si el cálculo de la presión de yacimiento expresada en densidad (ejemplo de la tabla superior) arroja un valor de 0.87 gr/cc, la densidad del lodo de control para un pozo del campo de estudio se programaría en 1.02 gr/cc puesto que con sobrebalances más altos se corre el riesgo de observar perdidas de circulación y con sobrebalances más bajos se corre el riesgo de observar gasificaciones e inlfujos en el pozo. Esta relación de

sobrebalance optimo será analizada de manera particular para cada campo en específico a través de los eventos observados en los mismos.

En la **Figura 7** se observa como en un mismo campo ha variado la densidad de control con la cual se ha perforado el yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano, se comprende que la densidad de control necesaria para perforar ha disminuido conforme ha disminuido la presión del yacimiento.

CASO DE ESTUDIO

Para el caso de estudio se eligieron dos pozos del «campo Alfa», el pozo Alfa-2 y el pozo Alfa-21, los cuales se consideran un buen ejemplo al ser pozos perforados en distintas etapas del desarrollo del campo.

Pozo Alfa-2:

El pozo de desarrollo Alfa-2 fue perforado en una etapa temprana del desarrollo del campo Alfa y al ser uno de los primeros pozos en ser perforados solo se contaba con datos de presión obtenidos de los pozos exploratorios; bajo este escenario se inició a perforar la etapa de 5" a 6000 md con densidad de lodo de 1.41 gr/cc; perforó a 6131md se observó pérdida total de

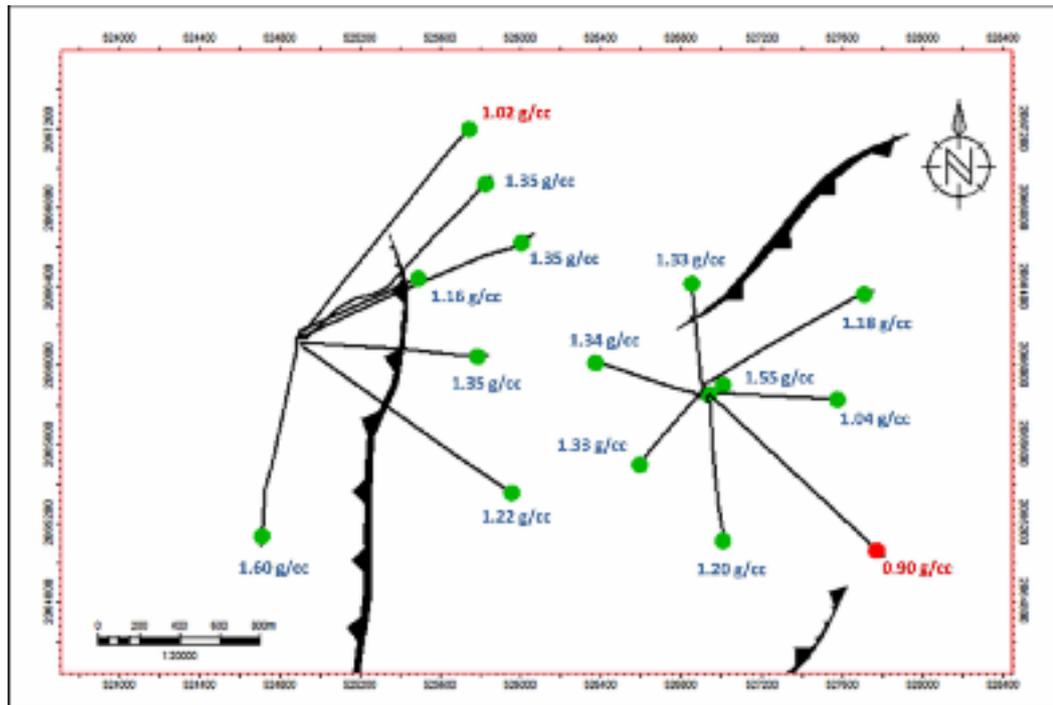


Figura 7. Densidades de fluido de control utilizadas para perforar el JSK en el campo Alfa (En color azul se observan las densidades reales con las cuales concluyeron los pozos, en color rojo se observan las densidades programadas para pozos a perforar)

circulación lo cual obligó a suspender la perforación y disminuir la densidad de control de forma paulatina hasta 1.33 gr/cc, el control de la pérdida tomo un lapso de 2 días de equipo (que cobra 162 000 dls/día) y fueron perdidos 93 m³ de lodo (1725 dls/m³), lo cual

suma un monto de 484 425 dólares perdidos en dicha operación. **Figura 8.**

Pozo Alfa-21

El pozo de desarrollo Alfa-21 fue perforado en una

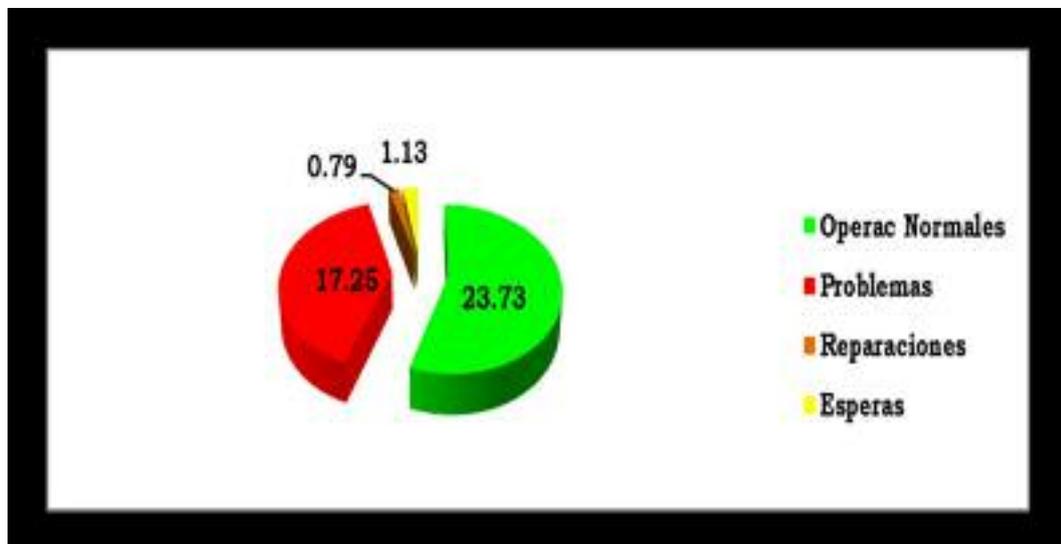


Figura 8. Tiempo invertido en la perforación de la etapa de 5” del pozo Alfa-2

etapa avanzada del desarrollo del campo Alfa en la cual ya se contaba con datos de presión confiables con los cuales se realizó el cálculo para el ajuste de la densidad de control explicada en el capítulo anterior; este pozo inicio a perforar a 6 300 md con una densidad de 1.02

gr/cc y concluyo la perforación del mismo a 6480 md sin observar eventos importantes; esta perforación se realizó en el tiempo programado; los días con problemas que se observan en la gráfica derivados del atrapamiento por geometría de una sonda de registros. **Figura 9.**

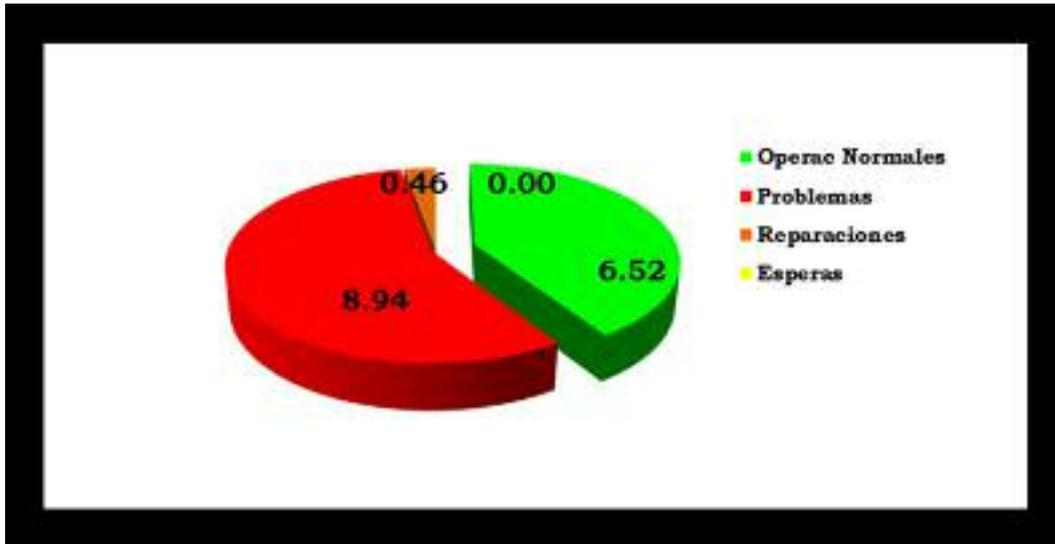


Figura 9. Tiempo invertido en la perforación de la etapa de 5'' del pozo Alfa-21

CONSIDERACIONES ADICIONALES

- Es adecuado que la comunicación de presión en los yacimientos sea validada por el área de geociencias mediante el análisis de pruebas de presión-producción, pruebas de interferencia de pozos, registros estáticos entre otros, puesto que entre mejor sea la calidad de dicha información mejor será el ajuste de la tendencia de declinación de presión para el campo.
- Para perforar formaciones productoras, se asentarán las tuberías de revestimiento anteriores lo más cercano posible a dicho contacto con la finalidad de aislar formaciones con distintos gradientes que puedan afectar la perforación; en el caso de los campos de aguas someras los Liners de 7'' quedan asentados entre 15 y 10 mts a la cima del JSK (uso parcial de técnica geo-stopping)
- Puesto que las estimaciones tanto de presión como de columnas geológicas son ajustadas

de forma regular, este método utilizado para ajustar la densidad del fluido de control se realizará poco antes de iniciar a perforar las etapas de yacimiento.

- La comunicación de la presión en los yacimientos fracturados de forma natural no siempre se presenta del mismo modo, si un yacimiento de carbonatos se encuentra compartimentalizado en «bloques individuales», la metodología que fue descrita en este artículo no será de utilidad.

CONCLUSIONES

- Para los campos de aguas someras; mediante el análisis de la tendencia de declinación de los campos y el comportamiento observado durante la perforación de las etapas de yacimientos fracturados de forma natural, se llegó a la conclusión de que un sobrebalance optimo se encontraba en el orden de 0.10 a 0.15 gr/cc por encima de la Pws de yaci-

miento, sin embargo, dicho rango varia en otros campos.

- Las estimaciones de presión que se realicen para los pozos siempre tendrán un margen de error, debido a lo cual, es indispensable el seguimiento continuo de las operaciones de perforación por parte del VCDSE con tal de reaccionar lo más rápido posible ante cualquier eventualidad y de este modo tomar las medidas pertinentes de forma oportuna.
- La presencia de pérdidas de circulación durante la perforación de carbonatos no dependerá solo de la presión diferencial observada durante la perforación, sino también de la densidad de fracturas presente en la formación, del «*stress*» al que estas se encuentren sometidas y de si están selladas o no por algún material (calcita y/o arcilla).
- El correcto ajuste de las densidades de control ha demostrado ser eficaz para reducir los eventos de gasificaciones y pérdidas de circulación observados durante la perforación de las etapas de yacimientos en los pozos con objetivo JSK y Cretácico. En este artículo se describe dicha técnica a fin de que pueda

ser aplicada en pozos de otros campos petroleros en función de sus necesidades. Dado que cada campo es diferente, las técnicas aquí descritas quedan abiertas a las observaciones y/o mejoras que el lector considere pertinentes.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

Edgardo Boldo González, Ángel Suárez Rodríguez, 2011, Evaluación de gradientes de formación con datos de registros geofísicos en tiempo real (LWD) de pozos de desarrollo del campo Bolontiku, Villahermosa, Tabasco.

Glenn L. Bowers, 1994, Pore pressure estimation from velocity data: accounting for overpressure mechanisms besides undercompaction, Houston, Texas.

John Mitchell, 2001, Perforando sin problemas (traducción autorizada), Houston, Texas.

Recibido
Aprobado

13 de abril de 2021
21 de junio de 2021.



Minería de datos para el análisis de la continuidad de las propiedades del reservorio en las escamas Veloz 1, 2 y 3 del yacimiento Yumurí-Seboruco, Cuba

Ariel García Martínez¹, Odalys Reyes-Paredes² y Milton García Borroto³

¹ Ingeniero geofísico. Centro de Investigación del Petróleo, DIGICUPET. Calle 23 No. 105 e/O y P, Plaza. C.P. 10400. La Habana Cuba. Correo electrónico: agarciam@digicupet.cu.

² Ingeniera geofísica. Máster en Geofísica Aplicada, Mención Petróleo y Gas. Centro de Investigación del Petróleo, DIGICUPET. Calle 23 No. 105 entre O y P, Plaza. C.P. 10400. La Habana Cuba. Correo electrónico oreyes@digicupet.cu.

³ Licenciado en Ciencias de la Computación. Doctor en Ciencias de la Computación. Universidad Tecnológica de la Habana «José Antonio Echeverría», CUJAE, ave 114 No. 11901 entre Ciclovía y Rotonda, Marianao, CP: 19390, La Habana, Cuba. Correo electrónico: mgarciab@ceis.cujae.edu.cu

RESUMEN

En el yacimiento Yumurí-Seboruco perteneciente a la Franja Petrolífera Norte Cubana, no se logra identificar zonas perspectivas en las escamas Veloz 1, 2 y 3, por lo que el objetivo de la presente la investigación es evaluar la continuidad de las propiedades del reservorio para lograr la identificación, mediante técnicas de minería de datos. Para ello se realizó la descripción de la imagen sísmica en las zonas conocidas como reservorios enfocada a la identificación de cambios en el comportamiento del campo ondulatorio que justificasen la aplicación de las técnicas de minería de datos, a través del uso de atributos sísmicos. Los datos aportados por los volúmenes de atributos sísmicos fueron muestreados y transformados en puntos para facilitar su procesamiento en la confección de bases de datos de entrenamiento y predicción. Con las bases de datos confeccionadas se pasó a entrenar las técnicas de minería de datos seleccionadas (redes neuronales, árbol de decisión J48 y *RandomForest*) y a la construcción de modelos para cada una de las características del reservorio estudiadas (saturación de agua, fracturación y

calidad del reservorio). Se compararon los resultados alcanzados por cada algoritmo en el entrenamiento y se relacionaron con la información disponible en los pozos y escoger el algoritmo que predice los modelos que más se ajustan a la geología. Con los modelos seleccionados, se pasó a caracterizar la continuidad en el comportamiento de cada una de las características en la zona correspondiente al reservorio, se identificaron rasgos tectónicos que delimitan el comportamiento de dichas características y se identificaron zonas perspectivas con la presencia de hidrocarburos en el sector.

Palabras clave: árboles de decisión, atributos sísmicos, minería de datos, redes neuronales, sísmica.

ABSTRACT

In the Yumurí-Seboruco deposit belonging to the Northern Cuban Oil Belt, it is not possible to identify prospective zones in the Veloz 1, 2 and 3 scales, so the objective of this research is to evaluate the continuity of the reservoir properties to achieve identification, through data mining techniques. For this, the descrip-

tion of the seismic image was made in the areas known as reservoirs focused on the identification of changes in the wave field behavior that justify the application of data mining techniques, through the use of seismic attributes. The data provided by the volumes of seismic attributes were sampled and transformed into points to facilitate their processing for the preparation of training and prediction databases. With the ready-made databases, the selected data mining techniques (neural networks, decision tree J48 and RandomForest) were trained, and the construction of models for each of the reservoir characteristics studied (water saturation, fracturing and reservoir quality). The results achieved by each algorithm in the training were compared and related to the information available in the wells to choose the algorithm that predicts the models that best fit the geology. With the selected models, we continued to characterize the continuity in the behavior of each of the characteristics in the area corresponding to the reservoir, tectonic features that were delimiting the behavior of these characteristics were identified and prospective areas for the presence of hydrocarbons in the sector.

Keywords: decision trees, seismic attributes, data mining, neural networks, seismic.

RESUMO

No campo Yumurí-Seboruco pertencente ao Cinturão Cubano do Norte, não é possível identificar zonas prospectivas nas escalas Veloz 1, 2 e 3, portanto o objetivo desta pesquisa é avaliar a continuidade das propriedades do reservatório para obter a identificação, por meio de técnicas de mineração de dados. Foi feita a descrição da imagem sísmica nas áreas conhecidas como reservatórios, focadas na identificação de mudanças no comportamento do campo de ondas que justificam a aplicação de técnicas de mineração de dados, através do uso de atributos sísmicos. Os dados fornecidos pelos volumes de atributos sísmicos foram amostrados e transformados em pontos para facilitar seu processamento para a preparação de bancos de dados de treinamento e previsão. Com os bancos de

dados prontos, foram treinadas as técnicas de mineração de dados selecionadas (redes neurais, árvore de decisão J48 e RandomForest) e a construção de modelos para cada uma das características do reservatório estudadas (saturação da água, faturamento e qualidade do reservatório). Os resultados alcançados por cada algoritmo no treinamento foram comparados e relacionados às informações disponíveis nos poços para escolher o algoritmo que prediz os modelos que melhor se ajustam à geologia. Com os modelos selecionados, continuamos a caracterizar a continuidade no comportamento de cada uma das características na área correspondente ao reservatório, foram identificadas características tectônicas que delimitavam o comportamento dessas características e áreas prospectivas para a presença de hidrocarbonetos na região ou setor.

Palavras-chave: árvores de decisão, atributos sísmicos, mineração de dados, redes neurais, sísmicas.

INTRODUCCIÓN

Las modernas técnicas de minería de datos permiten a los especialistas extraer información de grandes volúmenes de datos y determinar características que serían imposibles detectar en estudios convencionales. El uso de este tipo de técnicas dentro de los estudios geofísicos ha cobrado relevancia a partir de todos los avances que se han dado dentro de la informática. En el caso de los estudios sísmicos petroleros son muy utilizadas para apoyar la interpretación en zonas de geología compleja, mediante la búsqueda de relaciones entre distintas variables y la localización de áreas con características similares. Este es el caso del yacimiento Yumurí-Seboruco perteneciente a la Franja Petrolífera Norte Cubana (FPNC), donde existe un ambiente geológico compresivo de cinturones plegados y cabalgados que traen como consecuencia un alto grado de inclinación de las fronteras, al limitar el papel de la sísmica en la caracterización de las estructuras existentes y la localización de nuevos prospectos. Los reservorios más importantes del país, localizados en la FPNC, donde se origina la mayor parte de la producción de crudo en Cuba se encuentran en rocas carbonatadas. El yaci-

pedades del reservorio, la detección de nuevas áreas perspectivas, la perforación de nuevos pozos y la caracterización de cada una de las escamas que componen el reservorio carbonatado fracturado.

MATERIALES Y MÉTODOS.

Para el desarrollo de este trabajo, se utilizó un volumen sísmico 3D migrado en profundidad, a partir del cual se construyeron los volúmenes de atributos sísmicos. Se utilizaron cinco pozos para la construcción de la base de datos de entrenamiento y 18 pozos para la validación de los modelos predichos, además se trabajó con los registros geofísicos de pozos disponibles.

Los métodos empleados para lograr los resultados de esta investigación fueron geofísicos (métodos sísmicos y de pozo) y estadísticos matemáticos, valiéndose de técnicas como: atributos sísmicos y la minería de datos.

Selección de atributos

Para realizar el entrenamiento se tomaron los pozos Seboruco (SEB) A, SEB-B, SEB-C, SEB-D y SEB-D2, debido a que fueron interpretados como parte de los estudios realizados en el área pertenecientes al Proyecto 9030 del CEINPET «Evaluación integral de prospectos para la exploración petrolera en el sector Yumurí-Seboruco» (Tabla 1). En este proyecto se determina para cada uno de los 5 pozos el comportamiento que posee la fracturación, la saturación de agua (sw) y la calidad del reservorio, dentro de las escamas V1, V2 y V3.

Debido a la facilidad que implica tener ese grupo de pozos ya interpretados, se tomaron esas tres características como las que debían ser tenidas en cuenta por los modelos para realizar su entrenamiento.

El siguiente paso en el análisis de la información existente, fue el muestreo de los atributos para

| Pozo | Manto | Φ [%] | Sa [%] | Ksist [mD] | λ [adim] | r_{es} [μ m] | k/ Φ [mD] | Calidad | Observaciones |
|--------|---------|------------|--------|------------|------------------|---------------------|----------------|---------|------------------------------------|
| Seb-A | V1 | 14 | 22 | 2734 | 4 | 0.34 | 20169 | B | Fracturado |
| | V. Gray | 16 | 35 | 4075 | 4 | 0.33 | 26734 | B | Muy Fracturado |
| Seb-L | V. Seb. | 18 | 32 | 4568 | 4 | 0.60 | 27594 | B | Muy Fracturado |
| | V. Blue | 12 | 43 | 2747 | 4 | 0.19 | 25645 | I | Fracturado, Sw media |
| Seb-N | V. Blue | 13 | 79 | 1092 | 5 | 0.09 | 7460 | P | Poco fracturado, Sw alta |
| | V1 | 14 | 31 | 2036 | 3 | 0.44 | 13835 | B | Fracturado |
| Seb-B | V. Blue | 11 | 50 | 4164 | 4 | 0.15 | 35881 | P | Muy fracturado, Sw alta |
| | V1 | 12 | 24 | 4110 | 3 | 0.48 | 29632 | B | Muy Fracturado |
| | V2 | 15 | 16 | 4999 | 2 | 1.03 | 38352 | B | Muy Fracturado y matriz conductiva |
| Seb-C | V1 | 14 | 45 | 853 | 3 | 0.49 | 6156 | I | Poco fracturado, Sw media |
| | V2 | 13 | 24 | 1025 | 3 | 0.28 | 7680 | I | Poco fracturado |
| | V3 | 17 | 16 | 1626 | 4 | 0.45 | 11622 | B | Fracturado |
| Seb-D | V. Blue | 13 | 48 | 1842 | 3 | 0.46 | 31801 | I | Fracturado, Sw media |
| | V1 | 14 | 33 | 2389 | 3 | 0.39 | 27201 | B | Fracturado |
| Seb-D2 | V. Blue | 12 | 56 | 6419 | 4 | 0.24 | 59037 | P | Muy fracturado, Sw alta |
| | V1 | 12 | 52 | 5117 | 3 | 0.26 | 37901 | P | Muy fracturado, Sw alta |
| | V2 | 13 | 43 | 7262 | 3 | 0.38 | 61051 | B | Muy fracturado |

B (Buena), I (Intermedia), P (Pobre)

Tabla 1. Caracterización de los pozos seleccionados para el entrenamiento, tomada de (Delgado Ramos *et al.*, 2019).

asociarlos a cada uno de los pozos de entrenamiento. Este muestreo se realizó en el programa de interpretación Petrel al transformar toda la información de los atributos correspondiente a cada una de las escamas, en puntos con coordenadas X, Y y Z, con un paso de muestreo de 10 m. De todos los puntos resultantes solo se tuvieron en cuenta para el análisis los que se encontraban en un radio de 50 m alrededor de cada uno de los 5 pozos seleccionados.

Para realizar la selección de los atributos, el entrenamiento y la construcción de los modelos se empleó el programa informático WEKA (*Waikato Environment for Knowledge Analysis*- Ambiente para el Análisis del Conocimiento de la Universidad de Waikato). WEKA es un programa potente de minería de datos, compuesto por una serie de herramientas gráficas de visualización y diferentes algoritmos para el análisis de datos y modelos predictivos (Calleja Gómez, 2010).

Los datos son cargados en WEKA, se selecciona la pestaña *attribute selection* (selección de atributos), al permitir explorar que subconjunto de atributos son los que mejor pueden clasificar la característica estudiada. Como método de búsqueda se usó el Ranker, el cual se encarga de ordenar los atributos según alguna medida de correlación, esta medida se fija en el método de evaluación (Curso, 2010), que para este caso fue seleccionado el InfoGainAttributeEval. La **Tabla 2** muestra el resultado de la selección de atributos para la saturación de agua y la calidad del reservorio en la

escama 3, debido a que para estas dos características la selección de atributos es la misma. Se tomó la escama Veloz 3 como ejemplo porque es el resultado de la combinación de las bases de datos de las escamas Veloz 1 y Veloz 2, se destaca como le otorga el mayor peso a la información aportada por las velocidades y la componente de bajas frecuencias, lo que concuerda con la interpretación hecha de los atributos sísmicos. El dato sísmico y la amplitud original aparecen con el mismo peso, lo que indica que están muy correlacionados, al final de la tabla aparecen los atributos amplitud RMS y suavizado estructural.

En el caso de la fracturación (**Tabla 3**) la información aportada por la velocidad se mantiene como la de mayor importancia, en segundo y tercer lugar aparecen la frecuencia dominante y la atenuación, lo que concuerda con la interpretación de los atributos sísmicos en la que se identificó que la frecuencia dominante estaba al responder a la fracturación y no a la presencia de fluidos. El dato sísmico y la amplitud original mantienen el mismo peso en la clasificación, al indicar una correlación fuerte y se mantienen en último lugar la amplitud RMS y el suavizado estructural. Para complementar la información aportada por la selección de atributos se construyó una matriz de correlación con la información de todos los datos disponibles hasta el momento (**Tabla 4**). La matriz confirma que el dato sísmico (variable 9) presenta una correlación de 1 con la amplitud original (variable 10), la am-

| Media | Atributo |
|--------------|----------------------------------|
| 0.870 | Velocidad |
| 0.296 | Componente de bajas frecuencias |
| 0.062 | Calidad Instantánea |
| 0.058 | Intensidad de reflexión |
| 0.047 | Atenuación |
| 0.040 | Componente de medias frecuencias |
| 0.038 | Dato sísmico |
| 0.038 | Amplitud original |
| 0.029 | Frecuencia dominante |
| 0.020 | Curvatura |
| 0.017 | Impedancia acústica relativa |
| 0.012 | Componentes de altas frecuencias |
| 0.008 | Amplitud RMS |
| 0.001 | Suavizado estructural |

Tabla 2. Selección de atributos para la calidad del reservorio y la saturación de agua en la escama Veloz 3.

| Media | Atributo |
|---------------|-----------------------------------|
| 0.805 | Velocidad |
| 0.215 | Frecuencia dominante |
| 0.209 | Atenuación |
| 0.200 | Dato sísmico |
| 0.200 | Amplitud original |
| 0.189 | Curvatura |
| 0.155 | Componentes de bajas frecuencias |
| 0.135 | Calidad instantánea |
| 0.081 | Intensidad de la reflexión |
| 0.079 | Componentes de medias frecuencias |
| 0.029 | Impedancia acústica relativa |
| 0.028 | Componentes de altas frecuencias |
| 0.0015 | Amplitud RMS |
| 0.0012 | Suavizado estructural |

Tabla 3. Selección de atributos para la fracturación en la escama Veloz 3.

| Variable | Media | Desviación Estándar |
|----------|--------|---------------------|
| 1 | -0.006 | 2.2558 |
| 2 | 0.004 | 0.0319 |
| 3 | 1.274 | 0.5843 |
| 4 | 0.011 | 0.0057 |
| 5 | 0.000 | 1.0398 |
| 6 | 5.003 | 2.6732 |
| 7 | 0.150 | 0.3445 |
| 8 | 0.046 | 0.0225 |
| 9 | 0.002 | 1.4057 |
| 10 | 0.002 | 1.4057 |
| N1 | 3870.1 | 172.5 |
| N2 | 0.949 | 0.5819 |
| N3 | 0.755 | 0.6238 |
| N4 | 0.544 | 0.4552 |

(a)

| V* | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | N1 | N2 | N3 | N4 |
|----|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|----|
| 1 | 1 | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | -0.027 | 1 | | | | | | | | | | | | |
| 3 | 0.007 | -0.098 | 1 | | | | | | | | | | | |
| 4 | 0.002 | 0.013 | -0.287 | 1 | | | | | | | | | | |
| 5 | 0.123 | -0.039 | 0.062 | -0.002 | 1 | | | | | | | | | |
| 6 | 0.015 | -0.890 | 0.945 | -0.291 | 0.061 | 1 | | | | | | | | |
| 7 | -0.005 | -0.019 | -0.176 | 0.068 | 0.036 | -0.155 | 1 | | | | | | | |
| 8 | 0.016 | -0.535 | -0.244 | 0.661 | -0.021 | -0.213 | 0.076 | 1 | | | | | | |
| 9 | 0.146 | -0.036 | 0.051 | -0.001 | 0.934 | -0.052 | 0.001 | 0.004 | 1 | | | | | |
| 10 | 0.146 | -0.036 | 0.051 | -0.001 | 0.934 | 0.052 | 0.001 | 0.004 | 1.000 | 1 | | | | |
| N1 | 0.029 | 0.185 | 0.045 | -0.070 | -0.032 | 0.037 | -0.201 | -0.114 | -0.028 | -0.03 | 1 | | | |
| N2 | 0.244 | 0.010 | 0.548 | -0.240 | 0.001 | 0.515 | -0.154 | -0.240 | -0.004 | -0.004 | 0.144 | 1 | | |
| N3 | 0.556 | -0.219 | 0.430 | -0.102 | 0.009 | 0.455 | -0.094 | -0.030 | 0.008 | 0.008 | 0.009 | 0.365 | 1 | |
| N4 | 0.689 | -0.170 | 0.310 | 0.023 | 0.015 | 0.305 | -0.068 | 0.132 | 0.018 | 0.018 | -0.015 | 0.113 | 0.716 | 1 |

(b)

Tabla 4. Valores de los dos primeros momentos de las variables (a) y la matriz de correlación de los datos seleccionados para el entrenamiento.

plitud RMS (variable 5) presenta una correlación alta con las variables 9 y 10, el suavizado estructural (variable 3) presenta una correlación alta con la calidad instantánea (variable 6). Para corregir esta situación se determinó eliminar estas tres variables (amplitud original, amplitud RMS y suavizado estructural).

Con la eliminación de las variables que menos información aportaban, se confeccionó una base de datos para cada escama, en el caso específico de la escama Veloz 3 debido a la falta de información se decidió que su base de datos fuera una combinación de los datos de las escamas Veloz 2 y Veloz 1, al quedar conformadas de esta forma las bases de datos de entrenamiento por un total de 11 atributos (frecuencia dominante, atenuación, curvatura, calidad instantánea, intensidad de la reflexión, impedancia acústica relativa, el

dato sísmico migrado en profundidad, las velocidades y las componentes de altas, bajas y medias frecuencias, la base de datos de V1 posee un total de 43 544 puntos por atributos, la base de datos de V2 12 325 puntos y la base de datos de V3 por 55 869 puntos.

Entrenamiento de los datos y construcción de los modelos de predicción.

La selección de estos algoritmos se fundamenta en la información aportada por la búsqueda bibliográfica en la que se recomienda el uso de técnicas de clasificación supervisada.

Algoritmo J48 y Redes Neuronales.

El algoritmo J48 forma parte del conjunto de algoritmos basados en los árboles de decisión. La peculiaridad

dad de este algoritmo se fundamenta a que incorpora una poda del árbol de clasificación una vez que este ha sido inducido, el eliminar de esta forma las ramas del árbol con menor capacidad predictiva (García Jiménez *et al.*, 2007).

Para realizar el entrenamiento de este modelo, se cargó la base de datos con extensión csv en el programa WEKA y con la herramienta (*classify*) se selecciona el clasificador J48. Como se planteó, el parámetro más importante a configurar encargado de controlar la poda del árbol, denominado factor de confianza se mantuvo en 0.25 (predeterminado). El entrenamiento para cada uno de los parámetros con una validación cruzada de 10 grupos aportó los siguientes resultados:

La **Tabla 5** muestra los resultados del entrenamiento del algoritmo J48 para las escamas V1, V2 y V3. Se destaca en este caso, que las instancias clasificadas de forma correcta superaron el 90 % de efectividad en todos los casos y el error medio cuadrático se mantuvo bajo en todos los ejemplos. La propiedad mejor clasificada que atiende a estos aspectos es la saturación de agua (SW) y la escama Veloz 2 la que mejor calidad presentó. La calidad del reservorio se representa por las siglas (CR) y la fracturación (FR).

Las redes neuronales constituyen una de las formas de emular el funcionamiento y las características del cerebro humano para asociar hechos y memorizarlos (Catalina, 1994), de modo específico en esta investigación se usó una red de tipo perceptrón multicapa, que aprovecha la naturaleza paralela de las redes neuronales para reducir el tiempo requerido por un procesador secuencial para determinar la salida ade-

cuada a partir de una entrada. Como función de activación se usó la tangente hiperbólica (predeterminada por el programa WEKA) y para realizar el entrenamiento se empleó el algoritmo de retropropagación, que se encarga de propagar el error hacia atrás durante el entrenamiento, es decir, de la capa de salida hacia la capa de entrada, al pasar por las capas ocultas (Castro, 2006).

El perceptrón multicapa que propone el programa WEKA trae ya implementadas una serie de capas ocultas (a, m, n, i) y se activan de modo individual o se combinan, en dependencia de la eficiencia que se desee lograr. Para este caso se logró el mejor resultado al utilizar la capa i y crear de esta forma una red neuronal formada por 11 neuronas en la capa de entrada que se corresponden con cada uno de los atributos de la base de datos de entrenamiento, 11 neuronas en la capa oculta y tres neuronas en la capa de salida que se corresponden con las clases de la característica que se está clasifica (**Figura 2**).

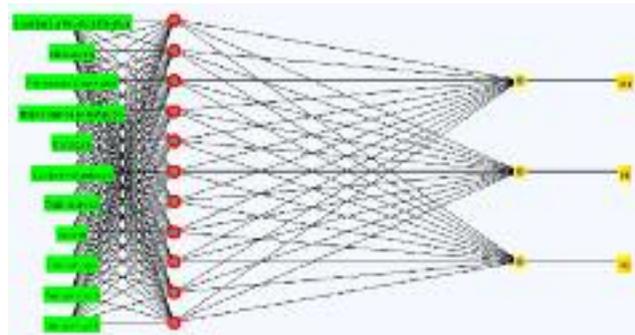


Figura 2. Estructura de la red neuronal usada.

Los resultados alcanzados en el entrenamiento de la red neuronal en cada una de las escamas están resumidos en la **Tabla 6**. El porcentaje de instancias clasificadas de forma correcta para la red neuronal fue el peor de los tres clasificadores usados, aunque se tiene en cuenta la complejidad geológica de la zona donde se está trabajando, este resultado se mantiene considerado como aceptable.

El entrenamiento para cada uno de los parámetros se realizó con una validación cruzada de 10 grupos, aportó los siguientes resultados:

| Escama | Atributo | Clasificaciones | | Error Medio Cuadrático |
|---------|----------|-----------------|-----------------|------------------------|
| | | Correctas [%] | Incorrectas [%] | |
| Veloz 1 | SW | 93.28 | 6.72 | 0.052 |
| | FR | 93.15 | 6.85 | 0.053 |
| | CR | 93.27 | 6.73 | 0.052 |
| Veloz 2 | SW | 98.36 | 1.64 | 0.101 |
| | FR | 96.31 | 3.69 | 0.151 |
| | CR | 96.36 | 3.64 | 0.150 |
| Veloz 3 | SW | 93.91 | 6.09 | 0.193 |
| | FR | 92.53 | 7.47 | 0.213 |
| | CR | 93.35 | 6.65 | 0.202 |

Tabla 5. Calidad de la clasificación del árbol de decisión J48.

| Escama | Atributo | Clasificaciones | | Error Medio Cuadrático |
|---------|----------|-----------------|-----------------|------------------------|
| | | Correctas [%] | Incorrectas [%] | |
| Veloz 1 | SW | 88.31 | 11.69 | 0.245 |
| | FR | 87.28 | 12.72 | 0.255 |
| | CR | 88.30 | 11.70 | 0.248 |
| Veloz 2 | SW | 91.39 | 8.61 | 0.206 |
| | FR | 93.78 | 6.22 | 0.178 |
| | CR | 87.89 | 12.11 | 0.245 |
| Veloz 3 | SW | 84.15 | 15.85 | 0.286 |
| | FR | 78.09 | 21.91 | 0.354 |
| | CR | 84.10 | 15.90 | 0.282 |

Tabla 6. Calidad de la clasificación para el algoritmo *RandomForest*.

Algoritmo *RandomForest*.

RandomForest, también conocido como bosques aleatorios, está formado por combinaciones de árboles predictores de forma tal que cada árbol depende de valores de un vector aleatorio probado de forma independiente y con la misma distribución para cada uno de estos (García Jiménez *et al.*, 2007). El entrenamiento para cada uno de los parámetros con una validación cruzada de 10 grupos aportó los siguientes resultados, mostrados en la **Tabla 6**:

El porcentaje de clasificaciones correctas hechas por este algoritmo es superior al de los dos anteriores, debido a que alcanza un 96.97 % como promedio para las tres escamas. La escama que mejor fue clasificada por el modelo fue Veloz 2, al lograr un 98.01 % de clasificaciones correctas como promedio. Las clasificaciones incorrectas no pasan del 5 % en ninguno de los casos y el error medio cuadrático se mantiene con valores más pequeños que con los algoritmos anteriores.

Como este algoritmo mostró resultados superiores a los anteriores fue analizado con más detalle que los anteriores. La **Tabla 7** muestra para la escama Veloz 1 como el TP Rate (*True Positive Rate*) toma valores muy altos para casi todas las clases, al destacar la saturación de agua, en donde la clase saturación alta se logra identificar el 100 % de los elementos que pertenecen de modo real a esa clase. Los falsos positivos (FP) no sobrepasan el 3 % en ninguno de los casos, al demostrar la superioridad del *RandomForest* respecto a los dos algoritmos usados anteriormente. La precisión se mantiene muy alta para todas las clases, al ob-

| Escama | Atributo | Clasificaciones | | Error Medio Cuadrático |
|---------|----------|-----------------|-----------------|------------------------|
| | | Correctas [%] | Incorrectas [%] | |
| Veloz 1 | SW | 96.47 | 3.53 | 0.144 |
| | FR | 96.28 | 3.72 | 0.146 |
| | CR | 96.53 | 3.47 | 0.144 |
| Veloz 2 | SW | 97.46 | 2.54 | 0.060 |
| | FR | 98.23 | 1.77 | 0.111 |
| | CR | 98.36 | 1.64 | 0.111 |
| Veloz 3 | SW | 96.54 | 3.46 | 0.141 |
| | FR | 96.40 | 3.60 | 0.151 |
| | CR | 96.50 | 3.50 | 0.147 |

Tabla 7. Control de la calidad en la clasificación del algoritmo *RandomForest* para la escama Veloz 1.

tener un 98.34 % como promedio. Las tablas correspondientes a las dos escamas restantes se encuentran en los anexos 11 y 12.

Mediante la interpretación de las matrices de confusión representadas en la **Figura 3**, se observa como el modelo comete pocos errores en el proceso de diferenciación de las clases correspondientes a cada una de las categorías. Para la calidad del reservorio las principales equivocaciones son entre las clases buena y pobre, pero si se tiene en cuenta la cantidad que, si son bien clasificadas, estas equivocaciones no afectan la calidad del modelo. Para la fracturación y la saturación de agua el modelo posee un comportamiento similar a la calidad del reservorio en cuanto a que no comete muchas equivocaciones.

Debido a que los resultados alcanzados por el algoritmo *RandomForest* fueron superiores a los dos métodos anteriores, se determinó que sería utilizado para realizar la predicción de las características estudiadas.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Predicción y validación de los modelos.

Para realizar la predicción se remuestrearon los datos con un paso de 5 metros, al garantizar de esta forma que la base de datos tuviese un tamaño de paso menor al de la usada para el entrenamiento y se cambió la extensión de la base de datos, de extensión csv a arf, debido a que la segunda es la extensión original del programa WEKA.

Para realizar la validación geológica de los datos se contaba con los pozos ya interpretados, de los

| | Calidad del reservorio | | | | Fracturación | | | | Saturación de agua | | | |
|---------|------------------------|-------|------|----|--------------|-------|-------|----|--------------------|-------|------|----|
| | BN | IN | PB | | FR | MF | PF | | BA | MD | AL | |
| Veloz 1 | 23214 | 23 | 159 | BN | 20765 | 194 | 4 | FR | 23200 | 26 | 170 | BA |
| | 85 | 12909 | 0 | IN | 1212 | 8113 | 129 | MF | 88 | 12905 | 1 | MD |
| | 1140 | 98 | 5783 | PB | 30 | 44 | 12920 | PF | 1145 | 100 | 5776 | AL |
| Veloz 2 | 6821 | 167 | 5 | BN | 118 | 25 | 4 | FR | 9566 | 29 | 0 | BA |
| | 139 | 5129 | 0 | IN | 1 | 13691 | 175 | MF | 30 | 2634 | 2 | MD |
| | 3 | 5 | 7013 | PB | 1 | 136 | 5131 | PF | 0 | 1 | 7020 | AL |
| Veloz 3 | 30040 | 175 | 174 | BN | 20855 | 242 | 13 | FR | 32710 | 78 | 203 | BA |
| | 276 | 17986 | 0 | IN | 1226 | 14780 | 294 | MF | 228 | 15427 | 5 | MD |
| | 1220 | 105 | 5696 | PB | 42 | 188 | 18032 | PF | 1289 | 122 | 5610 | AL |

Figura 3. Matrices de confusión para el control de la clasificación del algoritmo. *RandomForest*.

cuales se obtuvo la saturación de agua y el volumen de arcilla. En el caso de la fracturación fueron utilizados los análisis de densidad de fracturas hechos a partir de los registros de imágenes de microresistividad de formación (FMI).

La Figura 4 muestra la validación geológica para el modelo predicho por el algoritmo *RandomForest*. Este clasificador solo cometió un error en la estimación de la saturación de agua en el pozo (SEB-F) para las escamas Veloz 2 y Veloz 3, al obtener un 94.2 % de efectividad. Este resultado mejora el obtenido por los

clasificadores anteriores y unido al alcanzado por este clasificador en el entrenamiento y la validación matemática, hace que el modelo propuesto por el algoritmo *RandomForest* sea el idóneo para realizar la identificación de nuevas áreas perspectivas para la presencia de hidrocarburos en las escamas de la zona en estudio.

Análisis de los modelos.

Desde el punto de vista de la fracturación el modelo predicho se caracteriza por un dominio de los puntos pertenecientes a la categoría de muy fracturado. Los

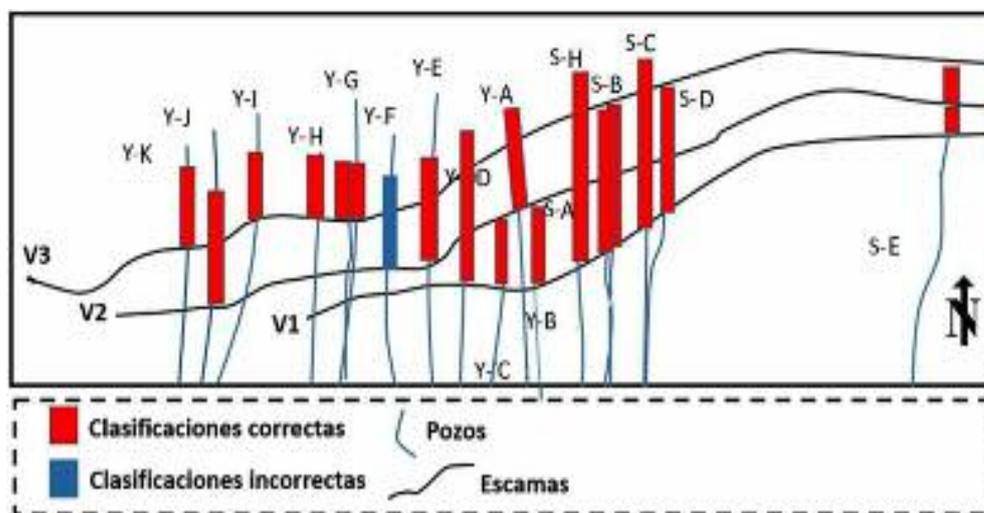


Figura 4. Validación geológica para el modelo predicho por el algoritmo *RandomForest*.

valores pertenecientes a la clase Fracturado se encuentran distribuidos en el área correspondiente al tope de las estructuras, en la parte central del modelo estos valores van desde el tope hasta la parte inferior del modelo. Los puntos asociados a la categoría Poco Fracturado son los que están representados en menor cantidad (esto era lo esperado debido a que el trabajo se realiza en el área correspondiente a un reservorio fracturado), estos valores aparecen concentrados en la

parte central del modelo. Como se observa en la **Figura 5** el modelo muestra un comportamiento en el Este, que se ve interrumpido por una franja de valores muy fracturados a partir de la cual comienza un comportamiento distinto que concentra estos valores en el tope de la estructura. Esta franja de valores fracturados parece indicar la presencia de un elemento tectónico (posible falla) que divide al modelo en dos sectores. Esta diferenciación de sectores es menos evidente para Veloz 3.

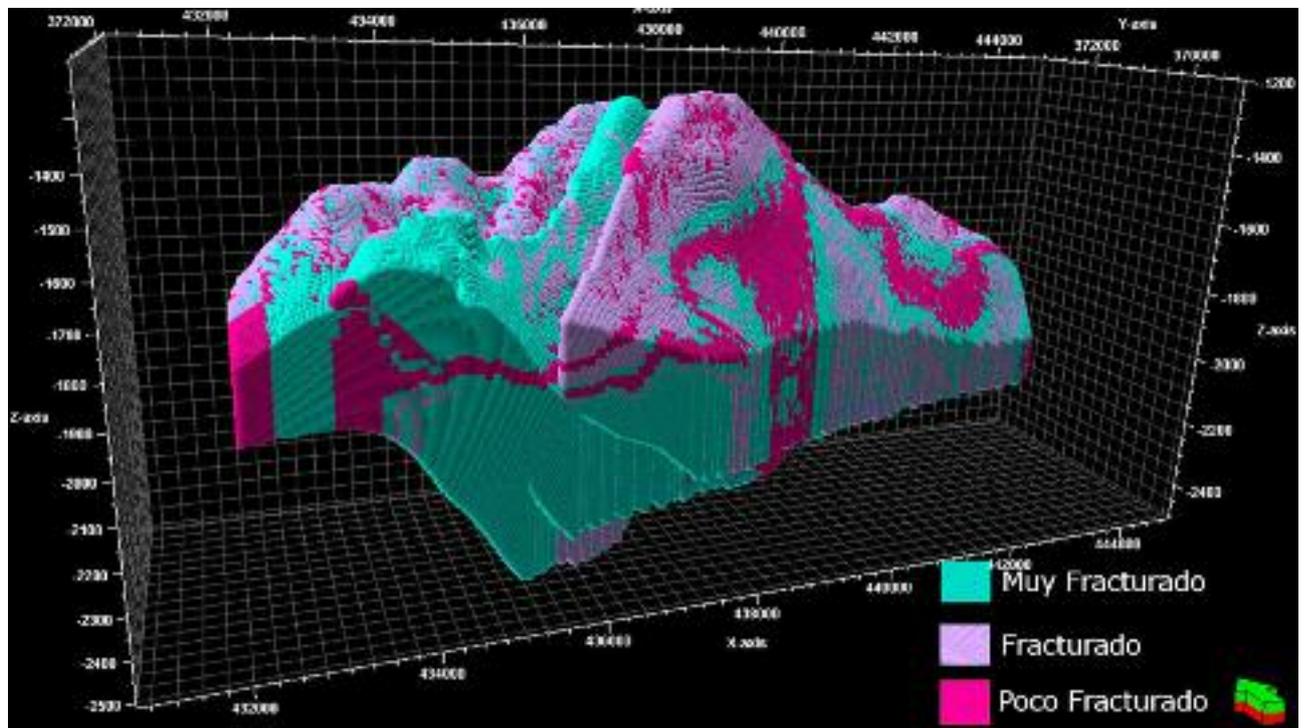


Figura 5. Modelo de fracturación estimado por el algoritmo *RandomForest*.

En el caso de la saturación de agua en la **Figura 6** se observa cómo la categoría predominante está asociada a la clase Baja. Para este modelo aparece de forma continuada una franja en la parte central (en este caso saturada de agua), que divide a la escama en dos zonas con un comportamiento distinto. En la parte Este se aprecia como la clase correspondiente a la saturación de agua baja se distribuye desde el tope de la estructura hasta la parte inferior del modelo, los valores de saturación media son mínimos y la saturación alta se ubica en un conjunto de pequeñas zonas en la parte inferior. Al oeste del contacto el modelo presenta un comportamiento distinto, debido a que las zonas con saturación

baja parecen limitarse al tope de la estructura, aumentan los valores de saturación media y se concentran en la parte central, cerca de la posible falla. Los valores de saturación de agua alta ocupan el menor número de puntos y aparecen en la parte inferior del modelo, situada en la zona inferior más al oeste aparece una franja grande de saturación de agua alta, pero como se encuentra debajo de la línea que delimita la zona que está asociada a la superficie de las escamas interpretadas por los especialistas, no se asegura con certeza su ubicación. Al igual que en el modelo anterior el comportamiento de la saturación de agua a ambos lados de la falla es distinto, esta diferencia se hace menos evidente para Veloz 3.

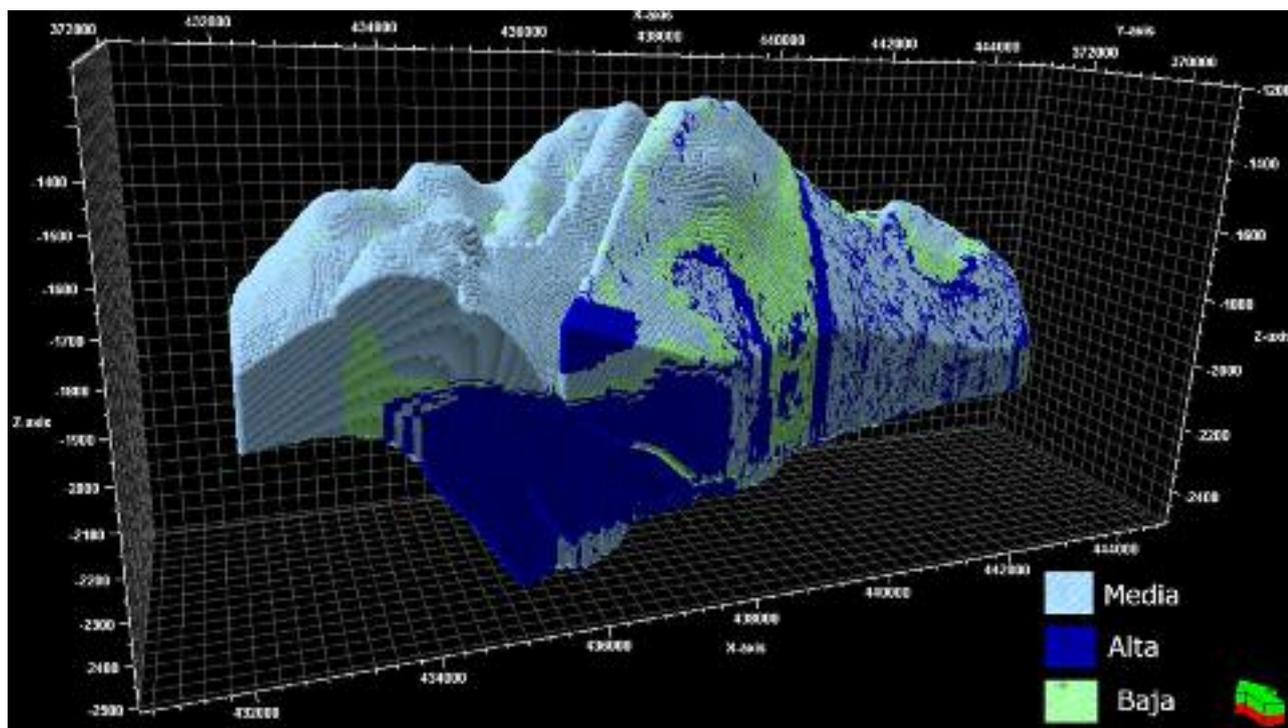


Figura 6. Modelo de saturación de agua estimado por el algoritmo *RandomForest*.

Si se analiza el modelo de calidad del reservorio mostrado en la **Figura 7** se observa cómo aparece una franja de calidad pobre en la parte central que lo divide en dos sectores, al coincidir con la información aportada por los modelos anteriores. En el sector este, las zonas con una buena calidad del reservorio comprenden casi toda la superficie de la escama al aparecer desde el tope hasta la parte inferior. En el sector situado al oeste del contacto las zonas con una buena calidad del reservorio se limitan al tope de la estructura, lo que coincide con la información aportada en los casos anteriores, los valores pertenecientes a la clase intermedia ocupan una franja grande ubicada al lado de la posible falla. Las zonas asociadas a la calidad del reservorio pobre son mínimas y aparecen casi todas situadas en la parte inferior, también en este caso aparece en la parte más al oeste una franja grande de calidad del reservorio pobre, pero al igual que en el modelo anterior como se encuentra debajo de la línea que delimita la zona que está asociada a la superficie de las escamas interpretadas por los especialistas, no asegurará con certeza su ubicación.

Para corroborar la existencia de la posible falla fue necesario recurrir al dato sísmico migrado en profundidad y a la presencia de antiguas interpretaciones, al comprobar la existencia de una zona de fallas que coincide con el contacto predicho por el modelo. También se comprobó que el rumbo de la falla predicha es NE-SW, al coincidir con el rumbo de las fallas ya interpretadas en el área.

CONCLUSIONES.

Los modelos predichos para la calidad del reservorio, la fracturación y la saturación de agua facilitaron la identificación de un comportamiento distinto en los dos sectores del modelo para las escamas Veloz 2 y Veloz 1, en el caso de la escama Veloz 3 no se identificó ninguna diferencia.

Con los análisis de la calidad alcanzada por los modelos en el entrenamiento, la seguridad mostrada en el proceso de predicción, la efectividad en la validación matemática y la coincidencia lograda con los datos geólogo-geofísicos, se determinó que los modelos más idóneos para realizar la identificación de las

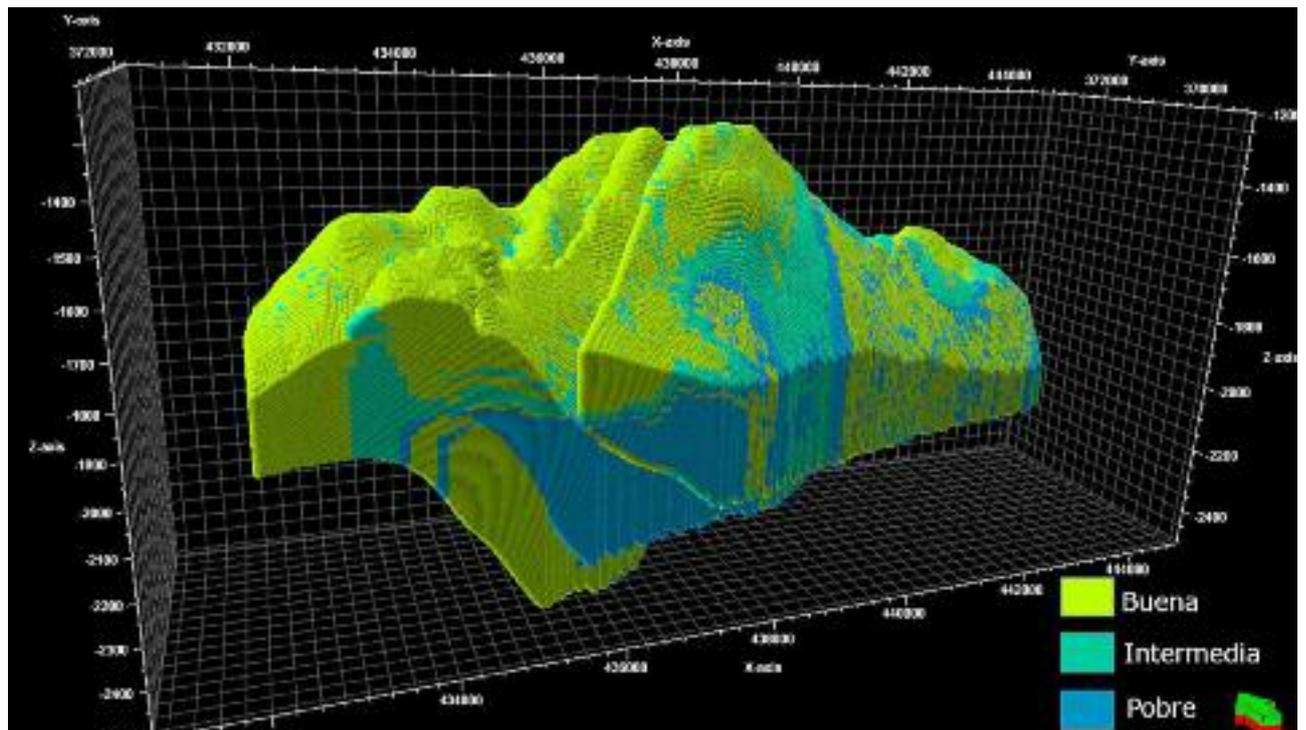


Figura 7. Modelo de Calidad del reservorio estimado por el algoritmo *RandomForest*.

áreas perspectivas son los predichos por el algoritmo *RandomForest*.

Se logró analizar la continuidad de la fracturación, la saturación de agua y la calidad del reservorio en las escamas Veloz 1, 2 y 3, lo que facilita la identificación de nuevas zonas perspectivas.

Fue identificada una falla que divide al modelo en dos sectores, con un comportamiento distinto en las escamas Veloz 2 y Veloz 1, al lograr ser validada mediante la información sísmica. La identificación de la falla es consecuente para las tres técnicas de minería de datos aplicadas.

AGRADECIMIENTOS

A todos los trabajadores de la Unidad Científico-Técnica de Base (UCTB) de Geofísica del Centro de Investigación del Petróleo de Cuba Petróleo (CUPET) y a los profesores del Departamento de Geociencias de la Universidad Tecnológica de la Habana «José Antonio Echeverría», CUJAE.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Calleja Gómez, A. J.**, 2010, Minería de datos con WEKA para la predicción del precio de automóviles de segunda mano. Tesis en opción al grado de Ingeniero Informático (inédita), Universidad Politécnica de Valencia, Valencia, España.
- Corso, C.L.**, 2010, Aplicación de algoritmos de clasificación supervisada usando WEKA. Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional Córdoba. 11.
- Castro, J.F.**, 2006, Fundamentos para la implementación de la red perceptron multicapa mediante software. Tesis en opción al grado de Ingeniero Informático (inédita), Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala.
- Catalina, G.A.** Introducción a las redes neuronales artificiales. 1994.
- García Jiménez, M. y A. Álvarez Sierra**, 2007, Análisis de datos en WEKA-Pruebas de selectividad. Universidad Carlos III. 9.
- Delgado Ramos, J.R., A. Pérez Reyes, B.R. Domínguez Garcés, J.L.P. Betancourt, Y. Ta-**

mayo Castellanos, M.C. Sánchez García, E.M. Gonzalez Rodríguez, R. Cruz Toledo, D. Brey Del Rey y R. Ibonet, 2019, Informe sobre la integración de datos geólogo-geofísicos del sector Yumurí-Seboruco y el sector oriental del bloque 7. Centro de Investigación del Petróleo (CEINPET), U.C.T.B. de Geofísica.

Fernández Mederos, J.C., 2016, Búsqueda directa de hidrocarburos en el yacimiento Seboruco. Tesis en opción al grado de Ingeniero Geofísico (inédita), Instituto Superior Politécnico «José Antonio Echeverría», CUJAE, La Habana, Cuba.

Zhao, T., V. Jayaram, A. Roy y K.J. Marfurt, 2015, A comparison of classification techniques for seismic facies recognition. The University of Oklahoma, ConocoPhillips School of Geology and Geophysics.

Recibido: 21 de julio de 2020

Aprobado: 7 de junio de 2021.





A través de su Coordinación Editorial

CONVOCAN

A profesores investigadores, Centros de Investigación, docentes y alumnos universitarios (nacionales y extranjeros), profesionistas y empresas relacionadas con el ámbito cultural y académico a nivel nacional e internacional, para postular sus artículos originales para posible publicación de acuerdo con las bases siguientes:

- 1 Todos los artículos deben ser originales y en idioma español, periodicidad semestral.
- 2 Observar las Normas Editoriales disponibles para su consulta en: <https://www.olmeca.edu.mx/geociencias>
- 3 Los trabajos se reciben en formato Word, serán enviados a: editorial@olmeca.edu.mx
- 4 Los postulantes deben esperar el proceso de arbitraje y la notificación de inclusión.

Mayores informes:
Coordinación Editorial

   uolmeca | olmeca.edu.mx | +52 (993) 187 9700 Ext. 1141

Carretera Villahermosa–Macuspana km 14, Poblado Dos Montes, C.P. 86280, Centro, Tabasco, México.



UNIVERSIDAD OLMECA

Rajz de sabiduría

<http://www.olmeca.edu.mx>